

**CONCESSION  
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION  
PUBLIQUE  
D'ENERGIE ELECTRIQUE  
DE TAPUTAPUATEA**

**CONCLUE ENTRE  
LA COMMUNE DE TAPUTAPUATEA  
ET  
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE  
DU SERVICE PUBLIC**

**Année 2019**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS</b>	<b>3</b>
<b>1 - PRESENTATION</b>	<b>6</b>
1.1 - Le système électrique polynésien	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	8
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	12
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b>	<b>14</b>
➤ <b>Aspects commerciaux</b>	<b>15</b>
2.1 - Mode de détermination des tarifs	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	16
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes	17
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea	20
2.7 - Gestion des impayés	21
2.8 - Dépenses de la Commune	21
2.9 - Services offerts à la clientèle	22
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	25
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b>	<b>26</b>
➤ <b>Bilan technique</b>	<b>27</b>
3.1 - Système électrique de Raiatea	27
3.2 - Effectif de l'exploitation de Raiatea - Taputapuatea	27
3.3 - Réseaux de distribution HTA/BTA	27
3.4 - Autorisation d'exploitation	28
3.5 - Détail des ouvrages de production	28
3.6 - Données de production	28
3.7 - Qualité de service	29
3.8 - Qualité – Sécurité – Environnement	29
3.9 - Travaux significatifs – Faits marquants	30
3.10 - Raccordement solaire	30
3.11 - Unités d'œuvre 2019 de la concession	30
<b>4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b>	<b>32</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	33
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	39
4.3 - Comptes de la concession	44
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	51
<b>5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES</b>	<b>55</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	56
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	57
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	66
5.4 - Dépenses de renouvellement	66
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	67
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	71
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.	72
5.8 - Plan de Renouvellement	77
<b>6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC</b>	<b>78</b>

## **0 - FAITS MARQUANTS**

### **Communs à toutes les concessions d'EDT :**

#### **A) Projet industriel 2018 – 2030 : une ambition au service des Polynésiens**

**15 octobre 2018** : Présentation au Pays du projet industriel d'EDT ENGIE, pourvu d'une enveloppe de financement prévisionnelle de 10 milliards FCFP jusqu'en 2030. Il vise à atteindre l'indépendance énergétique et favoriser le développement économique de la Polynésie française, tout en luttant contre le réchauffement climatique qui menace ses îles, et se décline en 5 axes :

1. *Contribuer au plan de transition énergétique du Pays*
2. *Développer le tissu économique du Fenua*
3. *Proposer des services de proximité*
4. *Accompagner Tahiti vers la « Smart Island »*
5. *Poursuivre la formation et l'embauche des Polynésiens*

Ce projet industriel met l'accent sur le développement des EnR pour une croissance décarbonée, avec des investissements d'EDT ENGIE :

- Sur Tahiti entre 6 et 8 milliards FCFP d'ici à 2030
- Dans les îles, 4,5 milliards FCFP, pour une production de 16,2 GWh EnR supplémentaires

Ce développement est complété par le projet hydro-électrique de la cote 95, de MARAMA NUI dans la vallée de la Papenoo.

**L'année 2019 et le début 2020** se sont illustrés par de nombreux échanges avec la Polynésie visant à obtenir l'autorisation de lancer ces projets, ce qui n'a pu être obtenu à ce jour.

Les avancées se limitent à des aspects techniques permettant de lancer des études approfondies sur un scénario de renouvellement des moyens de production de Tahiti qui s'articulera comme suit :

- Mise en place de nouveaux moyens de production « ENR » :
  - Régulateur de production
  - Projet hydroélectrique de la cote 95
  - Mise en service d'une turbine fonctionnant au propane proche de la ville
- Modernisation et prolongation de l'actuelle centrale thermique de la Punaruu :
  - Renouvellement à l'identique des G1/G3P
  - Rétrofit poussé G2P
  - Modernisation des groupes G4 à G8 P et de leurs auxiliaires
  - Mise en place d'aéro réfrigérants sur G7/8 P

#### **B) Loi de pays sur les provisions :**

La loi de pays relative aux provisions pour renouvellement adoptée par l'Assemblée, a été promulguée le 30 octobre 2018 laissant 6 mois aux concessionnaires pour se mettre en conformité.

Cette loi de Pays très sommaire dans sa rédaction était susceptible de poser des difficultés significatives de mise en œuvre aussi il était espéré que l'exercice 2019 permette à la Polynésie de préciser les modalités d'application de cette loi de sorte à la rendre applicable.

En septembre 2019, le ministère de la modernisation de l'administration nous adressait un document appelé « Méthodes comptables applicables aux charges calculées dans les concessions de distribution d'électricité ».

Le 14 février 2020, la Polynésie introduisait une requête devant le tribunal administratif visant à obtenir la classification en « provision sans objet », des provisions pour renouvellement relatives au réseau de distribution de Tahiti Nord lequel réseau s'était vu attribuer une indemnité de fin de concession dans le cadre de l'avenant 17 du 28 décembre 2015.

### **C) Péréquation inter îles :**

En l'absence d'avancée de Polynésie française sur la mise en place d'un mécanisme de péréquation tarifaire ouvert à tous aucune des concessions arrivant à échéance en 2020 n'est en capacité de mener à son terme une procédure de mise en concurrence.

Par ailleurs, et en l'absence de cette péréquation qui est une condition suspensive, la formule de rémunération du concessionnaire n'est toujours pas applicable.

### **D) Formule tarifaire, prix de vente de l'électricité et rémunération du concessionnaire :**

Profitant de ce que la formule tarifaire n'était pas applicable, la Polynésie a instauré un gel des tarifs de l'électricité depuis 2016 et ce malgré la forte augmentation des cours des produits pétroliers depuis cette date.

Ce n'est qu'en fin d'exercice 2018, alors que le préjudice du concessionnaire se creuse à raison de 200 M CFP supplémentaires chaque mois qu'un accord se dessine,

Cet accord matérialisé par l'avenant numéro 18 du 11 février 2019, acte pour l'avenir d'une hausse des tarifs de l'électricité au 15 février et pour le passé d'une créance d'énergie du concessionnaire.

En raison de la remise en cause par le ministre, dès septembre 2019 des modalités de calcul de l'avenant 18, cette créance qui s'élève à 2.270 MF a dû être provisionnée.

Ce n'est qu'avec la signature de l'avenant 18b reconnaissant définitivement le montant de la créance du concessionnaire au titre de son préjudice et fixant les modalités de son règlement que la provision s'y rapportant a pu être reprise par résultat.

### **Sécurité :**

Nous enregistrons sur l'année 2019 écoulée :

- 0 accidents de travail avec arrêt (hors trajet)
  - o Taux de fréquence = 0
  - o Taux de gravité = 0
- 2 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 3 accidents de trajet, dont 2 avec arrêt (26 jours d'interruption du travail).

## Principaux indicateurs

		TAPUTAPUATEA		
		2019	2018	
<b>CLIENTS</b>	<b>Nombre de contrats clients</b>	<b>1 735</b>	<b>1 705</b>	
	BT	1 729 99,65%	1 699 99,65%	
	MT	6 0,35%	6 0,35%	
	<b>Puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>7 451</b>	<b>7 408</b>
	BT	7 266 97,52%	7 223 97,50%	
	MT	185 2,48%	185 2,50%	
	<b>Puissance maximale appelée</b>	<b>MW</b>	<b>0,93</b>	<b>0,93</b>
	<b>Nombre de kWh vendus total</b>		<b>4 802 516</b>	<b>4 743 638</b>
	BT	4 361 171 90,81%	4 204 579 88,64%	
	MT	441 345 9,19%	539 059 11,36%	
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>170 081 633</b>	<b>157 053 369</b>
	BT : Total	155 012 027 91,14%	140 712 119 89,60%	
	BT : par client	89 654	82 821	
	BT : par kVA de puissance souscrite	21 335	19 482	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	23 539 628 15,19%	21 455 023 15,25%	
	BT : part variable en XPF et % du CA total	131 472 399 84,81%	119 257 096 84,75%	
	MT : Total	15 069 606 8,86%	16 341 250 10,40%	
	MT : par client	2 511 601	2 723 542	
	MT : par kVA de puissance souscrite	81 457	88 331	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	3 674 125 24,38%	3 403 260 20,83%	
MT : part variable en XPF et % du CA total	11 395 481 75,62%	12 937 990 79,17%		
<b>Prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>35,42</b>	<b>33,11</b>	
BT	35,54	33,47		
MT	34,14	30,31		
<b>TECHNIQUES</b>	<b>Rendement réseaux (s/production nette)</b>	<b>0,90</b>	<b>0,89</b>	
	<b>Energie achetée</b>			
	Energie solaire kWh	24 398 0,46%	19 960 0,37%	
	Energie hydroélectrique kWh	4 501 0,08%	9 111 0,17%	
	Energie thermique kWh	5 318 989 99,46%	5 300 795 99,45%	
	Energie totale achetée	5 347 888	5 329 867	
	<b>Temps moyen de coupure</b>			
	global	9h13	18h15	
origine production	0h14	-		
origine transport	-	-		
origine distribution	8h58	18h15		
<b>FINANCIERS</b>	<b>Patrimoine</b>			
	<b>Longueur du réseaux hors branchement</b>	<b>Km</b>	<b>148</b>	<b>132</b>
	<b>Valeur d'origine</b>	<b>k XPF</b>	<b>1 347 048</b>	<b>1 331 333</b>
	<b>Valeur nette économique</b>	<b>k XPF</b>	<b>238 019</b>	<b>253 999</b>
	<b>Travaux réalisés</b>			
	<b>Dépenses de renouvellement</b>	<b>k XPF</b>	<b>38 366</b>	<b>1 962</b>
	<b>Dépenses d'améliorant</b>	<b>k XPF</b>	<b>6 555</b>	<b>5 416</b>
	<b>Indemnité de fin de concession</b>	<b>k XPF</b>	<b>60 588</b>	<b>59 057</b>
	<b>Coût du service pour les usagers (RA)</b>	<b>k XPF</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A	N/A
	Coût des énergies et du transport	k XPF	110 238	108 174
	<b>Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)</b>	<b>k XPF</b>	<b>12 917</b>	<b>3 152</b>
<b>Ecart RA - CA de l'année (+) =&gt; à récupérer dans les tarifs N+1</b>	<b>k XPF</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>	

# **1 - PRESENTATION**

## **1.1 - Le système électrique polynésien**

- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

## **1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession**

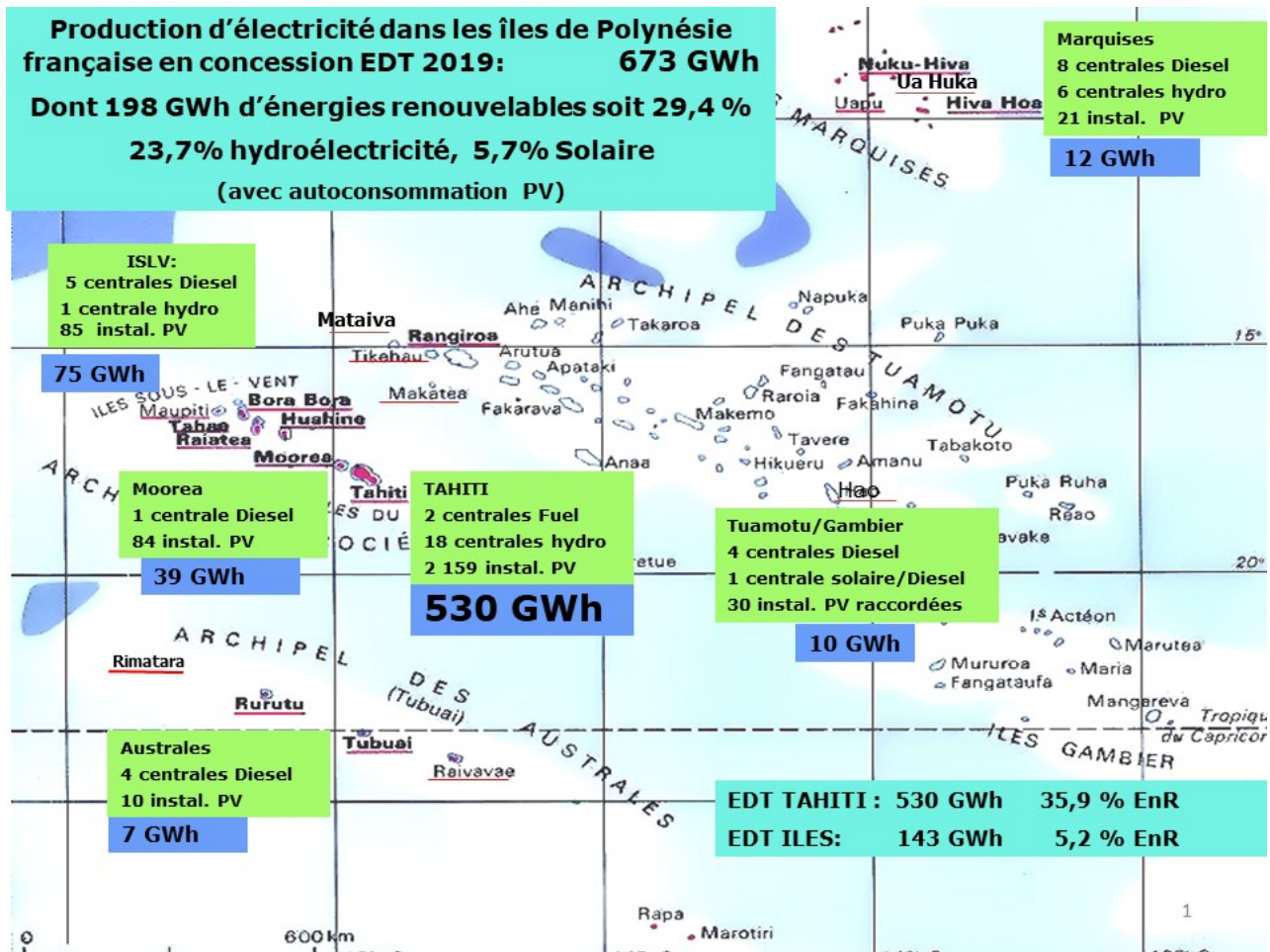
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

## **1.3 - Le cadre juridique et contractuel**

- La convention de concession
- Les autres contrats  
Cf. paragraphe :  
6- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE  
PUBLIC

## 1.1- Le système électrique polynésien

### 1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



\* Production net d'électricité (en GWh)

Ce système, est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 îles (sur un total de 118) pour une superficie proche de celle de l'Europe.

Les systèmes sont donc pour la plupart de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une île voisine.

Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régions communales soit de petites installations privées.

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions).

La production hydroélectrique, quant à elle, fait généralement l'objet de concessions ou d'autorisations de forces hydrauliques distinctes des concessions de distribution.

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

- Le développement d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux

En matière de transport (Tahiti) :

Le bouclage du réseau de transport par le Nord en 90 kV lancé par la TEP en vue :

- De fiabiliser l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- D'augmenter la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et de permettre le développement de nouveaux projets hydro-électriques

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées

En matière d'économie, de solidarité et d'indépendance :

- La mise en place par la Polynésie française d'un système de péréquation au bénéfice de toutes les exploitations indépendamment de leur mode de gestion (régie, délégation de service public).

## 1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

En dehors de Tahiti, les systèmes électriques ne comportent pas de réseau de transport.

Sauf exception, les concessions de service public confiées à EDT dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production est essentiellement assurée par des centrales à gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

L'île de Makatea dispose quant à elle d'une centrale hybride solaire/gasoil.

## **1.2 - Le groupe Engie au service de la concession**

### 1.2.1 Le groupe au niveau mondial

Le groupe ENGIE, leader mondial des énergéticiens privés et de la transition énergétique, puise ses racines les plus anciennes dans la Compagnie universelle du canal maritime de Suez, fondée en 1858.

En 2016, Engie compte 153 090 salariés dans 70 pays, pour un chiffre d'affaires de 66,6 milliards d'euros.

Sa stratégie est fondée sur 3 grands axes, dits des « 3D » :

- une énergie Décarbonée (pétrole et charbon remplacés par les énergies renouvelables et le gaz naturel) ;
- Décentralisée (l'énergie est produite et stockée au plus près de son lieu de consommation) ;
- Digitalisée (capteurs, big data et outils numériques au service de l'efficacité énergétique et de la gestion des réseaux).

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de la longue expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité.

Au plan local, elle autorise la réalisation de synergies importantes de par la mise en commun de moyens et le partage d'expérience au quotidien.

La dimension internationale du groupe **optimise la performance** :

- par la mise en place à l'échelle du groupe d'un fonctionnement en réseau par métier, avec la fourniture d'outils et de méthodes chaque réseau étant animé et supervisé par des spécialistes de haut niveau (ex : dans le domaine des achats avec le bénéfice d'un réseau d'acheteurs spécialisés permettant l'accès à des marchés éloignés et à des tarifs négociés sur des volumes mondiaux) ;



- par la disponibilité des compétences techniques et des savoir-faire existant dans tous les domaines et dans le monde entier ;
- par le partage d'expérience et le benchmark entre sociétés.

Cette appartenance au groupe ENGIE **sécurise et renforce** le fonctionnement local :

- par la mise à disposition temporaire de moyens lorsque les circonstances l'exigent (ex : en cas de catastrophe naturelle) ;
- par la fourniture de garanties pour le financement d'opérations trop importantes pour la structure locale.

Cette appartenance au groupe ENGIE **impose le respect des standards les plus exigeants** en matière de sécurité, de responsabilité sociétale et environnementale, ou encore d'éthique, ou de gestion des risques avec une assistance continue et des contrôles régulièrement effectués par la maison-mère.

Au cours des derniers exercices les concessions ont bénéficié de ce fait :

- de l'expérience de bureaux d'études de renommée mondiale, comme TRACTEBEL ENGINEERING pour l'étude du renouvellement des groupes thermiques de la Punaruu et des solutions gaz ;
- de mission de spécialistes en informatique sur les schémas directeurs, la sécurité des systèmes d'information, en contrôle interne, gestion des risques ;
- des partages d'expériences et assistance sur les réseaux smartgrid, les bornes de paiement ;
- des polices d'assurances groupe, bénéficiant de conditions de couverture et de tarifs négociés au niveau mondial ;
- de l'affectation temporaire de personnels hautement qualifiés ;
- de l'expérience d'ENGIE Singapour filiale spécialisée en trading pour faire baisser le coût des approvisionnements en fioul ;
- du réseau d'acheteurs et des volumes internationaux pour faire baisser le coût en approvisionnement notamment du câble et des transformateurs.

## 1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

En Polynésie, le groupe est organisé en deux pôles : énergie et services.

Le pôle énergie composé des sociétés EDT, MARAMA NUI, ELECTRA et TAHITI SUD ENERGIE est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 18 concessions de Tahiti et des îles ;
- MARAMA NUI assure en concession la production hydroélectrique dans 6 vallées de Tahiti ;
- TAHITI SUD ENERGIE assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti ;
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques.

Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support.

Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIÉSEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque.

Pour le pôle énergie, il réalise en sous-traitance des opérations de maintenance des moteurs dans les îles et sur Tahiti des travaux sur les réseaux.

## 1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Raiatea est de 11 :

- |   |          |
|---|----------|
| - 1 Chef d'exploitation                                   |          |
| - Exploitation et maintenance des réseaux de distribution | 4 agents |
| - Exploitation et maintenance des moyens de production    | 4 agents |
| - Gestion de clientèle                                    | 2 agents |

L'équipe spécialisée dans les réseaux de distribution (4 agents) assure :

- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, ...)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux terminés, cellules HTA oxydées, ...)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux
- le repérage des câbles souterrains pour répondre aux Déclarations d'Intention de Commencement des Travaux (DICT) des différentes entreprises travaillant au voisinage des réseaux,
- l'élagage des arbres et végétations à proximité des réseaux
- les mises hors tension des réseaux (consignation) pour travaux
- les visites de réseaux pour veiller à leur bon état de fonctionnement
- les dépannages réseaux (arbre tombé sur le réseau, ...) et clientèle (remplacement de disjoncteurs, ...)
- la relève des index de l'ensemble du parc de compteurs de la concession selon le planning annuel défini par la Direction Commerciale
- la réalisation de l'ensemble des interventions issues des opérations commerciales et contractuelles
- la mise sous tension des nouveaux clients, changements de puissance

L'équipe spécialisée dans les moyens de production (4 agents) assure :

- la fourniture d'une énergie (tension, fréquence) de qualité en répondant aux exigences du cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune)
- la maintenance des groupes (révisions, vidange, ...)
- les dépannages (avaries, ...)
- les relevés périodiques de gazole, d'huile, des effluents rejetés, de manière à suivre et vérifier la conformité et l'efficacité des moyens utilisés
- les appoints de réfrigérant et d'huiles
- l'approvisionnement en gazole
- la sécurité des équipements à l'aide d'un Système de Sécurité Incendie (SSI)

Ces 2 équipes assurent de manière générale, l'exploitation des moyens de distribution et production de manière à fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune) dans le respect de l'Arrêté d'exploitation de l'île et des normes diverses, telles que NFC18 510 ; NF EN 50 160... tout en assurant la sécurité des biens et des personnes.

Elles gèrent leur magasin de pièces de distribution et production, et assurent une astreinte clientèle et technique 24h/24.

L'équipe commerciale (2 agents) gère l'agence commerciale de Raiatea dont les principales activités consistent à :

- conseiller le client
- accompagner le client dans son utilisation de l'énergie électrique
- réceptionner et traiter les demandes des clients
- assurer les encaissements des factures
- mettre à jour les comptes clients après règlement
- enregistrer toutes les demandes de travaux simples ou complexes
- suivre les demandes de travaux simples (branchements, travaux forfaitaires)
- mettre à jour les contrats d'abonnement
- traiter les réclamations simples (explication de facture, correction de factures simples).

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

- des bureaux pour les services d'exploitation ;
- une agence commerciale ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 7 véhicules d'intervention 4x4 ;
- 1 véhicule 100% électrique ;
- 1 nacelle automotrice ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Raiatea bénéficie directement :

- a) d'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Iles) d'un effectif de 23 salariés.

Il est chargé d'organiser, de suivre et d'assister les exploitations des îles dans les domaines de :

- la conduite et l'exploitation des ouvrages de production et de distribution,
- le service clientèle dans les petites îles,
- les travaux de branchements,
- les opérations de maintenance distribution et production,
- l'approvisionnement et l'expédition du combustible, huile et matériels nécessaires à l'exploitation,
- l'élaboration des propositions commerciales en éclairage public,
- la bonne application et respect des exigences décrites dans l'Arrêté d'exploitation de l'île, le cahier des charges en relation avec l'autorité concédante et la réglementation en vigueur (Code du Travail, ...)

- b) des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan des services techniques :

- Travaux réseaux (renouvellement de câbles souterrains, étude de raccordement clientèle grand compte, ...)
- Etudes et Développement des réseaux (cartographie, ...)
- Etudes en matière de production (Etudes diverses, travaux sur centrales, commande groupes, dossiers administratifs)
- De la cellule Télécommunication Contrôle Electrique, TCE, (pour des interventions de dépannage, le contrôle et le réglage des protections BT et HTA)

Au plan de la gestion commerciale :

- Des services ou cellules spécialisées
  - Solutions énergétiques
  - Comptabilité clients et recouvrement
  - Facturation
  - Réclamation
- D'un réseau de près de 25 agences permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession
- D'outils performants :
  - Un centre d'appel téléphonique disponible 24/24h,
  - Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux,
  - Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc.

Au plan du management et des autres supports, des services ou cellules spécialisées suivantes :

- Administration et finance
- Achats, approvisionnement
- Communication, marketing
- Digital et Services informatiques
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- Ressources humaines et formation

## 1.3 - Le cadre juridique et contractuel

### 1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Taputapuatea** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 12 janvier 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

Cette concession s'inscrit dans le cadre de la convention n°90-1778 du 14 décembre 1990 conclue entre EDT et la Polynésie française, laquelle prévoit « l'adhésion » par les communes des îles à la concession de Tahiti Nord.

Les services juridiques du Haut-commissariat ayant estimé, dans une note du 9 janvier 1991, que les communes ne pouvaient pas abandonner une compétence qu'elles avaient commencé à exercer, le principe d'adhésion a été remplacé par un principe de concession à part entière, avec comme cahier des charges commun celui de la concession de Tahiti Nord, et un équilibre financier partagé.

Le prix du service est donc unique, dans toutes les concessions reliées par ce système dit de « péréquation interne ».

Le cahier des charges de la convention de concession de **Taputapuatea** correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

Le cahier des charges spécifique de **Taputapuatea** a quant à lui été modifié par un avenant depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 15 mars 2007, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).

Dans l'attente du système de péréquation du Pays et afin de donner le temps à la commune d'organiser une consultation pour une nouvelle DSP ou de prendre toutes autres dispositions nécessaires à la continuité du service public, une trame d'un projet d'avenant de prolongation pour une année supplémentaire lui a été proposée en octobre, comme aux 8 autres concessions des îles arrivant à échéance en septembre 2020.

