



**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 2018**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS</b>	<b>3</b>
<b>1 – PRESENTATION</b>	<b>7</b>
1.1 - Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	10
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	14
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b>	<b>15</b>
➤ <b>Aspects commerciaux</b>	<b>16</b>
2.1 - Mode de détermination des tarifs	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	18
2.4 - Autres produits d'exploitation	18
2.5 - Statistiques de ventes	19
2.6 - Gestion des impayés	23
2.7 - Dépenses de la Commune	23
2.8 - Services offerts à la clientèle	24
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	26
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b>	<b>27</b>
➤ <b>Bilan technique</b>	<b>28</b>
3.1 - Système électrique de Raiatea	28
3.2 - Effectif de l'exploitation	28
3.3 - Réseaux de distribution HTA/BTA	29
3.4 - Autorisation d'exploitation	29
3.5 - Détail des ouvrages de production	29
3.6 - Données de production	30
3.7 - Qualité de service	30
3.8 - Qualité – Sécurité – Environnement	31
3.9 - Travaux significatifs – Faits marquants	31
3.10 - Raccordement solaire	32
3.11 - Unités d'œuvres 2018 de la concession	33
<b>4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b>	<b>34</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	35
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	41
4.3 - Comptes de la concession	45
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	52
<b>5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES</b>	<b>58</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	59
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	60
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	68
5.4 - Dépenses de renouvellement	68
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	69
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	74
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.	75
5.8 - Plan de Renouvellement	80
<b>6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC</b>	<b>83</b>

## **0 - FAITS MARQUANTS**

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

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

Présentation au Pays, le 15 octobre 2018, 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

Le but premier est d'aider le Pays à atteindre les objectifs du Plan de Transition Énergétique (PTE) de la Polynésie, prévoyant 50% d'EnR en 2020 et 75% d'EnR en 2030, et au-delà, tendre vers l'indépendance énergétique de la Polynésie.

MARAMA NUI a proposé au Pays un autre projet Hydromax sur la cote 95 dans la vallée de la Papenoo. Une opération inscrite dans le projet industriel d'EDT ENGIE.

#### **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.

La loi de Pays pose des difficultés significatives de mise en œuvre et peut modifier l'équilibre économique des concessions existantes. Ainsi, des discussions sont en cours avec la Polynésie afin de trouver des solutions aux difficultés pratiques de mise en œuvre au regard :

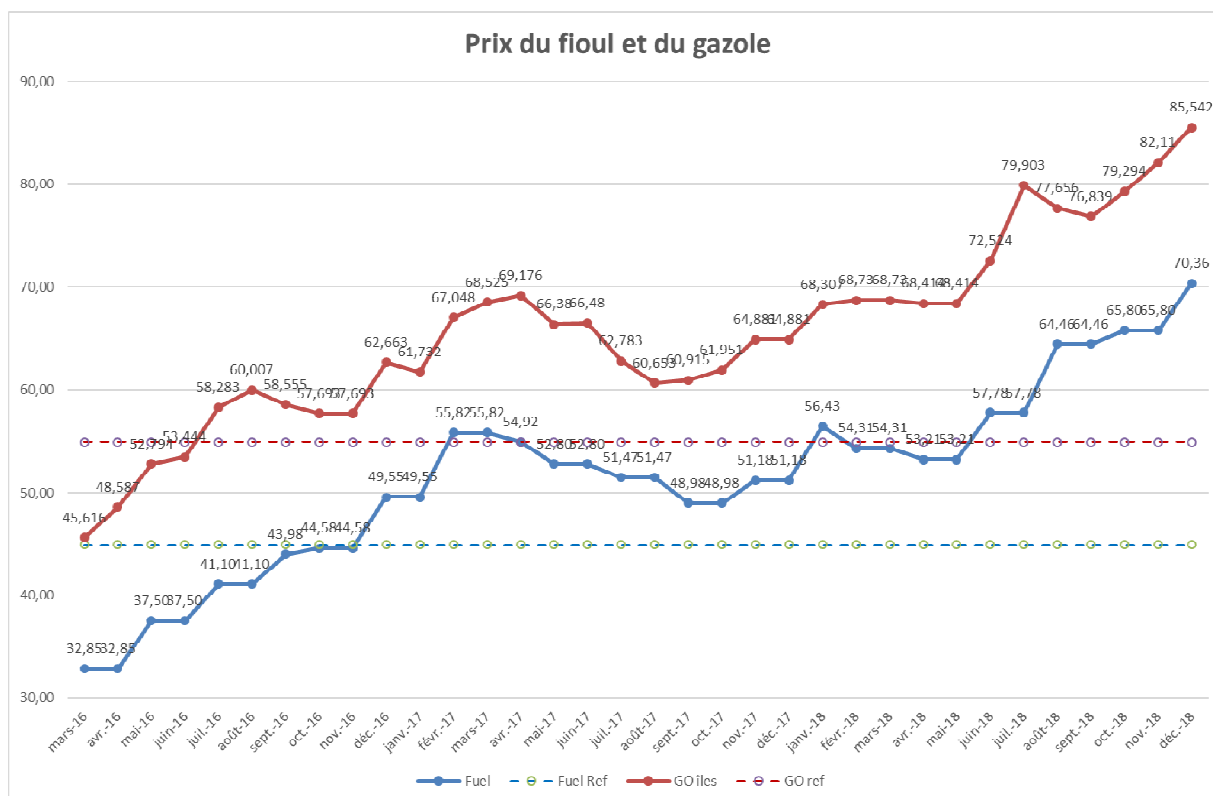
- du nombre important des composants des réseaux (55.000 comptages, 25.000 poteaux, 950 transformateurs, 1.200 km de câbles rien que sur Tahiti Nord) ;
- de la durée de vie à la fois importante (25 ou 30 ans) et très variable au sein même de chaque famille de composants ;
- de la difficulté à prévoir pour chaque composant de leur date et coût de renouvellement.

## Données économiques :

### 1) Combustibles :

Depuis le mois de mars 2016 pendant lequel les tarifs de vente de l'électricité avaient été fixés par le Conseil des ministres les prix des énergies n'ont cessé d'augmenter passant :

- pour le fioul de 32,85 F/L à 70,36 F/L en décembre 2018 (+114,2%) ;
- pour le gazole de 45,61 F/L à 85,54 F/L en décembre 2018 (87,8%).



P ref : valeur du combustible pris en compte dans les tarifs fixés au 1<sup>er</sup> mars 2016

### 2) Redevance de transport :

Sur la même période la redevance de transport est passée de 1,95 F/kWh à 2,45 F/kWh puis 2,75 F/kWh soit une augmentation de 41%.

### 3) Tarif de vente :

Malgré la hausse des combustibles, les tarifs de vente de l'électricité sont restés stables depuis 2016.

### **Formule tarifaire et rémunération du concessionnaire :**

La formule de Revenu Autorisé de notre concession prévoit que les tarifs de l'électricité sont actualisés : « tous les ans au 1er mars », ou « À tout moment : en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE »

(le terme CE correspondant aux dépenses d'énergie, de combustible et de transport).

Toutefois, depuis le 1er mars 2016, aucune mise à jour des tarifs n'a été opérée, malgré une hausse des prix des hydrocarbures, et de la redevance de transport due à la TEP.

En l'absence d'accord du concédant ou de décision du tribunal administratif sur l'application de ladite formule tarifaire, la rémunération du concessionnaire est alors constituée par ses seuls encaissements clients.

En cumul depuis 2016, le manque à gagner du concessionnaire s'établi à 2.270 MF dont 1.954 MF au titre de 2018.

A la date de d'émission de ce rapport un avenant 18 a été signé, reconnaissant que la charge de combustible et la redevance de transport n'ont pas à être supportées par EDT.

### **Sécurité :**

Nous enregistrons sur l'année 2018 écoulée :

- 4 accidents de travail avec arrêt (hors trajet) cumulant 79 jours d'interruption du travail (valeurs cibles inférieurs ou égales à 3 accidents et 100 jours)
  - o Taux de fréquence = 4,64
  - o Taux de gravité = 0,09
- 4 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 2 accidents de trajet, sans arrêt.

## Principaux indicateurs

		TAPUTAPUATEA				
		2018		2017		
<b>CLIENTS</b>	<b>Nombre de contrats clients</b>	<b>1 705</b>		<b>1 686</b>		
	BT	1 699	99,65%	1 680	99,64%	
	MT	6	0,35%	6	0,36%	
	<b>Puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>7 408</b>		<b>7 145</b>	
	BT	7 223	97,50%	6 960	97,41%	
	MT	185	2,50%	185	2,59%	
	<b>Puissance maximale appelée</b>	<b>MW</b>	<b>0,92</b>		<b>0,92</b>	
	<b>Nombre de kWh vendus total</b>		<b>4 743 638</b>		<b>4 709 431</b>	
	BT	4 204 579	88,64%	4 220 421	89,62%	
	MT	539 059	11,36%	489 010	10,38%	
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>157 053 369</b>		<b>154 779 311</b>	
	BT : Total		140 712 119	89,60%	139 633 714	90,21%
	BT : par client		82 821		83 115	
	BT : par kVA de puissance souscrite		19 482		20 063	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		21 455 023	15,25%	20 959 880	15,01%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		119 257 096	84,75%	118 673 834	84,99%
	MT : Total		16 341 250	10,40%	15 145 597	9,79%
MT : par client		2 723 542		2 524 266		
MT : par kVA de puissance souscrite		88 331		81 868		
MT : part fixe en XPF et % du CA total		3 403 260	20,83%	3 403 260	22,47%	
MT : part variable en XPF et % du CA total		12 937 990	79,17%	11 742 337	77,53%	
<b>Prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>33,11</b>		<b>32,87</b>		
BT		33,47		33,09		
MT		30,31		30,97		
<b>TECHNIQUES</b>	<b>Rendement réseaux (s/production nette)</b>	<b>0,89</b>		<b>0,87</b>		
	<b>Energie achetée</b>					
	Energie solaire	kWh	19 960	0,03%	25 420	0,04%
	Energie hydroélectrique	kWh	9 111	0,02%	64 370	0,11%
	Energie thermique	kWh	5 300 795	9,02%	5 329 754	9,07%
	Energie totale achetée		5 329 867		5 419 544	
	<b>Temps moyen de coupure</b>					
	global		18h15		16h40	
origine production		-		1h09		
origine transport		-		-		
origine distribution		18h15		15h31		
<b>FINANCIERS</b>	<b>Patrimoine</b>					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	<b>132</b>		<b>132</b>	
	Valeur d'origine	k XPF	<b>1 328 136</b>		<b>1 306 263</b>	
	Valeur nette économique	k XPF	<b>683 787</b>		<b>729 158</b>	
	<b>Travaux réalisés</b>					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	<b>1 962</b>		<b>72 488</b>	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	<b>5 416</b>		<b>27 741</b>	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	<b>59 057</b>		<b>68 876</b>	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	<b>N/A</b>		<b>327 514</b>	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A		231 666	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	108 174		95 848	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	<b>3 152</b>		<b>13 773</b>	
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	<b>N/A</b>		<b>172 735</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**

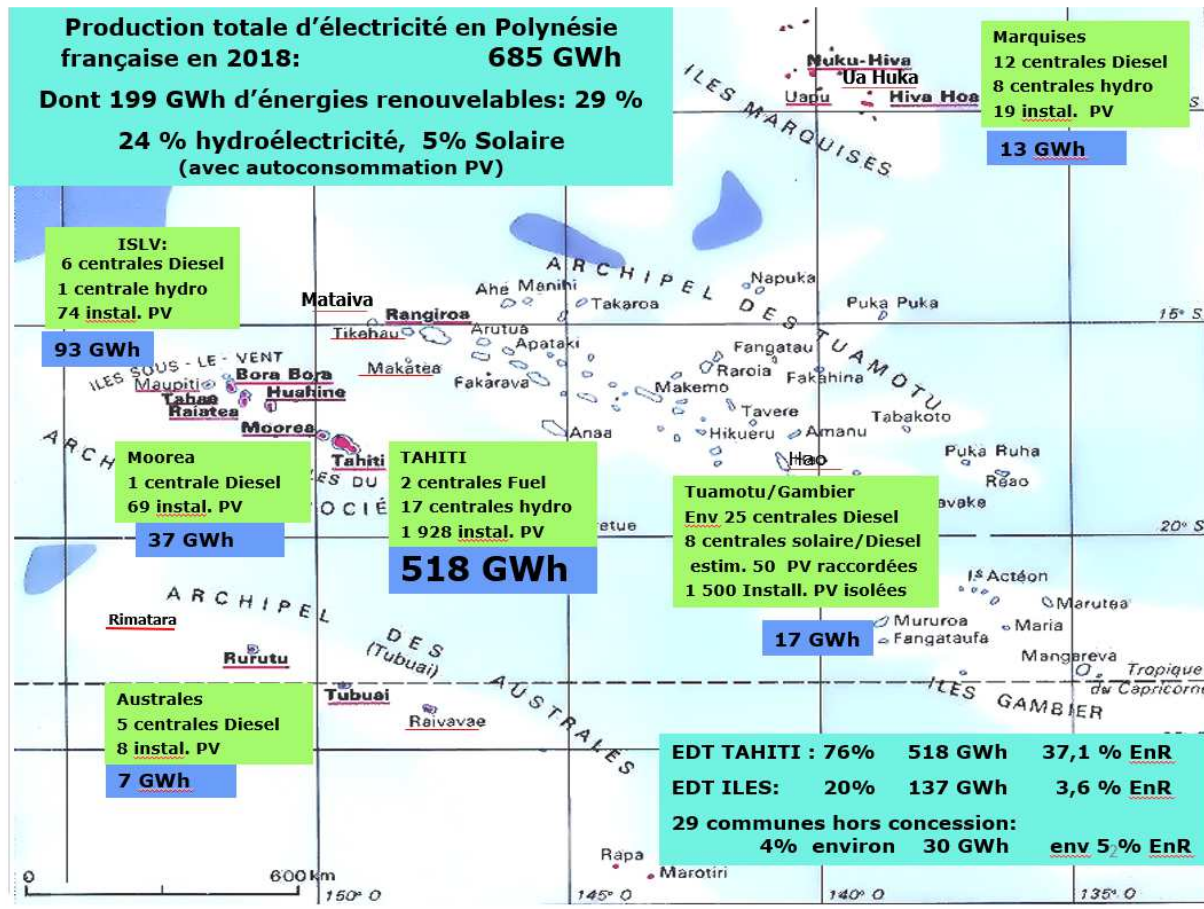
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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

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

## 1.1 - Le système électrique polynésien

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



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 régies 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) à la Sem Te Mau Ito Api (1 concession) pour la commune de Makemo.

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 des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.
- Sur Tahiti le renouvellement à court terme de la moitié des moyens thermiques existants et le démantèlement de l'ancienne centrale de Papeete

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
- Sur l'île de Tahiti, la mise en place d'un « réseau intelligent » ou smart-grid à savoir équipé de compteurs communicants et d'une informatique performante

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 POLYDIESEL 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).

### 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 2018
  - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
  - 2.4 Autres produits d'exploitation
  - 2.5 Statistiques de ventes
  - 2.6 Gestion des impayés
  - 2.7 Dépenses de la Commune
  - 2.8 Services offerts à la clientèle
  - 2.9 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.

Au cours de l'année 2018, les tarifs applicables sont restés stables, la dernière actualisation ayant eu lieu en Mars 2016, conformément à l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié, relatif aux prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

### 2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Prix du kWh (XPF)
BT Usage social 1ère tranche	P1	de 0 à 240 kWh/mois	19
BT Usage social 2ème tranche	P2	au-dessus de 240 kWh/mois	39
BT Usage domestiques 1ère tranche	P3	de 0 à 240 kWh/mois	24,5
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	au-dessus de 240 kWh/mois	39
BT Eclairage public	P4		33
BT Usage professionnel	P5		35,75
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	25
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	22
Prépaiement 2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22
Prépaiement 3,3 kVA de puissance souscrite	P9		28
Prépaiement 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		37

PRIME D'ABONNEMENT	XPF/kVA
<b>Basse tension</b>	<b>MENSUELLE</b>
Tarif "petits consommateurs" (puissance souscrite ≤ 3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395
Tarifs "classique" basse tension usages professionnels et autres usages	360
<b>Moyenne tension</b>	<b>MENSUELLE</b>
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1533
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1245



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

Avance sur consommation	XPF / kVA de puissance souscrite
<b>Basse tension</b>	P = 39,00 XPF
Tarif "petits consommateurs"	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Autres Tarifs Basse Tension	ASC = 50 x P x kVA ASC = 1 950 XPF x kVA
<b>Moyenne tension</b>	ASC = 100 x P x kVA ASC = 3 900 XPF x kVA

## 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2018 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P1	1 002 267	19 043 073	20 023	5 269 076	1 654
BT Usage social 2ème tranche	P2	72 289	2 819 271			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	745 413	18 262 973	22 508	8 932 097	1 935
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	293 845	11 459 955			
BT Eclairage public	P4	100 692	3 322 836	2 772	997 920	231
BT Usage professionnel	P5	863 907	30 884 793	17 365	6 255 930	1 467
MT Tarif jour	P6	359 564	8 989 100	2 220	3 403 260	185
MT Tarif nuit	P7	179 495	3 948 890			
Prépaiement		1 126 166	33 464 195	21 913		1 935
<b>Total</b>		<b>4 743 638</b>	<b>132 195 086</b>	<b>86 801</b>	<b>24 858 283</b>	<b>7 408</b>

Ventes totales	157 053 369
Prix moyen	33,11

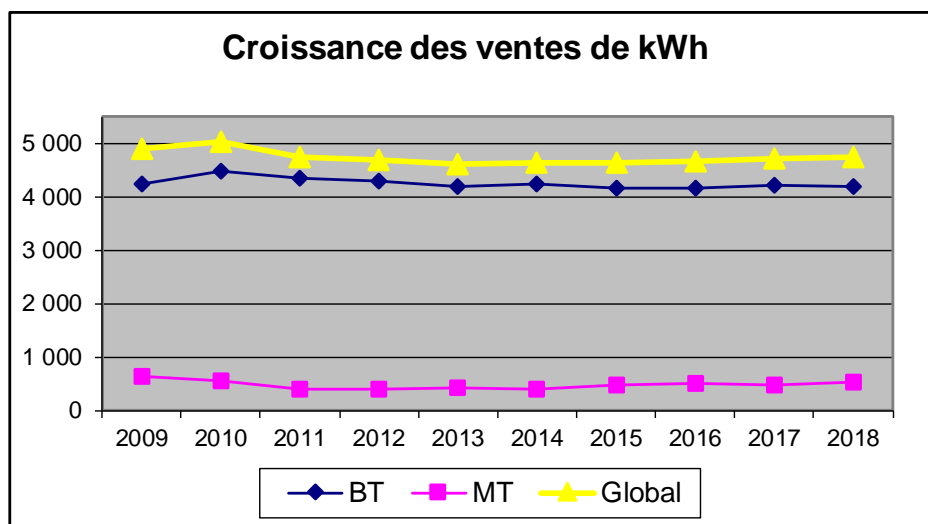
Le chiffre d'affaires de la concession en 2018 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités aux tarifs publics domestiques.