Cette possibilité de prolongation du contrat de concession pour une durée maximale d'un an « pour des motifs d'intérêt général » est prévue à l'article LP15 de la loi du pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009 relative au cadre réglementaire des délégations de service public des communes, de leurs groupements et de leurs établissements publics.

Le projet d'avenant type adressé aux communes, comprend les éléments suivants :

1. Report d'un an du terme normal du contrat.
2. validation du plan de renouvellement couvrant la période 2018-2020, afin de se mettre en conformité par rapport aux dispositions de la loi du Pays n°2018-34 du 30 octobre 2018 relative aux provisions pour renouvellement des immobilisations dans les délégations de service public.
3. plafonnement des dépenses pendant la période de prolongation, limitées aux travaux nécessaires à la remise en état des ouvrages.
4. définition de critères pour l'état des ouvrages en fin de concession.
5. réalisation d'un inventaire contradictoire.
6. possibilité de rachat des stocks et des biens de reprise par la Commune.
7. Rappel du mode de calcul de l'Indemnité de Fin de Concession (IFC), et validation du montant de l'IFC à fin 2018.
8. Fixation de certaines modalités de fin de contrat (contrats d'abonnement, créances et dettes, avances sur consommation), assurant un transfert simplifié du service public en fin de contrat.

### 1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- d. Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- e. Principaux baux de la concession
- f. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- g. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- h. Contrat de supports communs avec l'OPT

Ces contrats sont détaillés au chapitre 6 « Engagements nécessaires à la continuité du service public ».

## **2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE**

### Aspects commerciaux

- 2.1 Mode de détermination des tarifs
- 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019
- 2.3 Chiffre d'affaires énergie
- 2.4 Autres produits d'exploitation
- 2.5 Statistiques de ventes
- 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Dépenses de la Commune
- 2.9 Services offerts à la clientèle
- 2.10 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

## ➤ Aspects commerciaux

### 2.1 - Mode de détermination des tarifs

Les tarifs de vente de l'électricité sont arrêtés par le Conseil des Ministres.

Les tarifs applicables ont été revalorisés au 15 février 2019, conformément à l'arrêté n° 173 CM du 4 février 2019 portant approbation de l'avenant n° 18 à la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti n° 60-10 du 27 septembre 1960 modifiant le cahier des charges annexé à ladite convention.

La précédente actualisation avait eu lieu en Mars 2016.

### 2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	19,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	39,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	24,50	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	42,00
BT Eclairage public	P4		33,00	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		35,75	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	25,00	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	22,00	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00	22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		28,00	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		37,00	40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
<b>Basse tension</b>	<b>MENSUELLE</b>	<b>MENSUELLE</b>
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres us	360	400
<b>Moyenne tension</b>	<b>MENSUELLE</b>	<b>MENSUELLE</b>
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1533	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1245	1355

Taxes	Taux
<b>Taxe municipale</b>	4 XPF/kWh
<b>TVA</b>	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
	<b>P=39,0</b>	<b>P=42,0</b>
<b>Tarif Petits consommateurs</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Tarif Usages Domestiques</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Autres Tarif Basse Tension</b>	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Moyenne Tension</b>	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 900 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

## 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur 15/02/2019	kWh vendus postérieur 15/02/2019	Total kWh vendus	Montant antérieur 15/02/2019	Montant postérieur 15/02/2019	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime d'abonnement	Puissance au 31/12/2019 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche*	P0	1 034 160		1 034 160	19 649 040		19 649 040	19 978	5 257 231	1 689
BT Usage social 2ème tranche*	P1	98 932		98 932	3 858 348		3 858 348			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	98 869	650 260	749 129	2 424 149	16 906 760	19 330 909	23 351	10 286 976	1 946
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	68 313	268 107	336 420	2 664 677	11 260 494	13 925 171			
BT Eclairage public	P4	11 255	79 370	90 625	371 415	2 817 722	3 189 137	2 772	1 095 254	231
BT Usage professionnel	P5	122 914	741 830	864 744	4 394 194	29 302 505	33 696 699	17 547	6 900 167	1 426
MT Tarif jour	P6	41 080	230 810	271 890	1 027 000	6 347 291	7 374 291	2 220	3 674 125	185
MT Tarif nuit	P7	22 865	146 590	169 455	503 030	3 518 160	4 021 190			
Prépaiement		184 364	1 002 797	1 187 161	5 518 491	32 304 604	37 823 095	23 221		1 975
<b>Total</b>		<b>1 522 738</b>	<b>2 118 574</b>	<b>4 802 516</b>	<b>17 081 633</b>	<b>170 081 633</b>	<b>142 867 880</b>	<b>89 089</b>	<b>27 213 753</b>	<b>7 451</b>

Ventes totales

**170 081 633**

Prix moyen

35,42

\*En l'absence de revalorisation tarifaire des Petits Consommateurs en 2019, les données de consommation pour ce Tarif sont consolidées pour l'ensemble de la période.

Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat.

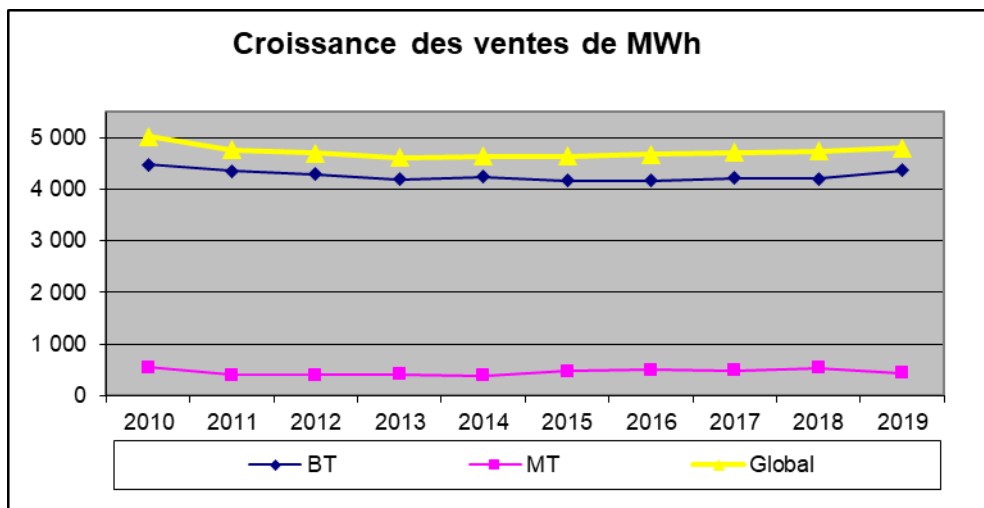


## 2.4 - Autres produits d'exploitation

En complément des ventes d'énergie, l'activité en concession enregistre les autres produits d'exploitation suivants :

Frais de perception de taxe :	383 383 XPF
Frais de relance :	<u>613 962 XPF</u>
Total	997 345 XPF

## 2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité poursuivent la tendance haussière observée depuis 2014 et enregistrent une augmentation de 1,2% en 2019 (soit +59 MWh) pour la concession de Taputapuatea avec un volume global de plus de **4,8 GWh** sur 2019. Cette hausse se traduit par une augmentation des ventes en basse tension de 3,7% (+157 MWh), qui représentent 91% des ventes globales, qui compense la baisse de 18,1% des ventes en moyenne tension (-98 MWh).

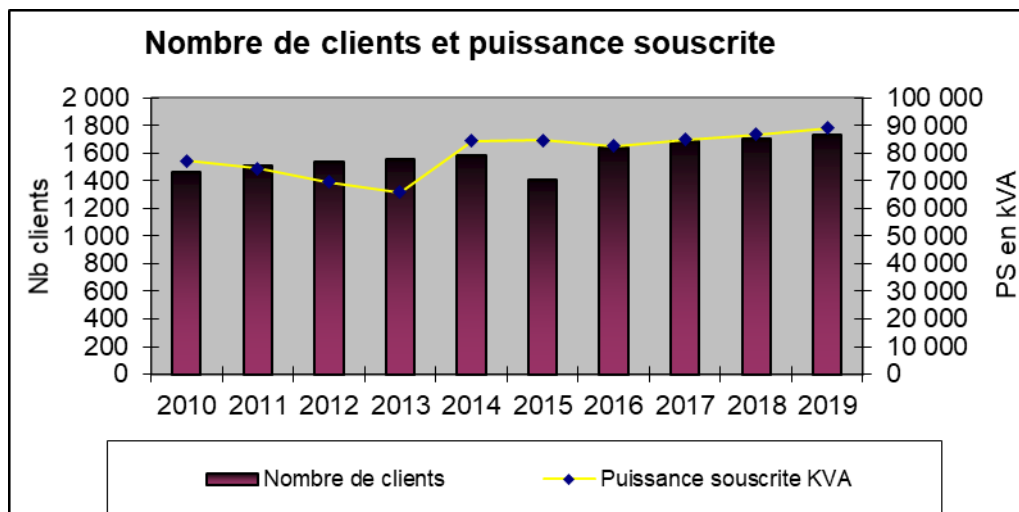
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs », « classique » basse tension usages domestiques et prépaiement), qui représente 78% des ventes en basse tension, augmente de 5,1%. Cette évolution est liée à la hausse des ventes prépaiement de 5,4% (+61 MWh), conjuguée aux hausses respectives de +5,4% et +4,5% observées pour les tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques.

Les évolutions constatées s'expliquent d'une part par un impact climatique favorable, avec des températures en 2019 plus chaudes que la moyenne, mais également par une augmentation du nombre de clients prépaiement et en tarif « petits consommateurs », qui enregistre une hausse nette de 29 et 6 nouveaux abonnés respectivement sur 2019.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 91 MWh vendus sur 2019, ont pour leur part diminué de 10% (-10 MWh), atteignant leur niveau le plus bas depuis 2013. Cette évolution est liée à des économies d'énergie, principalement en lien avec le passage progressif de points lumineux en LED.

Les ventes aux clients professionnels se stabilisent (+0,1%) après deux années de hausse et représentent 19,8% des ventes basse tension.

Après une année de forte progression (hausse de +10,2% en 2018), les ventes en moyenne tension connaissent une baisse 18,1% en 2019 et atteignent 441 MWh, soit la moyenne sur la période 2011-2017. Cette évolution est liée à la forte baisse de consommation d'un cultivateur de fruits et légumes de 38,4%.



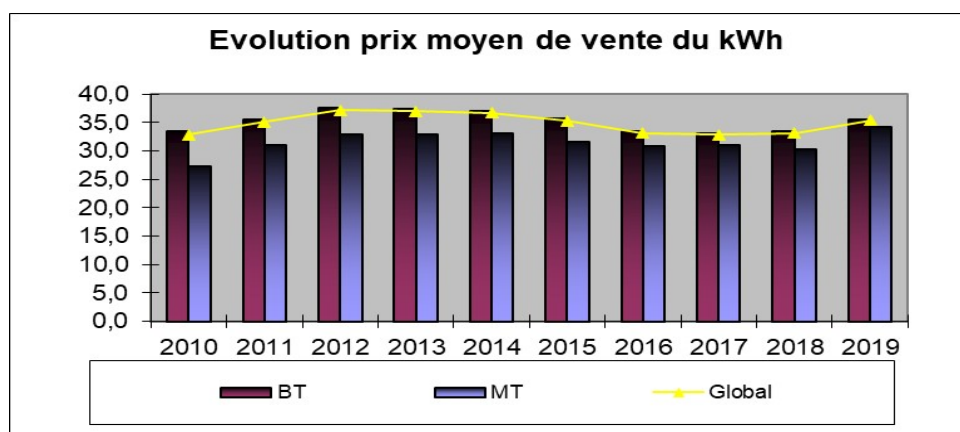
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2018 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 729 +1,8% (+30 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>6</u> -
	1 735 +1,8% (+30 contrats)

La hausse du nombre de contrats en usages domestiques se poursuit en 2019 et se traduit par :

- la hausse de 4,1% du nombre de clients en tarif prépaiement, portant le nombre d'abonnés à 731, soit 42% du nombre total d'abonnés.
- la baisse de 1,6% du nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques (- 5 abonnés) qui pèsent pour 17,8% de nombre total d'abonnés à fin 2019.
- la hausse de 1,1% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 6 contrats en plus par rapport à 2018. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 31,8% du nombre total d'abonnés.

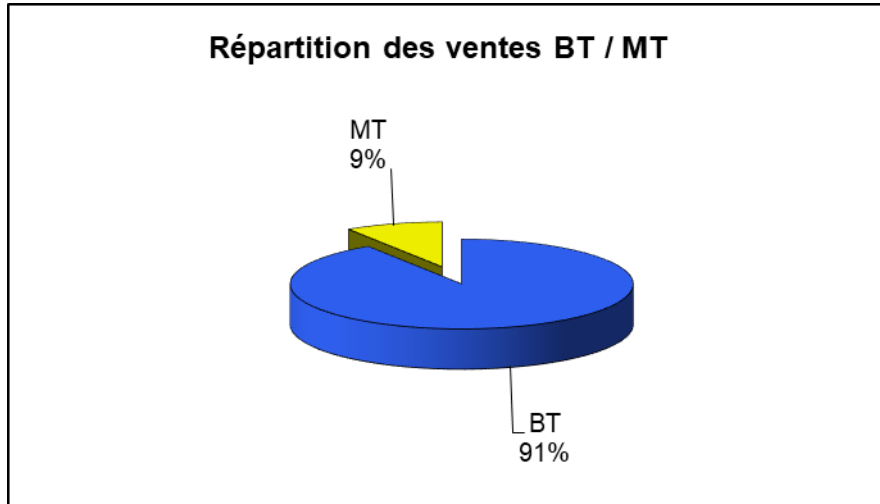
Après une hausse de 3,2% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension en 2018, le nombre d'abonnés baisse de 1,0% en 2019. Avec 95 clients, ce segment représente 5,4% du nombre total d'abonnés.

La puissance souscrite facturée atteint son plus haut niveau depuis 10 ans et s'élève à 89 089 kVA, soit une augmentation de 2,6% par rapport à 2018.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :	variation / 2018	
Tarifs basse tension	35,5 Fcp	+6,2%
Tarifs moyenne tension	34,1 Fcp	+12,6%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	35,4 Fcp	+7,0%

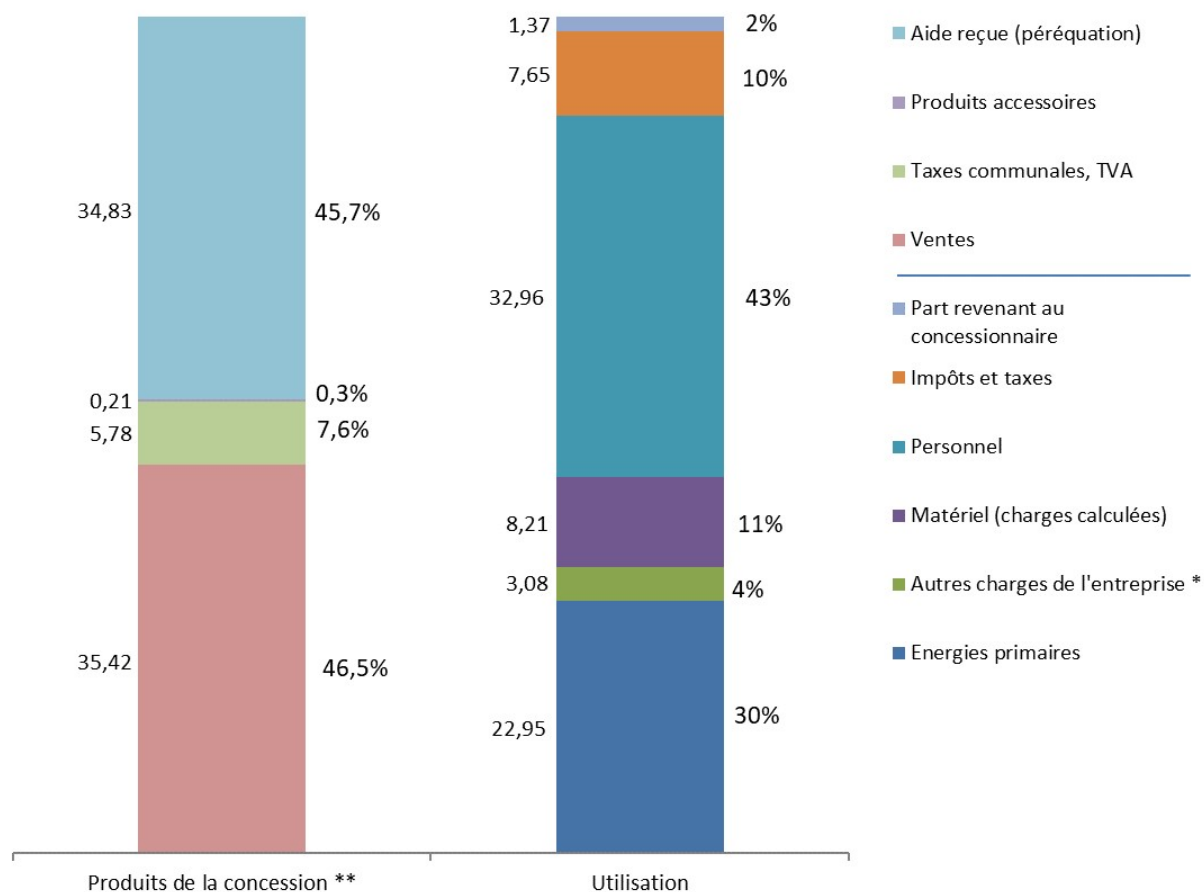
Le prix moyen de vente du kWh connaît une hausse de 7,0% en lien avec la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.



En raison de la réduction des ventes en moyenne tension, elles ne représentent plus que 9% du total des volumes (11% en 2018). Les ventes en basse tension passent de 89% à 91% des volumes vendus.

## 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea

2019 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



\*Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend les frais de siège, le coût financier, l'interface clientèle, les charges de maintenance & fonctionnement hors main d'œuvre, etc.

\*\*Dont 41,2 F/KWh (54,1%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- le prix de vente HT de l'électricité,
- les taxes communales,
- la TVA
- les produits accessoires que sont les relances et perception de taxes.

Les charges sont hors charges non récurrentes.

Les impôts comprennent :

- les taxes communales,
- la TVA,
- l'IS,
- l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes.

Ne sont pas inclus par simplification, la patente et l'IRCM sur les produits financiers qui figurent dans les « Autres charges de l'entreprise ».

Les énergies comprennent :

- le coût d'achat des énergies fossiles fioul et gazole,
- le coût d'achat des énergies renouvelables solaire,
- le coût des huiles.

## 2.7 - Gestion des impayés

A fin 2019, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Taputapuatea, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/19, était de 29 Millions Fcp, ce qui représente 15% du chiffre d'affaires 2019, soit un délai de créances clients de 55 jours, contre 66 jours en 2018, soit une diminution de 11 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Taputapuatea, en moyenne 124 clients sont ainsi relancés chaque mois (119 clients en 2018, soit une augmentation de 5 clients), soit environ 7% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Taputapuatea, le nombre de clients se retrouvant chaque mois dans cette situation de coupures pour impayés reste stable (en moyenne 3 clients, soit 0,2% du nombre total de contrats).

Si la situation de non-paiement perdure, le recouvrement des impayés est alors généralement confié à des prestataires de recouvrement, sociétés spécialisées dans le domaine.

En cas d'échec de recouvrement, pour diverses raisons (client insolvable, introuvable, client en redressement ou liquidation judiciaire, ...), à l'issue notamment du délai légal de prescription, ces impayés sont alors passés en pertes (créances irrécouvrables). A noter la réduction du délai de prescription pour le paiement des factures d'énergie et de travaux à 2 ans au lieu de 5 auparavant pour les clients domestiques, suite à l'entrée en application en 2017 de la loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016).

En 2019, aucune créance (271 179 Fcp en 2018) n'a été comptabilisée en créance irrécouvrable pour la concession de Taputapuatea.

## 2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	25 - TAPUTAPUATEA				
	Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2019 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC		34	90 885	4 845 074	53,31
07 - USAGE PROFESSIONNEL		31	184 674	11 479 178	62,16
55 - TOUS USAGES MT		3	227 117	8 797 681	38,74
<b>Total général</b>		<b>68</b>	<b>502 676</b>	<b>25 121 933</b>	<b>49,98</b>

\* Montant des kWh facturés + Montant de la prime d'abonnement, toutes taxes comprises

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT augmente de 8,4% en 2019 et s'établit à 25 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 68 compteurs. En termes de volumes, ils augmentent légèrement de 1,4% (+7 MWh), la hausse enregistrée pour les tarifs Professionnels étant compensée par les économies en éclairage public.

Les dépenses en éclairage public poursuivent leur tendance baissière et enregistrent une diminution de 3,2% (-11,2% en volume), avec 4,8 Millions Fcp TTC qui leur sont consacrées, notamment en raison des économies d'énergie liées au remplacement progressif de luminaires par des LED.

## 2.9 - Services offerts à la clientèle

### Mesures de la satisfaction clients

Pour 2019, EDT affiche un taux global de satisfaction de 72% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients (Figure 1).

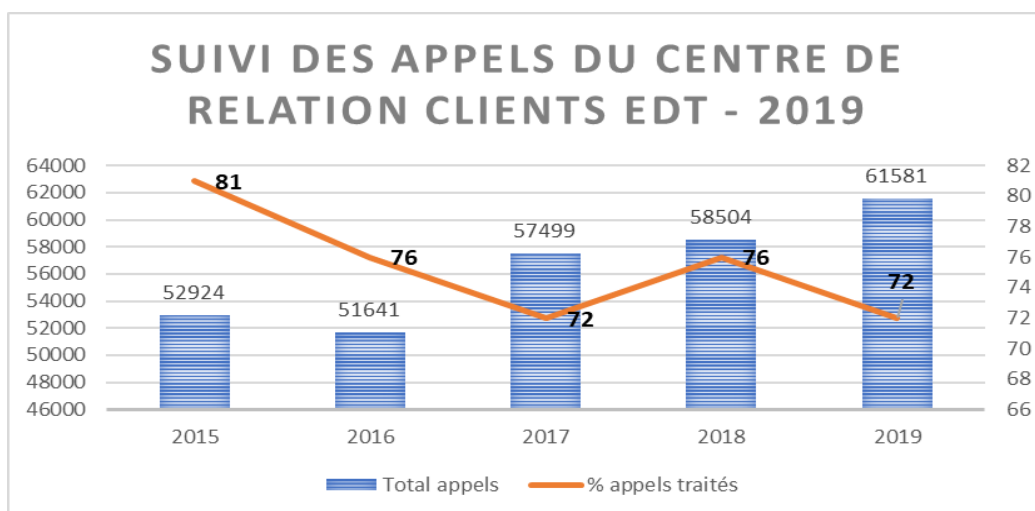


Figure 1

### Évolution de la plateforme de gestion clientèle

La gestion de la clientèle repose sur une stratégie multicanale offrant aux clients de nombreuses options pour gérer contrats, factures et autres demandes :

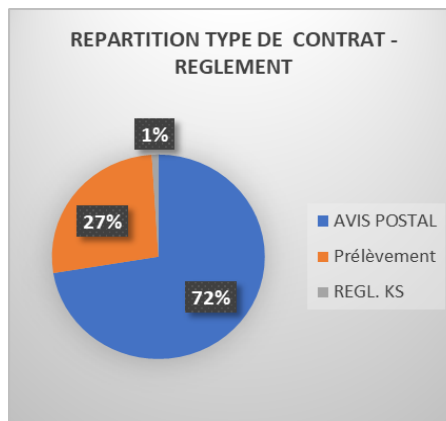
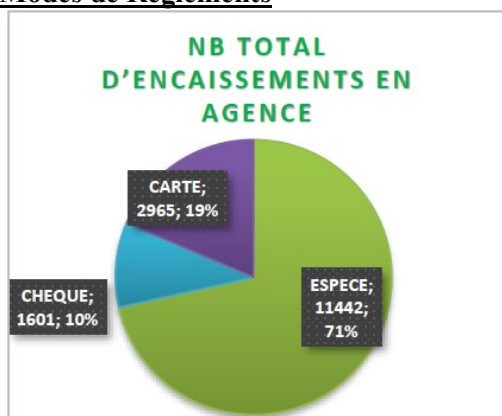
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel,
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privatives.

Depuis 2018, EDT a amorcé un projet interne d'évolution de la plateforme avec pour objectif de simplifier l'expérience client multicanale.

Le déploiement de la plateforme a débuté en 2019 avec comme première étape la réplique des comptes clients dans l'outil sans impact sur les opérations et la qualité de service.

A compter de 2020, les prochaines étapes permettront d'améliorer la gestion, la qualité de l'information, et de capitaliser sur l'ensemble des relations client en multicanal.

### Modes de Règlements



## Gestion des sinistres - Raiatea

Sinistres	
Nombre Dossiers	2
Nombre dossiers Black-Out	0
Délai moyen de traitement date sinistre et date d'analyse (jours)	7
Délai moyen de traitement date analyse et date validation DC (jours)	14

Figure 2

## L'information clients par SMS – Raiatea

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients avec 92% de clients satisfaits de ce service.

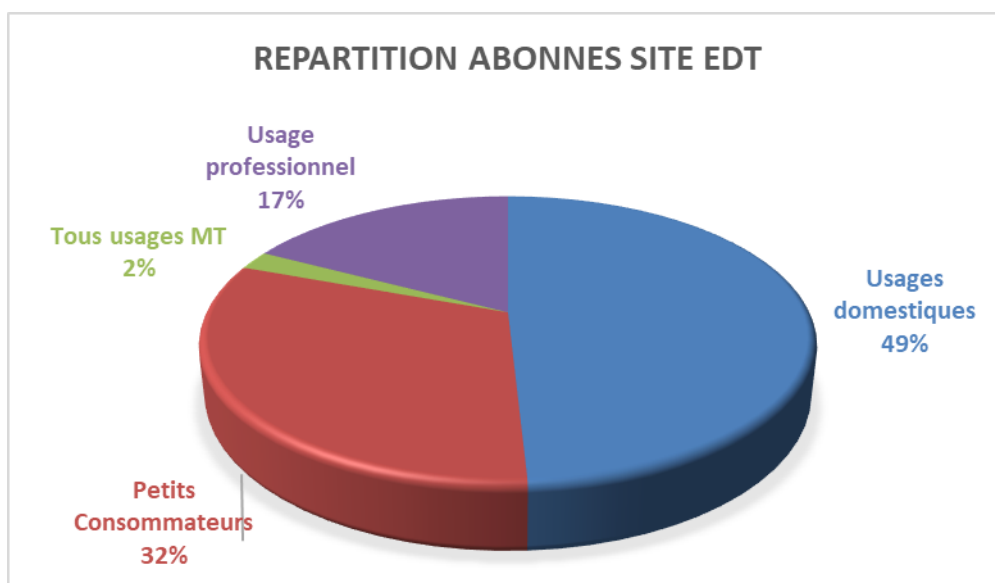
Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d'énergie.

Service SMS	
Annulation Coupure Travaux	10
Auto-Relève	89
Avis de coupure pour Travaux	10
Avis passage releveur	38
Confirmation Coupure Travaux	10
Montant Facture mensuelle	96
Relance	77
<b>Total général</b>	<b>330</b>

## Un nouveau site client edt.pf

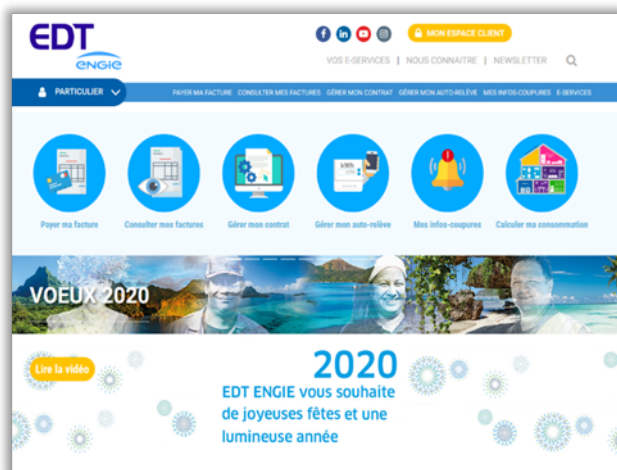
Concession	Nombre d'accès edt.pf	Pourcentage de clients* connectés
Taputapuatea	142	15%

\*clients en tarifs à usage domestique et professionnel



Une moyenne de 24% des clients domestiques sont connectés avec une forte concentration sur Tahiti, on note toutefois un réel intérêt des clients des îles pour cette agence digitale qui leur permet de gérer à distance leur contrat d'électricité.

On observe tout au long de 2019 une augmentation du nombre d'utilisateurs, +26% par rapport à l'année précédente. Le service le plus utilisé est le paiement en ligne dont l'utilisation a progressé de 38% d'une année sur l'autre.



**Juillet 2019** Lancement du nouveau site client [edt.pf](http://edt.pf) regroupant les 2 anciens sites [agence.edt.pf](http://agence.edt.pf) et [edt.pf](http://edt.pf). Bâti sur une priorité de mobile first, ce nouveau site a gardé les fonctionnalités les plus utilisées : Paiement facture, auto-relève, calculateur de consommation avec des améliorations notables :

#### Paiement facture

- Règlement de plusieurs factures en même temps sur plusieurs clients
- Dépôt d'un montant créditeur

#### Auto-relève

- Modification de son auto-relève
- Historique de ses relèves

**Nouvelles fonctionnalités** : l'information pour coupures pour travaux géolocalisée, l'information pour le passage des relevés géolocalisée, gestion de plusieurs comptes avec un seul accès, la production en temps réel, une rubrique actualités riche d'informations.

#### Campagne digitale pédagogique



Les thématiques autour des métiers de l'électricité sont importantes pour la bonne compréhension des enjeux du secteur.

L'année 2019 a été l'occasion d'utiliser la vidéo dans la stratégie de communication sur un point de contact indispensable en Polynésie : les réseaux sociaux.

Deux thématiques ont été abordées :

- Les tarifs de l'électricité abordés sous un angle pédagogique : composition, évolution, comparatif avec la France
- La transition énergétique : Enjeux et réalités en Polynésie française



## 2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

Les équipes clientèle sont formées pour accompagner le client dans la compréhension et la maîtrise de sa consommation.

Pour faciliter l'expérience client, les outils de calcul de la consommation, très demandé par les clients, ont été simplifiés dans leur utilisation.

Par exemple, pour le calculateur de consommation, l'utilisateur n'a plus qu'à saisir le nombre d'appareils et sa durée d'utilisation. Cet outil lui permet de mesurer la consommation de son équipement afin d'en modifier son usage en vue de faire des économies d'énergie.



### Campagne sur la Maîtrise de la Demande en Energie



ligne sur une moyenne mensuelle de 16 000.

Une grande campagne a été lancée sur les canaux digitaux et sur les ondes radio en vue de promouvoir les économies d'énergie en se basant sur des conseils simples et rapides à mettre en œuvre dans les gestes de la vie quotidienne.

Dans cet objectif de maîtrise de la consommation, le service d'auto-relève a été mis en avant afin de responsabiliser les clients sur leur consommation en leur donnant les moyens de la suivre, on a noté une progression de 6% des auto-relèves effectuées en

## **3 - OBLIGATIONS DE SERVICE**

### Bilan technique

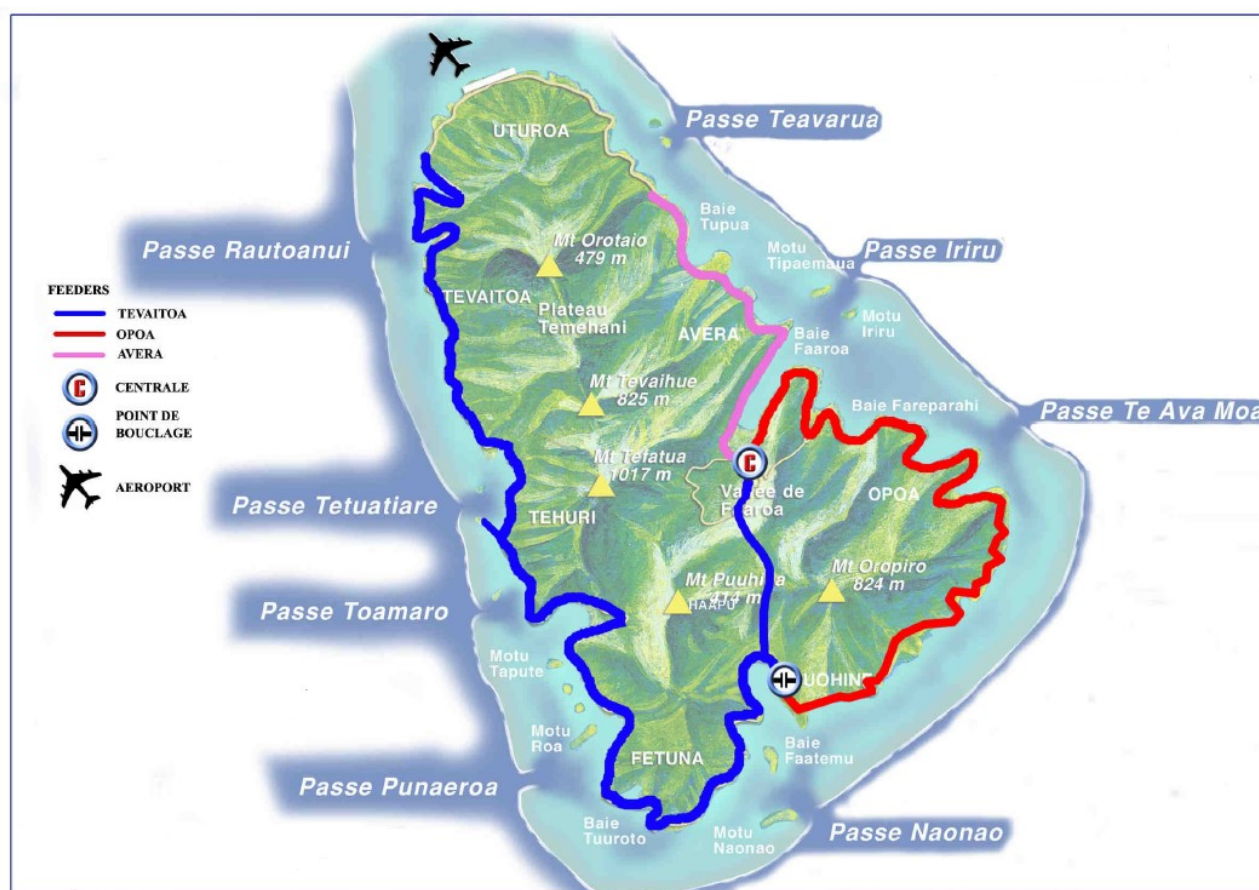
- 3.1 Système électrique de Raiatea
- 3.2 Effectif de l'exploitation
- 3.3 Réseaux de distribution HTA/BTA
- 3.4 Autorisation d'exploitation
- 3.5 Détail des ouvrages de production
- 3.6 Données de production
- 3.7 Qualité de service
- 3.8 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.9 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.10 Raccordement solaire
- 3.11 Unités d'œuvres 2019 de la concession

## ➤ Bilan technique

### RAIATEA - TAPUTAPUATEA

#### 3.1 - Système électrique de Raiatea

Le réseau de distribution des communes de Taputapuatea et de Tumaraa est alimenté depuis la centrale de production thermique de Faaroa par 3 départs HTA 20 kV totalisant à fin 2019 une longueur de 148.4 km, majoritairement aérien. Le réseau basse tension totalisait 89.8 km.



#### 3.2 - Effectif de l'exploitation de Raiatea - Taputapuatea

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de la centrale de Faaroa et des réseaux électriques de Taputapuatea et Tumaraa est de 10 agents en 2019.

Tous ces agents interviennent sur les concessions de Taputapuatea et de Tumaraa.

#### 3.3 - Réseaux de distribution HTA/BTA

Le réseau de distribution HTA de Taputapuatea et de Tumaraa est constitué de trois départs : Avera, Tevaitoa et Opoa. Le réseau de distribution HTA/BTA est principalement aérien. Les réseaux de ces deux concessions sont en antenne et ne sont pas interconnectés sur ceux de Uturoa. De ce fait, les possibilités de bouclage et de secours des réseaux sont limitées.

### 3.4 - Autorisation d'exploitation

La centrale électrique de Faaroa fait l'objet des arrêtés d'exploitation suivants :

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	<a href="#">6615</a>	20/09/2010	FAAROA-RAIATEA	2è Modif. Nouveau
Arrêté	<a href="#">7803</a>	21/10/2009	FAAROA-RAIATEA	Modif. Nouveau
Arrêté	<a href="#">5524</a>	26/08/2009	FAAROA-RAIATEA	Nouveau
Arrêté	<a href="#">12</a>	18/03/2003	FAAROA-RAIATEA	Initial et abrogé
Arrêté	<a href="#">2124</a>	03/05/1996	TAPUTAPATEA-RAIATEA	Initial
Arrêté	<a href="#">5376</a>	30/11/1993	TUMARAA-RAIATEA	Initial

### 3.5 - Détail des ouvrages de production

Le parc de groupes électrogènes fixes de production de la centrale de Faaroa est le suivant :

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2019	HDM au 1er Janvier 2020	Nbre heure de fonctionnement
G1 FAAROA	CUMMINS	1150	920	736	01/07/2010	30 781	34 304	3 523
G2 FAAROA	CUMMINS	1150	920	736	01/07/2010	24 062	24 062	0
G3 FAAROA	FG WILSON	675	540	432	20/08/2009	29 661	35 054	5 393
G4 FAAROA	FG WILSON	675	540	432	07/07/2010	35 717	41 267	5 550
G5 FAAROA	FG WILSON	675	540	432	02/02/2010	34 374	38 431	4 057
G7 FAAROA	CUMMINS	1150	920	736	01/01/2010	30 036	36 121	6 085

### 3.6 - Données de production

En 2019, la production était de 9,286 GWh (énergie comptabilisée sortie centrale), contre 9,12 GWh en 2018.

2,476 millions de litres de gazole et 10 132 litres d'huile ont été consommés en 2019 contre 2,419 millions de litres de gazole et 6 787 litres d'huile consommés en 2018.

La puissance de pointe appelée pour l'ensemble des deux concessions de Taputapuatea et de Tumaraa était de 1 613 kW et la puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 736 kW.

#### Chiffres de Production pour Tumaraa et Taputapuatea

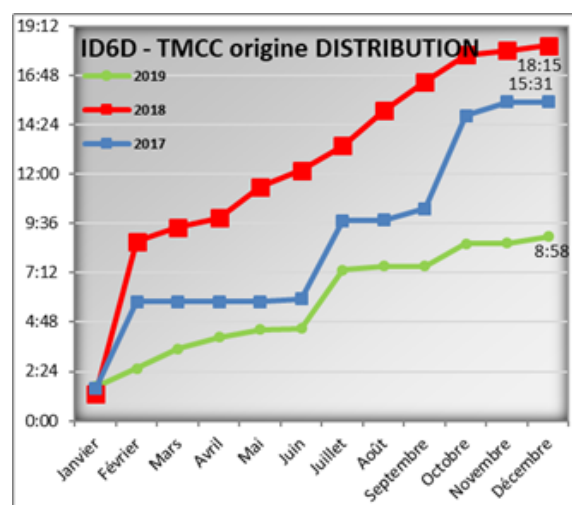
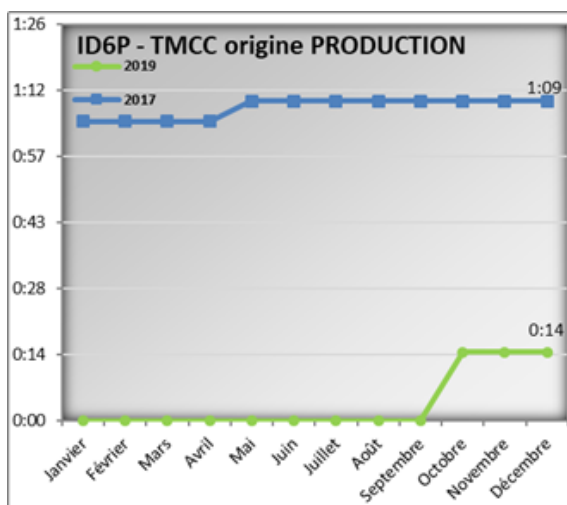
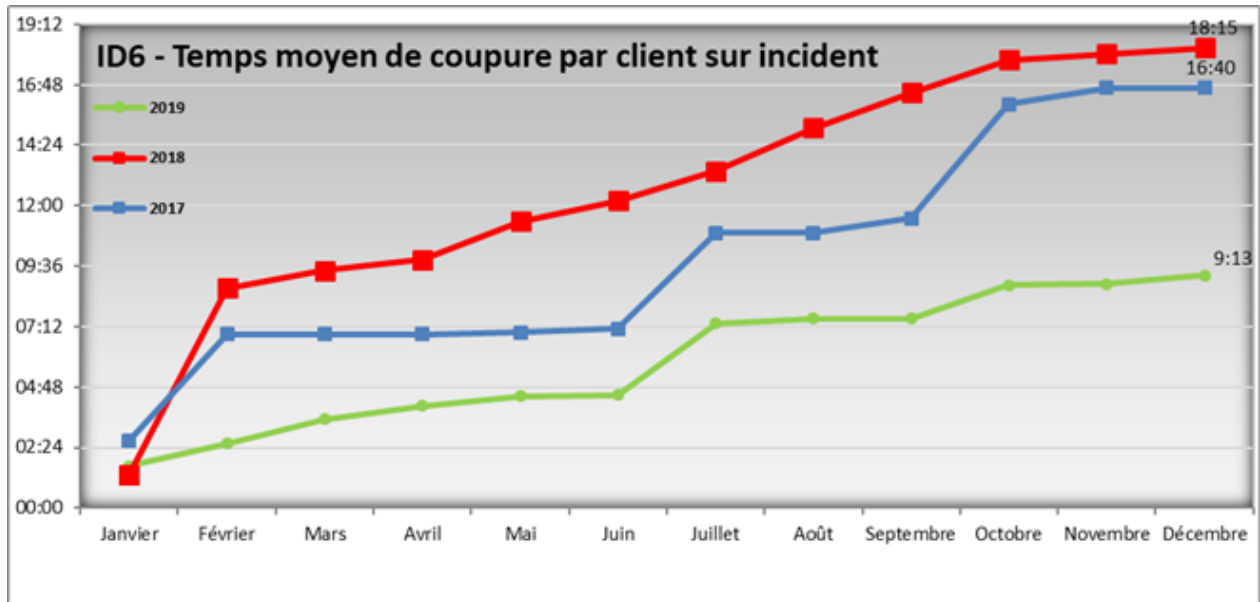
FAAROA 2019	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable Hydro (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	820 597	814 069	2 850	220 022	268	0
Février	764 672	758 672	2 420	204 838	268	1 567
Mars	849 746	843 140	0	225 781	266	1 565
Avril	815 385	809 020	0	217 664	267	1 613
Mai	811 644	805 413	0	216 591	267	1 565
Juin	755 943	749 960	0	201 662	267	1 485
Juillet	729 390	723 574	0	194 416	267	1 485
Août	743 670	738 091	0	198 703	267	1 485
Septembre	711 546	706 039	0	188 284	265	1 484
Octobre	742 354	736 601	0	199 367	269	1 484
Novembre	761 578	755 442	0	202 349	266	1 571
Décembre	780 281	773 807	2 340	206 469	265	1 497
<b>TOTAL</b>	<b>9 286 806</b>	<b>9 213 828</b>	<b>7 610</b>	<b>2 476 146</b>	<b>267</b>	<b>1 613</b>

### 3.7 - Qualité de service

#### Bilan des TMCC sur incident (Temps Moyens de Coupure par Client)

Le TMCC de 2019 sur incident est de 09h13, causé notamment par les intempéries qui se sont abattus sur l'archipel de la Société, générant ainsi 8h58 de TMCC.

Les efforts poursuivis dans le cadre de la maintenance ont permis de ne générer aucun incident sur l'année.



### 3.8 - Qualité - Sécurité - Environnement

#### POI « Plan d'Opération Interne » – pollution – incendie

L'exercice incendie annuel de la centrale de Faaroa de 2019 a été réalisé en novembre 2019.

Ce type d'exercice incendie est annuel et permet la formation des agents de première intervention, aussi bien pour la commune que pour les agents de la centrale.

#### Traitement des effluents

6 656 litres d'huile de vidange et 5 fûts de filtres et chiffons souillés par du combustible ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2019.

### **3.9 - Travaux significatifs – Faits marquants**

#### **Travaux Distribution**

Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- le renouvellement de supports bois des lignes aériennes HTA et BT, et de branchements sur le réseau ;
- la création de nouveaux branchements ;
- les extensions article 14a1.

Une campagne de recensement et d'un audit de l'état des supports bois du réseau a débuté en 2018 s'est fini à la fin du 1er trimestre 2019. Ce recensement a permis, la mise à jour du Système d'Information Géographique SIG et la mise en place du PMT de remplacement des supports dès le premier semestre 2019.

#### **Travaux Production**

Le bloc moteur du G4 a été renouvelé en avril 2019. Le précédent avait atteint 36 696 heures de marche. Son alternateur avait lui été renouvelé en mai 2016.

L'alternateur du G5 a été renouveler en octobre 2019 après avoir effectué 37 217 heures de fonctionnement.

### **3.10 - Raccordement solaire**

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2019	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
11	76	2	9	2	-	-	-	23,64 F/kWh

### **3.11 - Unités d'œuvre 2019 de la concession**

Ces unités d'œuvre seront utilisées à la détermination des revenus autorisés N+1.

Puissance maxi appelée en kW	<b>1 613</b>
Puissance utile du groupe le plus puissant kW Raiatea	<b>736</b>
Puissance garantie en kW (PG2 Tumaraa + Taputapuatea)	<b>2032</b>
Nb de kWh vendus	<b>4 802 516</b>
Quantité en litre de combustible Raiatea	<b>2 476 146</b>
Nb de kWh thermique Net sorti centrale Raiatea	<b>9 213 828</b>
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>24 398</b>
Nb de km de réseaux hors branchements	<b>132,75</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	<b>4 000</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>1 735</b>

L'écart entre l'unité d'œuvre «Nb de km de réseaux hors branchements » et les valeurs du tableau « Répartition des longueurs de réseau » provient du fait que, depuis l'avenant 17, l'unité d'œuvre ne prend pas en compte les corrections d'erreurs effectuées dans notre SIG. Seules les extensions terrain sont intégrées.

#### **Détail du solaire par tarif**

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	-	-	-	<b>24 398</b>	-

## Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
Nom	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Taputapuatea	51,2	7,5	-	58,6	87,3%	12,7%	71,0	18,8	89,8	79,1%	20,9%	122,1	26,2	148,4	82,3%	17,7%

## Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- l'élagage avec l'entreprise EFI,
- l'entretien des espaces vert avec l'entreprise Jack Jardinage
- l'entretien des climatiseurs avec l'entreprise BARFF Terava
- l'entretien des locaux avec l'entreprise HART Eglantine
- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle du Système de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite/entretien de la moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite/entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES.

## **4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES**

- 4.1 Principe de la comptabilité appropriée
- 4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique
- 4.3 Actif, Passif et Résultat de la concession
- 4.4 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et Produits comptabilisés



## **4.1 - Principes de la comptabilité appropriée**

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2015 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

Les comptes y sont présentés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre), séparant ce qui est récurrent de ce qui ne l'est pas.

La marge de l'entreprise est présentée par activité, en marge brute d'une part puis en marge nette pour mettre en évidence la part revenant aux actionnaires.

Les grands principes qui la régissent sont :

- 1) La séparation des activités
- 2) La séparation des services délégués
- 3) Le principe du coût réel constaté
- 4) Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- 5) La non compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- 6) La justification du périmètre de charges
- 7) La permanence des méthodes
- 8) Le principe de détermination des charges économiques calculées
- 9) Les opérations effectuées avec les parties liées
- 10) L'identification des contrats à long terme
- 11) Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- 12) Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité
- 13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé
- 14) Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

### **4.1.1) La séparation des activités**

La comptabilité analytique ou métier servant d'outil de pilotage à l'entreprise individualise depuis de nombreuses années les dépenses par concession et par métier.

L'avenant 17 modifiant les conditions de rémunération du concessionnaire a permis l'obtention d'une rémunération spécifique à chaque concession et à chaque activité permettant à partir de l'exercice 2015 d'afficher une marge par concession et par activité.

Les règles de la « comptabilité appropriée » adaptées au métier n'ont que très peu modifié la découpe des activités, elles ont néanmoins imposé de ressortir sur Tahiti la fonction de dispatching et plus généralement une activité de fourniture d'énergie regroupant l'achat d'énergie avec la gestion de clientèle.

Comptablement les dépenses engagées au bénéfice d'une activité y sont toujours directement affectées.

### **4.1.2) La séparation des services délégués**

A l'exception des services mutualisés pour des raisons de coordination et d'efficience à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de Taputapuata et Tumaraa.

Comptablement les dépenses engagées au bénéfice d'une concession y sont toujours directement affectées.

### 4.1.3) Le principe du coût réel constaté

Certaines dépenses comme la main d'œuvre, non directement affectables, sont réparties sur les activités et ou chantiers sur la base des pointages journaliers et de taux horaires prédéterminés.

Les écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts réels et les coûts imputés sont réinjectés dans les activités concernées pour qu'au final ce soit la charge réelle qui soit imputée.