## 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 :	380 089 XPF
- Frais de relance :	589 536 XPF
- Total	<u>969 625 XPF</u>

## 2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité poursuivent la tendance haussière observée depuis 2014 et enregistrent une augmentation de 0,7% en 2018 (soit +34 MWh) pour la concession de Taputapuatea avec un volume global de plus de **4,7 GWh** sur 2018. Cette hausse se traduit par une hausse des ventes en moyenne tension de 10,2% (+50 MWh), qui représentent 11% des ventes globales, qui compense la baisse de 0,4% des ventes en basse tension (-16 MWh).

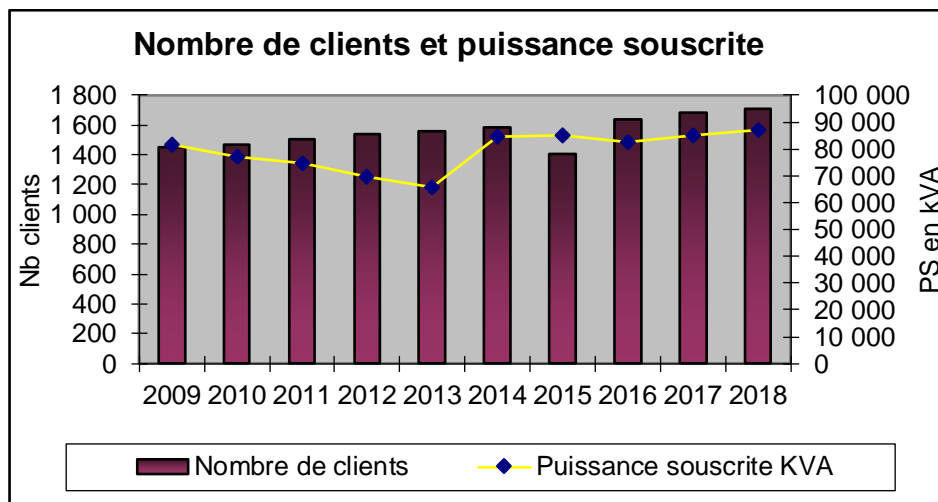
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui représente 77% des ventes en basse tension, diminue de 0,4%. Cette évolution est liée à la hausse des ventes prépaiement de 1,7% (+19 MWh), toutefois insuffisante pour compenser les baisses respectives de -2,0% et -0,9% observées pour les tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques.

Les évolutions constatées s'expliquent d'une part par un transfert des volumes des tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif prépaiement, mais également par une augmentation du nombre de clients prépaiement, qui enregistre une hausse nette de 17 nouveaux abonnés sur 2018.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes de la concession avec environ 100 MWh vendus sur 2018, ont pour leur part diminué de 10,7% (-12 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. EDT ENGIE est notamment intervenu pour des travaux de remplacement de 103 luminaires SHP 82W en LED 54W (*Isaro THORN*).

Les ventes aux clients professionnels progressent pour la seconde année consécutive, enregistrant une hausse de 4,6 % (+37,9 MWh), principalement liée à l'augmentation de la consommation d'une pension située dans la concession, et de certaines installations communales telles que la cuisine centrale et une école. Le segment des professionnels représente plus de 20 % des ventes de la concession.

Concernant les ventes en moyenne tension, elles connaissent une hausse de 10,2% (après une baisse de 3,1% en 2017) et atteignent 539 MWh, soit le plus haut niveau depuis 2011. Cette hausse est liée à la forte consommation des stations de pompage de la centrale hydraulique de la vallée Aratao et de la vallée Avera Rahi.



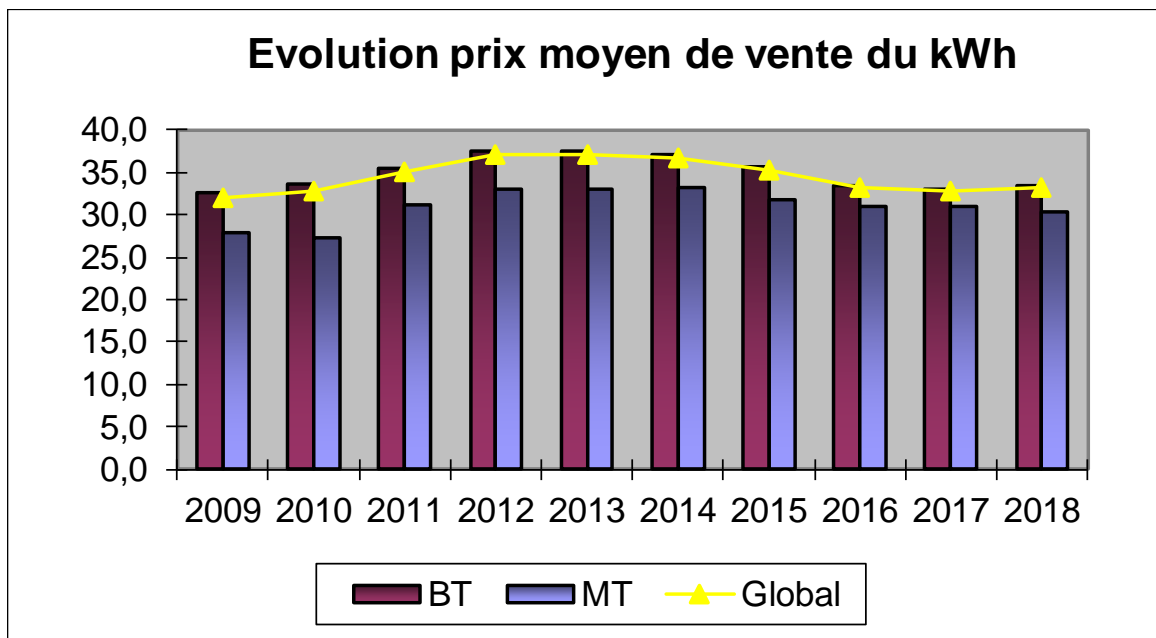
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2017 ( <i>nombre de contrats</i> )
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 699 +1,1% (+ 19 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>6</u> -
	1 705 +1,1% (+ 19 contrats)

Les tendances observées en 2017 pour les contrats en usages domestiques se poursuivent et se traduisent par :

- la hausse de 2,5% du nombre de clients en tarif prépaiement, portant le nombre d'abonnés à 702, soit 41% du nombre total d'abonnés ;
- la hausse de 3,6% du nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques (+11 abonnés) qui pèsent pour 18% de nombre total d'abonnés à fin 2018 ;
- la baisse de 1,8% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 10 contrats en moins par rapport à 2017. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 32% du nombre total d'abonnés.

Après une baisse de 1,1% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension en 2017, le nombre d'abonnés augmente de 3,2% en 2018. Avec 96 clients, ce segment représente 6% du nombre total d'abonnés.

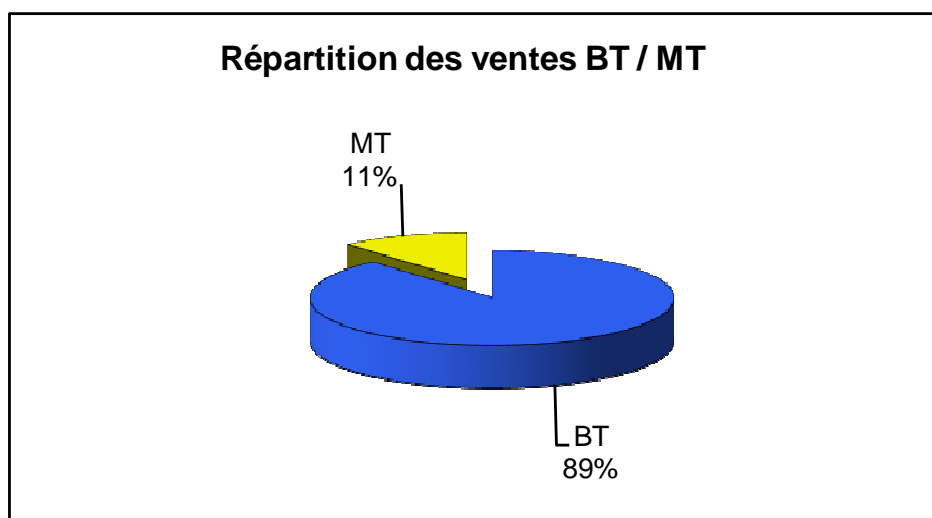
La puissance souscrite facturée atteint son plus haut niveau depuis 10 ans et s'élève à 86 801 kVA, soit une augmentation de 2,3% par rapport à 2017.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :

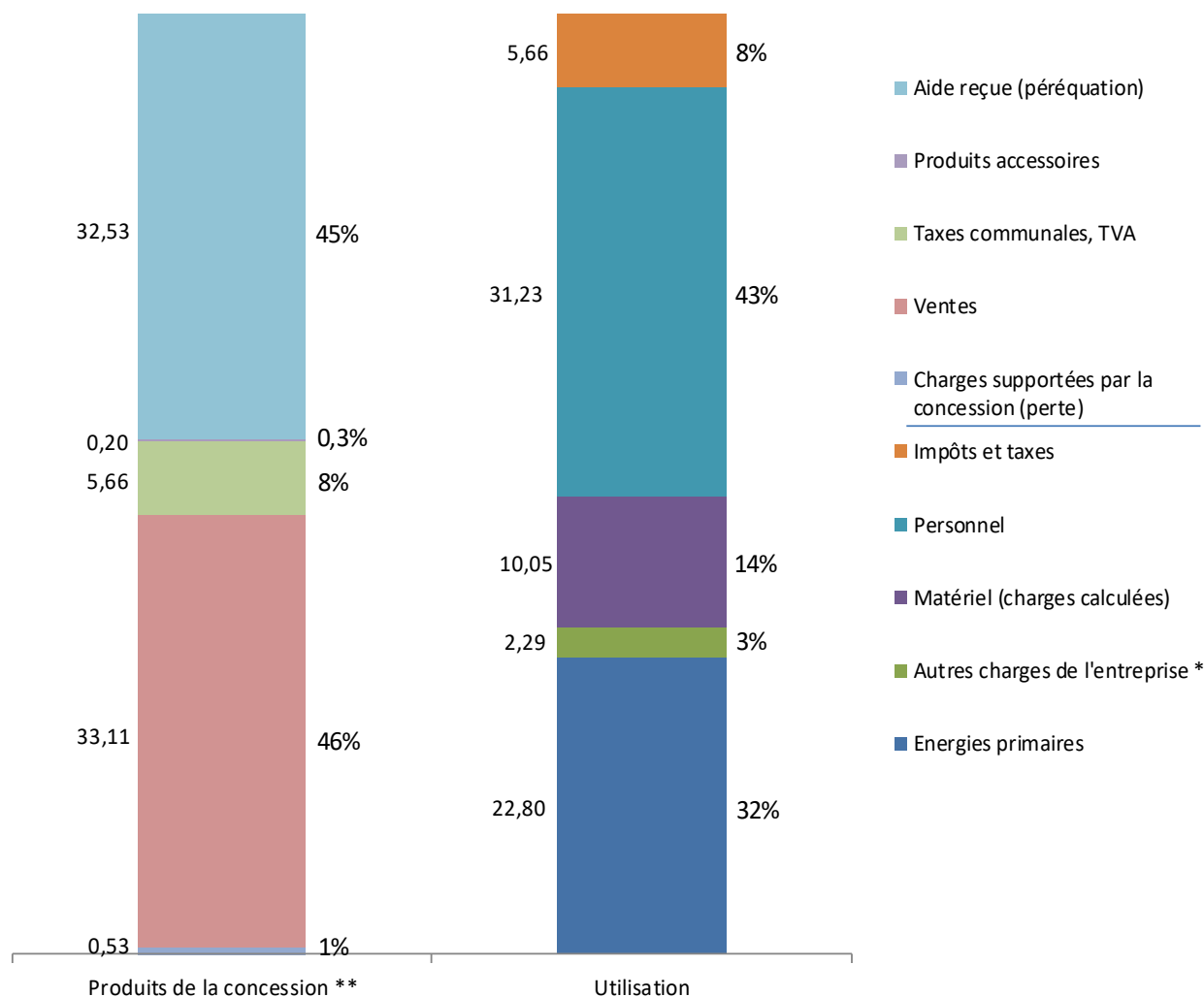
		variation / 2017
Tarifs basse tension	33,5 Fcp	+1,2%
Tarifs moyenne tension	<u>30,3 Fcp</u>	<u>-2,1%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,1 Fcp	+0,7%

Le prix moyen de vente du kWh connaît une hausse de 0,7%. En basse tension, le prix moyen augmente de 1,2% en raison de l'évolution du mix tarif, notamment en lien avec la hausse des ventes en tarifs professionnel et prépaiement. En moyenne tension, le prix moyen diminue de 2,1% notamment en raison d'une hausse moins marquée des volumes pour le tarif jour (+9,6%) comparativement au tarif nuit (+11,5%).



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste à peu près stable, avec 89% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 11% en tarifs moyenne tension.

## Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea 2018 (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 38,77 F/KWh (54%) 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.

## **2.6 - Gestion des impayés**

A fin 2018, le montant des créances d'énergie 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 31/12/18, était de 21,2 Millions Cfp, ce qui représente 14% du chiffre d'affaires énergie 2018, soit un délai de créances clients de 66 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 119 clients sont ainsi relancés chaque mois, 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, en moyenne 3 clients, soit 0,1% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupures pour impayés.

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 2018, 271 179 Cfp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Taputapuatea, soit 0,2% des ventes d'énergie réalisées sur 2018.

## **2.7 - Dépenses de la Commune**

<b>Tarifs</b>	<b>Nombre contrats</b>	<b>Consommation en kWh</b>	<b>Montant TTC facturé*</b>	<b>Prix moyen TTC*</b>
Eclairage Public	34	102 353	5 003 821	48,89
Usages professionnels Basse Tension	30	172 538	10 065 070	58,34
Moyenne Tension	3	220 928	8 109 281	36,71
<b>Total</b>	<b>67</b>	<b>495 819</b>	<b>23 178 172</b>	<b>46,75</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 15% en 2018 et s'établit à 23,2 Millions Cfp TTC, le tout réparti sur 67 compteurs. En termes de volumes, ils augmentent de 23% (+93 MWh) en raison de la hausse enregistrée pour les tarifs Professionnels et moyenne tension, avec la hausse de la consommation des stations de pompage.

Les dépenses en éclairage public diminuent de 6,8%, avec 5 Millions Cfp TTC qui leur sont consacrées, notamment en raison des économies d'énergie liées au remplacement progressif de luminaires par des LED.

## 2.8 - Services offerts à la clientèle

### Mesure de la satisfaction clients

En 2018, EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation avec un taux global de satisfaction sur le service rendu de 98% (Figure 1) pour 76% des clients ayant contacté son Centre de Relation Clients (Figure 2).