Il en est de même pour toutes les dépenses intégrées en cours d'année par l'intermédiaire de coût standards et notamment de toutes les dépenses accessoires à la main d'œuvre (outillage, véhicules, coûts d'implantation, encadrement...).

Les écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts réels et les coûts imputés sont réinjectés dans les activités concernées pour qu'au final ce soit la charge réelle qui soit imputée.

Il en est de même pour toutes les dépenses intégrées en cours d'année par l'intermédiaire de coût standards et notamment de toutes les dépenses accessoires à la main d'œuvre (outillage, véhicules, coûts d'implantation, encadrement...).

### 4.1.4) La prééminence de l'imputation directe

Dans le respect de ce principe, toute dépense engagée au bénéfice d'une concession ou d'une activité y est toujours directement affectée.

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie d'un exercice sur l'autre. Sur Taputapuatea, en 2018 :

- les imputations directes concernent 90 % du total des dépenses de la concession de Taputapuatea. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 10 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

TAPUTAPUATEA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	84%	7%	90%
Frais répartis sur la concession	2%	7%	10%
Total	86%	14%	100%

#### 4.1.5) La non compensation des produits et des charges

Les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat à l'exception des postes suivants :

Taputapuatea		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	36 046	-915 982
Production thermique - frais de siège*		916 610	
Production thermique - fonction support*		987 041	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	0	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de charge sur contrôle des réseaux	4 833 697	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	863 717	0
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-1 162 649	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		391	
Distribution d'électricité - frais de siège*		733 633	
Distribution d'électricité - fonction support*		725 427	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	452 108	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	40 255	
Clientèle - frais de siège*		119 600	
Clientèle - fonction support*		319 848	
<b>Total</b>		<b>8 866 462</b>	<b>-915 982</b>

\* Coûts des frais de siège : les produits inclus dans les coûts des frais de siège sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, de reprise de provision pour risques, et de remboursement du fonds paritaire de gestion.

Coûts des fonctions support : les produits inclus dans les coûts des fonctions support sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, et de produit de cession d'éléments d'actif.

#### 4.1.6) La justification du périmètre de charges

La structure de la comptabilité analytique colle à l'organisation de l'entreprise permettant la connaissance parfaite des dépenses engagées par chaque service.

Pour sa part, l'organisation de l'entreprise répond à diverses contraintes :

- la contrainte métiers avec des responsables « techniques » par métier
- la contrainte contractuelle avec la gestion d'un patrimoine important (centrales et réseaux) confié à l'entreprise pour l'exécution d'un service de qualité ce qui nécessite des responsables pour chaque contrat de concession, sous tous leurs aspects à savoir qualité de service, gestion budgétaire, sécurité etc...
- Les contraintes de la taille des exploitations et de l'isolement géographique qui obligent à la superposition d'un maximum de moyens sur place dans les îles avec l'existence de services mutualisés à forte valeur ajoutée, ce qui permet d'améliorer l'efficacité et d'optimiser les dépenses.

Il ressort de cette organisation que les périmètres de charge sont parfaitement définis.

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
  - le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;

- la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

#### Dispatching et conduite du réseau

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un service dispatching spécifique doté de moyens propres (locaux, immobilisations et personnels), ce service d'une dizaine de personnes fonctionne 24h sur 24h.
- Dans les autres îles, cette fonction est assurée en astreinte par l'exploitant, ses coûts ne sont pas différenciés.

#### Transport :

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un réseau de transport lequel fait l'objet d'une délégation de service public confiée à la TEP, ses moyens sont distincts de ceux d'EDT.
- Ce réseau qui relie les centres de production au réseau de distribution a pour frontière la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs production, situées en sortie de centrale, avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport, et à l'autre bout, la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs de distribution avec les bornes « aval » des disjoncteurs du transport pour l'île de Tahiti.
- L'avenant 17 formalise l'accord d'EDT pour homogénéiser ses frontières et intégrer dans ses actifs des transformateurs rattachés historiquement à la concession de Transport.

#### Distribution :

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, la frontière avec le transport (Tahiti) ou la production (îles) sont claires telles que définies ci-dessus.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps.
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

#### Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.
- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

### 4.1.7) La permanence des méthodes

#### Adaptation des clefs de répartition :

##### Réorganisation de la direction commerciale

La liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la direction commerciale en Mars 2019. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées. Seule la cellule « Gestion et Suivi

Réclamations », en changeant de service de rattachement, a vu ses couts répartis au prorata du nombre de clients Tahiti, plutôt qu'au nombre de contrats solaires, ce qui est bien plus représentatif de son activité.

#### Changement de présentation :

Total des produits et des charges de la concession :

Il était difficile de réconcilier le total des lignes de produits et de charges des processus avec les mêmes totaux du pavé "Total concession" du fait que les couts de production thermique (et production hydraulique dans les marques) apparaissaient à la fois dans le processus de production mais aussi dans le processus "Fourniture d'électricité".

Pour faciliter la réconciliation, ces postes sont clairement identifiés dans le compte de résultat par une (\*) et un commentaire a été ajouté à la fin du compte de résultat.

Bilan de la concession :

Pour tenir compte de l'arrivée à échéance de la concession, et en rappelant qu'actuellement les comptes sociaux de l'entreprise ne peuvent être tenus que conformément au plan comptable des entreprises concessionnaires de 1975, il est présenté la quote-part de ce bilan relative à la concession considéré ; l'objectif de cette présentation est de donner l'information relative aux immobilisations du domaine concédé et aux charges calculées s'y rapportant et notamment les provisions pour amortissement de caducité, provisions pour renouvellement utilisées ou pas.

#### Changement d'estimation :

Provisionnement créances client

A noter un changement au niveau du provisionnement des créances du secteur public au cours de l'exercice 2019, avec un provisionnement des créances à plus de 18 mois contre 12 mois les années précédentes ».

#### Contenu du rapport :

Paragraphe 4.1.5 La non-compensation des produits et des charges :

Le paragraphe a été modifié pour indiquer maintenant l'ensemble des produits (essentiellement de la production stockée et des reprises de provisions) que l'on retrouve dans les rubriques qui ne sont pas explicitement des rubriques de produit (souvent les rubriques "- AUTRES").

### **4.1.8) Le principe de détermination des charges économiquement calculées**

Le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement ;
- elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

Cette méthode a été validée dans la cadre de l'avenant 18b.

### **4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées**

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu'elle est susceptible d'être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable.

## Engie

Libellé	Description	25
	Mise à disposition personnel	298 437
Convention d'assistance	La société ENGIE s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	4 609 292
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	1 187 793
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	417 434

## Autres parties liées

Libellé	Description	25
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	12 019 683
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	305 728

### 4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

### 4.1.11) Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées

La notion de produits et charges non récurrents fait référence à l'ensemble des éléments ne rentrant pas habituellement dans le cycle normal d'exploitation, d'investissement ou de financement de l'opérateur. Les charges non récurrentes sont des charges de caractère exceptionnel qui n'ayant pas vocation à se reproduire les exercices suivants.

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

### 4.1.12) Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité.

En l'attente de la mise en application de la formule du Revenu Autorisé, l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés tels que prévus à l'avenant 17b.

Cette marge spécifique est calculée par activité et en global pour chaque concession, deux niveaux de marge sont ressortis, avant et après impôts sur les résultats et distribution.

- La marge avant impôt permet de ressortir la performance brute de l'activité et de la concession.
- La marge après impôts permet de connaître et de comparer la rentabilité de l'activité ou de la concession pour la société et ou ses actionnaires.

L'avenant 18b

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé
- fixe de nouveaux forfaits de rémunération par concession et activité
- introduit à compter du 1er janvier 2020 un plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble du périmètre actuel de ses concessions

#### 4.1.13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé

N/A

#### 4.1.14) Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

N/A

## **4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique**

### Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 63 % du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 37 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les autres créances qui n'ont pas été imputées directement sur la bonne concession;
- des achats et ACE pour les comptes fournisseurs ;
- de la masse salariale pour les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

La différence apparaissant au niveau du bilan de chaque concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ». Elle sert au calcul des produits et charges financières, imputés à la concession considérée, sur la base des taux de marché.

### Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

Suite à la mise en place de la comptabilité appropriée, plusieurs activités ont été définies.

On entend par activité le ou les métiers qu'exerce l'opérateur. L'activité désigne un ensemble de tâches ayant une **finalité externe** autre que sa propre réalisation. Les activités principales sont :

- *La production d'électricité d'origine thermique*
- *La production d'électricité d'origine hydraulique*
- *La production d'électricité d'origine photovoltaïque*
- *Le dispatching* consiste à assurer l'équilibre, à tout moment, entre l'offre pouvant être délivrée par les différentes sources de productions, et la demande des consommateurs finaux.
- *Le transport* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute tension permettant l'acheminement de l'électricité des sources de production jusqu'à l'entrée des réseaux de distribution.
- *La distribution* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de moyenne et basse tension permettant l'acheminement de l'électricité du réseau de transport jusqu'au consommateur final

- *La fourniture* correspond à l'activité d'un fournisseur d'électricité qui est chargé d'acheter l'électricité à des producteurs et de la revendre au détail au consommateur final, dont il est le principal interlocuteur.

Le document par concession a été adapté suite à la mise en œuvre de la comptabilité appropriée. Les coûts sont décomposés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre).

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
  - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
  - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe, la péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le CA énergie péréqué de la concession :

Le CA péréqué de chaque concession est égal au CA facturé aux clients de la concession, corrigé de l'écart en pourcentage, sur l'ensemble des concessions d'EDT, entre le Revenu autorisé et le CA facturé aux clients.

Sur 2017 et en raison de la contestation par la Polynésie de l'applicabilité du « revenu autorisé », le « CA péréqué » est obtenu par la répartition par activité et concession, du CA facturé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT, au prorata du « revenu autorisé » de chaque activité et concession.

- *Les frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- *Le résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1 ;  
Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points.

Le taux de marché applicable pour les besoins est le taux Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 points

Cette rémunération est calculée sur la base du taux de marché de l'exercice considéré

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,641% (- 0,359 % + 2 %)
  - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,44 % (-0,359 % + 1 % + 0,799 % surperformance financière)
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
    - L'impôt sur société stricto sensu
    - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

Les réintégrations et déductions fiscales sont affectées au réel entre les activités « en concession » et les activités « hors concession » permettant de calculer pour chacune d'elles leur taux de prélèvement « sur résultat comptable ».

Ce taux de prélèvement des activités « en concession » est ensuite appliqué de manière uniforme au résultat comptable de chaque activité et de chaque concession.

- Pour les concessions globalement bénéficiaires, ce taux est appliqué le résultat comptable de chaque activité, même s'il est négatif.
- Pour les concessions globalement déficitaires, il est déterminé un « impôt positif », mis en report déficitaire, qui s'imputera le moment venu sur l'impôt dû au titre des prochains résultats bénéficiaires.

La marge nette actionnaire est calculée en ajoutant les charges suivantes :

- l'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% de la marge nette concession si elle est positive ;



- la contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% de la marge nette concession si elle est positive.

#### ➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

Les coûts indirects sont appréhendés au travers des centres d'analyse.

#### **4.2.1 Les frais de siège :**

Ils sont répartis sur les filiales, les activités concédées et les activités « hors concession ».

- La part revenant aux filiales fait l'objet d'une refacturation sur la base des temps passés pour la main d'œuvre et d'une refacturation au franc le franc pour les charges engagées pour compte.
- La part restante est répartie au prorata du nombre d'heures travaillées tant sur les activités concédées, les activités Annexes et activités hors concession.

La quote-part revenant à chaque concession est déterminée, à part égale en fonction de la masse salariale, du nombre d'abonnés et des immobilisations brutes.

La quote-part revenant à chaque processus est déterminée au prorata d'une clé composée pour 50% du montant des immobilisations brutes concédées du processus et pour 50% des frais de personnel du processus.

#### **4.2.2 Les coûts d'implantation Puurai**

Constitués des loyers, frais de personnel, entretien, assurances, ils sont répartis sur les services hébergés au prorata des superficies occupées. La quote-part revenant aux îles est limitée aux services supports des îles.

#### **4.2.3 Les coûts de production**

Ce sont des charges directes des concessions concernées à l'exception des clés de Tahiti et Raiatea qui possèdent des centrales communes pour plusieurs concessions, dans ces cas, la refacturation des kWh produits îles est conforme à l'article 12 bis de l'avenant 17 relatif à la vente d'électricité hors du périmètre de la concession.

- Rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1
- Autres charges de production : P2
- Matières consommées

Pour Tahiti, les montants sont répartis entre Tahiti Nord et Secosud au prorata des kWh injectés.

Pour Taputapuatea et Tumaraa, la répartition se faisait au prorata du nombre de kWh vendu-solaire.

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées.

#### **4.2.4 Les coûts du frêt du magasinage**

Regroupés au sein des services magasin et approvisionnement ces coûts sont ventilés sur les sorties de stock et donc imputés en charges ou en immobilisation sur les concessions concernées en fonction de la destination des pièces concernées

#### **4.2.5 Les coûts informatiques**

Regroupés au sein du service ad hoc ces coûts sont répartis en fonction du nombre de PC présents dans chaque service.

#### **4.2.6 Le service de support aux îles situé à Puurai**

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées au prorata des temps passés.

Les dépenses de ce service engagées pour le compte des îles/concessions sont imputées directement sur les îles/concessions bénéficiaires de ces dépenses.

#### 4.2.7 La direction commerciale

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

- Le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire
- Le service Grand Comptes : au prorata du nombre de clients grands comptes
- Le service relève, intervention et branchement : au prorata du temps passés
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés.

#### 4.2.8 Allocation CE

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

#### **Ces centres d'analyse sont ensuite répartis sur les activités ou services bénéficiaires**

- Les répartitions primaires (coût d'implantation, DSI, allocation CE) affectent certains coûts sur les services. Ces derniers sont ensuite ventilés sur les concessions (répartitions secondaires).
- Le tableau ci-dessous met en évidence l'impact de ces répartitions secondaires, service par service, sur le résultat des activités concédées.

Pour rappel, ci-dessous les points qui permettent une meilleure compréhension des postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité :

- Les valeurs « Montants répartis dans les concessions » et « Montants répartis sur la concession » ne prenaient pas en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés). Ces coûts sont maintenant intégrés.
- Les frais de supports « internes » à l'île ont été ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'île et diverses charges de fonctionnement non affectés directement sur les processus (production, distribution, clientèle)
- Pointages et répartitions : pour les services qui interviennent sur les processus production et distribution, un taux horaire est calculé en début d'année pour chaque cellule. A chaque fois qu'un opérateur pointe, la part « support » de son pointage est envoyée dans les postes « fonctions supports » du compte de résultat par activité (impératif de la comptabilité approprié). En fin d'année, l'écart entre les coûts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode »

Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes depuis 2018 alors qu'antérieurement une partie était comptabilisée en supports internes.

**Détail des frais répartis  
Taputapuatea - Faaroa**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Taputapuatea - Faaroa en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Taputapuatea - Faaroa
Frais de siège	1 356,4	1 146,3			33,0	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	3%
Exploitation des îles	349,3	349,2	41,5	-4,4	37,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 007,9	119,8
Clientèle îles	43,3	43,3	2,9	0,1	3,0	Nombre d'abonnés îles	26 789	1 785
Suivi et développement	97,9	94,2	1,6	0,6	2,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	97,0	2
Travaux réseau	129,8	129,8	0,8	0,0	0,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	75,4	0
Gestion administrative du solaire	28,3	26,3	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	2 221	11
Service Grand compte	37,8	33,9	0,6	0,0	0,6	Contrats grands comptes	5 214	100
Marketing & E-services	46,1	39,8	0,9	0,0	0,9	Nombre d'abonnés	78 561	1 735
Animation & réseaux proximité	20,9	18,0	0,4	0,0	0,4	Nombre d'abonnés	78 561	1 735
Comptabilité client et recouvrement	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	78 561	1 735
Magasins	51,2	48,9	1,2	-0,1	1,1	Sorties de stock valorisées	993 983	24 027
<b>Total support externe</b>					<b>46,3</b>			
Support interne de l'île					34,3			
<b>Total Support</b>					<b>80,7</b>			

(1) Répartition du total annuel via la clé de répartition

(2) = Ecart entre la méthode (1) et la méthode (3)

(3) si pointages : pointages\* taux horaire + répartition du reste à imputer via la clé de répartition  
sinon : méthode (1)

## 4.3 - Comptes de la concession

### 4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Taputapuatea - Faaroa	
	2019	2018
Immobilisations concédées *	1 347 047 599	1 331 332 634
- Production	592 048 626	594 044 024
- Distribution	754 998 973	737 288 610
Immobilisations privées	82 366 585	78 289 808
Immobilisations en-cours	23 120 818	29 180 790
- Production	16 127 730	491 714
- Distribution	6 993 088	25 840 476
- Privées	0	2 848 600
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>1 452 535 002</b>	<b>1 438 803 232</b>
Amortissements et provisions **	-1 174 029 300	-1 142 722 645
- Production	-498 273 620	-473 977 379
- Distribution	-610 754 609	-603 356 678
- Privés	-65 001 071	-65 388 588
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>278 505 702</b>	<b>296 080 586</b>
Stock	44 283 248	36 234 417
Créances clients	30 001 974	32 169 545
Autres créances	8 953 084	10 059 666
Provisions pour dépréciation	-9 183 224	-10 189 370
<b>Stock et créances nets</b>	<b>74 055 083</b>	<b>68 274 258</b>
Compte courant du concessionnaire	3 441 538	0
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>356 002 323</b>	<b>364 354 844</b>

#### \* Immobilisations concédées

	2019	2018
<b>Production</b>		
Concessionnaire	590 406 936	592 611 293
Concessionnaire - Droit incorporel	1 641 690	1 432 731
<b>Total concessionnaire</b>	<b>592 048 626</b>	<b>594 044 024</b>
Total Tiers et concédant	0	0
<b>Total au bilan</b>	<b>592 048 626</b>	<b>594 044 024</b>

#### \*\* Amortissements et provisions

	2019	2018
<b>Production</b>		
Concessionnaire	-496 725 206	-472 762 294
Concessionnaire - Droit incorporel	-1 548 414	-1 215 085
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-498 273 620</b>	<b>-473 977 379</b>
Tiers et concédant	0	0
<b>Total au bilan</b>	<b>-498 273 620</b>	<b>-473 977 379</b>

	2019	2018
<b>Distribution</b>		
Concessionnaire	575 673 862	561 384 985
Concessionnaire - Droit incorporel	1 555 186	1 764 145
<b>Total concessionnaire</b>	<b>577 229 048</b>	<b>563 149 130</b>
Tiers et concédant	177 769 925	174 139 480
<b>Total au bilan</b>	<b>754 998 973</b>	<b>737 288 610</b>

	2019	2018
<b>Distribution</b>		
Concessionnaire	-494 031 117	-491 962 865
Concessionnaire - Droit incorporel	-1 466 825	-1 557 966
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-495 497 942</b>	<b>-493 520 831</b>
Tiers et concédant	-115 256 667	-109 835 847
<b>Total au bilan</b>	<b>-610 754 609</b>	<b>-603 356 678</b>

#### 1 Amortissement et provisions

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir :

- en production : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens),
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant.

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

Les amortissements techniques pour ordres pratiqués sur les biens non renouvelables financés par le concessionnaire figurant dans les comptes sociaux :

- à l'actif en "amortissement et provisions",
- au passif en "droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre" ont été annulés à l'actif et au passif des comptes du rapport du délégataire pour simplifier la lecture du bilan.

#### 4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Taputapuatea - Faaroa	
	2019	2018
Résultat	12 916 791	3 151 777
<b>Capitaux propres</b>	<b>12 916 791</b>	<b>3 151 777</b>
Droits des tiers et concédant apports gratuit	62 513 258	64 303 633
- Distribution	62 513 258	64 303 633
Provisions devenues sans objet	285 032	0
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>62 798 290</b>	<b>64 303 633</b>
Autres provisions	39 618 375	35 014 449
- PIDR	39 618 375	35 014 449
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>39 618 375</b>	<b>35 014 449</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>	<b>0</b>	<b>20 421 682</b>
Emprunts et dettes financières	2 146 000	2 732 100
- Emprunts	2 146 000	2 732 100
Clients - avances sur consommation	5 357 721	5 244 391
Fournisseurs	57 116 398	55 122 713
Dettes fiscales et sociales	72 313 903	41 795 986
Passif de renouvellement	101 545 025	131 991 558
- Production	82 970 760	94 843 028
- Distribution	18 574 265	37 148 530
Autres dettes	31 601	0
Produits constatés d'avance	2 158 219	4 576 555
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>240 668 867</b>	<b>241 463 303</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>356 002 323</b>	<b>364 354 844</b>

**2** Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement, il comprend à l'ouverture les provisions pour renouvellement constituées ainsi que l'amortissement technique des biens renouvelables dans les cas de remise gratuite.

### 4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Taputapuatea - Faaroa 2018			Taputapuatea - Faaroa 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>							
<b>P1</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	97 127 731		97 127 731	103 869 985		103 869 985
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	1 425 67		1 426	1 421,38		1 421
	- Forfait FP1	74 547		74 547	74 544		74 544
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-93 203 912	350 990	-92 852 921	-94 288 446	-247 517	-94 535 963
	par UO : Puissance maximale majorée	-65 375		-65 129	-66 336		-66 510
	<b>- Maintenance</b>	-33 206 506		-33 206 506	-38 716 643		-38 716 643
	- AC	-1 941 574		-1 941 574	-4 460 190		-4 460 190
	- ACE	-5 058 978		-5 058 978	-5 395 132		-5 395 132
	- MO	-26 205 954		-26 205 954	-28 861 320		-28 861 320
	- AUTRES						
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	-2 993 756		-2 993 756	-3 015 477		-3 015 477
	- AC						
- ACE	-565 687		-565 687	-570 205		-570 205	
- MO	-328 764		-328 764	-364 633		-364 633	
- AUTRES	-2 099 305		-2 099 305	-2 080 639		-2 080 639	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	-25 931 297		-25 931 297	-20 006 226		-20 006 226	
- Dotation amortissement biens au bilan	-30 499 410		-30 499 410	-26 858 091		-26 858 091	
- Dotation / reprise de lissage	4 568 114		4 568 114	6 851 865		6 851 865	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-31 072 353	350 990	-30 721 362	-32 550 101	-247 517	-32 797 617	
- Fonctions supports	-21 253 380		-21 253 380	-23 296 887		-23 296 887	
- Frais de siège	-9 818 972	350 990	-9 467 982	-9 253 213	-247 517	-9 500 730	
<b>P2</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	10 508 511		10 508 511	11 183 935		11 183 935
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	5 330 863		5 330 863	5 301 333		5 301 333
	- Forfait FP2	2,157		2,157	2,152		2,152
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-5 028 772	13 413	-5 015 359	-5 588 419	-9 262	-5 597 681
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-0,943		-0,941	-1,054		-1,056
	<b>- Maintenance</b>	-3 256 459		-3 256 459	-3 578 028		-3 578 028
	- AC	-1 108 054		-1 108 054	-1 596 249		-1 596 249
	- ACE	-296 717		-296 717	-252 937		-252 937
	- MO	-1 851 689		-1 851 689	-1 728 841		-1 728 841
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	<b>- Traitement des effluents</b>						
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-1 772 313	13 413	-1 758 900	-2 010 391	-9 262	-2 019 652
- Fonctions supports	-1 397 094		-1 397 094	-1 664 145		-1 664 145	
- Frais de siège	-375 218	13 413	-361 806	-346 246	-9 262	-355 508	
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>	98 327 685		98 327 685	107 449 415		107 449 415
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	18,44		18,44	20,27		20,27
	<b>- Consommations</b>	-107 592 574		-107 592 574	-109 606 616		-109 606 616
	- Fioul						
- Gasoil	-105 968 553		-105 968 553	-107 751 667		-107 751 667	
- Huile	-1 624 021		-1 624 021	-1 854 948		-1 854 948	
- Urée							
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>						
	- Coûts directs						
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-328 302		-328 302	-805		-805
	- Fonctions supports	-328 302		-328 302	-805		-805
	- Frais de siège						
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>	158 255 299		158 255 299	163 339 467		163 339 467
	- Coûts sur revente energie	-145 266 245	257 022	-145 009 223	-153 510 223	-188 143	-153 698 367
<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	29 089		29 089	22 945 158		22 945 158	
- Coûts directs	-29 089		-29 089	-22 619 868		-22 619 868	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>				-891 246		-891 246	
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	364 248 315		364 248 315	408 787 960		408 787 960	
<b>MARGE AVANT IS</b>	12 799 421	621 425	13 420 846	22 282 337	-444 921	21 837 415	
- I.S.	-7 620 741	-369 995	-7 990 736	-11 216 228	223 959	-10 992 269	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	5 178 680	251 430	5 430 111	11 066 109	-220 962	10 845 147	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	4 401 878	213 716	4 615 594	9 406 192	-187 818	9 218 375	
En % des produits	1%		1%	-2%		-2%	

		Taputapuataea - Faaroa 2018			Taputapuataea - Faaroa 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>75 715 611</b>		<b>75 715 611</b>	<b>81 402 964</b>		<b>81 402 964</b>
	- UO UD2 : longueur des reseau (hors branchement) -1	132		132	132		132
	- Forfait FD2	627 223		627 223	627 179		627 179
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	<b>-78 856 752</b>	<b>472 783</b>	<b>-78 383 969</b>	<b>-81 249 112</b>	<b>-351 795</b>	<b>-81 600 907</b>
	par UO : longueur des reseau (hors branchement)	-596 993		-593 413	-613 673		-616 330
	<b>- Maintenance</b>	<b>-26 037 479</b>		<b>-26 037 479</b>	<b>-31 529 616</b>		<b>-31 529 616</b>
	- AC	-729 193		-729 193	-1 508 848		-1 508 848
	- ACE	-6 949 991		-6 949 991	-8 029 364		-8 029 364
	- MO	-18 358 295		-18 358 295	-21 991 404		-21 991 404
	- AUTRES						
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>-462 608</b>		<b>-462 608</b>	<b>3 007 285</b>		<b>3 007 285</b>
	- AC	-188 621		-188 621			
	- ACE	-73 127		-73 127	-867 613		-867 613
	- MO	-16 757		-16 757	-224 559		-224 559
	- AUTRES	-184 103		-184 103	4 099 457		4 099 457
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-21 740 375</b>		<b>-21 740 375</b>	<b>-19 420 801</b>		<b>-19 420 801</b>	
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-30 336 244		-30 336 244	-37 995 066		-37 995 066	
- Dotation / reprise de lissage	8 595 869		8 595 869	18 574 265		18 574 265	
- Reprise provision pour risque							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-30 616 290</b>	<b>472 783</b>	<b>-30 143 507</b>	<b>-33 305 980</b>	<b>-351 795</b>	<b>-33 657 775</b>	
- Fonctions supports	-17 390 173		-17 390 173	-20 154 398		-20 154 398	
- Frais de siège	-13 226 117	472 783	-12 753 334	-13 151 582	-351 795	-13 503 377	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	<b>3 093 800</b>		<b>3 093 800</b>	<b>3 406 730</b>		<b>3 406 730</b>
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>4 516 776</b>		<b>4 516 776</b>	<b>8 660 502</b>		<b>8 660 502</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-5 139 296</b>		<b>-5 139 296</b>	<b>-4 215 751</b>		<b>-4 215 751</b>
	- AC	-1 898 525		-1 898 525	-1 127 918		-1 127 918
	- ACE	-1 427 906		-1 427 906	-1 295 278		-1 295 278
	- MO	-3 288 806		-3 288 806	-1 775 145		-1 775 145
	- AUTRES	1 475 941		1 475 941	-17 410		-17 410
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-3 273 529</b>	<b>12 149</b>	<b>-3 261 380</b>	<b>-2 581 606</b>	<b>-4 491</b>	<b>-2 586 097</b>
	- Fonctions supports	-2 933 671		-2 933 671	-2 413 731		-2 413 731
	- Frais de siège	-339 858	12 149	-327 709	-167 875	-4 491	-172 366
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>22 926 874</b>		<b>22 926 874</b>	<b>9 561 357</b>		<b>9 561 357</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-21 648 572</b>		<b>-21 648 572</b>	<b>-6 817 819</b>		<b>-6 817 819</b>
	- AC	-13 707 333		-13 707 333	-2 395 730		-2 395 730
	- ACE	-6 239 722		-6 239 722	-1 529 283		-1 529 283
	- MO	-1 701 517		-1 701 517	-2 611 284		-2 611 284
- AUTRES				-281 522		-281 522	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-1 926 885</b>		<b>-1 926 885</b>	<b>-3 305 856</b>		<b>-3 305 856</b>	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>106 253 061</b>		<b>106 253 061</b>	<b>103 031 553</b>		<b>103 031 553</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-4 591 972</b>	<b>484 931</b>	<b>-4 107 041</b>	<b>4 861 408</b>	<b>-356 286</b>	<b>4 505 123</b>	
- I.S.	2 734 048	-288 727	2 445 321	-2 447 080	179 343	-2 267 737	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>-1 857 924</b>	<b>196 205</b>	<b>-1 661 720</b>	<b>2 414 328</b>	<b>-176 943</b>	<b>2 237 386</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>-1 579 236</b>	<b>166 774</b>	<b>-1 412 462</b>	<b>2 052 179</b>	<b>-150 401</b>	<b>1 901 778</b>	
En % des produits	-1%		-1%	-2%		-2%	

		Taputapuataea - Faaroa 2018			Taputapuataea - Faaroa 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>ACHAT AUX PRODUCTEURS</b>	<b>REVENU AUTORISE et redevance solaire</b>	<b>206 495 577</b>		<b>206 495 577</b>	<b>223 121 969</b>		<b>223 121 969</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	205 963 927		205 963 927	222 503 335		222 503 335
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	100 423		100 423	53 212		53 212
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	431 228		431 228	565 422		565 422
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	<b>-206 545 672</b>		<b>-206 545 672</b>	<b>-223 134 389</b>		<b>-223 134 389</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-205 963 927		-205 963 927	-222 503 335		-222 503 335
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-109 885		-109 885	-54 280		-54 280
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-471 860		-471 860	-576 774		-576 774	
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	<b>-166 669</b>	<b>667</b>	<b>-166 002</b>	<b>-142 914</b>	<b>-13 922</b>	<b>-156 836</b>	
- Produits de la Redevance solaire	13 583		13 583				
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-180 252	667	-179 585	-142 914	-13 583	-143 253	
- Fonctions supports	-161 587		-161 587	-130 257		-130 257	
- Frais de siège	-18 665	667	-17 998	-12 657	-339	-12 996	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS</b>	<b>96 180</b>		<b>96 180</b>	<b>107 820</b>		<b>107 820</b>	
- Coûts directs	-66 631		-66 631	-527		-527	
- MO	-2 904		-2 904				
- Quote part des activités support affectées	-8 799		-8 799	-44		-44	
- Fonctions supports	-8 799		-8 799	-44		-44	
- Frais de siège							
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>29 659 188</b>		<b>29 659 188</b>	<b>32 146 870</b>		<b>32 146 870</b>
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	1 686		1 686	1 705		1 705
	- Forfait FC	19 249,00		19 249	19 233,00		19 233
	<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>	<b>969 625</b>		<b>969 625</b>	<b>997 345</b>		<b>997 345</b>
	- Frais de relance	589 536		589 536	613 962		613 962
	- Frais de perception de taxe	380 089		380 089	383 383		383 383
	<b>COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	<b>-29 950 600</b>	<b>78 851</b>	<b>-29 871 749</b>	<b>-30 917 276</b>	<b>-54 710</b>	<b>-30 971 986</b>
	par UO : Nombre d'abonnés	-17 764		-17 718	-18 133		-18 165
	- Affranchissements	-2 376 197		-2 376 197	-2 045 768		-2 045 768
	- Fonctionnement	-16 883 904		-16 883 904	-17 820 046		-17 820 046
- AC	-575 176		-575 176	-631 368		-631 368	
- ACE	-3 697 539		-3 697 539	-4 888 027		-4 888 027	
- MO	-10 603 811		-10 603 811	-11 705 478		-11 705 478	
- AUTRES	-2 007 378		-2 007 378	-595 173		-595 173	
- Quote part des activités support affectées	-10 690 499	78 851	-10 611 648	-11 051 462	-54 710	-11 106 172	
- Fonctions supports	-8 484 648		-8 484 648	-9 006 190		-9 006 190	
- Frais de siège	-2 205 851	78 851	-2 127 000	-2 045 272	-54 710	-2 099 982	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>525 916</b>		<b>525 916</b>	<b>222 198</b>		<b>222 198</b>
	- Frais de coupure	525 916		525 916	222 198		222 198
	- Coûts directs	-1 378 216		-1 378 216	-1 339 542		-1 339 542
	- AC	-169 550		-169 550			
	- ACE						
	- MO	-1 208 666		-1 208 666	-1 339 542		-1 339 542
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-1 284 002	4 466	-1 279 536	-1 664 235	-3 336	-1 667 571	
- Fonctions supports	-1 159 075		-1 159 075	-1 539 537		-1 539 537	
- Frais de siège	-124 927	4 466	-120 461	-124 698	-3 336	-128 034	
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>237 760 069</b>		<b>237 760 069</b>	<b>256 596 203</b>		<b>256 596 203</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-1 654 102</b>	<b>83 984</b>	<b>-1 570 118</b>	<b>-602 726</b>	<b>-71 967</b>	<b>-674 693</b>	
- I.S.	984 848	-50 004	934 844	303 393	36 226	339 619	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>-669 254</b>	<b>33 980</b>	<b>-635 274</b>	<b>-299 333</b>	<b>-35 741</b>	<b>-335 074</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>-568 866</b>	<b>28 883</b>	<b>-539 983</b>	<b>-254 433</b>	<b>-30 380</b>	<b>-284 812</b>	
En % des produits	0%		0%	0%		0%	



		Taputapuataea - Faaroa 2018			Taputapuataea - Faaroa 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	Tarif public combustible 2017						
	<b>REVENU AUTORISE Rendement de production</b>						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	<b>REVENU AUTORISE Rendement de distribution</b>				347 557		347 557
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
<b>MARGE AVANT IS</b>				347 557		347 557	
- I.S.				-174 949		-174 949	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>				172 608		172 608	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>				146 717		146 717	
En % des produits							
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	<b>REVENU AUTORISE</b>	-489 463		-489 463	328 508		328 508
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	301 893		301 893	-335 103		-335 103
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	233 691		233 691			
	<b>MARGE AVANT IS</b>	46 121		46 121	-6 595		-6 595
	- I.S.	-27 460		-27 460	3 320		3 320
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	18 660		18 660	-3 275		-3 275
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	15 861		15 861	-2 784		-2 784
	En % des produits						
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS (*)</b>	501 808 055		501 808 055	546 588 446		546 588 446
	<b>TOTAL DES CHARGES (*)</b>	-495 208 587	1 190 340	-494 018 247	-519 706 464	-873 174	-520 579 638
	<b>MARGE AVANT IS</b>	6 599 468	1 190 340	7 789 807	26 881 981	-873 174	26 008 808
	- I.S.	-3 929 305	-708 725	-4 638 030	-13 531 544	439 528	-13 092 016
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	2 670 162	481 615	3 151 777	13 350 437	-433 646	12 916 791
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	2 269 638	409 373	2 679 011	11 347 871	-368 599	10 979 273
	En % des produits	0,5%		0,5%	-2,1%		-2,0%

(\*) : voir les postes de "Fourniture" à ne pas prendre en compte

(\*\*) de ces postes doivent être retirés les R.A. hydro des marquises et solaire Makatea (et les revente d'hydro à TSE si on ne regarde que les charges "Processus" sans les reventes d'énergie)

#### 4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- 0.9 MF lié à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)

#### 4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2018 et 2019 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 44 MF

Les explications relatives aux produits comptabilisés sous le vocable « **Revenu Autorisé** » sont données au paragraphe 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.

Ce poste augmente de + **26 MF**.

Les ventes d'énergie à Tumaraa augmentent de + **5 MF** au titre de la production thermique.

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + **14 MF** sont :

- **Production : + 23 MF**
  - + 23 MF sur les travaux immobilisés

- **Distribution : - 9 MF**
  - - 13 MF sur les travaux immobilisés
  - + 4 MF sur les travaux vendus

Commentaires sur la variation des charges : + 24 MF

- **Production : + 35 MF**
  - + 23 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
    - + 11 MF au titre de la fourniture et pose d'un moteur Cummins QST30 pour le G4
    - + 7 MF liés au bloc moteur Perkins pour le G4
    - + 3 MF au titre de la fourniture et pose d'un alternateur sur le G5
    - + 1 MF au titre du remplacement de la cuve incendie
  - + 8 MF au titre de la revente d'énergie à Tumaraa
  - + 2 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
  - + 2 MF au titre de la révision des groupes, de la conduite et maintenance des centrales
- **Distribution : - 13 MF**
  - - 13 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
    - - 17 MF au titre des renouvellement de poteaux effectués en 2018
    - + 3 MF au titre des remplacements support réseaux HT/BT en 2019
    - + 1 MF au titre des fonctions support
- **Fourniture : + 1 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
  - + 1 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : + 1 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 20 MF

La marge récurrente a été impactée essentiellement par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 26 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 7 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une hausse de 5 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une hausse de 4 MF sur les autres produits
- Une hausse de 2 MF sur les matières consommées
- Une baisse de 8 MF sur les charges calculées
- Une baisse de 5 MF sur la marge réalisée des activités annexes

## 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés

L'avenant 17 du 29 décembre 2015 réforme en profondeur le mode de rémunération du concessionnaire lequel n'est plus rémunéré par un Tarif mais par un revenu autorisé spécifique par activité et concession.

### 4.4.1) Revenu autorisé

Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de deux éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE) et les « Coûts d'Énergie » (CE).

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{344.120.610} & = & \mathbf{233.882.941} & + & \mathbf{110.237.669} \end{array}$$

#### 4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

La composante RE est calculée par application de forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres, lesquelles sont représentatives du service rendu.

A titre d'intéressement à la bonne gestion, la rémunération du concessionnaire intègre :

- un terme RF au titre de la surperformance des placements des excédents de trésorerie
- un terme PGR au titre de l'amélioration des rendements

$$RE = C + D + P + RF + PGR$$

Correction faite des estimations de l'avenant 17b, ces variations par rapport à 2018 sont :

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
<b>Activité de production</b>									
Puissance maximale majorée	1 426	1 421	-0,3%	74 547	74 544	0,0%	106 279 555	105 955 324	-0,3%
Nb de kWh produits	5 330 863	5 301 333	-0,6%	2,157	2,152	-0,2%	11 498 672	11 408 469	-0,8%
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA									
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	132,090	132,398	0,2%	627 223	627 179	0,0%	82 849 886	83 037 245	0,2%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	1 686	1 705	1,1%	19 249	19 233	-0,1%	32 453 814	32 792 265	1,0%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>233 081 928</b>	<b>233 193 303</b>	<b>0,0%</b>
Résultat financier							-535 583	335 103	-162,6%
Partage des gains de rendement								354 535	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>232 546 345</b>	<b>233 882 941</b>	<b>0,6%</b>

#### 4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

La composante CE correspond aux dépenses réelles liées à l'énergie, engagées par le Concessionnaire à savoir trois postes de charge :

$$CE = CUHPTF + E + T$$

- ➔ *CUHPTF = valeur des combustibles (fioul, gazole, biocarburants), des huiles et des produits de traitement des fumées consommés pour la production thermique du Concessionnaire*
- ➔ *E = valeur de l'énergie électrique achetée, et de l'électricité d'origine renouvelable produite par le Concessionnaire.*
- ➔ *T = montant des redevances payées au concessionnaire de transport.*

		2018			2019		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	1 418 219	74,72	105 968 553	1 429 234	75,39	107 751 667
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	4 485	362,14	1 624 021	5 837	317,81	1 854 948
Energie achetée Hydro	E	9 111	12,06	109 885	4 501	12,06	54 279
Energie achetée Solaire	E	19 960	23,64	471 860	24 398	23,64	576 774
Prod ENR EDT							
Transport	T						
<b>CE Total</b>				<b>108 174 319</b>	<b>110 237 669</b>		

### Prix des combustibles

	Gazole lles	Arrêté CM
Acpt du 01/2019	87,432	Arrêté 2880 CM du 28 décembre 2018
Acpt du 02/2019	69,321	Arrêté 103 CM du 23 janvier 2019
Acpt du 03/2019	70,557	Arrêté 213 CM du 13 février 2019
Acpt du 04/2019	75,585	Arrêté 442 CM du 27 mars 2019
Acpt du 05/2019	77,563	Arrêté 609 CM du 25 avril 2019
Acpt du 06/2019	77,563	Arrêté 758 CM du 24 mai 2019
Acpt du 07/2019	78,750	Arrêté 974 CM du 19 juin 2019
Acpt du 08/2019	78,181	Arrêté 1362 CM du 25 juillet 2019
Acpt du 09/2019	75,893	Arrêté 1835 CM du 28 août 2019
Acpt du 10/2019	74,287	Arrêté 2048 CM du 20 septembre 2019
Acpt du 11/2019	76,376	Arrêté 2343 CM du 24 octobre 2019
Acpt du 12/2019	75,008	Arrêté 2653 CM du 27 novembre 2019

#### 4.4.2) Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et Produits comptabilisés

- En l'absence du dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, la formule de Revenu Autorisé prévue à l'avenant 17 du 28 décembre 2015 ne sera applicable qu'au 1<sup>er</sup> janvier 2020, sur la base des nouveaux forfaits arrêtés dans l'avenant 18b.
- En l'attente, les produits enregistrés par concession et par processus correspondent au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions, lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés (principe de péréquation).

		Taputapuataea				
		2019	2018	2017	2016	2015
<b>CA facturé dans la concession</b>	A	<b>170 081 633</b>	<b>157 053 369</b>	<b>154 779 311</b>	<b>154 751 268</b>	<b>163 854 911</b>
Péréquation	B	167 266 235	154 327 544	158 423 635	169 811 619	165 077 839
<b>CA péréqué</b>	C=A+B	<b>337 347 868</b>	<b>311 380 913</b>	<b>313 202 946</b>	<b>324 562 887</b>	<b>328 932 750</b>
Ecart RA/CA 2018		n/a	n/a	14 310 926	-9 238 738	n/a
<b>Revenu autorisé</b>		<b>344 120 610</b>	<b>340 720 664</b>	<b>327 513 871</b>	<b>315 324 149</b>	<b>328 932 750</b>
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	n/a	-14 310 926	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	n/a	9 238 738	n/a	n/a
<b>Produits comptabilisés</b>		<b>337 347 868</b>	<b>311 380 913</b>	<b>322 441 683</b>	<b>315 324 149</b>	<b>328 932 750</b>

Le détail du calcul du revenu autorisé ayant servi de base à cette répartition calculée conformément à l'avenant 17b est détaillé au § 4.4.1

#### 4.4.3) Annexes

<b>DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE</b>	Réalisé 2019	Réalisé 2018
<b>Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)</b>	<b>4 802 516</b>	<b>4 743 638</b>
Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	89,10%	88,23%
<b><u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u></b>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 35 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	24 398	19 960
Achat Electra 40F/kWh		
<b>Total Production Photovoltaïque</b>	<b>24 398</b>	<b>19 960</b>
Production hydro achetée	4 501	9 111
<b>Production Total EnR</b>	<b>28 899</b>	<b>29 072</b>
Production brute thermique à produire	5 361 116	5 347 240
Production Nette thermique à produire	5 318 989	5 300 795
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>5 390 015</b>	<b>5 376 312</b>
<b><u>Consommation spécifique L/KWh</u></b>		
Gasoil Centrale thermique	0,267	0,265
<b><u>Stock Matières Premières en volume (l)</u></b>		
Stock initial	36 345	33 030
Achat matière première	1 436 928	1 421 123
Stock final	44 038	35 934
<b>Consommation matière première</b>	<b>1 429 234</b>	<b>1 418 219</b>
<b><u>Consommation spécifique compte L/KWh</u></b>		
	0,267	0,265
<b><u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u></b>		
Prix du gasoil îles	75,39 F	74,72 F
Prix de l'hydroélectricité	12,06 F	12,06 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix huile	317,81 F	362,14 F
<b><u>Stock Matières Premières en XPF</u></b>		
Stock initial	3 128 607	2 160 883
Achat matière première	107 866 807	106 900 900
Stock final	3 243 747	3 093 229
<b>Consommation matière première</b>	<b>107 751 667</b>	<b>105 968 553</b>
<b>Huile</b>	<b>1 854 948</b>	<b>1 624 021</b>
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>109 606 616</b>	<b>107 592 574</b>
<b><u>Coût de l'énergie achetée ou consommée</u></b>		
Gasoil îles	107 751 667	105 968 553
Hydroélectricité	54 279	109 885
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en kWh</b>	<b>631 053</b>	<b>581 745</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>110 237 669</b>	<b>108 174 319</b>

#### 4.4.4) Annexe Détail de la production thermique Raiatea

		Raiatea 2019			Taputapuatea 2019			Coûts Tumarāa 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE TI</b>										
<b>P1</b>	<b>REVENU AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>				-103 869 985		-103 869 985			
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2018				1 421		1 421			
	- Forfait FP1 2019				74 544		74 544			
	<b>COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-163 374 160	-428 873	-163 803 033	-94 288 446	-247 517	-94 535 963	-69 085 713	-181 357	-69 267 070
	- Maintenance	-67 084 560		-67 084 560	-38 716 643		-38 716 643	-28 367 917		-28 367 917
	- AC	-7 728 198		-7 728 198	-4 460 190		-4 460 190	-3 268 008		-3 268 008
	- ACE	-9 348 178		-9 348 178	-5 395 132		-5 395 132	-3 953 046		-3 953 046
	- MO	-50 008 184		-50 008 184	-28 861 320		-28 861 320	-21 146 864		-21 146 864
	- AUTRES									
	- Conduite et Fonctionnement	-5 224 935		-5 224 935	-3 015 477		-3 015 477	-2 209 458		-2 209 458
	- AC									
	- ACE	-987 997		-987 997	-570 205		-570 205	-417 792		-417 792
	- MO	-631 802		-631 802	-364 633		-364 633	-267 169		-267 169
- AUTRES	-3 605 136		-3 605 136	-2 080 639		-2 080 639	-1 524 497		-1 524 497	
- Amortissement des actifs de concession	-34 664 909		-34 664 909	-20 006 226		-20 006 226	-14 658 683		-14 658 683	
- Dot. Amortissement Technique										
- Dot. Amortissement Caducité										
- Dot. Provision pour Renouvellement										
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles										
- Reprise Provision pour Renouvellement										
- Dotation provision pour risque										
- Reprise lissée caducité										
- Dotation amortissement biens au bilan	-46 537 177		-46 537 177	-26 858 091		-26 858 091	-19 679 085		-19 679 085	
- Dotation / reprise de lissage	11 872 268		11 872 268	6 851 865		6 851 865	5 020 403		5 020 403	
- Reprise sur travaux de renouvellement										
- Reprise provision pour risque										
- Quote part des activités support affectées	-56 399 756	-428 873	-56 828 629	-32 550 101	-247 517	-32 797 617	-23 849 655	-181 357	-24 031 012	
- Fonctions supports	-40 366 657		-40 366 657	-23 296 887		-23 296 887	-17 069 770		-17 069 770	
- Frais de siège	-16 033 099	-428 873	-16 461 972	-9 253 213	-247 517	-9 500 730	-6 779 885	-181 357	-6 961 242	
<b>P2</b>	<b>REVENU AUTORISE: Rémunération des autres charges de production</b>				11 183 935		11 183 935			
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2018				-5 301 333		-5 301 333			
	- Forfait FP2 2019				-2 152		-2 152			
	<b>COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-9 683 087	-16 048	-9 699 135	-5 588 419	-9 262	-5 597 681	-4 094 668	-6 786	-4 101 454
	- Maintenance	-6 199 671		-6 199 671	-3 578 028		-3 578 028	-2 621 643		-2 621 643
	- AC	-2 765 831		-2 765 831	-1 596 249		-1 596 249	-1 169 582		-1 169 582
	- ACE	-438 266		-438 266	-252 937		-252 937	-185 329		-185 329
	- MO	-2 995 574		-2 995 574	-1 728 841		-1 728 841	-1 266 733		-1 266 733
	- AUTRES (provision rév groupes...)									
	- Traitement des effluents									
- Quote part des activités support affectées	-3 483 416	-16 048	-3 499 464	-2 010 391	-9 262	-2 019 652	-1 473 025	-6 786	-1 479 812	
- Fonctions supports	-2 883 474		-2 883 474	-1 664 145		-1 664 145	-1 219 329		-1 219 329	
- Frais de siège	-599 942	-16 048	-615 990	-346 246	-9 262	-355 508	-253 696	-6 786	-260 482	
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE: Matières consommées</b>				107 449 415		107 449 415			
	<b>Facturation autres distributeurs</b>									
	- Consommations	-189 936 458		-189 936 458	-109 606 616		-109 606 616	-80 329 842		-80 329 842
	- Fioul									
	- Gazoil	-186 711 405		-186 711 405	-107 751 667		-107 751 667	-78 959 738		-78 959 738
- Huile	-3 225 053		-3 225 053	-1 854 948		-1 854 948	-1 370 105		-1 370 105	
- Urée										
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>									
	- Coûts directs									
	- AC									
	- ACE									
	- MO									
	- AUTRES									
	- Quote part des activités support affectées	-805		-805	-805		-805			-805
	- Fonctions supports	-805		-805	-805		-805			-805
	- Frais de siège									
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>				163 339 467		163 339 467			
- Coûts sur revente energie				-153 510 223	-188 143	-153 698 367				
<b>MARGE AVANT IS</b>				9 829 244	-188 143	9 641 100				
<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	22 945 158		22 945 158	22 945 158		22 945 158				
- Coûts directs	-22 619 868		-22 619 868	-22 619 868		-22 619 868				
- AC	-19 349 062		-19 349 062	-19 349 062		-19 349 062				
- ACE	-2 589 161		-2 589 161	-2 589 161		-2 589 161				
- MO	-681 645		-681 645	-681 645		-681 645				
- AUTRES										
- Quote part des activités support affectées	-891 246		-891 246	-891 246		-891 246				
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>										
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>					408 787 960		408 787 960			
<b>MARGE AVANT IS</b>					22 282 337	-444 921	21 837 415			
- I.S.					-11 216 228	223 959	-10 992 269			
- IS report déficitaire 2015										
<b>MARGE NETTE</b>					11 066 109	-220 962	10 845 147			

## **5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES**

- 5.1 Variation du patrimoine immobilier
- 5.2 Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
- 5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements
- 5.4 Dépenses de renouvellement
- 5.5 Méthode relative aux charges calculées
- 5.6 Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année
- 5.7 Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
- 5.8 Plan de Renouvellement

## 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2018	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2019
<b>Production</b>	594 044 023	208 959	8 164 312 (1)	-10 368 668 (3)	592 048 626
<b>Distribution</b>	737 288 610	-208 959	36 757 506 (2)	-18 838 184 (4)	754 998 973
<b>Total</b>	<b>1 331 332 633</b>	<b>0</b>	<b>44 921 818</b>	<b>-29 206 852</b>	<b>1 347 047 599</b>

\* Régularisation de la répartition de la valeur brute des droits incorporels 2018

### (1) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Groupe
			Moteur
R25900	MOTEUR PERKINS P750 TAPU G4 2806A E18TAG3	8 164 312	8 164 312
	<b>TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>8 164 312</b>	<b>8 164 312</b>

### (2) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Organes de coupure aérien	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
73294A	14A1 LC569/17 TAPUTAPUATEA QT MOANATAE PK 20,5	413 321		413 321		
737230	14A1 LC CD/TM/RJ/341/18 TAPUTAPUATEA QT TEFAAORA	494 490		494 490		
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>907 811</b>	<b>-</b>	<b>907 811</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
601540	RNV IACM PAR IAM TAPUTAPUATEA	5 338 381	5 338 381			
800300	RENV RSX HT/BT TAPUTAPUATEA PMT 2018	18 425 622		18 425 622		
CP2019	RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019 CP 2019	4 506 496		4 506 496		
CP2019	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUTEA CP 2019	2 554 257				2 554 257
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>30 824 756</b>	<b>5 338 381</b>	<b>22 932 118</b>	<b>-</b>	<b>2 554 257</b>
732945	RSX AERIEN TIERS TAP 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	110 142		110 142		
805835	RSX SOUT TIERS TAPU 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	1 717 726			1 717 726	
BRT12/18	COMPTAGE TIERS TAPU 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	3 197 071				3 197 071
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS TAPUTAPUATEA</b>	<b>5 024 939</b>	<b>-</b>	<b>110 142</b>	<b>1 717 726</b>	<b>3 197 071</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>36 757 506</b>	<b>5 338 381</b>	<b>23 950 071</b>	<b>1 717 726</b>	<b>5 751 328</b>

(3) Cessions de Production : 10 ,4 MF Moteur Groupe

(4) Cessions de Distribution : 17,4 MF Réseaux et 1,4 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 23,1 MF contre 26,3 MF fin 2018 soit une diminution de - 3,2 MF.