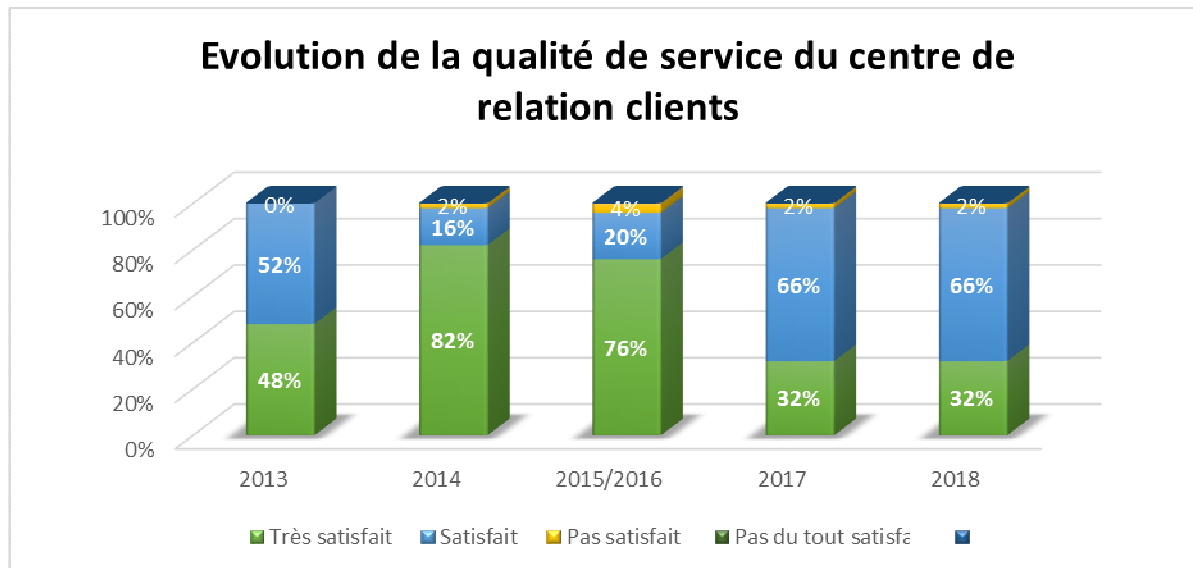


Figure 1 Campagne appels mystères

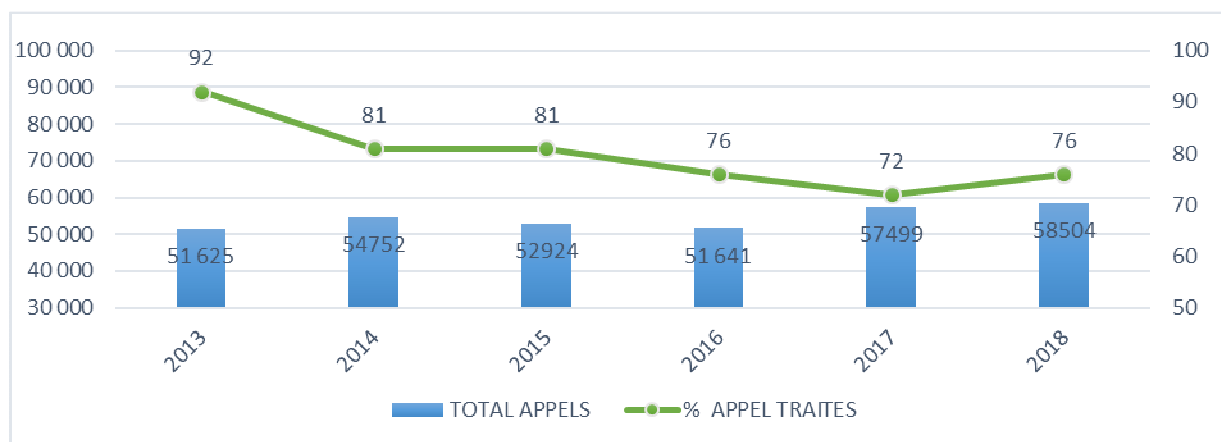


Figure 2 Suivi des appels du CRC EDT

### Modes de règlement

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients. EDT propose de multiples accès à ses services et offre ainsi aux clients, la possibilité de régler leur facture selon plusieurs modalités :

- par prélèvement ou virement bancaire,
- en agence clientèle,
- à distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf ». Sur Taputapuatea, 140 clients sont connectés à l'agence en ligne,
- par téléphone via le module de télévente du centre d'appels.



## L'information clients par SMS

Le service INFOS SMS mis en service en 2011 reste un service très apprécié des clients, avec un taux global de 92% de clients satisfaits de ce service et 97% particulièrement satisfaits du service SMS Info Coupure pour travaux.

Le service SMS est un service rapide, simple et pratique pour le client qui dispose des informations importantes liées à son contrat d'énergie pour le SMS INFO facture, relance et coupure pour travaux sont les services les plus appréciés des clients.

### Nombre de souscriptions Services SMS TAPUTAPUATEA à fin 2018

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Taputapuatea	690	75	625	362	644	2 396

## Mise en place d'un agent conversationnel : Mareva



L'enquête lancée en 2017 auprès de notre clientèle « domestique » sur leurs usages numériques a relevé un besoin client sur la possibilité de poser des questions via Messenger (44%).

Le lancement du chat bot Mareva a été réalisé en février 2018 sur 3 domaines d'information proposés : commercial, technique et ressources humaines. Un an après son lancement, on enregistre plus de 2 200 utilisateurs abonnés et une évaluation moyenne de 3.47/5 de la qualité de service rendu par Mareva.

## Lancement d'un blog : Maeva expat.com

La mise en place d'un blog au premier trimestre 2018 avait pour objectif de donner une juste information sur les particularités de la vie en Polynésie : le prix de l'électricité, les formalités administratives, les contacts utiles notamment. La cible première étant les expatriés : enseignants, fonctionnaires mutés en Polynésie.



**EDT ENGIE**

**Bienvenue en Polynésie française**  
Les services EDT ENGIE sans vous déplacer

Bienvenue sur Maeva expat

Accueil  
EDT ENGIE en bref  
Le prix de l'électricité  
Je m'installe  
Je déménage  
Je fais des économies  
Actualités  
Blog  
Nos réseaux sociaux  
Contacts utiles

Agence EDT

PLUS DE VIDÉOS

## **2.9 - 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.

Parmi les offres de gestion, le service auto-relève est simple, facile et disponible 24h sur 24 et 7j sur 7. L'auto-relève permet de suivre et payer sa consommation au réel, en ajustant le plus exactement possible la facturation des clients à leur consommation mensuelle. Chaque mois, à date fixe, avant le jour de facturation indiqué sur la dernière facture, le client relève lui-même l'index de son compteur EDT et le communique soit par téléphone soit directement dans son espace client.

Des outils de maîtrise de la dépense énergétique sont également proposés sur le site de l'agence EDT tels que :

- La simulation de factures : grâce à des données de consommation, le client peut avoir une idée de sa facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- Bilan énergie : dorénavant proposé en espace public et en espace client, cet outil permet au client de se positionner sur ses habitudes de consommation. Il permet de connaître par lieu de vie sa consommation et identifier les postes sur lesquels le client peut agir pour réduire ses dépenses d'énergie, connaître son besoin en puissance, connaître le montant de sa prochaine facture.

### **3 - OBLIGATIONS DE SERVICE**

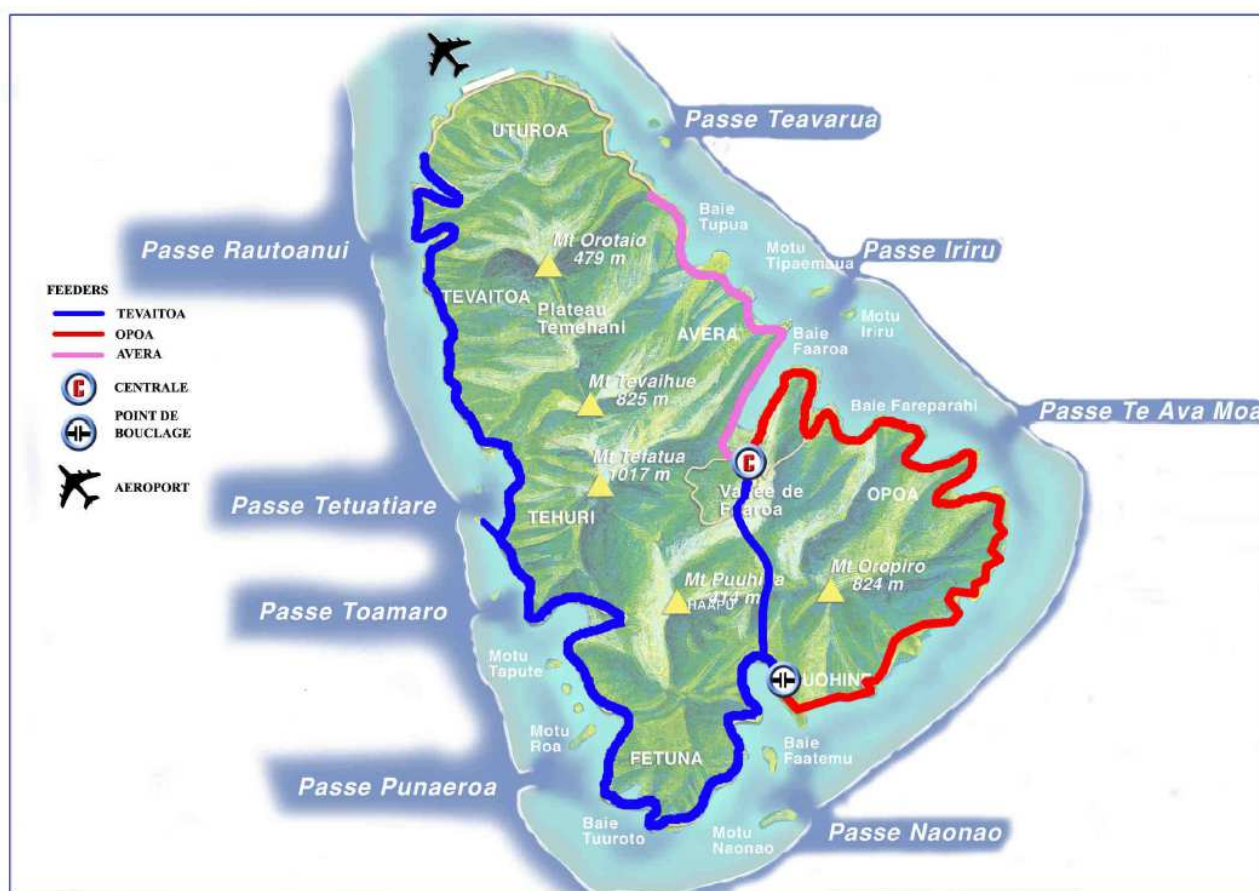
- Bilan technique
- 3.1 Système électrique de Raiatea
- 3.2 Effectif de l'exploitation
- 3.3 Réseaux de distribution HTA/BTA
- 3.4 Autorisation d'exploitation
- 3.5 Détail des ouvrages de production
- 3.6 Données de production
- 3.7 Qualité de service
- 3.8 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.9 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.10 Raccordement solaire
- 3.11 Unités d'œuvres 2018 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 2018 une longueur de 104.6 km, majoritairement aérien. Le réseau basse tension totalisait 130 km.



## 3.2 - Effectif de l'exploitation

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 2018.

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	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2018	HDM au 1er Janvier 2019	Nbre heure de fonctionnement en 2018
G1 FAAROA	CUMMINS	1150	920	736	01/07/2010	25 873	30 781	4 908
G2 FAAROA	CUMMINS	1150	920	736	01/07/2010	24 060	24 062	2
G3 FAAROA	FG WILSON	675	540	432	20/08/2009	26 407	29 661	3 254
G4 FAAROA	FG WILSON	675	540	432	07/07/2010	29 830	35 717	5 887
G5 FAAROA	FG WILSON	675	540	432	02/02/2010	29 600	34 374	4 774
G7 FAAROA	CUMMINS	1150	920	736	01/01/2010	26 287	30 036	3 749

En 2018, la production était de 9,12 GWh (énergie comptabilisée sortie centrale), contre 8,95 GWh en 2017. 2,419 millions de litres de gazole et 7 619 litres d'huile ont été consommés en 2018 contre 2,377 millions de litres de gazole et 5 263 litres d'huile consommés en 2017.

La puissance de pointe appelée pour l'ensemble des deux concessions de Taputapuatea et de Tumaraa était de 1 580 kW et la puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 736 kW.

### 3.6 - Données de production

Chiffres de Production pour Tumaraa et Taputapuatea

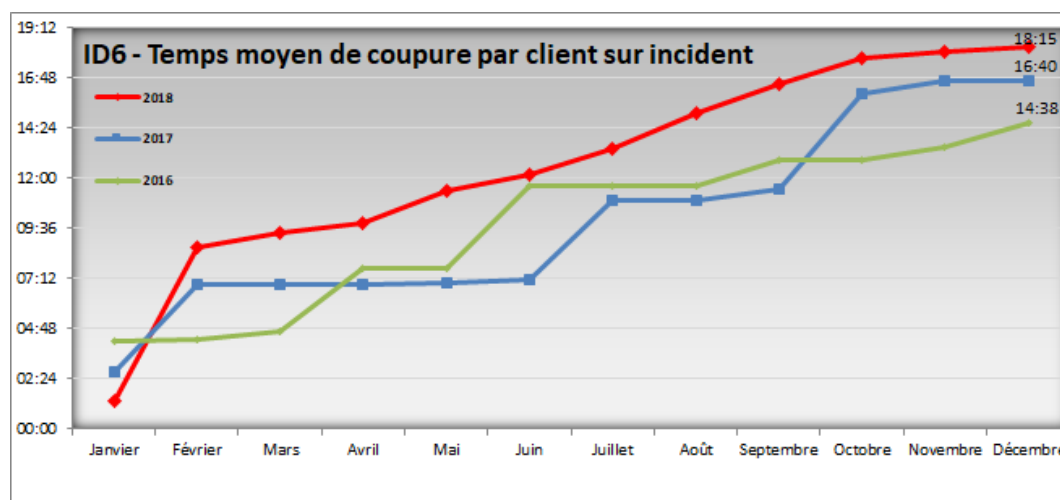
	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	795 967	788 756	2 450	213 144	268	1 537
Février	697 147	690 975	2 190	187 110	268	1 534
Mars	798 849	791 884	0	210 996	264	1 533
Avril	767 558	761 055	0	204 029	266	1 509
Mai	790 654	783 912	0	209 251	265	1 530
Juin	749 155	742 930	0	196 789	263	1 510
Juillet	749 083	742 825	0	200 195	267	1 473
Août	738 504	732 015	0	195 801	265	1 472
Septembre	697 859	691 547	0	182 337	261	1 461
Octobre	746 493	739 260	2 410	197 853	265	1 506
Novembre	765 520	759 043	3 020	203 297	266	1 580
Décembre	822 907	816 286	5 570	218 266	265	1 544
<b>TOTAL</b>	<b>9 119 696</b>	<b>9 040 488</b>	<b>15 640</b>	<b>2 419 068</b>	<b>265</b>	<b>1 580</b>

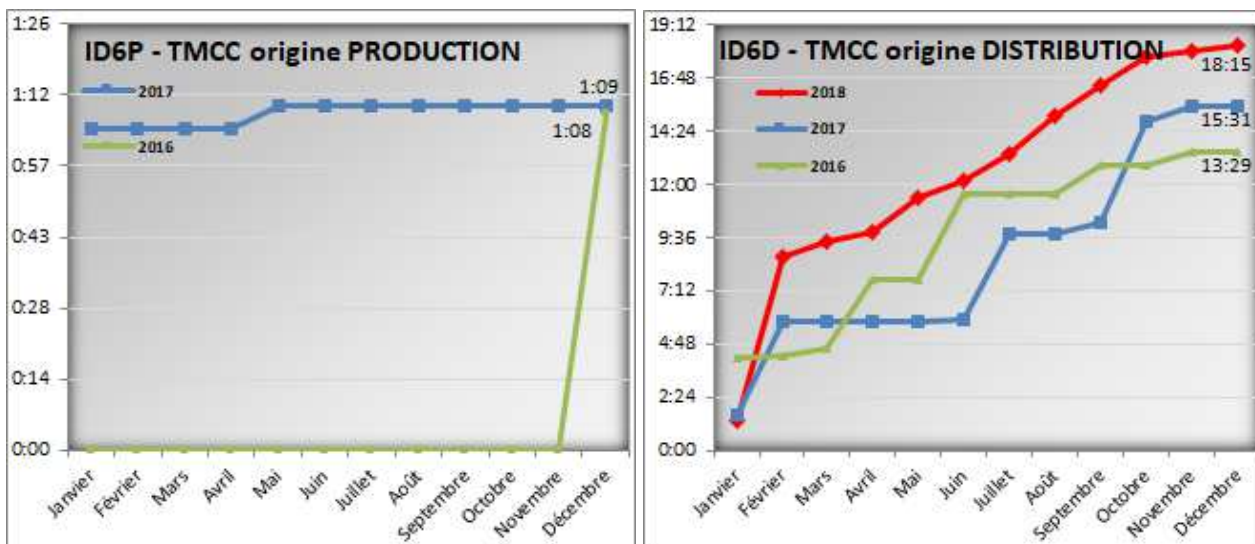
### 3.7 - Qualité de service

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

Le TMCC de 2018 sur incident est de 18h15, causé notamment par les fortes intempéries qui se sont abattus sur l'archipel de la Société au mois de Février et ont conduit à 10 déclenchements, générant ainsi 7h24 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 2017 a été décalé en mai 2018, tandis que l'exercice au titre de l'année 2018 a été réalisé en septembre 2018.

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**

4 100 litres d'huile de vidange et 2 fûts de filtres et chiffons souillés par du combustible ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2018.

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

#### **Rencontre entre le conseil municipal et une délégation EDT ENGIE à Raiatea le 12 décembre 2018**

Ce type de réunion a pour objectif de présenter les données techniques et le fonctionnement de la concession.

#### **Travaux Distribution**

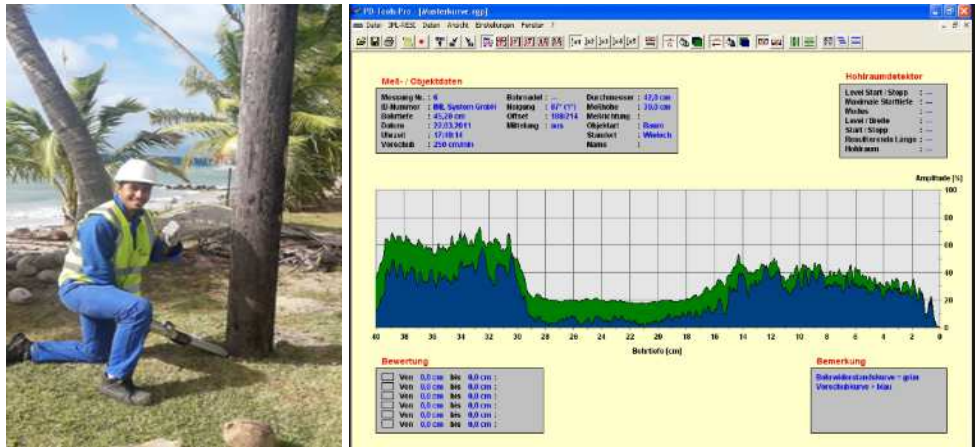
Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- 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 et finira en fin du 1er semestre 2019. Ce recensement permet la mise à jour du Système d'Information Géographique SIG.

L'audit des poteaux, basé sur l'utilisation d'un résistographe à aiguille, permet d'évaluer l'état et la résistance mécanique des poteaux.





Un contrôle des 2 cuves gazoil 50m3 a été réalisée en Septembre 2018 par VERITAS, conformément à la réglementation. Les résultats d'inspection sont conformes.



### **3.10 - Raccordement solaire**

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2018	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
9	67	2	36	1	1	-	-	23,64 F/kWh



### 3.11 - Unités d'œuvres 2018 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	<b>1 580</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>4 743 638</b>
Quantité en litre de combustible Raiatea	<b>2 419 068</b>
Nb de kWh thermique Net sorti centrale Raiatea	<b>9 040 488</b>
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>19 960</b>
Nb de km de réseaux hors branchements	<b>132,4</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	<b>4 000</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>1 705</b>

#### 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>19 960</b>	-

#### Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT			RESEAU HT+BT				
	Aérien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Taputapuatea	53,5	8,3	-	61,8	58,7	11,9	70,6	112,2	20,2	132,4	84,7%	15,3%

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

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- l'élagage avec un prestataire de l'île,
- 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 2016 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 2016.

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

A ce titre, les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat.

#### 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 particuliers 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 particuliers 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

- **Compte de résultat analytique**

- L'amortissement des droits incorporels (droits d'entrée et remboursement des emprunts) était intégré dans le coût des fonctions support de la concession concernée. Il est maintenant positionné dans les charges calculées du processus concerné (production ou distribution) quand l'information est disponible, sinon il est réparti sur ces deux processus au prorata des immobilisations brutes concédées.
- Le chiffre d'affaires de la concession comprend, à partir de 2018, l'écart de prix payé par les salariés et retraités d'EDT par rapport au prix public. La contrepartie est inscrite en charges connexes aux salaires.
- Les pièces détachées pour les moteurs des îles, stockées à Tahiti, sont comptabilisées dans les stocks des concessions concernées pour les pièces spécifiques à une seule île. Pour les pièces communes à plusieurs îles, ces pièces sont réparties sur les concessions au prorata du nombre de moteurs.
- Les coûts relatifs à une concession sans pouvoir être affectés à un processus précis étaient répartis dans les processus de la concession au prorata du total des coûts de fonctionnement et maintenance. Ces coûts étant essentiellement composés de MO, ils sont maintenant répartis au prorata des temps pointés dans les différents processus de la concession.
- Lorsque le personnel non commercial directement affecté à la concession pointait en activité commerciale, aucun frais de support n'était calculé. La correction de cette anomalie a pour effet une augmentation des frais de support du processus commercial, intégralement compensé par une baisse sur les processus production et distribution. Cette correction ne concerne que les îles.

- **Bilan par concession**

- Les postes « autres créances » et « autres dettes » ont été modifiés comme suit :
  - Cptes d'avances au personnel : au lieu d'être saisis sur la concession « Tahiti Nord », ces comptes sont maintenant répartis au prorata de la masse salariale.
  - Cptes TVA : au lieu d'être saisis sur la concession « Tahiti Nord », ces comptes sont maintenant répartis au prorata du nombre de kWh vendus par concession.
- Les droits incorporels (droits d'entrée et remboursement des emprunts) étaient comptabilisés en immobilisations privées. En 2018, ces droits sont inscrits dans les immobilisations concédées et affectés au processus concerné (production ou distribution) quand l'information est disponible, sinon ce droit est reparti sur ces deux processus au prorata des immobilisations brutes concédées.

#### 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.

#### 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	661 522
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	3 942 536
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	924 609
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	401 710

##### Autres parties liées

Libellé	Description	25
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	6 965 101
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	3 182 837

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

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE 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 rappelant :

- Que depuis 1991 et en l'absence de système de péréquation externe, l'équilibre financier des concessions d'EDT s'apprécie dans leur globalité
- Que l'avenant 17 a introduit un revenu autorisé spécifique par concession et activité permettant l'obtention d'une marge spécifique par concession et activité.
- Que l'application de cette nouvelle formule était différée à la mise en place de la péréquation laquelle faisait partie des accords ayant conduit à la signature du dit avenant.
- Que le nouveau gouvernement a différé la mise en place de la péréquation et refusé la mise en application de la nouvelle formule et de ses revenus autorisés,

Il en découle que 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.

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'objectivation de la marge a été formalisée sur le compte de résultat de la concession en pourcentage du total des produits (revenu autorisé et produits des activités annexes).

#### **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 73 % 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 27 % 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 électricité facturés aux clients et le CA électricité 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 1,679% (- 0,321 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,204 % (-0,321 % + 1 % + 0,525 % 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.

Afin d'améliorer la compréhension des frais de supports du compte de résultat par activité, les modifications suivantes ont été apportées au tableau de présentation ci-dessous :

- 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 appropriée). 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 ».

Ces 3 points permettent de justifier les postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité.

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	1 388,5	1 177,5			32,1	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	3%
Exploitation des îles	297,6	297,5	31,0	0,0	31,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	957,6	99,8
Clientèle îles	38,0	38,0	2,7		2,7	Nombre d'abonnés îles	24 325	1 705
Suivi et développement	69,6	69,5	0,7	0,0	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,9	0,7
Travaux production	45,3	38,1	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21,7	0,1
Travaux réseau	97,2	92,7	0,7	0,2	1,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	83,2	0,7
Relève Intervention Branchement	252,7	240,2	0,0	0,0	0,0	Temps pointé par la cellule	133,1	0,0
Gestion administrative du solaire	38,1	35,5	0,2		0,2	Contrats solaires	1 976	9
Service Grand compte	53,8	48,5	0,9	0,0	0,9	Contrats grands comptes	5 150	98
Marketing & E-services	55,4	47,8	1,1		1,1	Nombre d'abonnés	77 399	1 705
Comptabilité client et recouvrement	1,2	1,0	0,0		0,0	Nombre d'abonnés	77 399	1 705
Magasins	27,0	26,2	0,4		0,4	Sorties de stock valorisées	1 284 413,0	19 867,0
<b>Total support externe</b>					<b>38,1</b>			
Support interne de l'île					32,9			
<b>Total Support</b>					<b>71,0</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 - Faarooa	
	2018	2017
Immobilisations concédées *	1 331 332 634	1 306 263 161
- Production	594 044 024	588 298 299
- Distribution	737 288 610	717 964 862
Immobilisations privées	78 289 808	76 493 823
Immobilisations en-cours	29 180 790	6 599 382
- Production	491 714	462 625
- Distribution	25 840 476	5 708 553
- Privées	2 848 600	428 204
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>1 438 803 232</b>	<b>1 389 356 366</b>
Amortissements et provisions **	-1 142 722 645	-1 120 773 354
- Production	-473 977 379	-462 934 779
- Distribution	-603 356 678	-595 142 583
- Privés	-65 388 588	-62 695 992
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>296 080 586</b>	<b>268 583 012</b>
Stock	36 234 417	30 269 974
Créances clients	32 169 545	29 807 088
Autres créances	10 059 666	4 656 349
Provisions pour dépréciation	-10 189 370	-8 658 315
<b>Stock et créances nets</b>	<b>68 274 258</b>	<b>56 075 096</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>0</b>	<b>44 466 722</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>364 354 844</b>	<b>369 124 830</b>

#### \* Immobilisations concédées

	2018	2017
<b>Production</b>		
Concessionnaire	592 611 293	588 298 299
Concessionnaire - Droit incorporel	1 432 731	
<b>Total concessionnaire</b>	<b>594 044 024</b>	<b>588 298 299</b>
<b>Total Tiers et concédant</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>594 044 024</b>	<b>588 298 299</b>

#### \*\* Amortissements et provisions

	2018	2017
<b>Production</b>		
Concessionnaire	-472 762 294	-462 934 779
Concessionnaire - Droit incorporel	-1 215 085	
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-473 977 379</b>	<b>-462 934 779</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-473 977 379</b>	<b>-462 934 779</b>

	2018	2017
<b>Distribution</b>		
Concessionnaire	561 384 985	547 088 575
Concessionnaire - Droit incorporel	1 764 145	
<b>Total concessionnaire</b>	<b>563 149 130</b>	<b>547 088 575</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>174 139 480</b>	<b>170 876 287</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>737 288 610</b>	<b>717 964 862</b>

	2018	2017
<b>Distribution</b>		
Concessionnaire	-491 962 865	-490 880 161
Concessionnaire - Droit incorporel	-1 557 966	
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-493 520 831</b>	<b>-490 880 161</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-109 835 847</b>	<b>-104 262 422</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-603 356 678</b>	<b>-595 142 583</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	
	2018	2017
Résultat	3 151 777	13 773 412
<b>Capitaux propres</b>	<b>3 151 777</b>	<b>13 773 412</b>
Droits des tiers et concédants apports gratuit - Distribution	64 303 633 64 303 633	66 613 865 66 613 865
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>64 303 633</b>	<b>66 613 865</b>
Autres provisions - PIDR	35 014 449 35 014 449	34 774 737 34 774 737
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>35 014 449</b>	<b>34 774 737</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>	<b>20 421 682</b>	<b>0</b>
Emprunts et dettes financières - Emprunts	2 732 100 2 732 100	1 200 000 1 200 000
Clients - avances sur consommation	5 244 391	5 112 475
Fournisseurs	55 122 713	39 619 288
Dettes fiscales et sociales	41 795 986	42 403 700
Passif de renouvellement	131 991 558	166 060 658
- Production	94 843 028	112 275 227
- Distribution	37 148 530	53 785 431
Produits constatés d'avance	4 576 555	766 694
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>241 463 303</b>	<b>253 962 816</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>364 354 844</b>	<b>369 124 830</b>

2

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 2017			Taputapuatea - Faaroa 2018		
		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>	101 221 543	2 985 793	104 207 336	97 127 731		97 127 731
	- LO UP1 : Puissance maximale majorée -1	1 422,00		1 422	1 425,67		1 426
	- Forfait FP1	74 435,00		74 435	74 547,00		74 547
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-97 741 801	3 068 457	-94 673 344	-93 203 912	350 990	-92 852 921
	par UO : Puissance maximale majorée	-68 735		-66 578	-65 375		-65 129
	<b>- Maintenance</b>	-28 463 761		-28 463 761	-33 206 506		-33 206 506
	- AC	-1 682 686		-1 682 686	-1 941 574		-1 941 574
	- ACE	-4 664 031		-4 664 031	-5 058 978		-5 058 978
	- MO	-22 117 044		-22 117 044	-26 205 954		-26 205 954
	- AUTRES						
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	-3 269 588		-3 269 588	-2 993 756		-2 993 756
	- AC	-118 289		-118 289			
	- ACE	-430 574		-430 574	-565 687		-565 687
	- MO	-31 417		-31 417	-328 764		-328 764
- AUTRES	-2 689 308		-2 689 308	-2 099 305		-2 099 305	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	-19 691 340		-19 691 340	-25 931 297		-25 931 297	
- 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	-17 834 184		-17 834 184	-30 499 410		-30 499 410	
- Dotation / reprise de lissage	-1 857 156		-1 857 156	4 568 114		4 568 114	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-46 317 112	3 068 457	-43 248 655	-31 072 353	350 990	-30 721 362	
- Fonctions supports	-33 901 067		-33 901 067	-21 253 380		-21 253 380	
- Frais de siège	-12 416 045	3 068 457	-9 347 588	-9 818 972	350 990	-9 467 982	
<b>P2</b>	<b>REVENU AUTORISE: Rémunération des autres charges de production</b>	10 942 218	322 769	11 264 987	10 508 511		10 508 511
	- LO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	5 321 949		5 321 949	5 330 863		5 330 863
	- Forfait FP2	2,150		2,150	2,157		2,157
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-5 558 578	55 132	-5 503 446	-5 028 772	13 413	-5 015 359
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,044		-1,034	-0,943		-0,941
	<b>- Maintenance</b>	-4 590 510		-4 590 510	-3 256 459		-3 256 459
	- AC	-1 315 666		-1 315 666	-1 108 054		-1 108 054
	- ACE	-2 162 066		-2 162 066	-296 717		-296 717
	- MO	-1 112 778		-1 112 778	-1 851 689		-1 851 689
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	<b>- Traitement des effluents</b>	1 176		1 176			
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-969 243	55 132	-914 111	-1 772 313	13 413	-1 758 900
	- Fonctions supports	-746 161		-746 161	-1 397 094		-1 397 094
	- Frais de siège	-223 082	55 132	-167 950	-375 218	13 413	-361 806
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE: Matières consommées</b>	90 978 452	2 683 647	93 662 099	98 327 685		98 327 685
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	17,09		17,60	18,44		18,44
	<b>- Consommations</b>	-94 416 934		-94 416 934	-107 592 574		-107 592 574
	- Fioul						
- Gasoil	-93 330 603		-93 330 603	-105 968 553		-105 968 553	
- Huile	-1 086 331		-1 086 331	-1 624 021		-1 624 021	
- Urée							
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>						
	<b>- Coûts directs</b>						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-806 818		-806 818	-328 302		-328 302
	- Fonctions supports	-806 818		-806 818	-328 302		-328 302
	- Frais de siège						
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>	137 831 618	4 065 703	141 897 321	158 255 299		158 255 299
<b>- Coûts sur revente energie</b>	-122 714 580	-3 123 588	-125 838 169	-145 266 245	-364 403	-145 009 223	
<b>MARGE AVANT IS</b>	15 117 037	942 115	16 059 152	12 989 054	-364 403	13 246 076	
<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	11 910 931		11 910 931	29 089		29 089	
<b>- Coûts directs</b>	-11 005 714		-11 005 714	-29 089		-29 089	
- AC	6 748 634		6 748 634	-29 089		-29 089	
- ACE	-16 187 447		-16 187 447				
- MO	-1 566 901		-1 566 901				
- AUTRES							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-905 217		-905 217				