## 5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
AMENAGEMENT TERRAIN TAPU	01/04/2003	-	18 728 800	-	-	-	18 728 800
AMNGT ESPACE VERT TAPU	01/01/2004	-	2 735 000	-	-	-	2 735 000
AGENCEMENT TERRAIN	01/01/2010	-	230 954	-	-	-	230 954
F&P ENROCHEMENT FAAROA	30/03/2013	-	4 470 421	-	-	-	4 470 421
ENROCHEMENT CENT FAAROA	01/01/2014	-	698 936	-	-	-	698 936
CONST ATELIER MAINT TAPU	01/01/2004	35	29 563 263	-	13 514 637	-	16 048 626
GENIE CIVIL CENTRALE TAPU	01/01/2004	35	89 597 653	-	40 958 928	-	48 638 725
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	32	3 047 447	-	1 259 196	-	1 788 251
AGENCEMENT CENT FAAROA	01/01/2010	29	1 073 020	-	370 010	-	703 010
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	29	165 000	-	55 322	-	109 678
AGENCT BAT FAAROA	01/09/2011	27	2 001 962	-	610 352	-	1 391 610
MOTEUR FG WILSON P750 TAP	01/01/2017	7	8 324 943	-	3 567 444	-	4 757 499
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/06/2017	7	23 395 258	-	8 633 464	-	14 761 794
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/12/2015	4	20 225 311	-	20 225 311	-	-
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	20/08/2009	9	10 215 436	-	10 215 436	-	-
MOTEUR PERKINS P750 TAPU	01/04/2019	7	8 164 312	-	874 759	-	7 289 553
PERKINS MOTEUR P750 TAPU	01/06/2016	7	10 654 477	-	5 629 371	-	5 025 106
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	23/05/2012	7	10 682 061	-	10 682 061	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/05/2017	7	24 028 389	-	9 153 598	-	14 874 791
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	01/01/2017	7	2 407 302	-	1 031 590	-	1 375 712
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	12	6 247 192	-	5 268 097	-	979 095
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	10	6 247 192	-	6 247 192	-	-
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	20/08/2009	9	2 953 971	-	2 953 971	-	-
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	18/04/2016	7	2 606 315	-	1 340 526	-	1 265 789
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	02/02/2010	12	2 998 281	-	2 878 175	-	120 106
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	23/05/2012	8	3 169 216	-	2 921 130	-	248 086
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/01/2010	12	6 247 192	-	5 534 604	-	712 588
ACCESSOIRE WILS P750 TAPU	01/01/2017	7	4 233 150	-	1 814 010	-	2 419 140
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	31/07/2010	10	27 793 072	-	25 784 781	-	2 008 291
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/07/2010	10	29 222 593	-	26 096 607	-	3 125 986
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	20/08/2009	9	6 675 554	-	6 675 554	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	07/07/2010	9	5 974 100	-	5 974 100	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	02/02/2010	11	6 970 318	-	6 825 169	-	145 149
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	23/05/2012	8	4 677 863	-	4 311 681	-	366 182

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/01/2010	11	32 746 387	-	30 741 163	-	2 005 224
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	22	232 503	-	138 284	-	94 219
COMB. F&P GRPE QST30 RAI A	01/01/2010	25	3 759 606	-	1 503 840	-	2 255 766
COMB.F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	4 495 355	-	1 708 233	-	2 787 122
THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU	01/01/2011	25	1 397 180	-	502 983	-	894 197
FIL COMB F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 358 861	-	818 002	-	1 540 859
FIL COMB REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	5 227 524	-	1 759 930	-	3 467 594
EAU F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	25	319 764	-	127 906	-	191 858
EAU-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	3 945 679	-	1 499 357	-	2 446 322
FIL EAU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 070 427	-	717 977	-	1 352 450
SECTIONNEMENT TGBT FAAROA	01/06/2005	24	10 469 575	-	6 446 265	-	4 023 310
ENERGIE F&P GPE QST30 RAI	01/01/2010	25	6 532 940	-	2 613 177	-	3 919 763
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	11 689 175	-	4 480 850	-	7 208 325
ENERGIE-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	6 570 770	-	2 496 894	-	4 073 876
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	25	7 804 712	-	2 809 683	-	4 995 029
FIL ENER F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	3 614 231	-	1 253 336	-	2 360 895
COFFRETS COMPTAGES FAAROA	01/08/2013	25	1 900 944	-	487 906	-	1 413 038
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	24	171 416	-	35 238	-	136 178
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU	01/01/2016	23	567 211	-	98 641	-	468 570
LUB F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	25	149 376	-	59 750	-	89 626
REHAUSSE CHEMINEES CENT	16/12/2008	20	6 147 604	-	3 393 988	-	2 753 616
ENV T F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	25	2 135 850	-	854 340	-	1 281 510
CORPS FILTRANT FAAROA	01/05/2010	25	738 971	-	285 737	-	453 234
ENV.F&P QST30 FAAROA-RAI	01/07/2010	25	3 945 678	-	1 499 357	-	2 446 321
FIL ENV T F&T QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 070 427	-	717 977	-	1 352 450
FIL ENV T REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	2 564 948	-	863 529	-	1 701 419
FILIERE ENV T STOCKAGE	01/09/2011	25	3 604 436	-	1 201 472	-	2 402 964
PROTECTION INCENDIE TAPU	01/01/2004	13	8 745 922	-	8 745 922	-	-
PROTECTION INCENDIE TAPU	01/01/2004	25	1 727 141	-	1 105 371	-	621 770
INSONORISAT.FAAROA TAPU	01/01/2004	25	15 374 940	-	9 839 962	-	5 534 978
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	22	494 402	-	294 050	-	200 352
EXTINCT AUTO PROTECTION	01/05/2008	21	5 235 048	-	2 955 271	-	2 279 777
MIS.OEUVR.NEW SSI EXTINC°	30/07/2009	25	13 955 320	-	5 816 269	-	8 139 051
SECU F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	25	84 651	-	33 860	-	50 791

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	01/02/2010	25	338 687	-	134 346	-	204 341
SECU F&P QST30 GPE FAAROA	01/07/2010	25	543 677	-	206 597	-	337 080
FIL SECU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	285 285	-	98 931	-	186 354
FIL SECU REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	1 336 140	-	449 835	-	886 305
INST EVENTS CENT FAAROA	01/04/2012	25	199 513	-	61 846	-	137 667
INSTALLATION CAMERA IP	01/09/2015	23	2 919 132	-	542 107	-	2 377 025
REALISATION ZONE STOCKAGE	01/07/2005	24	24 693 351	-	15 168 772	-	9 524 579
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	816 223	-	312 886	-	503 337
<b>TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>590 406 936</b>	<b>-</b>	<b>346 288 914</b>	<b>-</b>	<b>244 118 022</b>
AUT.COMP.DP MARTIN AVERA	01/05/2010	25	62 290	-	24 087	-	38 203
TRANSFO DP MARTIN AVERA	01/05/2010	25	571 820	-	221 106	-	350 714
TRANSFO SOCLE TAPUTAPUATE	01/07/2014	25	-	2 115 345	-	465 377	1 649 968
TRANSFO TAPU 89	01/01/1989	25	3 380 087	-	3 380 087	-	-
TRANSFO TAPU 91	01/01/1991	25	84 176	-	84 176	-	-
TRANSFO TAPU 94	01/01/1994	25	1 792 319	-	1 792 319	-	-
TRANSFO TAPU 95	01/01/1995	25	1 207 665	-	1 207 665	-	-
TRANSFO TAPU 96	01/01/1996	25	1 312 775	-	1 260 264	-	52 511
TRANSFO TAPU 97	01/01/1997	25	1 595 378	-	1 467 747	-	127 631
TRANSFO TAPU 98	01/01/1998	25	2 344 198	-	2 072 214	-	271 984
TRANSFO TAPU 2001	01/01/2001	25	514 185	-	390 780	-	123 405
TRANSFOS CP TAPU 2005	01/07/2005	25	465 526	-	270 005	-	195 521
TRANSFO POSTE CP DP TAPU	01/07/2006	25	556 262	-	300 381	-	255 881
POSTE DP61 FAAROA TAPU	15/06/2007	25	977 838	-	490 658	-	487 180
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	08/07/2008	25	1 501 944	-	689 729	-	812 215
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	08/07/2008	25	1 432 199	-	657 698	-	774 501
TRANSFO VALLEE FAAREPA	31/05/2010	25	2 204 604	-	852 445	-	1 352 159
RENFORC POSTE P1061 TAPU	01/01/2011	25	838 508	-	301 862	-	536 646
TRANSFO P1061 HAMOA TAPU	01/01/2011	25	561 272	-	202 059	-	359 213
CREATION POSTE AVERA TAPU	01/01/2011	25	1 587 376	-	571 451	-	1 015 925
CREAT TRANSFO AVERA TAPU	01/01/2011	25	564 105	-	203 079	-	361 026
RENFORC POSTE P1052 TAPU	01/01/2011	25	1 309 455	-	471 401	-	838 054
TRANSFO P1052 AVERA TAPU	01/01/2011	25	554 696	-	199 689	-	355 007
TRANSFO Q7051 PORLIER TAP	01/01/2012	25	1 895 711	-	606 622	-	1 289 089
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 357 020	-	399 413	-	957 607

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 357 020	-	399 413	-	957 607
CREAT DP P1084 AVERA TAPU	26/06/2013	25	1 790 860	-	466 618	-	1 324 242
TRANSFO P1084 AVERA TAPUT	26/06/2013	25	444 186	-	115 735	-	328 451
POSTE TAPU 1990	01/01/1990	25	-	3 388 241	-	3 388 241	-
POSTE TAPU 94	01/01/1994	25	305 152	-	305 152	-	-
POSTE TAPU 95	01/01/1995	25	142 101	-	142 101	-	-
POSTE TAPU 97	01/01/1997	25	267 892	-	246 461	-	21 431
POSTE TAPU 98	01/01/1998	25	3 952	-	3 476	-	476
POSTE TAPU 2001	01/01/2001	25	3 571 643	-	2 714 450	-	857 193
POSTE TAPU 2002	01/01/2002	25	1 280 411	-	921 895	-	358 516
POSTE TAPU 2003	01/01/2003	25	2 238 312	-	1 522 052	-	716 260
MINI SUPERVISION RAIATEA	31/03/2005	25	3 951 572	-	2 344 601	-	1 606 971
SUPERVISION TAPUTAPUATEA	01/07/2006	25	1 090 380	-	588 803	-	501 577
POSTE DP TAPU 2008	01/07/2008	25	757 860	-	348 614	-	409 246
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 865 745	-	549 150	-	1 316 595
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 865 745	-	549 150	-	1 316 595
POSE IAT POSTE DP TAPUTAP	01/01/2005	15	734 444	-	734 444	-	-
POSE IAT BOUCLAGE HOTOPU	08/07/2008	15	223 230	-	170 854	-	52 376
REEMPL DDR P108B/NULEC	01/01/2012	15	3 470 548	-	1 850 941	-	1 619 607
RNV IACM PAR IAM TAPUTAPU	01/01/2019	15	5 338 381	-	355 763	-	4 982 618
RES.AERIEN TAPU 95	01/01/1995	25	1 541 814	-	1 541 814	-	-
RES.AERIEN TAPU 96	01/01/1996	25	1 309 797	-	1 257 405	-	52 392
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1996	01/01/1996	25	-	1 895 489	-	1 819 669	75 820
RES.AERIEN TAPU 97	01/01/1997	25	12 124 409	-	11 154 456	-	969 953
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1997	01/01/1997	25	-	252 359	-	232 170	20 189
RES.AERIEN TAPU 98	01/01/1998	25	9 413 277	-	8 292 736	-	1 120 541
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1998	01/01/1998	25	-	1 432 559	-	1 260 651	171 908
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	25	-	918 118	-	771 220	146 898
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	25	-	481 997	-	408 719	73 278
RES.AERIEN TAPU 2000	01/01/2000	25	4 889 308	-	3 911 445	-	977 863
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000	25	-	6 689 383	-	5 359 566	1 329 817
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000	25	-	22 401 500	-	18 091 243	4 310 257
RES.AERIEN TAPU 2001	01/01/2001	25	1 255 237	-	953 980	-	301 257
RES.AERIEN TAPU 2002	01/01/2002	25	2 123 744	-	1 529 097	-	594 647

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002	25	-	2 296 317	-	1 653 349	642 968
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002	25	-	6 007 883	-	4 354 822	1 653 061
RES.AERIEN TAPU 2003	01/01/2003	25	7 398 356	-	5 030 880	-	2 367 476
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	25	-	1 445 664	-	983 052	462 612
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	25	-	1 232 726	-	841 530	391 196
RESEAU BTA CENTRALE TAPU	01/01/2004	25	6 135 200	-	3 926 528	-	2 208 672
RESEAU BTA TAMAITITAHIO	30/06/2004	25	1 593 525	-	988 163	-	605 362
RESEAU BTA TERIITEMOEHAA	30/06/2004	25	251 564	-	155 998	-	95 566
RESEAU CP41906 2004 TAPU	01/07/2004	25	739 668	-	458 596	-	281 072
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004	25	-	4 518 536	-	2 801 492	1 717 044
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004	25	-	622 352	-	385 857	236 495
RESEAU BTA FAAROA TETUIRA	10/09/2004	25	84 423	-	51 696	-	32 727
RESEAU BTA FAAROA TRIIPAI	10/09/2004	25	100 211	-	61 362	-	38 849
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005	25	-	1 780 434	-	1 038 585	741 849
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005	25	-	67 231	-	39 215	28 016
RESEAUX CP 51906 2005TAPU	01/06/2005	25	245 571	-	143 252	-	102 319
RESEAUX HTA/BTA COM TAPU	02/07/2005	25	3 988 920	-	2 313 133	-	1 675 787
EXT BTA ATENI PASCAL RAI	17/01/2006	25	154 224	-	86 092	-	68 132
RESEAU BTA TAPUTAPUATEA	31/03/2006	25	60 320	-	33 380	-	26 940
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	25	-	346 031	-	186 854	159 177
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	25	-	4 737 669	-	2 558 344	2 179 325
RESEAU 15% EXT TAPU 06	01/07/2006	25	548 803	-	296 352	-	252 451
EP COMMUNE TAPUTAPUATEA	01/01/2007	25	1 716 791	-	892 733	-	824 058
EXT RES QT BONNO TAPUTAPU	08/01/2007	25	961 157	-	499 051	-	462 106
RESEAUX QTIER MAIRAU FAAR	15/06/2007	25	1 043 186	-	523 447	-	519 739
RESEAUX FAAROA TAPU	15/06/2007	25	1 819 418	-	912 946	-	906 472
RESEAUX CP TAPUTAPU 2007	01/07/2007	25	10 537 974	-	5 268 987	-	5 268 987
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	25	-	1 199 390	-	599 696	599 694
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	25	-	3 551 761	-	1 775 880	1 775 881
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	442 602	-	221 300	-	221 302
RESEAUX QTIER MOU KAM TSE	21/09/2007	25	217 976	-	107 050	-	110 926
EXT BTA TERII TAUTAPUATEA	21/09/2007	25	105 092	-	51 614	-	53 478
DPLCT RES STAT° POMPAGE	04/10/2007	25	444 393	-	217 607	-	226 786
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	36 480	-	17 508	18 972

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
6 DOSSIERS PRIS EN CHARGE	29/02/2008	25	1 057 407	-	500 738	-	556 669
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2008	01/07/2008	25	38 506 627	-	17 713 048	-	20 793 579
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	1 781 581	-	819 525	962 056
EXT.EP ARATOA/FAAROA/OPOA	01/01/2009	25	2 620 335	-	1 152 946	-	1 467 389
BRCHMT CPTEUR EP S/POTEAU	01/01/2009	25	452 981	-	199 309	-	253 672
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2009	01/07/2009	25	6 389 664	-	2 683 660	-	3 706 004
EXT.BTA ALIM.FAAROA QTIER	02/10/2009	25	137 923	-	56 534	-	81 389
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	413 069	-	166 607	246 462
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	3 346 532	-	1 349 765	1 996 767
DEPL.POST.P1021/RENF.CABL	20/12/2009	25	3 071 767	-	1 232 464	-	1 839 303
CONF HT/BTA ZONE P2111	01/01/2010	25	2 421 668	-	968 670	-	1 452 998
EXT BTA QT TEINAURI CINDY	01/01/2010	25	121 950	-	48 780	-	73 170
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTE	01/01/2010	25	143 125	-	57 250	-	85 875
EXT BTA QT PORUTU ELISABE	01/01/2010	25	148 253	-	59 300	-	88 953
EXT HT/BTA VALLEE FAAREPA	31/05/2010	25	2 442 666	-	944 500	-	1 498 166
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2010	25	8 029 195	-	3 051 096	-	4 978 099
RESEAUX 2010 CONCED TAPU	01/07/2010	25	-	133 230	-	50 626	82 604
RESEAUX 2010 TIERS TAPU	01/07/2010	25	-	813 870	-	309 272	504 598
EXT BTA QT TEIHOTUA AVERA	01/07/2010	25	239 306	-	90 934	-	148 372
RENF CABLE BTA RTE AVERA	01/01/2011	25	844 230	-	303 923	-	540 307
RENF CABLE BTA AVERA DU	01/01/2011	25	1 064 342	-	383 158	-	681 184
RENF RESEAU BTA AVERA	01/01/2011	25	1 487 567	-	535 521	-	952 046
DEPL RESEAU HTA AVERA ZON	21/01/2011	25	4 155 919	-	1 486 889	-	2 669 030
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2011	25	27 890 397	-	9 482 739	-	18 407 658
RESEAUX 2011 CONCED TAPU	01/07/2011	25	-	38 930	-	13 235	25 695
RESEAUX 2011 TIERS TAPUTA	01/07/2011	25	-	517 547	-	175 967	341 580
EXT FD BTA QT PUNAA,TENIA	01/01/2012	25	678 353	-	217 072	-	461 281
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2012	25	28 393 281	-	8 517 961	-	19 875 320
RESEAUX 2012 TIERS TAPU	01/07/2012	25	-	1 202 133	-	360 638	841 495
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	25	26 575 750	-	6 909 688	-	19 666 062
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	25	153 908	-	40 015	-	113 893
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTA	06/08/2013	25	453 462	-	116 138	-	337 324
EXT 14A1 QT SANQUER TAPU	01/01/2014	25	577 825	-	138 673	-	439 152
EXT14A1 BT BASSIN TAPU	28/02/2014	25	413 076	-	96 516	-	316 560

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
ART14A/CD/TM/RB/629	28/02/2014	25	435 973	-	101 869	-	334 104
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2014	25	24 361 147	-	5 359 475	-	19 001 672
RESEAUX 2014 CONCED TAPU	01/07/2014	25	-	99 172	-	21 818	77 354
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14	01/07/2014	25	241 471	-	53 122	-	188 349
RESEAUX CP TAPUTAP 2014	01/07/2014	25	1 070 189	-	235 445	-	834 744
ART14A/CD/TM/RB/251/14	08/07/2014	25	410 051	-	89 891	-	320 160
ART14A/CD/TM/RB/276/14	31/08/2014	25	229 330	-	49 651	-	179 679
ART14A/CD/TM/RB/251/14	10/10/2014	25	467 071	-	97 615	-	369 456
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2015	25	10 722 644	-	1 930 091	-	8 792 553
RESEAUX 2015 CONCED TAP	01/07/2015	25	-	76 771	-	13 819	62 952
RESEAUX 2015 TIERS TAP	01/07/2015	25	-	427 632	-	76 973	350 659
RESEAUX BTA TM/RB/107/14	30/01/2016	25	1 049 585	-	164 547	-	885 038
RESEAUX CP TAPU 2016	01/07/2016	25	16 764 475	-	2 346 980	-	14 417 495
RESEAUX 2016 CONCED TAPU	01/07/2016	25	-	439 153	-	61 481	377 672
RESEAUX 2016 TIERS TAPU	01/07/2016	25	-	633 395	-	88 676	544 719
EXT LOT TUARIIHIONOA MANA	01/01/2017	25	110 630	-	13 274	-	97 356
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAP	01/01/2017	25	267 312	-	32 074	-	235 238
14A1 LC420/15 AVERA TAPU	01/01/2017	25	728 033	-	87 352	-	640 681
14A1 CB/EB 2017/378 AVERA	19/06/2017	25	665 652	-	67 451	-	598 201
RESEAUX CP TAPU 2017	01/07/2017	25	29 338 521	-	2 933 825	-	26 404 696
RSX AERIEN TIERS TAP 2017	01/07/2017	25	-	195 552	-	19 555	175 997
CD/TM/JR/N°842/16 TAPU	01/10/2017	25	8 655 654	-	778 946	-	7 876 708
14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER	01/01/2018	25	643 889	-	51 502	-	592 387
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018	01/07/2018	25	329 246	-	19 755	-	309 491
RSX AERIEN TIERS TAP 2018	01/07/2018	25	-	126 996	-	7 620	119 376
14A1 LC569/17 TAPUTAPUATE	01/01/2019	25	413 321	-	16 527	-	396 794
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT	01/01/2019	25	18 425 622	-	736 762	-	17 688 860
14A1 LC CD/TM/RJ/341/18	12/03/2019	25	494 490	-	15 883	-	478 607
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019	01/07/2019	25	4 506 496	-	90 148	-	4 416 348
RSX AERIEN TIERS TAP 2019	01/07/2019	25	-	110 142	-	2 203	107 939
RESEAU SOUT CENTRALE TAPU	01/01/2004	35	3 599 319	-	1 645 406	-	1 953 913
EXT SOUT BTA NOUVEAU SERV	01/01/2008	35	1 204 783	-	413 065	-	791 718
BOUCLAGE ZONE HOTOPU	08/07/2008	35	1 594 315	-	522 962	-	1 071 353
BOUCLAGE ZONE HOTOPU A14	08/07/2008	35	36 085 150	-	11 836 499	-	24 248 651

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
EXT.BTAS ALIM.AVERA PROPR	01/08/2009	35	367 919	-	109 500	-	258 419
EXT HT/BTS VALLEE FAAREPA	31/05/2010	35	9 770 662	-	2 698 566	-	7 072 096
FOURN TPC160&63 AVERA TAP	08/04/2011	35	7 173 667	-	1 789 435	-	5 384 232
MES HTA ZONE PORLIER TAPU	01/01/2012	35	11 923 445	-	2 725 335	-	9 198 110
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI	01/01/2012	35	6 877 676	-	1 572 023	-	5 305 653
RESEAUX 2013 TIERS TAPU	01/07/2013	35	-	1 184 700	-	220 018	964 682
ART14A1/CD/TMRB/569/13	06/06/2014	35	390 831	-	62 193	-	328 638
RESEAU SOUT CONCED TAPUTA	01/07/2014	35	-	3 268 730	-	513 656	2 755 074
RESEAUX SOUT TIERS TAPU	01/07/2014	35	-	1 081 915	-	170 016	911 899
RSX SOUT TIERS TAPU 2019	01/07/2019	35	-	1 717 726	-	24 539	1 693 187
COMPTAGE TAPU 1995	01/01/1995	20	-	4 746 043	-	4 746 043	-
COMPTAGE TAPU 96	01/01/1996	20	635 000	-	635 000	-	-
COMPTAGE TAPU 1996	01/01/1996	20	-	2 849 132	-	2 849 132	-
COMPTAGE TAPU 97	01/01/1997	24	834 726	-	828 136	-	6 590
COMPTAGE TAPU 1997	01/01/1997	24	-	4 247 385	-	4 213 853	33 532
COMPTAGE TAPU 98	01/01/1998	23	921 109	-	906 565	-	14 544
COMPTAGE TAPU 1998	01/01/1998	23	-	6 220 370	-	6 122 153	98 217
COMPTAGE TAPU 99	01/01/1999	22	1 753 382	-	1 711 854	-	41 528
COMPTAGE TAPU 1999	01/01/1999	22	-	4 967 312	-	4 849 665	117 647
COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	21	2 019 688	-	1 955 908	-	63 780
COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	21	-	4 773 652	-	4 622 905	150 747
COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	20	427 945	-	406 548	-	21 397
COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	20	-	4 666 972	-	4 433 623	233 349
COMPTAGE TAPU 2002	01/01/2002	20	2 067 668	-	1 860 901	-	206 767
COMPTAGE TAPU 2002	01/01/2002	20	-	3 879 512	-	3 491 561	387 951
COMPTAGE TAPU 2003	01/01/2003	20	-	4 134 052	-	3 513 944	620 108
CASH POWER 2004 TAPU	01/01/2004	20	133 250	-	106 600	-	26 650
POSE COMPTEUR 2004 TAPU	01/07/2004	20	1 001 302	-	776 008	-	225 294
BRANCHEMENT TAPU 2004	01/07/2004	20	-	5 548 048	-	4 299 737	1 248 311
COMPATGE TAPU 2005	01/06/2005	20	-	4 232 500	-	3 086 198	1 146 302
POSE COMPTEURS TAPU 2005	01/07/2005	20	1 121 755	-	813 274	-	308 481
ARMOIRE COMMANDE & CPTAGE	01/06/2006	20	119 822	-	81 378	-	38 444
BRCHT/CPTAGES CP TAPU	01/07/2006	20	1 630 534	-	1 100 612	-	529 922
BRCHT TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	20	-	3 973 316	-	2 681 990	1 291 326



Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BRCHT/CPTAGES CP TAPU 07	01/07/2007	20	2 826 905	-	1 766 814	-	1 060 091
BRCHT TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	20	-	4 259 302	-	2 662 063	1 597 239
BRCHT/CPTAGES CP TAPUTAP.	01/07/2008	20	1 991 459	-	1 145 089	-	846 370
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	4 658 230	-	2 678 482	1 979 748
BRCHT/CPTAGE TAPUTAPUATEA	01/07/2009	20	2 757 861	-	1 447 877	-	1 309 984
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	2 632 338	-	1 327 138	1 305 200
BRCHT/CPTAGE TAPUTAP 2010	01/07/2010	20	6 785 219	-	3 222 979	-	3 562 240
COMPTAGE TIERS TAP 2010	01/07/2010	20	-	2 746 280	-	1 304 483	1 441 797
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA	01/07/2011	20	8 449 074	-	3 590 860	-	4 858 214
COMPTAGE TIERS TAPU 2011	01/07/2011	20	-	2 140 248	-	909 604	1 230 644
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	01/07/2012	20	5 494 625	-	2 060 476	-	3 434 149
COMPTAGE TIERS TAPU 2012	01/07/2012	20	-	2 895 880	-	1 085 955	1 809 925
CPTEURS SOLAIRE TAP 2012	01/07/2012	20	-	26 954	-	10 109	16 845
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2013	20	3 701 781	-	1 203 078	-	2 498 703
COMPTAGE TIERS TAPU 2013	01/07/2013	20	-	1 910 961	-	621 062	1 289 899
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2014	20	6 120 519	-	1 683 147	-	4 437 372
COMPTAGE TIERS TAPU 2014	01/07/2014	20	-	1 668 636	-	458 876	1 209 760
CPTEURS SOLAIRE TAP 2014	01/07/2014	20	-	81 199	-	22 330	58 869
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2015	20	3 898 852	-	877 255	-	3 021 597
COMPTAGE TIERS TAP 2015	01/07/2015	20	-	2 084 727	-	469 062	1 615 665
BRCHT/COMPTAGES TAPU	01/07/2016	20	3 766 806	-	659 178	-	3 107 628
COMPTAGE TIERS TAPU 2016	01/07/2016	20	-	3 010 324	-	526 806	2 483 518
CD/TM/JR/N°270/17 TAPU	19/06/2017	20	799 209	-	101 230	-	697 979
COMPTAGE TIERS TAPU 2017	01/07/2017	20	-	3 028 477	-	378 560	2 649 917
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2017	20	2 878 137	-	359 764	-	2 518 373
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2018	20	2 112 491	-	158 440	-	1 954 051
COMPTAGE TIERS TAPU 2018	01/07/2018	20	-	4 164 763	-	312 357	3 852 406
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2019	20	2 554 257	-	63 870	-	2 490 387
COMPTAGE TIERS TAPU 2019	01/07/2019	20	-	3 197 071	-	79 927	3 117 144
CELLULES CENTRALE TAPU	01/01/2004	25	20 463 137	-	13 096 407	-	7 366 730
<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>575 673 862</b>	<b>177 769 925</b>	<b>221 581 647</b>	<b>115 256 667</b>	<b>416 605 473</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA</b>			<b>1 166 080 798</b>	<b>177 769 925</b>	<b>567 870 561</b>	<b>115 256 667</b>	<b>660 723 495</b>

<b>Production :</b>	
VB Concessionnaire :	590 406 936
VB Tiers :	-
Droit incorporel* :	1 641 690
<b>Total VB (fin 2019)</b>	<b>592 048 626</b>

<b>Distribution :</b>	
VB Concessionnaire :	575 673 862
VB Tiers :	177 769 925
Droit incorporel* :	1 555 186
<b>Total VB (fin 2019)</b>	<b>754 998 973</b>

\* : correspond aux emprunts repris à l'origine de la concession

### 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

#### Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Organes de coupure aérien	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
73294A	14A1 LC569/17 TAPUTAPUATEA QT MOANATAE PK 20,5	413 321		413 321		
737230	14A1 LC CD/TM/RJ/341/18 TAPUTAPUATEA QT TEFAAORA	494 490		494 490		
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>907 811</b>	<b>-</b>	<b>907 811</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
601540	RNV IACM PAR IAM TAPUTAPUATEA	5 338 381	5 338 381			
800300	RENV RSX HT/BT TAPUTAPUATEA PMT 2018	18 425 622		18 425 622		
CP2019	RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019 CP 2019	4 506 496		4 506 496		
CP2019	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUTEA CP 2019	2 554 257				2 554 257
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>30 824 756</b>	<b>5 338 381</b>	<b>22 932 118</b>	<b>-</b>	<b>2 554 257</b>
732945	RSX AERIEN TIERS TAP 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	110 142		110 142		
805835	RSX SOUT TIERS TAPU 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	1 717 726			1 717 726	
BRT12/18	COMPTAGE TIERS TAPU 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	3 197 071				3 197 071
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS TAPUTAPUATEA</b>	<b>5 024 939</b>	<b>-</b>	<b>110 142</b>	<b>1 717 726</b>	<b>3 197 071</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>36 757 506</b>	<b>5 338 381</b>	<b>23 950 071</b>	<b>1 717 726</b>	<b>5 751 328</b>

### 5.4 - Dépenses de renouvellement

#### Production :

	prévu	réalisé*	écart
FILIERE		-	
GROUPE		8 164 312	
<b>TOTAL</b>	<b>49 346 628</b>	<b>8 164 312</b>	<b>(41 182 316)</b>

#### Distribution :

	prévu	réalisé*	écart
POSTES ET TRANSFOS		-	
RESEAU AERIEN		27 956 039	
COMPTEURS		2 246 134	
<b>TOTAL</b>	<b>10 550 000</b>	<b>30 202 173</b>	<b>19 652 173</b>

\* dont TVA à reverser

## 5.5 - Méthode relative aux charges calculées

### 5.5.1 Contexte

En matière de délégation de services public, le provisionnement des coûts futurs de renouvellement est une obligation, cette dernière est définie aux articles 7 et 24 de la concession « Le concessionnaire est tenu d'établir, d'exploiter, d'entretenir et de renouveler à ses frais les ouvrages faisant partie de la concession, de manière qu'ils soient maintenus en bon état de service » ;

« le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante tous les ouvrages et le matériel de la concession en bon état d'entretien »

La méthode de comptabilisation de cette obligation issue du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 a pour but de sécuriser le maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations concédées ; à cette fin, et par la combinaison des amortissements de caducité, amortissements techniques et provisions pour renouvellement, le concessionnaire doit mettre de côté les ressources financières nécessaires au financement des renouvellements.

Outre sa difficulté de compréhension pour des non professionnels, cette méthode a pour inconvénient :

- d'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession ;
- de générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants ;
- de ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée ;
- de ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux laquelle est une obligation nouvelle en Polynésie, non applicable en métropole en raison des exclusions du règlement CRC n°2004-06 et notamment celle en faveur des contrats de délégation de service public.

Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Sont directement visés par ces arrêtés §218-9, les charges de renouvellements.

§ 218-10 - L'opérateur justifie de sa charge économique de renouvellement en présentant annuellement sa méthode de valorisation de la charge économique de renouvellement ainsi qu'un programme de renouvellement des actifs considérés par l'opérateur comme renouvelables.

### 5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1<sup>er</sup> janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement ;
- elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

#### Amortissement technique des biens au bilan

La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

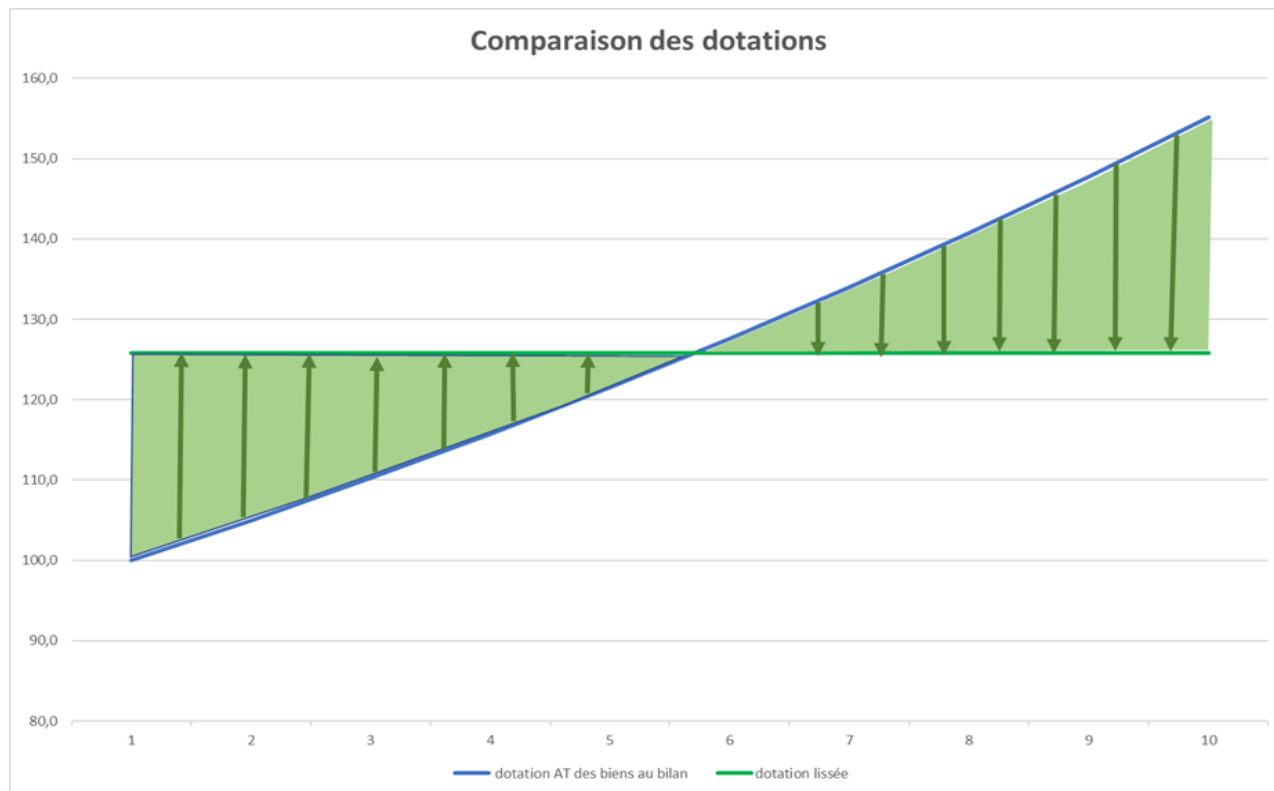
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

A patrimoine inchangé la valeur brute des biens au bilan et les dotations aux amortissements s'y rapportant augmentent chaque année en raison des surcoûts de renouvellement.

### Dotation/reprise de lissage

Afin d'obtenir des dotations identiques sur la durée de la concession il est fait recours à des dotations/reprises de lissage avec pour contrepartie un compte « Actif/Passif de renouvellement ».

Les dotations/reprises de lissage (flèches vertes) sont calculées par différence entre la dotation de l'exercice à l'amortissement des biens figurant au bilan et la moyenne sur la durée résiduelle de la concession des mêmes dotations.



En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

La surface verte, « l'actif/passif » de renouvellement.

A la mise en application de cette méthode, toutes les dotations antérieures au renouvellement (AT/PR) ont été transféré dans « l'actif/passif de renouvellement ».

En fin de concession cet « actif/passif de renouvellement » sera à zéro, le cumul des dotations étant par construction égal au cumul des reprises.

## Détail des calculs / Production :

<b>Amortissement des biens au bilan</b>	<b>Total</b>	<b>Biens au bilan</b>	<b>Améliorant</b>	
Vo clôture 2019 (hors droit incorporel)	590 406 937	574 548 631	15 858 306	
- financements tiers et concédant	-	-	-	
- IFC cumulée	(35 605 615)	(35 605 615)	-	
base amortissable	554 801 322	538 943 016	15 858 306	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	473 977 379	466 405 088	7 572 291	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(1 215 085)	(1 215 085)	-	
<b>Cumul dot à l'ouverture hors droits d'entrée</b>	<b>472 762 294</b>	<b>465 190 003</b>	<b>7 572 291</b>	<b>(B)</b>
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(10 368 668)	(10 368 668)	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	92 407 695	84 121 681	8 286 015	<b>(D) = (A-B-C)</b>
nb années restantes	2	2	2	
dotation brute	46 203 848	42 060 840	4 143 007	
Lissage par le passif de renouvellement	(11 872 268)	(11 872 268)		
Dotation lissée	34 331 580	30 188 573	4 143 007	
Dotation droit entrée	333 329	333 329	-	
<b>dotations exercice (1)</b>	<b>34 664 909</b>	<b>30 521 902</b>	<b>4 143 007</b>	<b>(E)</b>
dotation cumulée lissée	497 058 535	485 343 237	11 715 299	<b>(B+C+E)</b>
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	1 215 085	1 215 085	-	
<b>dotations cumulées à fin 2019 (2)</b>	<b>498 273 620</b>	<b>486 558 322</b>	<b>11 715 299</b>	
	-			

<b>methode lissée charge nette totale (hors régul. &amp; écarts)</b>						
	<b>mécanisme de lissage des AT</b>		<b>AT / biens existants au bilan</b>	<b>dotation hors améliorant lissée A+B</b>	<b>Améliorant</b>	<b>total</b>
	<b>Actif/Passif de renouvellement</b>	<b>dotations /reprises B</b>	<b>dotation aux amortissements A</b>		<b>dotation aux amortissements</b>	<b>impact exercice (+) = produit</b>
	(109 116 235)					
2017	(102 633 139)	6 483 096	(36 671 669)	(30 188 573)	(3 429 284)	(33 617 857)
2018	(94 843 028)	7 790 112	(37 978 685)	(30 188 573)	(4 143 007)	(34 331 580)
2019	(82 970 760)	11 872 268	(42 060 840)	(30 188 573)	(4 143 007)	(34 331 580)
2020	(0)	82 970 760	(113 159 332)	(30 188 573)	(4 143 007)	(34 331 580)
		<b>109 116 235</b>	(229 870 526)	(120 754 291)	(15 858 306)	(136 612 597)
moyenne		27 279 059	(57 467 631)	(30 188 573)		
				moyenne 2017 / 2020		

### 1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)

Dotation brute	46 203 848	
Réintégration droit d'entrée	333 329	
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2019</b>	<b>46 537 177</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Charges / (reprises) lissage 2019</b>	<b>(11 872 268)</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>34 664 909</b>	<b>4.3.3</b>
- Réintégration droit d'entrée	(333 329)	
<b>Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)</b>	<b>34 331 580</b>	<b>5.5.3</b>
- régularisations et écarts		
<b>Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations &amp; écarts)</b>	<b>34 331 580</b>	

### 2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	498 273 620
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	-
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>498 273 620</b>

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période</b>	<b>127 900 963</b>
- réalisé 2017 :	(43 468 054)
- réalisé 2018 :	(5 170 105)
- réalisé 2019 <sup>(1)</sup> :	(8 164 312)
<b>Reste à faire à fin 2019 :</b>	<b>71 098 492</b>

### Détail des calculs / Distribution :

<b>Amortissement des biens au bilan</b>	<b>Total</b>	<b>Biens au bilan</b>	<b>Améliorant</b>	
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	753 443 787	725 438 557	28 005 229	
- financements tiers et concédant	(177 769 925)	(165 229 198)	(12 540 727)	
- IFC cumulée	(24 982 272)	(24 982 272)	-	
base amortissable	550 691 589	535 227 087	15 464 502	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	493 520 831	487 076 201	6 444 629	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(1 557 966)	(1 557 966)	-	
<b>Cumul dot à l'ouverture corrigé</b>	<b>491 962 865</b>	<b>485 518 235</b>	<b>6 444 629</b>	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(17 443 690)	(17 443 690)	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	76 172 415	67 152 542	9 019 873	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	2	2	2	
dotation brute	38 086 207	33 576 271	4 509 936	
Lissage par le passif de renouvellement	(18 574 265)	(18 574 265)	-	
Dotation lissée	19 511 942	15 002 006	4 509 936	
Dotation droit entrée	(91 141)	(91 141)	-	
<b>dotations exercice (1)</b>	<b>19 420 801</b>	<b>14 910 865</b>	<b>4 509 936</b>	(E)
dotation cumulée lissée	493 939 976	482 985 410	10 954 566	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	1 557 966	1 557 966	-	
<b>dotations cumulées à fin 2019 (2)</b>	<b>495 497 942</b>	<b>484 543 376</b>	<b>10 954 566</b>	
	-			

<b>methode lissée charge nette totale (hors régul. &amp; écarts)</b>						
	<b>mécanisme de lissage des AT</b>		<b>AT / biens existants au bilan</b>	<b>dotation hors améliorant lissée A+B</b>	<b>Améliorant</b>	<b>total</b>
	<b>Actif/Passif de renouvellement</b>	<b>dotations /reprises B</b>	<b>dotation aux amortissements A</b>		<b>dotation aux amortissements</b>	<b>impact exercice (+) = produit</b>
	(51 629 115)					
2017	(45 744 399)	5 884 716	(16 529 229)	(10 644 513)	(2 699 891)	(13 344 404)
2018	(37 148 530)	8 595 869	(19 240 382)	(10 644 513)	(3 744 739)	(14 389 252)
2019	(18 574 265)	18 574 265	(33 576 271)	(15 002 006)	(4 509 936)	(19 511 942)
2020	-	18 574 265	(33 576 271)	(15 002 006)	(4 509 936)	(19 511 942)
		<b>51 629 115</b>	(102 922 153)	(51 293 038)	(15 464 502)	(66 757 540)
moyenne		12 907 279	(25 730 538)	(12 823 260)		
				moyenne 2017 / 2020		

**1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)**

Dotation brute	38 086 207	
Réintégration droit d'entrée	(91 141)	
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2019</b>	<b>37 995 066</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Charges / (reprises) lissage 2019</b>	<b>(18 574 265)</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>19 420 801</b>	<b>4.3.3</b>
- Réintégration droit d'entrée	91 141	
<b>Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)</b>	<b>19 511 942</b>	<b>5.5.3</b>
- régularisations et écarts		
<b>Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations &amp; écarts)</b>	<b>19 511 942</b>	

**2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)**

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	495 497 942
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	115 256 667
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>610 754 609</b>

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période</b>	<b>60 341 166</b>
- réalisé 2017 :	-29 020 004
- réalisé 2018 :	-11 364 368
- réalisé 2019 :	-30 202 173
+ réajusté 2019 :	10 245 379
<b>Reste à faire à fin 2019 :</b>	<b>0</b>

**5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année****Distribution :**

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
73294A	14A1 LC569/17 TAPUTAPUATEA QT MOANATAE PK 20,5	413 321	100%	413 321
737230	14A1 LC CD/TM/RJ/341/18 TAPUTAPUATEA QT TEFAAORA	494 490	100%	494 490
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>907 811</b>		<b>907 811</b>
CP2019	RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019 CP 2019	4 506 496	7%	314 460
CP2019	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUTEA CP 2019	2 554 257	12%	308 123
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>7 060 753</b>		<b>622 583</b>
732945	RSX AERIEN TIERS TAP 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	110 142	100%	110 142
805835	RSX SOUT TIERS TAPU 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	1 717 726	100%	1 717 726
BRT12/18	COMPTAGE TIERS TAPU 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	3 197 071	100%	3 197 071
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS TAPUTAPUATEA</b>	<b>5 024 939</b>		<b>5 024 939</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>12 993 503</b>		<b>6 555 333</b>

## 5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.

L'article 22 « REPRISE DES INSTALLATIONS EN FIN DE CONCESSION » du cahier des charges prévoit qu'il sera attribué une indemnité au concessionnaire pour la valeur non amortie des ouvrages faisant partie intégrante de la concession, établis par le concessionnaire pendant les dix dernières années de la concession et pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.

Cette indemnité sera égale au montant réajusté conformément à l'Article 27, des dépenses dûment justifiées par le concessionnaire, sauf déduction pour chaque ouvrage de 1/10ème de cette valeur réajustée pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.

L'amortissement correspondant, dit amortissement de caducité, sera, chaque année, égal à 1/N de la valeur des ouvrages, N étant le nombre d'années restant à courir avant la fin de la concession (pour N > 10) et égal à 1/10 pour de la valeur des ouvrages pour les dix dernières années de la concession.

- Application de la formule

Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2010 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10<sup>ème</sup> de la valeur d'origine égal à : 10 – (2020 – (année de mise en service+1)).