				Taputapuata - Faaroa 2017			Taputapuata - Faaroa 2018		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>									
TOTAL DES PRODUITS				352 884 762	10 057 912	362 942 675	364 248 315		364 248 315
MARGE AVANT IS				19 735 120	10 057 912	29 793 033	12 799 421		13 420 846
- I.S.				-9 019 252	-4 596 620	-13 615 872	-7 620 741		-7 990 736
- IS report déficitaire 2017 / 2018									
MARGE NETTE CONCESSION				10 715 868	5 461 292	16 177 161	5 178 680		5 430 111
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				9 108 488	4 642 099	13 750 587	4 401 878		4 615 594
En % des produits				3%	-46%	4%	1%		1%
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>									
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	REVENU AUTORISE			79 062 873	2 332 166	81 395 039	75 715 611		75 715 611
	- LO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) - 1			132		132	132		132
	- Forfait FD2			626 329		626 329	627 223		627 223
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE			-75 422 566	2 534 513	-72 888 053	-78 856 752	472 783	-78 383 969
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)			-571 383		-552 182	-596 993		-593 413
	- Maintenance			-21 154 145		-21 154 145	-26 037 479		-26 037 479
	- AC			-790 095		-790 095	-729 193		-729 193
	- ACE			-2 103 772		-2 103 772	-6 949 991		-6 949 991
	- MO			-18 260 278		-18 260 278	-18 358 295		-18 358 295
	- AUTRES								
	- Conduite et Fonctionnement			-1 232 972		-1 232 972	-462 608		-462 608
	- AC			-64 000		-64 000	-188 621		-188 621
	- ACE			-101 535		-101 535	-73 127		-73 127
	- MO			-118 647		-118 647	-16 757		-16 757
	- AUTRES			-948 790		-948 790	-184 103		-184 103
	- Amortissement des actifs de concession			-14 152 131		-14 152 131	-21 740 375		-21 740 375
	- Dot. Amortissement Technique								
	- Dot. Amortissement Caducité								
	- Dot. Provision pour Renouvellement								
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles								
- Reprise Provision pour Renouvellement				10 068 038	10 068 038				
- Dotation provision pour risque				-10 068 038	-10 068 038				
- Reprise lissée caducité									
- Dotation amortissement biens au bilan			-11 995 815		-11 995 815	-30 336 244		-30 336 244	
- Dotation / reprise de lissage			-2 156 316		-2 156 316	8 595 869		8 595 869	
- Reprise sur travaux de renouvellement									
- Reprise provision pour risque									
- Amortissement du droit d'entrée									
- Quote part des activités support affectées			-38 883 318	2 534 513	-36 348 805	-30 616 290	472 783	-30 143 507	
- Fonctions supports			-28 627 796		-28 627 796	-17 390 173		-17 390 173	
- Frais de siège			-10 255 522	2 534 513	-7 721 009	-13 226 117	472 783	-12 753 334	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...			2 968 495		2 968 495	3 093 800		3 093 800
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS			3 060 344		3 060 344	4 516 776		4 516 776
	- Coûts directs			-3 041 153		-3 041 153	-5 139 296		-5 139 296
	- AC			-578 253		-578 253	-1 898 525		-1 898 525
	- ACE			17 549		17 549	-1 427 906		-1 427 906
	- MO			-1 185 955		-1 185 955	-3 288 806		-3 288 806
	- AUTRES			-1 294 494		-1 294 494	1 475 941		1 475 941
	- Quote part des activités support affectées			-1 512 175	34 337	-1 477 838	-3 273 529	12 149	-3 261 380
	- Fonctions supports			-1 373 235		-1 373 235	-2 933 671		-2 933 671
	- Frais de siège			-138 940	34 337	-104 603	-339 858	12 149	-327 709
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES			42 160 620		42 160 620	22 926 874		22 926 874
	- Coûts directs			-39 699 233		-39 699 233	-21 648 572		-21 648 572
	- AC			-17 593 672		-17 593 672	-13 707 333		-13 707 333
- ACE			-17 557 314		-17 557 314	-6 239 722		-6 239 722	
- MO			-4 517 990		-4 517 990	-1 701 517		-1 701 517	
- AUTRES			-30 257		-30 257				
- Quote part des activités support affectées			-4 211 666		-4 211 666	-1 926 885		-1 926 885	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>									
TOTAL DES PRODUITS				127 252 332	2 332 166	129 584 498	106 253 061		106 253 061
MARGE AVANT IS				3 365 539	4 901 016	8 266 554	-4 591 972	484 931	-4 107 041
- I.S.				-1 538 103	-2 239 839	-3 777 942	2 734 048	-288 727	2 445 321
- IS report déficitaire 2017 / 2018									
MARGE NETTE CONCESSION				1 827 436	2 661 176	4 488 612	-1 857 924	196 205	-1 661 720
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				1 553 321	2 262 000	3 815 321	-1 579 236	166 774	-1 412 462
En % des produits				1%	-97%	3%	-1%		-1%



		Taputapuataea - Faaroa 2017			Taputapuataea - Faaroa 2018		
		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>	204 510 404	6 032 568	210 542 971	206 495 577		206 495 577
	- Achat d'électricité d'origine thermique	203 142 213	5 992 209	209 134 423	205 963 927		205 963 927
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	742 381	21 898	764 279	100 423		100 423
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	625 809	18 460	644 269	431 228		431 228
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	<b>COÛTS D'ACHAT</b>	-204 572 919	-5 992 209	-210 565 129	-206 545 672		-206 545 672
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-203 142 213	-5 992 209	-209 134 423	-205 963 927		-205 963 927
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-776 302		-776 302	-109 885		-109 885
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-654 404		-654 404	-471 860		-471 860
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	-102 135	1 635	-100 500	-166 669	667	-166 002	
- Produits de la Redevance solaire				13 583		13 583	
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-102 135	1 635	-100 500	-180 252	667	-179 585	
- Fonctions supports	-95 520		-95 520	-161 587		-161 587	
- Frais de siège	-6 615	1 635	-4 980	-18 665	667	-17 998	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	334 729		334 729	96 180		96 180
	- Coûts directs	-145 529		-145 529	-66 631		-66 631
	- AC	-52 888		-52 888	-63 727		-63 727
	- ACE						
	- MO	-92 641		-92 641	-2 904		-2 904
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-136 884	3 175	-133 709	-8 799		-8 799
	- Fonctions supports	-124 038		-124 038	-8 799		-8 799
	- Frais de siège	-12 846	3 175	-9 671			
	<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	30 118 389	888 420	31 006 810	29 659 188	
- UO UC : Nombre d'abonnés -1		1 640		1 640	1 686		1 686
- Forfait FC		19 204		19 204	19 249		19 249
<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>		947 041		947 041	969 625		969 625
- Frais de relance		570 906		570 906	589 536		589 536
- Frais de perception de taxe		376 135		376 135	380 089		380 089
<b>COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>		-43 232 275	578 899	-42 653 376	-29 950 600	78 851	-29 871 749
par UO : Nombre d'abonnés		-26 361		-26 008	-17 764		-17 718
- Affranchissements		-2 313 056		-2 313 056	-2 376 197		-2 376 197
- Fonctionnement		-16 221 619		-16 221 619	-16 883 904		-16 883 904
- AC	-585 864		-585 864	-575 176		-575 176	
- ACE	-3 585 031		-3 585 031	-3 697 539		-3 697 539	
- MO	-10 816 970		-10 816 970	-10 603 811		-10 603 811	
- AUTRES	-1 233 754		-1 233 754	-2 007 378		-2 007 378	
- Quote part des activités support affectées	-24 697 600	578 899	-24 118 701	-10 690 499	78 851	-10 611 648	
- Fonctions supports	-22 355 173		-22 355 173	-8 484 648		-8 484 648	
- Frais de siège	-2 342 427	578 899	-1 763 528	-2 205 851	78 851	-2 127 000	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	84 000		84 000	525 916		525 916
	- Autres						
	- Frais de coupure	84 000		84 000	525 916		525 916
	- Coûts directs	-1 080 881		-1 080 881	-1 378 216		-1 378 216
	- AC				-169 550		-169 550
	- ACE						
	- MO	-1 080 881		-1 080 881	-1 208 666		-1 208 666
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-1 119 719	30 291	-1 089 428	-1 284 002	4 466	-1 279 536
	- Fonctions supports	-997 151		-997 151	-1 159 075		-1 159 075
- Frais de siège	-122 568	30 291	-92 277	-124 927	4 466	-120 461	
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	235 994 563	6 920 988	242 915 551	237 760 069		237 760 069	
<b>MARGE AVANT IS</b>	-14 395 779	1 542 778	-12 853 001	-1 654 102	83 984	-1 570 118	
- LS.	6 579 091	-705 073	5 874 018	984 848	-50 004	934 844	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	-7 816 688	837 705	-6 978 983	-669 254	33 980	-635 274	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	-6 644 184	712 049	-5 932 135	-568 866	28 883	-539 983	
En % des produits	-3%	-10%	-2%	0%		0%	

		Taputapuatea - Faaroa 2017			Taputapuatea - Faaroa 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution	155 636	4 591	160 227			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	REVENU AUTORISE	42 776	1 262	44 038	-489 463		-489 463
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-44 736		-44 736	301 893		301 893
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière				233 691		233 691
	MARGE AVANT IS	-1 960	1 262	-698	46 121		46 121
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	513 187 856	13 324 710	526 512 565	501 808 055		501 808 055
	TOTAL DES CHARGES	-504 329 299	3 182 849	-501 146 450	-495 208 587	568 915	-494 018 247
	MARGE AVANT IS	8 858 556	16 507 559	25 366 115	6 599 468	568 915	7 789 807
	- IS.	-4 048 496	-7 544 207	-11 592 703	-3 929 305	-338 730	-4 638 030
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	4 810 061	8 963 352	13 773 412	2 670 162	230 184	3 151 777
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	4 088 551	7 618 849	11 707 400	2 269 638	195 657	2 679 011
	En % des produits	0,8%	-57%	2,2%	0,5%		0,5%

#### 4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+ 1 MF sur la marge avant IS de la concession suite à une reprise de provisions pour contentieux y/c CST en 2018 (en frais de siège)

#### 4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2017 et 2018 des éléments récurrents :

##### Commentaires sur la variation des produits : - 11 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 diminue de - 2 MF.

Les ventes d'énergie à Tumaraa augmentent de + 20 MF au titre de la production thermique.

Les explications relatives aux autres produits qui baissent de - 29 MF sont :

- **Production : - 12 MF**
  - - 12 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : - 17 MF**
  - + 2 MF sur les travaux vendus
  - - 19 MF sur les travaux immobilisés

##### Commentaires sur la variation des charges : - 9 MF

- **Production : + 18 MF**
  - - 4 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
    - - 6 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
    - + 10 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
  - + 13 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)

- - 12 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- + 20 MF au titre de la revente d'énergie à Tumaraa
- **Distribution : - 13 MF**
  - + 3 MF au titre de la gestion des réseaux dont
    - + 7 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
    - - 8 MF au titre de la quote-part des frais de support affectés
    - + 4 MF au titre de la maintenance des réseaux
  - + 4 MF au titre des travaux vendus
  - - 20 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : - 13 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
  - - 13 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : - 1 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 2 MF

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

- La non actualisation des tarifs.
- La non reconnaissance par le ministère du revenu autorisé conduisant par prudence à comptabiliser en produits le CA péréqué. Cela génère un manque à gagner de 29 MF sur l'exercice.
- La hausse de 13 MF au titre des matières consommées.

Rq :

Des anomalies dans la méthode de répartition des frais de support entre Taputapuatea et Tumaraa ont été constatés sur la période 2015 – 2017. Les impacts sont les suivants :

- 2015 : dégradation du résultat avant I.S. de Taputapuatea de 5 787 296 XPF (et amélioration du même montant du résultat de Tumaraa)
- 2016 : amélioration de 15 541 630 XPF
- 2017 : amélioration de 17 707 107 XPF

Voir les impacts détaillés par processus en annexe

## 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).

$$\begin{array}{rclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{340.720.664} & = & \mathbf{232.546.345} & + & \mathbf{108.174.319} \end{array}$$

#### 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 2017 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	1 422	1 426	0,3%	74 435	74 547	0,2%	105 846 570	106 279 555	0,4%
Nb de kWh produits	5 321 949	5 330 863	0,2%	2,150	2,157	0,3%	11 442 190	11 498 672	0,5%
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA									
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	132,000	132,090	0,1%	626 329	627 223	0,1%	82 675 428	82 849 886	0,2%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	1 640	1 686	2,8%	19 204	19 249	0,2%	31 494 560	32 453 814	3,0%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>231 458 748</b>	<b>233 081 928</b>	<b>0,7%</b>
Résultat financier							44 736	-535 583	-1297,2%
Partage des gains de rendement							162 747		
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>231 666 231</b>	<b>232 546 345</b>	<b>0,4%</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.*

		2017			2018		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	1 431 890	65,18	93 330 603	1 418 219	74,72	105 968 553
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	3 173	342,33	1 086 331	4 485	362,14	1 624 021
Energie achetée Hydro	E	64 370	12,06	776 302	9 111	12,06	109 885
Energie achetée Solaire	E	25 420	25,74	654 404	19 960	23,64	471 860
Prod ENR EDT							
Transport	T						
<b>CE Total</b>				<b>95 847 640</b>	<b>108 174 319</b>		

### Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt du 01/2018	70,197	Arrêté 2550 CM du 21 décembre 2017
Acpt du 02/2018	70,620	Arrêté 114 CM du 29 janvier 2018
Acpt du 03/2018	70,620	Arrêté 250 CM du 23 février 2018
Acpt du 04/2018	70,304	Arrêté 459 CM du 21 mars 2018
Acpt du 05/2018	70,304	Arrêté 711 CM du 20 avril 2018
Acpt du 06/2018	74,414	Arrêté 1064 CM du 30 mai 2018
Acpt du 07/2018	81,793	Arrêté 1115 CM du 20 juin 2018
Acpt du 08/2018	79,549	Arrêté 1304 CM du 25 juillet 2018
Acpt du 09/2018	78,729	Arrêté 1669 CM du 30 août 2018
Acpt du 10/2018	81,184	Arrêté 1922 CM du 26 septembre 2018
Acpt du 11/2018	84	Arrêté 2103 CM du 25 octobre 2018
Acpt du 12/2018	87,432	Arrêté 2418 CM du 22 novembre 2018

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

- La formule de Revenu Autorisé de notre concession prévoit que les tarifs de l'électricité sont actualisés : « tous les ans au 1er mars », ou « À tout moment : en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE », (le terme CE correspondant aux dépenses d'énergie, de combustible et de transport).  
Toutefois, depuis le 1er mars 2016, aucune mise à jour des tarifs n'a été opérée, malgré une hausse des prix des hydrocarbures, et de la redevance de transport due à la TEP.  
En l'absence d'accord du concédant ou de décision du tribunal administratif sur l'application de la dite formule tarifaire, la rémunération du concessionnaire est alors constituée par ses seuls encaissements clients.
- En l'attente d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, les tarifs de l'électricité sont les mêmes pour l'ensemble des concessions d'EDT et établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.
- Aussi 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).

		Taputapuatea			
		2018	2017	2016	2015
<b>CA facturé dans la concession</b>	A	<b>157 053 369</b>	<b>154 779 311</b>	<b>154 751 268</b>	<b>163 854 911</b>
Péréquation	B	154 327 544	158 423 635	169 811 619	165 077 839
<b>CA péréqué</b>	C=A+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	14 310 926	-9 238 738	n/a
<b>Revenu autorisé</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	-14 310 926	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	9 238 738	n/a	n/a
<b>Produits comptabilisés</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

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2018	Réalisé 2017
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur) <i>Rendement (kWh)</i> Energie vendue / Energie produite & achetée	4 743 638 88,23%	4 709 431 86,1%
<i>Nombre de kWh à produire ou acheter</i>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh		2 504
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	19 960	22 916
Achat Electra 40F/kWh		
Total Production Photovoltaïque	19 960	25 420
Production hydro achetée	9 111	64 370
<b>Production Total EnR</b>	<b>29 072</b>	<b>89 790</b>
Production brute thermique à produire	5 347 240	5 376 886
Production nette thermique à produire	5 300 795	5 588 464
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>5 376 312</b>	<b>5 466 676</b>
<i>Consommation spécifique L/KWh</i>		
Gasoil Centrale thermique	0,265	0,266
<i>Stock Matières Premières en volume (l)</i>		
Stock initial	33 030	40 328
Achat matière première	1 421 123	1 425 429
Stock final	35 934	33 867
Consommation matière première	1 418 219	1 431 890
<i>Consommation spécifique compte L/KWh</i>	0,265	0,266
<i>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</i>		
Prix du gasoil îles	74,72 F	65,18 F
Prix de l'hydroélectricité		
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 de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	362,14 F	342,33 F
<i>Stock Matières Premières en XPF</i>		
Stock initial	2 160 883	2 548 876
Achat matière première	106 900 900	92 997 351
Stock final	3 093 229	2 215 624
Consommation matière première	105 968 553	93 330 603
Huile	1 624 021	1 086 331
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>107 592 574</b>	<b>94 416 934</b>
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en kWh</b>	<b>581 745</b>	<b>1 430 706</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>108 174 319</b>	<b>95 847 640</b>

## Répartition des frais de support entre Taputapuatea et Tumaraa 2015 – 2017

TAPUTAPUATEA	Version actuelle			Version corrigée			Ecart		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
<b>DÉTAIL DES FRAIS DE SUPPORT</b>									
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	<b>-24 863 252</b>	<b>-36 828 901</b>	<b>-60 646 387</b>	<b>-20 270 471</b>	<b>-26 551 470</b>	<b>-51 173 281</b>	<b>4 592 781</b>	<b>10 277 431</b>	<b>9 473 106</b>
P1	-23 413 867	-20 732 300	-33 901 058	-18 886 619	-14 894 517	-27 567 544	4 527 248	5 837 783	6 333 514
P2	-1 129 342	-793 034	-746 161	-1 129 342	-610 597	-1 202 229		182 437	-456 068
Matières consommées									
Travaux vendus		-2 256	-806 818	65 533	-763	-806 818	65 533	1 493	
Revente d'énergie		-15 146 046	-24 287 132		-10 909 990	-20 167 139		4 236 057	4 119 993
Travaux immobilisés	-320 043	-155 265	-905 217	-320 043	-135 603	-1 429 551		19 662	-524 334
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>-12 486 621</b>	<b>-25 063 972</b>	<b>-34 212 697</b>	<b>-15 444 799</b>	<b>-18 969 447</b>	<b>-30 732 380</b>	<b>-2 958 178</b>	<b>6 094 525</b>	<b>3 480 317</b>
D2	-7 480 107	-20 254 192	-28 627 796	-11 341 558	-14 990 391	-23 128 261	-3 861 451	5 263 801	5 499 535
Travaux vendus	-2 287 977	-1 806 178	-1 373 235	-1 916 589	-1 480 795	-2 065 492	371 388	325 383	-692 257
Travaux immobilisés	-2 718 537	-3 003 602	-4 211 666	-2 186 652	-2 498 262	-5 538 626	531 885	505 340	-1 326 960
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>	<b>-3 288 034</b>	<b>-10 552 299</b>	<b>-23 571 882</b>	<b>-10 709 933</b>	<b>-11 382 625</b>	<b>-18 818 198</b>	<b>-7 421 899</b>	<b>-830 326</b>	<b>4 753 684</b>
Achat aux producteurs		-96 204	-95 520		-96 204	-95 520			
Gestion administrative									
études & raccordements solaires	-407 511		-124 038	-407 511		-144 822			-20 784
Gestion de clientèle	501 754	-7 884 780	-22 355 173	-7 726 944	-8 748 152	-17 086 546	-8 228 698	-863 372	5 268 627
Travaux vendus	-3 382 277	-2 571 315	-997 151	-2 575 479	-2 538 268	-1 491 311	806 798	33 047	-494 160
Produits acc. à l'énergie									
<b>TOTAL CONCESSION</b>	<b>-40 637 907</b>	<b>-72 445 172</b>	<b>-118 430 966</b>	<b>-46 425 203</b>	<b>-56 903 542</b>	<b>-100 723 859</b>	<b>-5 787 296</b>	<b>15 541 630</b>	<b>17 707 107</b>