Soit :

	année légale	Indemnité en 10ème de la VO
du 01/01 au 31/12	2009 entière	0
du 01/01 au 31/12	2010 entière	1
du 01/01 au 31/12	2011 entière	2
du 01/01 au 31/12	2012 entière	3
du 01/01 au 31/12	2013 entière	4
du 01/01 au 31/12	2014 entière	5
du 01/01 au 31/12	2015 entière	6
du 01/01 au 31/12	2016 entière	7
du 01/01 au 31/12	2017 entière	8
du 01/01 au 31/12	2018 entière	9
du 01/01 au 31/12	2019 entière	10
du 01/01 au 30/09	2020 partielle	10

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010 à 2019 s'élève à 60,6 MXPF.



Composants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
AGENCEMENT TERRAINF&P GPE QST30 FAAROA	01/01/2010	-	230 954	-	230 954	100%	230 954	23 095
F&P ENROCHEMENT FAAROACENTRALE	30/03/2013	-	4 302 619	167 802	4 470 421	100%	4 470 421	1 721 048
ENROCHEMENT CENT FAAROATAPUTAPUATEA	01/01/2014	-	664 388	34 548	698 936	100%	698 936	332 194
AGENCEMENT CENT FAAROAF&P GRPE QST30 FAAROA	01/01/2010	29	1 073 020	-	1 073 020	100%	1 073 020	107 302
R25901-EXT HT&TRANSFO TAPFAAROA	01/06/2010	29	165 000	-	165 000	100%	165 000	16 500
AGENCT BAT FAAROALABO VESTIAIRE ABRI AIRE	01/09/2011	27	1 976 270	25 692	2 001 962	100%	2 001 962	400 392
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	7	-	-	-	70%	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/12/2015	4	20 225 311	-	20 225 311	70%	14 157 718	-
MOTEUR FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	02/02/2010	7	-	-	-	8%	-	-
MOTEUR FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	23/05/2012	7	10 682 061	-	10 682 061	8%	854 565	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/01/2010	8	-	-	-	100%	-	-
ALTERNAT CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	12	6 247 192	-	6 247 192	70%	4 373 034	437 303
ALTERNAT CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	10	6 247 192	-	6 247 192	70%	4 373 034	-
ALTERNAT FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	02/02/2010	12	2 998 281	-	2 998 281	8%	239 862	23 986
ALTERNAT FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	23/05/2012	8	3 088 904	80 312	3 169 216	8%	253 537	76 061
ALTERNAT CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/01/2010	12	6 247 192	-	6 247 192	100%	6 247 192	624 719
ACCESSOIRE CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	31/07/2010	10	27 793 072	-	27 793 072	70%	19 455 150	1 945 515
ACCESSOIRE CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	10	29 222 593	-	29 222 593	70%	20 455 815	2 045 582
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPUTAPUATEA	07/07/2010	9	5 974 100	-	5 974 100	8%	477 928	-
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPUTAPUATEA	02/02/2010	11	6 970 318	-	6 970 318	8%	557 625	55 763
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPUTAPUATEA	23/05/2012	8	4 559 321	118 542	4 677 863	8%	374 229	112 269
ACCESSOIRE CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/01/2010	11	32 746 387	-	32 746 387	100%	32 746 387	3 274 639
COMB. F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	3 759 606	-	3 759 606	100%	3 759 606	375 961
COMB.F&P QST30 FAAROAGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	4 495 355	-	4 495 355	70%	3 146 749	314 675
THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU COMPTEUR ZC.17.24 FAAROA	01/01/2011	25	1 379 250	17 930	1 397 180	100%	1 397 180	279 436
FIL COMB F&P QST30 FAAROAGROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	2 328 589	30 272	2 358 861	46%	1 085 076	217 015
FIL COMB REFONTE FAAROACIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	5 160 438	67 086	5 227 524	100%	5 227 524	1 045 505
EAU F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	319 764	-	319 764	100%	319 764	31 976
EAU-F&P QST30 FAAROAGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	3 945 679	-	3 945 679	70%	2 761 975	276 198
FIL EAU F&P QST30 FAAROAGROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	2 043 857	26 570	2 070 427	46%	952 396	190 479
ENERGIE F&P GPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	6 532 940	-	6 532 940	100%	6 532 940	653 294
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	11 689 175	-	11 689 175	100%	11 689 175	1 168 918
ENERGIE-F&P QST30 FAAROAGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	6 570 770	-	6 570 770	70%	4 599 539	459 954
SUPERVISION GE SEPAM ITIA FAAROA	01/01/2011	25	7 704 553	100 159	7 804 712	100%	7 804 712	1 560 942
FIL ENER F&P QST30 FAAROAGROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	3 567 849	46 382	3 614 231	46%	1 662 546	332 509
COFFRETS COMPTAGES FAAROA TAPUTAPUATEA	01/08/2013	25	1 829 590	71 354	1 900 944	100%	1 900 944	760 378
FILIERE NRJ FOURN BLOC24VPR ALIM CELL TAPUTAPUATEA	01/02/2015	24	160 954	10 462	171 416	100%	171 416	102 850
LUB F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	149 376	-	149 376	100%	149 376	14 938
ENVY F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	2 135 850	-	2 135 850	100%	2 135 850	213 585
CORPS FILTRANT FAAROACENTRALE	01/05/2010	25	738 971	-	738 971	100%	738 971	73 897
ENV.F&P QST30 FAAROA-RAIGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	3 945 678	-	3 945 678	70%	2 761 975	276 197

Composants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
FIL ENVT F&T QST30 FAAROAGROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	2 043 857	26 570	2 070 427	46%	952 396	190 479
FIL ENVT REFONTE FAAROACIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	2 532 032	32 916	2 564 948	100%	2 564 948	512 990
FILIERE ENVT STOCKAGEHUILE-AIRE LAVAGE FAAROA	01/09/2011	25	3 558 180	46 256	3 604 436	100%	3 604 436	720 887
SECU F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	84 651	-	84 651	100%	84 651	8 465
MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	01/02/2010	25	338 687	-	338 687	100%	338 687	33 869
SECU F&P QST30 GPE FAAROAGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	543 677	-	543 677	70%	380 574	38 057
FIL SECU F&P QST30 FAAROAGROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	281 624	3 661	285 285	46%	131 231	26 246
FIL SECU REFONTE FAAROACIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	1 318 993	17 147	1 336 140	100%	1 336 140	267 228
INST EVENTS CENT FAAROALOCAL SYST DETEC°&EXTINC°	01/04/2012	25	194 457	5 056	199 513	100%	199 513	59 854
INSTALLATION CAMERA IPCENTRALE DE RAIATEA	01/09/2015	23	2 740 969	178 163	2 919 132	100%	2 919 132	1 751 479
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	816 223	-	816 223	100%	816 223	81 622
PERKINS MOTEUR P750 TAPUG298 JGZF7146N00953A	01/06/2016	7	9 883 559	770 918	10 654 477	0%	-	-
ALTERNAT FG WILS P675 TAPUTAPUATEA G220	18/04/2016	7	2 417 732	188 583	2 606 315	0%	-	-
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPUCENTRALE FAAROA	01/01/2016	23	526 170	41 041	567 211	100%	567 211	397 048
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/06/2017	7	21 443 866	1 951 392	23 395 258	0%	-	-
MOTEUR FG WILSON P750 TAPUTAPUATEA G299	01/01/2017	7	7 630 562	694 381	8 324 943	100%	8 324 943	6 659 955
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/05/2017	7	22 024 188	2 004 201	24 028 389	0%	-	-
ALTERNAT FG WILS P750 TAPUTAPUATEA G299	01/01/2017	7	2 206 510	200 792	2 407 302	100%	2 407 302	1 925 842
ACCESOIRE WILS P750 TAPUTAPUATEA G299	01/01/2017	5	3 880 064	353 086	4 233 150	100%	4 233 150	3 386 520
MOTEUR PERKINS P750 TAPU G4 2806A E18TAG3	01/04/2019	7	7 309 142	855 170	8 164 312	0%	-	-
<b>PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>331 647 562</b>	<b>8 166 444</b>	<b>339 814 006</b>		<b>200 864 624</b>	<b>35 605 615</b>
AUT.COMP.DP MARTIN AVERAP1071 TAPUTAPUATEA	01/05/2010	25	62 290	-	62 290	0%	-	-
TRANSFO DP MARTIN AVERAAVERA TAPUTAPUATEA	01/05/2010	25	571 820	-	571 820	0%	-	-
TRANSFO SOCLE TAPUTAPUATEA ZONE ELEVAGE FAAROA	01/07/2014	25	-	-	-	-	-	-
TRANSFO VALLEE FAAREP AVAIMAARIRI TAPUTAPUATEA	31/05/2010	25	2 204 604	-	2 204 604	80%	1 763 683	176 368
RENFORC POSTE P1061 TAPUHAMOA	01/01/2011	25	827 747	10 761	838 508	50%	419 254	83 851
TRANSFO P1061 HAMOA TAPURENFORCEMENT	01/01/2011	25	554 069	7 203	561 272	50%	280 636	56 127
CREATION POSTE AVERA TAPUENTRE P2111 & P1091	01/01/2011	25	1 567 005	20 371	1 587 376	50%	793 688	158 738
CREAT TRANSFO AVERA TAPUENTRE P2111 & P1091	01/01/2011	25	556 866	7 239	564 105	50%	282 053	56 411
RENFORC POSTE P1052 TAPUAFO AVERA	01/01/2011	25	1 292 651	16 804	1 309 455	50%	654 728	130 946
TRANSFO P1052 AVERA TAPURENFORCEMENT	01/01/2011	25	547 578	7 119	554 697	50%	277 348	55 470
TRANSFO Q7051 PORLIER TAPU/TUMA FEEDER TEVAITOA	01/01/2012	25	1 847 672	48 039	1 895 711	0%	-	-
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA FEEDER TEVAITOA	22/08/2012	25	1 322 632	34 388	1 357 020	100%	1 357 020	407 106
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA FEEDER OPOA	22/08/2012	25	1 322 632	34 388	1 357 020	100%	1 357 020	407 106
CREAT DP P1084 AVERA TAPUTAPUATEA FEEDER AVERA	26/06/2013	25	1 723 638	67 222	1 790 860	100%	1 790 860	716 344
TRANSFO P1084 AVERA TAPUTAPUATEA FEEDER AVERA	26/06/2013	25	427 513	16 673	444 186	100%	444 186	177 674
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA FEEDER TEVAITOA	22/08/2012	25	1 818 465	47 280	1 865 745	100%	1 865 745	559 724
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA FEEDER OPOA	22/08/2012	25	1 818 465	47 280	1 865 745	100%	1 865 745	559 724
REPL DDR P108B/NULECAVERA TAPUTAPUATEA	01/01/2012	15	3 382 600	87 948	3 470 548	0%	-	-
CONF HT/BTA ZONE P2111ZEBROWSKI AVERA TAPU	01/01/2010	25	2 421 668	-	2 421 668	0%	-	-
EXT BTA QT TEINAURI CINDY AVERA TAPU FD SPECIAL	01/01/2010	25	121 950	-	121 950	100%	121 950	12 195

Composants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTEOPOA TAPU FD SPECIAL	01/01/2010	25	143 125	-	143 125	100%	143 125	14 313
EXT BTA QT PORUTU ELISABETH AVERA TAPU FD SPECIAL	01/01/2010	25	148 253	-	148 253	100%	148 253	14 825
EXT HT/BTA VALLEE FAAREPAVAIMAARIRI TAPUTAPUATEA	31/05/2010	25	2 442 666	-	2 442 666	80%	1 954 133	195 413
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA2010	01/07/2010	25	8 029 195	-	8 029 195	2%	137 291	13 729
RESEAUX 2010 CONCED TAPUFINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2010 TIERS TAPUFINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
EXT BTA QT TEIHOTUA AVERATAPUTAPUATEA (14A1)	01/07/2010	25	239 306	-	239 306	100%	239 306	23 931
RENF CABLE BTA RTE AVERADU POSTE P1061 TAPUTAPUAT	01/01/2011	25	833 396	10 834	844 230	0%	-	-
RENF CABLE BTA AVERA DUPOSTE P1032 SHAMKOUA TAPU	01/01/2011	25	1 050 683	13 659	1 064 342	0%	-	-
RENF RESEAU BTA AVERAS/RDC DP P1052 AFO TAPU	01/01/2011	25	1 468 477	19 090	1 487 567	0%	-	-
DEPL RESEAU HTA AVERA ZONE DP P1052 AFO TAPU	21/01/2011	25	4 102 585	53 334	4 155 919	0%	-	-
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA2011	01/07/2011	25	27 532 475	357 922	27 890 397	0%	101 034	20 207
RESEAUX 2011 CONCED TAPUTAPUATEA FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2011 TIERS TAPUTAPUATEA FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
EXT FD BTA QT PUNAA, TENIARAH I & SMITH TAPUTAPUATEA	01/01/2012	25	661 163	17 190	678 353	100%	678 353	203 506
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA2012	01/07/2012	25	27 673 763	719 518	28 393 281	1%	189 510	56 853
RESEAUX 2012 TIERS TAPUTAPUATEA FINANCEMENT	01/07/2012	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA CP 2013	01/07/2013	25	25 578 200	997 550	26 575 750	0%	-	-
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA CP 2013	01/07/2013	25	148 131	5 777	153 908	100%	153 908	61 563
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTAPUTEA PK 37 A FAREATAI	06/08/2013	25	436 441	17 021	453 462	100%	453 462	181 385
EXT 14A1 QT SANQUER TAPUPK28 C/MER OPOA TAPUTAP.	01/01/2014	25	549 263	28 562	577 825	100%	577 825	288 912
EXT14A1 BT BASSIN TAPUCOMMUNAL AVERA-RAHI	28/02/2014	25	392 658	20 418	413 076	100%	413 076	206 538
ART14A/CD/TM/RB/629QUART TEINARAH I AVERA-RAH	28/02/2014	25	414 423	21 550	435 973	100%	435 973	217 986
RESEAUX CP TAPUTAPUATEACP 2014	01/07/2014	25	23 156 984	1 204 163	24 361 147	0%	-	-
RESEAUX 2014 CONCED TAPUFINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2014	25	-	-	-	-	-	-
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14TAPUTAPUATEA	01/07/2014	25	229 535	11 936	241 471	100%	241 471	120 735
RESEAUX CP TAPUTAP 2014CP 2014 QP 15%EXT EDT	01/07/2014	25	1 017 290	52 899	1 070 189	100%	1 070 189	535 095
ART14A/CD/TM/RB/251/14QUART TETUANUI AVERA RAHI	08/07/2014	25	389 782	20 269	410 051	100%	410 051	205 025
ART14A/CD/TM/RB/276/14QUART REREA O FAREATAI	31/08/2014	25	217 994	11 336	229 330	100%	229 330	114 665
ART14A/CD/TM/RB/251/14QUART LEMAIRE FAAREPA	10/10/2014	25	443 984	23 087	467 071	100%	467 071	233 536
RESEAUX CP TAPUTAPUATEACP 2015	01/07/2015	25	10 068 210	654 434	10 722 644	1%	79 895	47 937
RESEAUX 2015 CONCED TAPFINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2015	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2015 TIERS TAPFINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2015	25	-	-	-	-	-	-
EXT HT/BTS VALLEE FAAREPAVAIMAARIRI TAPUTAPUATEA	31/05/2010	35	9 770 662	-	9 770 662	80%	7 816 530	781 653
FOURN TPC160&63 AVERA TAPU MAG AVERA PK 4.5 C/MER	08/04/2011	35	7 081 606	92 061	7 173 667	100%	7 173 667	1 434 733
MES HTA ZONE PORLIER TAPUZONE TRAVERSIERE TAPU	01/01/2012	35	11 621 291	302 154	11 923 445	27%	3 178 405	953 522
MIS HTS ZONE ZEBROWSKIBAIE FAAROA TAPUTAPUATEA	01/01/2012	35	6 703 388	174 288	6 877 676	25%	1 719 419	515 826
RESEAUX 2013 TIERS TAPUFINANCEMENT	01/07/2013	35	-	-	-	-	-	-
ART14A1/CD/TM/RB/569/13QUART SMITH A OPOA TAPU	06/06/2014	35	371 512	19 319	390 831	100%	390 831	195 415
RESEAU SOUT CONCED TAPUTAPUTEA ZONE ELEVAGE FAAROA	01/07/2014	35	-	-	-	-	-	-
RESEAUX SOUT TIERS TAPU FINANCEMENT 2014	01/07/2014	35	-	-	-	-	-	-

Composants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
BRCHT/CPTAGE TAPUTAP 2010	01/07/2010	20	6 785 219	-	6 785 219	15%	1 032 919	103 292
COMPTAGE TIERS TAP 2010FINANCEMENT	01/07/2010	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA2011	01/07/2011	20	8 340 646	108 428	8 449 074	7%	624 374	124 875
COMPTAGE TIERS TAPU 2011FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2011	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2012	01/07/2012	20	5 355 385	139 240	5 494 625	15%	834 606	250 382
COMPTAGE TIERS TAPU 2012FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2012	20	-	-	-	-	-	-
CPTEURS SOLAIRE TAP 2012	01/07/2012	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2013	01/07/2013	20	3 562 831	138 950	3 701 781	3%	99 341	39 736
COMPTAGE TIERS TAPU 2013FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2013	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUTEA CP 2014	01/07/2014	20	5 817 984	302 535	6 120 519	6%	341 391	170 695
COMPTAGE TIERS TAPU 2014FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2014	20	-	-	-	-	-	-
CPTEURS SOLAIRE TAP 2014	01/07/2014	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2015	01/07/2015	20	3 660 894	237 958	3 898 852	19%	752 605	451 563
COMPTAGE TIERS TAP 2015FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2015	20	-	-	-	-	-	-
RESEAUX BTA TM/RB/107/14TAPUTAPUATEA FSPECIAL	30/01/2016	25	973 641	75 944	1 049 585	100%	1 049 585	734 709
RESEAUX CP TAPU 2016CP 2016	01/07/2016	25	15 551 461	1 213 014	16 764 475	4%	670 579	469 405
RESEAUX 2016 CONCED TAPUFINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2016	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2016 TIERS TAPUFINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2016	25	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUCP 2016	01/07/2016	20	3 494 254	272 552	3 766 806	18%	678 025	474 618
COMPTAGE TIERS TAPU 2016FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2016	20	-	-	-	-	-	-
EXT LOT TUARIHIONOA MANAPK 4.7 C/MONT VALLE AVERA	01/01/2017	25	101 402	9 228	110 630	100%	110 630	88 504
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAPUTAPUATEA	01/01/2017	25	245 016	22 296	267 312	100%	267 312	213 850
14A1 LC420/15 AVERA TAPUELEC QT TAUMATA JEAN	01/01/2017	25	667 308	60 725	728 033	100%	728 033	582 426
14A1 CB/EB 2017/378 AVERAEXT RSX BTS QT FORAINS	19/06/2017	25	610 130	55 522	665 652	100%	665 652	532 521
RESEAUX CP TAPU 2017CP 2017	01/07/2017	25	26 891 403	2 447 118	29 338 521	0%	33 010	26 408
RSX AERIEN TIERS TAP 2017FINANCEMENTS TAPUTAPUATEA	01/07/2017	25	-	-	-	-	-	-
CD/TM/JR/N°842/16 TAPURENV 103 LUMINAIRE DEFECT	01/10/2017	25	7 933 688	721 966	8 655 654	100%	8 655 654	6 924 523
CD/TM/JR/N°270/17 TAPUBRCHT COLL FORAINS AVERA	19/06/2017	20	732 547	66 662	799 209	100%	799 209	639 367
COMPTAGE TIERS TAPU 2017FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2017	25	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2017	01/07/2017	20	2 638 072	240 065	2 878 137	18%	522 822	418 258
14A1 CD/TM/JR/428/17 AVERA QT MARAEROA TAPUTAPUATE	01/01/2018	25	583 233	60 656	643 889	100%	643 889	579 500
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018 CP 2018	01/07/2018	25	298 230	31 016	329 246	0%	-	-
RSX AERIEN TIERS TAP 2018FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2018	25	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2018	01/07/2018	20	1 913 488	199 003	2 112 491	23%	480 176	432 158
COMPTAGE TIERS TAPU 2018FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2018	20	-	-	-	100%	-	-
RNV IACM PAR IAM TAPUTAPU ATEA	01/01/2019	15	4 779 213	559 168	5 338 381	0%	-	-
14A1 LC569/17 TAPUTAPUATE A QT MOANATAEPK 20,5	01/01/2019	25	370 028	43 293	413 321	100%	413 321	413 321
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT EA PMT 2018	01/01/2019	25	16 495 633	1 929 989	18 425 622	0%	-	-
14A1 LC CD/TM/RJ/341/18 TAPUTAPUATEA QT TEFAAORA	12/03/2019	25	442 695	51 795	494 490	100%	494 490	494 490
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019 CP 2019	01/07/2019	25	4 034 464	472 032	4 506 496	7%	314 460	314 460
RSX AERIEN TIERS TAP 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2019	25	-	-	-	100%	-	-
RSX SOUT TIERS TAPU 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2019	35	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT EA CP 2019	01/07/2019	20	2 286 712	267 545	2 554 257	12%	308 123	308 123
COMPTAGE TIERS TAPU 2019 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2019	20	-	-	-	100%	-	-
<b>DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>321 873 883</b>	<b>15 027 786</b>	<b>336 901 669</b>		<b>62 196 230</b>	<b>24 982 272</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA</b>			<b>653 521 445</b>	<b>23 194 230</b>	<b>676 715 675</b>		<b>263 060 854</b>	<b>60 587 888</b>

## 5.8 - Plan de Renouveaulement

### Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>reste à faire au 31/12/2018</b>	79 262 804
réalisé	- 8 164 312
écart de coût sur réalisé	-
réajusté	-
<b>reste à faire au 31/12/2019*</b>	71 098 492

\* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2019	- Reprise de lissage 2019	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
<b>TOTAL TAPUTAPUATEA PRODUCTION</b>	<b>94 843 028</b>	<b>16 528 968</b>	<b>- 28 401 235</b>	<b>82 970 760</b>	<b>71 098 492</b>

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

<b>besoin évalué 31/12/2016 :</b>	<b>126 042 876</b>
ajustement du besoin 2017 :	116 186
ajustement du besoin 2018 :	1 741 901
ajustement du besoin 2019 :	-
<b>- doté à l'ouverture :</b>	<b>94 843 028</b>
<b>reste à doter</b>	<b>33 057 935</b>
nb années restantes	2
dotation de l'exercice :	16 528 968

### Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>Reste à faire au 31/12/2018</b>	<b>19 956 794</b>
Réalisé	(30 202 173)
Réajusté	10 245 379
<b>Reste à faire au 31/12/2019*</b>	<b>-</b>

\* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2019	- Reprise de lissage 2019	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
<b>TOTAL TAPUTAPUATEA DISTRIBUTION</b>	<b>37 148 530</b>	<b>11 596 318</b>	<b>- 30 170 583</b>	<b>18 574 265</b>	<b>-</b>

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

<b>besoin évalué 31/12/2016 :</b>	<b>60 341 165</b>
ajustement du besoin 2017 :	1
ajustement du besoin 2018 :	-
ajustement du besoin 2019 :	-
<b>- doté à l'ouverture :</b>	<b>37 148 530</b>
<b>reste à doter</b>	<b>23 192 636</b>
nb années restantes	2
dotation de l'exercice :	11 596 318

## 6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

### Etats des engagements à incidence financière

#### a) Convention de fourniture de Gasoil pour les autres îles (EDT – PETROPOL)

Durée : 1<sup>er</sup> décembre 2014 au 31 décembre 2020 (et couvre la période allant jusqu'au 31/12/2020)

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 1,35 xpf/litre sur les prestations locales.

Le contrat contient des clauses de garanties de stock, de livraison prioritaire, et d'adaptation aux demandes du client.

#### b) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque

Conventions de raccordement et d'achat, conformes au modèle adopté par arrêté n°2128 CM du 23/11/2010. Les prix de rachat, garantis 25 ans, varient en fonction de la puissance installée, conformément à la réglementation.

La durée des contrats est cependant limitée à la date de fin du contrat de concession attribué à EDT.

#### c) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

Une somme est provisionnée chaque année, en fonction notamment d'une estimation du turnover du personnel, de l'âge prévisionnel de départ à la retraite des agents, et de leur niveau de rémunération prévu.

#### d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

EDT a adhéré en 1970 au régime de retraite complémentaire pour ses cadres et agents de maîtrise, auprès des caisses CRE et IRCAFEX, institutions paritaires désignées par les régimes ARRCO et AGIRC pour la Polynésie française.

#### e) Baux

Bailleur	Objet du bail
LAO PIERRE	AGENCE UTUROA

#### f) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

Conventions d'occupation d'emprises foncières par des postes de transformation, et conventions d'autorisation de passage par les conduites électriques.

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante

#### g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

#### 2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

#### h) Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication. Ce sont ainsi près de 44.000 poteaux qui sont mis à disposition, toutes concessions confondues, contre rémunération.

Durée : 1<sup>er</sup> janvier 2014 – 31 décembre 2020