### TUMARAA

<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	<b>-16 156 770</b>	<b>-280 794</b>		<b>-13 185 365</b>	<b>-769 840</b>		<b>2 971 405</b>	<b>-489 046</b>	
P1	-15 367 412	-280 794		-12 396 007	-769 840		2 971 405	-489 046	
P2	-789 359			-789 359					
Matières consommées									
Travaux vendus									
Travaux immobilisés									
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>-11 766 841</b>	<b>-2 796 760</b>	<b>-6 732 104</b>	<b>-8 293 581</b>	<b>-10 519 217</b>	<b>-19 185 781</b>	<b>3 473 260</b>	<b>-7 722 457</b>	<b>-12 453 677</b>
D2	-9 017 481	156 924	-3 950 049	-6 207 708	-8 033 928	-15 213 448	2 809 773	-8 190 852	-11 263 399
Travaux vendus	-734 733	-655 993	-591 342	-570 440	-540 593	-847 677	164 293	115 400	-256 335
Travaux immobilisés	-2 014 627	-2 297 691	-2 190 713	-1 515 432	-1 944 697	-3 124 655	499 195	352 994	-933 942
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>	<b>-6 653 275</b>	<b>851 314</b>	<b>-2 253 286</b>	<b>-7 310 644</b>	<b>-6 478 812</b>	<b>-7 506 716</b>	<b>-657 369</b>	<b>-7 330 126</b>	<b>-5 253 430</b>
Achat aux producteurs		-128 270	-84 905		-128 270	-84 905			
Gestion administrative									
études & raccordements solaires	-17 020			-17 020					
Gestion de clientèle	-4 468 141	2 490 586	-1 446 133	-5 645 144	-5 118 793	-6 301 288	-1 177 003	-7 609 379	-4 855 155
Travaux vendus	-2 168 114	-1 511 002	-722 248	-1 648 481	-1 231 749	-1 120 523	519 633	279 253	-398 275
Produits acc. à l'énergie									
<b>TOTAL CONCESSION</b>	<b>-34 576 886</b>	<b>-2 226 240</b>	<b>-8 985 390</b>	<b>-28 789 590</b>	<b>-17 767 870</b>	<b>-26 692 497</b>	<b>5 787 296</b>	<b>-15 541 630</b>	<b>-17 707 107</b>



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

		Raiatea 2018			Taputapuatea 2018			Couts Tumarua 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE</b>										
<b>P1</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>				-97 127 731		-97 127 731			
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2017				1 426		1 426			
	- Forfait FP1 2018				74 547		74 547			
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-158 942 825	598 552	-158 344 273	-93 203 912	350 990	-92 852 921	-65 738 913	247 562	-65 491 351
	- Maintenance	-56 627 837		-56 627 837	-33 206 506		-33 206 506	-23 421 331		-23 421 331
	- AC	-3 311 011		-3 311 011	-1 941 574		-1 941 574	-1 369 437		-1 369 437
	- ACE	-8 627 195		-8 627 195	-5 058 978		-5 058 978	-3 568 217		-3 568 217
	- MO	-44 689 631		-44 689 631	-26 205 954		-26 205 954	-18 483 677		-18 483 677
	- AUTRES									
	- Conduite et Fonctionnement	-5 105 323		-5 105 323	-2 993 756		-2 993 756	-2 111 567		-2 111 567
	- AC									
	- ACE	-984 680		-984 680	-565 687		-565 687	-398 993		-398 993
	- MO	-560 649		-560 649	-328 784		-328 784	-231 885		-231 885
	- AUTRES	-3 579 994		-3 579 994	-2 099 305		-2 099 305	-1 480 689		-1 480 689
	- Amortissement des actifs de concession	-44 221 251		-44 221 251	-25 931 297		-25 931 297	-18 289 954		-18 289 954
- 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	-52 011 362		-52 011 362	-30 499 410		-30 499 410	-21 511 952		-21 511 952	
- Dotation / reprise de lissage	7 790 112		7 790 112	4 568 114		4 568 114	3 221 998		3 221 998	
- Reprise sur travaux de renouvellement										
- Reprise provision pour risque										
- Quote part des activités support affectées	-52 988 414	598 552	-52 389 862	-31 072 353	350 990	-30 721 362	-21 916 062	247 562	-21 668 500	
- Fonctions supports	-36 243 890		-36 243 890	-21 253 380		-21 253 380	-14 990 510		-14 990 510	
- Frais de siège	-16 744 524	598 552	-16 145 972	-9 818 972	350 990	-9 467 982	-6 925 552	247 562	-6 677 990	
<b>P2</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>				10 508 511		10 508 511			
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2017				-5 330 863		-5 330 863			
	- Forfait FP2 2018				-2 157		-2 157			
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-8 575 683	22 873	-8 552 810	-5 028 772	13 413	-5 015 359	-3 546 911	9 460	-3 537 451
	- Maintenance	-5 553 316		-5 553 316	-3 256 459		-3 256 459	-2 296 857		-2 296 857
	- AC	-1 889 590		-1 889 590	-1 108 054		-1 108 054	-781 536		-781 536
	- ACE	-505 998		-505 998	-296 717		-296 717	-209 281		-209 281
	- MO	-3 157 728		-3 157 728	-1 851 689		-1 851 689	-1 306 039		-1 306 039
	- AUTRES (provision rév groupes...)									
	- Traitement des effluents									
- Quote part des activités support affectées	-3 022 367	22 873	-2 999 494	-1 772 313	13 413	-1 758 900	-1 250 054	9 460	-1 240 594	
- Fonctions supports	-2 382 498		-2 382 498	-1 397 094		-1 397 094	-985 404		-985 404	
- Frais de siège	-639 869	22 873	-616 996	-375 218	13 413	-361 806	-264 650	9 460	-255 190	
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>				98 327 685		98 327 685			
	<b>Facturation autres distributeurs</b>									
	- Consommations	-183 572 995		-183 572 995	-107 592 574		-107 592 574	-75 980 421		-75 980 421
	- Fioul									
	- Gasoil	-180 817 222		-180 817 222	-105 968 553		-105 968 553	-74 848 669		-74 848 669
- Huile	-2 755 773		-2 755 773	-1 624 021		-1 624 021	-1 131 752		-1 131 752	
- Urée										
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>									
	- Coûts directs									
	- AC									
	- ACE									
	- MO									
	- AUTRES									
	- Quote part des activités support affectées	-328 302		-328 302	-328 302		-328 302			-328 302
	- Fonctions supports	-328 302		-328 302	-328 302		-328 302			-328 302
	- Frais de siège									
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>				158 255 299		158 255 299			
- Coûts sur revente energie				-145 266 245	257 022	-145 009 223				
<b>MARGE AVANT IS</b>				12 989 054	257 022	13 246 076				
<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	29 089		29 089	29 089		29 089				
- Coûts directs	-29 089		-29 089	-29 089		-29 089				
- AC	-29 089		-29 089	-29 089		-29 089				
- ACE										
- MO										
- AUTRES										
- Quote part des activités support affectées										
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>										
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>					364 248 315		364 248 315			
<b>MARGE AVANT IS</b>					12 799 421	621 425	13 420 846			
- I.S.					-7 620 741	-369 995	-7 990 736			
- IS report déficitaire 2015										
<b>MARGE NETTE</b>					5 178 680	251 430	5 430 111			

## **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

	2017*	Acquisition <sup>(3)</sup>	Cession <sup>(4)</sup>	2018	Reclassement droit incorporel <sup>(5)</sup>	Total bilan 2018
<b>Production</b>	595 609 573 (1)	0	-2 998 281	592 611 292	1 432 731	594 044 023
<b>Distribution</b>	729 378 150 (2)	7 377 385	-1 231 070	735 524 465	1 764 145	737 288 610
<b>Total</b>	<b>1 324 987 723</b>	<b>7 377 385</b>	<b>-4 229 351</b>	<b>1 328 135 757</b>	<b>3 196 876</b>	<b>1 331 332 633</b>

(1) Ecart sur rapport délégataire 2017 de 7 311 274 XPF, correspondant à la régularisation de la TVA à reverser sur les acquisitions de 2011 à 2017

(2) Ecart sur rapport délégataire 2017 de 11 413 288 XPF, correspondant à la régularisation de la TVA à reverser sur les acquisitions de 2011 à 2017.

Dont 9 402 807 XPF sur les biens de renouvellement et 2 010 480 XPF sur les biens améliorants

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

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
710600	14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER A QT MARAEROA TAPUTAPUATEA	643 889	643 889	
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>643 889</b>	<b>643 889</b>	-
CP2018	RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018 CP 2018	329 246	329 246	
CP2018	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA TEA CP 2018	2 112 491		2 112 491
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>2 441 737</b>	<b>329 246</b>	<b>2 112 491</b>
624065	RSX AERIEN TIERS TAP 2018 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	126 996	126 996	
BRT12/17	COMPTAGE TIERS TAPU 2018 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	4 164 763		4 164 763
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS TAPUTAPUATEA</b>	<b>4 291 759</b>	<b>126 996</b>	<b>4 164 763</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>7 377 385</b>	<b>1 100 131</b>	<b>6 277 254</b>

(4) Cessions de Production : 3 MF Alternateur FG Wilson  
Cessions de Distribution : 1 MF Comptages

(5) correspond aux emprunts repris à l'origine de la concession.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 26,3 MF contre 6,1 MF fin 2017 soit une hausse de 20,2 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	-	12 669 973	-	16 893 290
GENIE CIVIL CENTRALE TAPU	01/01/2004	35	89 597 653	-	38 398 995	-	51 198 658
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	32	3 047 447	-	1 165 188	-	1 882 259
AGENCEMENT CENT FAAROA	01/01/2010	29	1 073 020	-	333 009	-	740 011
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	29	165 000	-	49 550	-	115 450
AGENCT BAT FAAROA	01/09/2011	27	2 001 962	-	537 117	-	1 464 845
MOTEUR FG WILSON P750 TAP	01/01/2017	7	8 324 943	-	2 378 283	-	5 946 660
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/06/2017	7	23 395 258	-	5 291 848	-	18 103 410
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/12/2015	4	20 225 311	-	16 799 717	-	3 425 594
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	20/08/2009	9	10 215 436	-	10 196 932	-	18 504
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	07/07/2010	9	10 368 668	-	10 357 372	-	11 296
PERKINS MOTEUR P750 TAPU	01/06/2016	7	10 654 477	-	4 158 800	-	6 495 677
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	23/05/2012	7	10 682 061	-	10 583 646	-	98 415
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/05/2017	7	24 028 389	-	5 721 569	-	18 306 820
ALTERNAT FG WILSON P750 TAP	01/01/2017	7	2 407 302	-	687 723	-	1 719 579
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	12	6 247 192	-	4 798 132	-	1 449 060
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	10	6 247 192	-	5 189 094	-	1 058 098
ALTERNAT FG WILSON P675 TAP	20/08/2009	9	2 953 971	-	2 948 620	-	5 351
ALTERNAT FG WILSON P675 TAP	18/04/2016	7	2 606 315	-	956 671	-	1 649 644
ALTERNAT FG WILSON P675 TAP	02/02/2010	12	2 998 281	-	2 809 652	-	188 629
ALTERNAT FG WILSON P675 TAP	23/05/2012	8	3 169 216	-	2 615 410	-	553 806
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/01/2010	12	6 247 192	-	5 107 052	-	1 140 140
ACCESSOIRE WILSON P750 TAPU	01/01/2017	7	4 233 150	-	1 249 631	-	2 983 519
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	31/07/2010	10	27 793 072	-	23 107 059	-	4 686 013
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/07/2010	10	29 222 593	-	21 928 625	-	7 293 968
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPU	20/08/2009	9	6 675 554	-	6 663 462	-	12 092
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPU	07/07/2010	9	5 974 100	-	5 967 591	-	6 509
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPU	02/02/2010	11	6 970 318	-	6 632 352	-	337 966
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPU	23/05/2012	8	4 677 863	-	3 860 429	-	817 434
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/01/2010	11	32 746 387	-	28 067 530	-	4 678 857
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	22	232 503	-	127 841	-	104 662
COMB. F&P GRPE QST30 RAIA	01/01/2010	25	3 759 606	-	1 353 456	-	2 406 150
COMB. F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	4 495 355	-	1 528 419	-	2 966 936
THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU	01/01/2011	25	1 397 180	-	447 100	-	950 080
FIL COMB F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 358 861	-	723 655	-	1 635 206

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
FIL COMB REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	5 227 524	-	1 550 846	-	3 676 678
EAU F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	25	319 764	-	115 116	-	204 648
EAU-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	3 945 679	-	1 341 530	-	2 604 149
FIL EAU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 070 427	-	635 167	-	1 435 260
SECTIONNEMENT TGBT FAAROA	01/06/2005	24	10 469 575	-	5 999 230	-	4 470 345
ENERGIE F&P GPE QST30 RAI	01/01/2010	25	6 532 940	-	2 351 860	-	4 181 080
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	11 689 175	-	4 013 283	-	7 675 892
ENERGIE-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	6 570 770	-	2 234 063	-	4 336 707
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	25	7 804 712	-	2 497 518	-	5 307 194
FIL ENER F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	3 614 231	-	1 108 779	-	2 505 452
COFFRETS COMPTAGES FAAROA	01/08/2013	25	1 900 944	-	411 880	-	1 489 064
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	24	171 416	-	28 072	-	143 344
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU	01/01/2016	23	567 211	-	73 984	-	493 227
LUB F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	25	149 376	-	53 775	-	95 601
REHAUSSE CHEMINEES CENT	16/12/2008	20	6 147 604	-	3 086 608	-	3 060 996
ENVT F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	25	2 135 850	-	768 906	-	1 366 944
CORPS FILTRANT FAAROA	01/05/2010	25	738 971	-	256 178	-	482 793
ENV.F&P QST30 FAAROA-RAI	01/07/2010	25	3 945 678	-	1 341 530	-	2 604 148
FIL ENVT F&T QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 070 427	-	635 167	-	1 435 260
FIL ENVT REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	2 564 948	-	760 940	-	1 804 008
FILIERE ENVT STOCKAGE	01/09/2011	25	3 604 436	-	1 057 306	-	2 547 130
PROTECTION INCENDIE TAPU	01/01/2004	13	8 745 922	-	8 745 922	-	-
PROTECTION INCENDIE TAPU	01/01/2004	25	1 727 141	-	1 036 286	-	690 855
INSONORISAT.FAAROA TAPU	01/01/2004	25	15 374 940	-	9 224 965	-	6 149 975
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	22	494 402	-	271 844	-	222 558
EXTINCT AUTO PROTECTION	01/05/2008	21	5 235 048	-	2 701 963	-	2 533 085
MIS.OEUVR.NEW SSI EXTINC°	30/07/2009	25	13 955 320	-	5 258 056	-	8 697 264
SECU F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	25	84 651	-	30 474	-	54 177
MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	01/02/2010	25	338 687	-	120 798	-	217 889
SECU F&P QST30 GPE FAAROA	01/07/2010	25	543 677	-	184 850	-	358 827
FIL SECU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	285 285	-	87 520	-	197 765
FIL SECU REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	1 336 140	-	396 394	-	939 746
INST EVENTS CENT FAAROA	01/04/2012	25	199 513	-	53 868	-	145 645
INSTALLATION CAMERA IP	01/09/2015	23	2 919 132	-	417 029	-	2 502 103
REALISATION ZONE STOCKAGE	01/07/2005	24	24 693 351	-	14 110 486	-	10 582 865
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	816 223	-	280 237	-	535 986
<b>TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>592 611 292</b>	<b>-</b>	<b>318 653 933</b>	<b>-</b>	<b>273 957 359</b>



Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
AUT.COMP.DP MARTIN AVERA	01/05/2010	25	62 290	-	21 595	-	40 695
TRANSFO DP MARTIN AVERA	01/05/2010	25	571 820	-	198 233	-	373 587
TRANSFO SOCLE TAPUTAPUATE	01/07/2014	25	-	2 115 345	-	380 763	1 734 582
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	-	1 159 358	-	48 307
TRANSFO TAPU 96	01/01/1996	25	1 312 775	-	1 207 753	-	105 022
TRANSFO TAPU 97	01/01/1997	25	1 595 378	-	1 403 931	-	191 447
TRANSFO TAPU 98	01/01/1998	25	2 344 198	-	1 981 552	-	362 646
TRANSFO TAPU 2001	01/01/2001	25	514 185	-	370 212	-	143 973
TRANSFOS CP TAPU 2005	01/07/2005	25	465 526	-	251 384	-	214 142
TRANSFO POSTE CP DP TAPU	01/07/2006	25	556 262	-	278 131	-	278 131
POSTE DP61 FAAROA TAPU	15/06/2007	25	977 838	-	451 544	-	526 294
TRANSFO ZONE HOTOPI TAPU	08/07/2008	25	1 501 944	-	629 651	-	872 293
TRANSFO ZONE HOTOPI TAPU	08/07/2008	25	1 432 199	-	600 410	-	831 789
TRANSFO VALLEE FAAREPA	31/05/2010	25	2 204 604	-	764 261	-	1 440 343
RENFORC POSTE P1061 TAPU	01/01/2011	25	838 508	-	268 325	-	570 183
TRANSFO P1061 HAMOA TAPU	01/01/2011	25	561 272	-	179 610	-	381 662
CREATION POSTE AVERA TAPU	01/01/2011	25	1 587 376	-	507 961	-	1 079 415
CREAT TRANSFO AVERA TAPU	01/01/2011	25	564 105	-	180 516	-	383 589
RENFORC POSTE P1052 TAPU	01/01/2011	25	1 309 455	-	419 027	-	890 428
TRANSFO P1052 AVERA TAPU	01/01/2011	25	554 697	-	177 503	-	377 194
TRANSFO Q7051 PORLIER TAP	01/01/2012	25	1 895 711	-	530 805	-	1 364 906
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 357 020	-	345 139	-	1 011 881
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 357 020	-	345 139	-	1 011 881
CREAT DP P1084 AVERA TAPU	26/06/2013	25	1 790 860	-	394 995	-	1 395 865
TRANSFO P1084 AVERA TAPUT	26/06/2013	25	444 186	-	97 971	-	346 215
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	-	136 416	-	5 685
POSTE TAPU 97	01/01/1997	25	267 892	-	235 745	-	32 147
POSTE TAPU 98	01/01/1998	25	3 952	-	3 318	-	634
POSTE TAPU 2001	01/01/2001	25	3 571 643	-	2 571 584	-	1 000 059
POSTE TAPU 2002	01/01/2002	25	1 280 411	-	870 679	-	409 732
POSTE TAPU 2003	01/01/2003	25	2 238 312	-	1 432 519	-	805 793
MINI SUPERVISION RAIATEA	31/03/2005	25	3 951 572	-	2 186 538	-	1 765 034
SUPERVISION TAPUTAPUATEA	01/07/2006	25	1 090 380	-	545 188	-	545 192
POSTE DP TAPU 2008	01/07/2008	25	757 860	-	318 300	-	439 560
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 865 745	-	474 529	-	1 391 216

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 865 745	-	474 529	-	1 391 216
POSE IAT POSTE DP TAPUTAP	01/01/2005	15	734 444	-	685 481	-	48 963
POSE IAT BOUCLAGE HOTOPU	08/07/2008	15	223 230	-	155 972	-	67 258
REEMPL DDR P108B/NULEC	01/01/2012	15	3 470 548	-	1 619 606	-	1 850 942
RES.AERIEN TAPU 95	01/01/1995	25	17 576 808	-	16 873 735	-	703 073
RES.AERIEN TAPU 96	01/01/1996	25	1 309 797	-	1 205 014	-	104 783
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1996	01/01/1996	25	-	1 895 489	-	1 743 850	151 639
RES.AERIEN TAPU 97	01/01/1997	25	12 124 409	-	10 669 479	-	1 454 930
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1997	01/01/1997	25	-	252 359	-	222 075	30 284
RES.AERIEN TAPU 98	01/01/1998	25	9 413 277	-	7 919 222	-	1 494 055
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1998	01/01/1998	25	-	1 432 559	-	1 203 349	229 210
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	25	-	918 118	-	734 496	183 622
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	25	-	481 997	-	390 400	91 597
RES.AERIEN TAPU 2000	01/01/2000	25	4 889 308	-	3 715 873	-	1 173 435
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000	25	-	6 689 383	-	5 093 602	1 595 781
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000	25	-	22 401 500	-	17 229 191	5 172 309
RES.AERIEN TAPU 2001	01/01/2001	25	1 255 237	-	903 770	-	351 467
RES.AERIEN TAPU 2002	01/01/2002	25	2 123 744	-	1 444 148	-	679 596
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002	25	-	2 296 317	-	1 561 497	734 820
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002	25	-	6 007 883	-	4 118 671	1 889 212
RES.AERIEN TAPU 2003	01/01/2003	25	7 398 356	-	4 734 945	-	2 663 411
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	25	-	1 445 664	-	925 225	520 439
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	25	-	1 232 726	-	792 630	440 096
RESEAU BTA CENTRALE TAPU	01/01/2004	25	6 135 200	-	3 681 120	-	2 454 080
RESEAU BTA TAMAITIAHIO	30/06/2004	25	1 593 525	-	924 422	-	669 103
RESEAU BTA TERIITEMOEHAA	30/06/2004	25	251 564	-	145 936	-	105 628
RESEAU CP41906 2004 TAPU	01/07/2004	25	739 668	-	429 010	-	310 658
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004	25	-	4 518 536	-	2 620 750	1 897 786
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004	25	-	622 352	-	360 963	261 389
RESEAU BTA FAAROA TETUIRA	10/09/2004	25	84 423	-	48 319	-	36 104
RESEAU BTA FAAROA TRIIPAI	10/09/2004	25	100 211	-	57 353	-	42 858
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005	25	-	1 780 434	-	967 368	813 066
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005	25	-	67 231	-	36 526	30 705
RESEAUX CP 51906 2005TAPU	01/06/2005	25	245 571	-	133 429	-	112 142
RESEAUX HTA/BTA COM TAPU	02/07/2005	25	3 988 920	-	2 153 576	-	1 835 344
EXT BTA ATENI PASCAL RAI	17/01/2006	25	154 224	-	79 923	-	74 301
RESEAU BTA TAPUTAPUATEA	31/03/2006	25	60 320	-	30 967	-	29 353
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	25	-	346 031	-	173 013	173 018
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	25	-	4 737 669	-	2 368 837	2 368 832
RESEAU 15% EXT TAPU 06	01/07/2006	25	548 803	-	274 400	-	274 403

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
EP COMMUNE TAPUTAPUATEA	01/01/2007	25	1 716 791	-	824 061	-	892 730
EXT RES QT BONNO TAPUTAPU	08/01/2007	25	961 157	-	460 605	-	500 552
RESEAUX QTIER MAIRAU FAAR	15/06/2007	25	1 043 186	-	481 719	-	561 467
RESEAUX FAAROA TAPU	15/06/2007	25	1 819 418	-	840 170	-	979 248
RESEAUX CP TAPUTAPU 2007	01/07/2007	25	10 537 974	-	4 847 468	-	5 690 506
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	25	-	1 199 390	-	551 721	647 669
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	25	-	3 551 761	-	1 633 809	1 917 952
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	442 602	-	203 596	-	239 006
RESEAUX QTIER MOU KAM TSE	21/09/2007	25	217 976	-	98 331	-	119 645
EXT BTA TERII TAUTAPUATEA	21/09/2007	25	105 092	-	47 411	-	57 681
DPLCT RES STAT* POMPAGE	04/10/2007	25	444 393	-	199 832	-	244 561
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	36 480	-	16 049	20 431
6 DOSSIERS PRIS EN CHARGE	29/02/2008	25	1 057 407	-	458 442	-	598 965
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2008	01/07/2008	25	38 506 627	-	16 172 783	-	22 333 844
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	1 781 581	-	748 262	1 033 319
EXT.EP ARATOA/FAAROA/OPOA	01/01/2009	25	2 620 335	-	1 048 132	-	1 572 203
BRCHMT CPTUR EP S/POTEAU	01/01/2009	25	452 981	-	181 190	-	271 791
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2009	01/07/2009	25	6 389 664	-	2 428 073	-	3 961 591
EXT.BTA ALIM.FAAROA QTIER	02/10/2009	25	137 923	-	51 017	-	86 906
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	413 069	-	150 084	262 985
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	3 346 532	-	1 215 904	2 130 628
DEPL.POST.P1021/RENF.CABL	20/12/2009	25	3 071 767	-	1 109 593	-	1 962 174
CONF HT/BTA ZONE P2111	01/01/2010	25	2 421 668	-	871 803	-	1 549 865
EXT BTA QT TEINAURI CINDY	01/01/2010	25	121 950	-	43 902	-	78 048
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTE	01/01/2010	25	143 125	-	51 525	-	91 600
EXT BTA QT PORUTU ELISABE	01/01/2010	25	148 253	-	53 370	-	94 883
EXT HT/BTA VALLEE FAAREPA	31/05/2010	25	2 442 666	-	846 793	-	1 595 873
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2010	25	8 029 195	-	2 729 928	-	5 299 267
RESEAUX 2010 CONCED TAPU	01/07/2010	25	-	133 230	-	45 297	87 933
RESEAUX 2010 TIERS TAPU	01/07/2010	25	-	813 870	-	276 717	537 153
EXT BTA QT TEIHOTUA AVERA	01/07/2010	25	239 306	-	81 362	-	157 944
RENF CABLE BTA RTE AVERA	01/01/2011	25	844 230	-	270 156	-	574 074
RENF CABLE BTA AVERA DU	01/01/2011	25	1 064 342	-	340 588	-	723 754
RENF RESEAU BTA AVERA	01/01/2011	25	1 487 567	-	476 023	-	1 011 544
DEPL RESEAU HTA AVERA ZON	21/01/2011	25	4 155 919	-	1 320 665	-	2 835 254
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2011	25	27 890 397	-	8 367 217	-	19 523 180
RESEAUX 2011 CONCED TAPU	01/07/2011	25	-	38 930	-	11 678	27 252
RESEAUX 2011 TIERS TAPUTA	01/07/2011	25	-	517 547	-	155 265	362 282
EXT FD BTA QT PUNAA,TENIA	01/01/2012	25	678 353	-	189 941	-	488 412
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2012	25	28 393 281	-	7 382 372	-	21 010 909



Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX 2012 TIERS TAPU	01/07/2012	25	-	1 202 133	-	312 553	889 580
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	25	26 575 750	-	5 846 829	-	20 728 921
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	25	153 908	-	33 860	-	120 048
EXT 14A1 QT GU INOT TAPUTA	06/08/2013	25	453 462	-	98 002	-	355 460
EXT 14A1 QT SANQUER TAPU	01/01/2014	25	577 825	-	115 565	-	462 260
EXT 14A1 BT BASSIN TAPU	28/02/2014	25	413 076	-	79 997	-	333 079
ART14A/CD/TM/RB/629	28/02/2014	25	435 973	-	84 433	-	351 540
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2014	25	24 361 147	-	4 385 203	-	19 975 944
RESEAUX 2014 CONCED TAPU	01/07/2014	25	-	99 172	-	17 851	81 321
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14	01/07/2014	25	241 471	-	43 465	-	198 006
RESEAUX CP TAPUTAP 2014	01/07/2014	25	1 070 189	-	192 645	-	877 544
ART14A/CD/TM/RB/251/14	08/07/2014	25	410 051	-	73 492	-	336 559
ART14A/CD/TM/RB/276/14	31/08/2014	25	229 330	-	40 480	-	188 850
ART14A/CD/TM/RB/251/14	10/10/2014	25	467 071	-	78 936	-	388 135
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2015	25	10 722 644	-	1 501 276	-	9 221 368
RESEAUX 2015 CONCED TAP	01/07/2015	25	-	76 771	-	10 748	66 023
RESEAUX 2015 TIERS TAP	01/07/2015	25	-	427 632	-	59 868	367 764
RESEAUX BTA TM/RB/107/14	30/01/2016	25	1 049 585	-	122 572	-	927 013
RESEAUX CP TAPU 2016	01/07/2016	25	16 764 475	-	1 676 513	-	15 087 962
RESEAUX 2016 CONCED TAPU	01/07/2016	25	-	439 153	-	43 915	395 238
RESEAUX 2016 TIERS TAPU	01/07/2016	25	-	633 395	-	63 340	570 055
EXT LOT TUARIHIONOA MANA	01/01/2017	25	110 630	-	8 849	-	101 781
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAP	01/01/2017	25	267 312	-	21 383	-	245 929
14A1 LC420/15 AVERA TAPU	01/01/2017	25	728 033	-	58 235	-	669 798
14A1 CB/EB 2017/378 AVERA	19/06/2017	25	665 652	-	40 828	-	624 824
RESEAUX CP TAPU 2017	01/07/2017	25	29 338 521	-	1 760 445	-	27 578 076
RSX AERIEN TIERS TAP 2017	01/07/2017	25	-	195 552	-	11 733	183 819
CD/TM/JR/N°842/16 TAPU	01/10/2017	25	8 655 654	-	432 764	-	8 222 890
14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER	01/01/2018	25	643 889	-	25 756	-	618 133
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018	01/07/2018	25	329 246	-	6 585	-	322 661
RSX AERIEN TIERS TAP 2018	01/07/2018	25	-	126 996	-	2 540	124 456
RESEAU SOUT CENTRALE TAPU	01/01/2004	35	3 599 319	-	1 542 569	-	2 056 750
EXT SOUT BTA NOUVEAU SERV	01/01/2008	35	1 204 783	-	378 643	-	826 140
BOUCLAGE ZONE HOTOPU	08/07/2008	35	1 594 315	-	477 410	-	1 116 905
BOUCLAGE ZONE HOTOPU A14	08/07/2008	35	36 085 150	-	10 805 495	-	25 279 655
EXT.BTAS ALIM.AVERA PROPR	01/08/2009	35	367 919	-	98 988	-	268 931
EXT HT/BTS VALLEE FAAREPA	31/05/2010	35	9 770 662	-	2 419 404	-	7 351 258
FOURN TPC160&63 AVERA TAP	08/04/2011	35	7 173 667	-	1 584 489	-	5 589 178
MES HTA ZONE PORLIER TAPU	01/01/2012	35	11 923 445	-	2 384 713	-	9 538 732
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI	01/01/2012	35	6 877 676	-	1 375 546	-	5 502 130

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX 2013 TIERS TAPU	01/07/2013	35	-	1 184 700	-	186 169	998 531
ART14A1/CD/TM/RB/569/13	06/06/2014	35	390 831	-	51 028	-	339 803
RESEAU SOUT CONCED TAPUTA	01/07/2014	35	-	3 268 730	-	420 264	2 848 466
RESEAUX SOUT TIERS TAPU	01/07/2014	35	-	1 081 915	-	139 104	942 811
COMPTAGE TAPU 1994	01/01/1994	20	-	812 833	-	812 833	-
COMPTAGE TAPU 1995	01/01/1995	20	-	5 327 704	-	5 327 704	-
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	-	819 350	-	15 376
COMPTAGE TAPU 1997	01/01/1997	24	-	4 247 385	-	4 169 143	78 242
COMPTAGE TAPU 98	01/01/1998	23	921 109	-	887 174	-	33 935
COMPTAGE TAPU 1998	01/01/1998	23	-	6 220 370	-	5 991 198	229 172
COMPTAGE TAPU 99	01/01/1999	22	1 753 382	-	1 656 484	-	96 898
COMPTAGE TAPU 1999	01/01/1999	22	-	4 967 312	-	4 692 803	274 509
COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	21	2 019 688	-	1 870 869	-	148 819
COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	21	-	4 773 652	-	4 421 910	351 742
COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	20	427 945	-	385 150	-	42 795
COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	20	-	4 666 972	-	4 200 275	466 697
COMPTAGE TAPU 2002	01/01/2002	20	2 067 668	-	1 757 517	-	310 151
COMPTAGE TAPU 2002	01/01/2002	20	-	3 879 512	-	3 297 585	581 927
COMPTAGE TAPU 2003	01/01/2003	20	-	4 134 052	-	3 307 242	826 810
CASH POWER 2004 TAPU	01/01/2004	20	133 250	-	99 937	-	33 313
POSE COMPTEUR 2004 TAPU	01/07/2004	20	1 001 302	-	725 943	-	275 359
BRANCHEMENT TAPU 2004	01/07/2004	20	-	5 548 048	-	4 022 334	1 525 714
COMPATGE TAPU 2005	01/06/2005	20	-	4 232 500	-	2 874 573	1 357 927
POSE COMPTEURS TAPU 2005	01/07/2005	20	1 121 755	-	757 186	-	364 569
ARMOIRE COMMANDE & CPTAGE	01/06/2006	20	119 822	-	75 387	-	44 435
BRCHT/CPTAGES CP TAPU	01/07/2006	20	1 630 534	-	1 019 085	-	611 449
BRCHT TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	20	-	3 973 316	-	2 483 325	1 489 991
BRCHT/CPTAGES CP TAPU 07	01/07/2007	20	2 826 905	-	1 625 468	-	1 201 437
BRCHT TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	20	-	4 259 302	-	2 449 098	1 810 204
BRCHT/CPTAGES CP TAPUTAP.	01/07/2008	20	1 991 459	-	1 045 516	-	945 943
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	4 658 230	-	2 445 571	2 212 659
BRCHT/CPTAGE TAPUTAPUATEA	01/07/2009	20	2 757 861	-	1 309 984	-	1 447 877
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	2 632 338	-	1 195 521	1 436 817
BRCHT/CPTAGE TAPUTAP 2010	01/07/2010	20	6 785 219	-	2 883 718	-	3 901 501
COMPTAGE TIERS TAP 2010	01/07/2010	20	-	2 746 280	-	1 167 169	1 579 111
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA	01/07/2011	20	8 449 074	-	3 168 438	-	5 280 636
COMPTAGE TIERS TAPU 2011	01/07/2011	20	-	2 140 248	-	802 592	1 337 656
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	01/07/2012	20	5 494 625	-	1 785 781	-	3 708 844

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
COMPTAGE TIERS TAPU 2012	01/07/2012	20	-	2 895 880	-	941 161	1 954 719
CPTEURS SOLAIRE TAP 2012	01/07/2012	20	-	26 954	-	8 761	18 193
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2013	20	3 701 781	-	1 018 019	-	2 683 762
COMPTAGE TIERS TAPU 2013	01/07/2013	20	-	1 910 961	-	525 514	1 385 447
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2014	20	6 120 519	-	1 377 179	-	4 743 340
COMPTAGE TIERS TAPU 2014	01/07/2014	20	-	1 668 636	-	375 444	1 293 192
CPTEURS SOLAIRE TAP 2014	01/07/2014	20	-	81 199	-	18 270	62 929
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2015	20	3 898 852	-	682 349	-	3 216 503
COMPTAGE TIERS TAP 2015	01/07/2015	20	-	2 084 727	-	364 826	1 719 901
BRCHT/COMPTAGES TAPU	01/07/2016	20	3 766 806	-	470 870	-	3 295 936
COMPTAGE TIERS TAPU 2016	01/07/2016	20	-	3 010 324	-	376 290	2 634 034
CD/TM/JR/N°270/17 TAPU	19/06/2017	20	799 209	-	61 276	-	737 933
COMPTAGE TIERS TAPU 2017	01/07/2017	20	-	3 028 477	-	227 136	2 801 341
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2017	20	2 878 136	-	215 877	-	2 662 259
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2018	20	2 112 491	-	52 812	-	2 059 679
COMPTAGE TIERS TAPU 2018	01/07/2018	20	-	4 164 763	-	104 119	4 060 644
CELLULES CENTRALE TAPU	01/01/2004	25	20 463 137	-	12 277 882	-	8 185 255
AN CARTOGRAPHIE TAPU	01/01/1992	5	1 408 696	-	1 408 696	-	-
<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>561 384 985</b>	<b>174 139 480</b>	<b>215 859 197</b>	<b>109 835 847</b>	<b>409 829 421</b>
<b>&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA</b>			<b>1 153 996 277</b>	<b>174 139 480</b>	<b>534 513 130</b>	<b>109 835 847</b>	<b>683 786 780</b>

<b>Production :</b>	
VB Concessionnaire :	592 611 292
VB Tiers :	-
Droit incorporel * :	1 432 731
<b>Total VB (fin 2018)</b>	<b>594 044 023</b>

<b>Distribution :</b>	
VB Concessionnaire :	561 384 985
VB Tiers :	174 139 480
Droit incorporel * :	1 764 145
<b>Total VB (fin 2018)</b>	<b>737 288 610</b>

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

## 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

### Total distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
710600	14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER A QT MARAEROA TAPUTAPUATEA	643 889	643 889	
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>643 889</b>	<b>643 889</b>	-
CP2018	RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018 CP 2018	329 246	329 246	
CP2018	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA TEA CP 2018	2 112 491		2 112 491
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>2 441 737</b>	<b>329 246</b>	<b>2 112 491</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>3 085 626</b>	<b>973 135</b>	<b>2 112 491</b>

## 5.4 - Dépenses de renouvellement

### Production :

	Prévu	Réalisé*	Ecart
SECURITE	10 150 828	-	- 10 150 828
<b>TOTAL</b>	<b>10 150 828</b>	-	<b>- 10 150 828</b>

\* hors rattrapage TVA à reverser

### dont

### Ecart

### Commentaires

renouvellement reporté

-10 150 828

Le renouvellement de la centrale SSI a été reporté.

renouvellement anticipé

renouvellement besoin annulé ou modifié

écart de coût sur renouvellement effectué

total pour vérif

-10 150 828

### Distribution :

	Prévu	Réalisé*	Ecart
Transfos	1 500 000		- 1 500 000
Réseaux HTA	2 926 643	329 246	- 2 597 397
Réseaux BT	1 755 986		- 1 755 986
Branchements et comptages	4 734 919	1 632 315	- 3 102 604
<b>TOTAL</b>	<b>10 917 548</b>	<b>1 961 561</b>	<b>- 8 955 987</b>

\* hors rattrapage TVA à reverser

### dont

### Ecart

### Commentaires

renouvellement reporté

-8 955 987

Le programme de renouvellement des réseaux a été reporté en 2019 dans l'attente de l'audit de l'état des supports à l'aide du résistographe terminé au 1er semestre 2019.

renouvellement anticipé

renouvellement besoin annulé ou modifié

écart de coût sur renouvellement effectué

total pour vérif

-8 955 987

## 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.

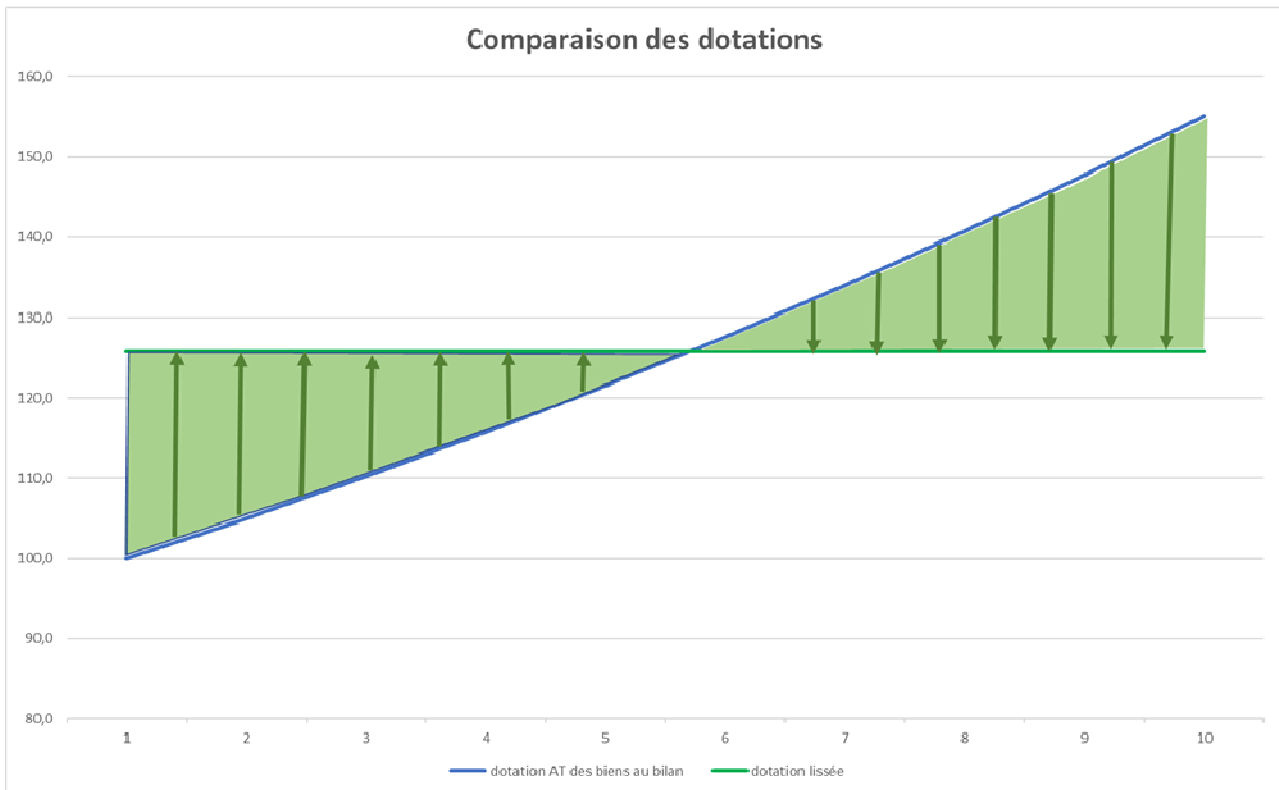
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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.

### Dotations/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 cloture 2018 (hors droit incorporel)	592 611 293	576 752 987	15 858 306	
- financements tiers et concédant	-	-	-	
- IFC renouvellement cumul	(35 605 615)	(35 605 615)	-	
<b>base amortissable</b>	<b>557 005 678</b>	<b>541 147 372</b>	<b>15 858 306</b>	<b>(A)</b>
Cumul des dotations à l'ouverture	462 934 779	459 505 495	3 429 284	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(39 061 194)	(39 061 194)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	9 765 299	9 765 299	-	
<b>Cumul dot à l'ouverture corrigé</b>	<b>433 638 884</b>	<b>430 209 600</b>	<b>3 429 284</b>	<b>(B)</b>
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(2 998 281)	(2 998 281)	-	<b>(C)</b>
reste à amortir	126 365 076	113 936 054	12 429 022	<b>(D) = (A-B-C)</b>
nb années restantes	3	3	3	
<b>dotation</b>	<b>42 121 692</b>	<b>37 978 685</b>	<b>4 143 007</b>	
<b>réintégration droit entrée</b>	<b>124 372</b>	<b>124 372</b>	<b>-</b>	
<b>dotations exercice <sup>(1)</sup></b>	<b>42 246 064</b>	<b>38 103 057</b>	<b>4 143 007</b>	<b>(E)</b>
<b>dotation cumulée</b>	<b>472 886 666</b>	<b>465 314 375</b>	<b>7 572 291</b>	<b>(B+C+E)</b>
<b>réintégration droit entrée amt cumulé antérieur</b>	<b>1 090 713</b>	<b>1 090 713</b>	<b>-</b>	
<b>dotations cumulées à fin 2018 <sup>(2)</sup></b>	<b>473 977 379</b>	<b>466 405 088</b>	<b>7 572 291</b>	

<b>méthode lissée charge nette totale (hors régul. &amp; écarts)</b>						
	<b>mécanisme de lissage des AT</b>		<b>AT / biens existants au bilan</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 hors améliorant lissée A+B</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	(62 379 602)	32 463 426	(62 651 999)	(30 188 573)	(4 143 007)	(34 331 580)
2020	-	62 379 602	(92 568 175)	(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	(57 467 632)	(30 188 573)		
				moyenne 2017 / 2020		



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

Dotation N	42 121 692	
Réintégration droit d'entrée	124 372	
Régularisation dotation 2017	9 765 299	
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2018</b>	<b>52 011 362</b>	
<b>Charges / (reprises) lissage 2018</b>	<b>(7 790 112)</b>	
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>44 221 251</b>	
- Réintégration droit d'entrée	(124 372)	
<b>Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)</b>	<b>44 096 879</b>	<b>5.5.3</b>
- régularisations et écarts	(9 765 299)	
<b>Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations &amp; écarts)</b>	<b>34 331 580</b>	

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

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	473 977 379
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	-
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>473 977 379</b>

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période</b>	<b>127 900 963</b>
- réalisé 2017 :	(43 468 054)
- réalisé 2018 <sup>(1)</sup> :	(5 170 105)
<b>Reste à faire à fin 2018 :</b>	<b>79 262 804</b>

(1) dont rattrapage sur TVA à reverser 2011-2017 de 5 170 105 xpf

**Détail des calculs / Distribution :**

<b>Amortissement des biens au bilan</b>	<b>Total</b>	<b>Biens au bilan</b>	<b>Améliorant</b>	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	735 524 465	714 074 569	21 449 895	
- financements tiers et concédant	(174 139 480)	(166 623 692)	(7 515 788)	
- IFC renouvellement cumul	(23 451 877)	(23 451 877)	-	
base amortissable	537 933 107	523 999 000	13 934 107	<b>(A)</b>
Cumul des dotations à l'ouverture	490 880 161	488 180 271	2 699 891	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(28 933 218)	(28 933 218)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	7 233 305	7 233 305	-	
<b>Cumul dot à l'ouverture corrigé</b>	<b>469 180 248</b>	<b>466 480 357</b>	<b>2 699 891</b>	<b>(B)</b>
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(202 504)	(202 504)	-	<b>(C)</b>
reste à amortir	68 955 364	57 721 147	11 234 217	<b>(D) = (A-B-C)</b>
nb années restantes	3	3	3	
<b>dotation</b>	<b>22 985 121</b>	<b>19 240 382</b>	<b>3 744 739</b>	
<b>réintégration droit entrée</b>	<b>117 818</b>	<b>117 818</b>	<b>-</b>	
<b>dotations exercice <sup>(1)</sup></b>	<b>23 102 939</b>	<b>19 358 200</b>	<b>3 744 739</b>	<b>(E)</b>
<b>dotation cumulée</b>	<b>492 080 683</b>	<b>485 636 053</b>	<b>6 444 629</b>	<b>(B+C+E)</b>
<b>réintégration droit entrée amt cumulé antérieur</b>	<b>1 440 148</b>	<b>1 440 148</b>	<b>-</b>	
<b>dotations cumulées à fin 2018 <sup>(2)</sup></b>	<b>493 520 831</b>	<b>487 076 201</b>	<b>6 444 629</b>	



méthode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan		dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A			dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(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	(23 277 661)	13 870 869	(24 515 382)	(10 644 513)	(3 744 739)	(14 389 252)
2020	-	23 277 661	(33 922 175)	(10 644 513)	(3 744 739)	(14 389 252)
	<b>51 629 115</b>		(94 207 169)	(42 578 054)	(13 934 107)	(56 512 161)
moyenne :		12 907 279	(23 551 792)	(10 644 513)		
				moyenne 2017 / 2020		

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

Dotation N	22 985 121	
Réintégration droit d'entrée	117 818	
Régularisation dotation 2017	7 233 305	
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2018</b>	<b>30 336 244</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Charges / (reprises) lissage 2018</b>	<b>(8 595 869)</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>21 740 375</b>	<b>4.3.3</b>
- Réintégration droit d'entrée	(117 818)	
<b>Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)</b>	<b>21 622 557</b>	<b>5.5.3</b>
- régularisations et écarts	(7 233 305)	
<b>Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations &amp; écarts)</b>	<b>14 389 252</b>	

### 2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	493 520 831
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	109 835 847
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>603 356 678</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
<b>Reste à faire à fin 2018 :</b>	<b>19 956 794</b>

### 5.5.3 Impact sur l'exercice

Les charges calculées en méthode lissée (résultat des concessions) sont inférieures à celles découlant de la méthode PCG (comptes sociaux).

	Taputapuatea		
	PCG	lissée	Ecart
PRODUCTION	41 546 488	44 096 879	2 550 391
DISTRIBUTION	20 634 059	21 622 557	988 498
TOTAL	62 180 547	65 719 435	3 538 888

Les écarts s'expliquent :

- en distribution :
  - par un rythme différent de provisionnement des renouvellements (durée de vie des biens en PCG / durée résiduelle de la concession en méthode lissée) ;
  - les charges lissées intégrées au rapport délégataire 2018 intègrent une régularisation relative à l'année 2017 de + 7 233 305 xpf correspondant à la quote-part lissée des amortissements techniques sur biens renouvelés qui n'avaient pas été sortis du bilan en 2017. Ils auraient dû venir augmenter la base amortissable à lisser. La régularisation a été effectuée sur 2018.
- en production :
  - par un rythme différent de provisionnement des renouvellements (durée de vie des biens en PCG / durée résiduelle de la concession en méthode lissée) ;
  - les charges lissées intégrées au rapport délégataire 2018 intègrent une régularisation relative à l'année 2017 de + 9 765 299 xpf correspondant à la quote-part lissée des amortissements techniques sur biens renouvelés qui n'avaient pas été sortis du bilan en 2017. Ils auraient dû venir augmenter la base amortissable à lisser. La régularisation a été effectuée sur 2018.

1) La méthode PCG alourdit les charges de début de période, ces dernières diminuent avec l'arrivée des renouvellements.

### Illustration



## 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

### Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Améliorant
710600	14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER A QT MARAEROA TAPUTAPUATEA	643 889	100%	643 889
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>643 889</b>		<b>643 889</b>
E4900	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2018	480 176	100%	480 176
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>480 176</b>		<b>480 176</b>
624065	RSX AERIEN TIERS TAP 2018 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	126 996	100%	126 996
BRT12/17	COMPTAGE TIERS TAPU 2018 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	4 164 763	100%	4 164 763
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS TAPUTAPUATEA</b>	<b>4 291 759</b>		<b>4 291 759</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>5 415 824</b>		<b>5 415 824</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 1/10<sup>ème</sup> 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 10 <sup>ème</sup> 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 2018 s'élève à 59 MXPF.

Compostants	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 IFC
AGENCEMENT TERRAIN F&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 FG WILSON P400 TAPUTAPUATEA	15/10/2015	7	-	-	-	100%	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 TAPUTAPUATEA	02/11/2015	7	-	-	-	100%	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	7	-	-	-	70%	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/12/2015	4	20 225 311	1 314 645	21 539 956	70%	15 077 969	-
MOTEUR FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	07/07/2010	9	10 368 668	-	10 368 668	8%	829 493	-
MOTEUR FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	02/02/2010	7	-	-	-	8%	-	-
MOTEUR FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	23/05/2012	7	10 682 061	277 734	10 959 795	8%	876 784	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/01/2010	8	-	-	-	100%	-	-
ALTERNAT FG WILSON P400 TAPUTAPUATEA	15/10/2015	7	-	-	-	100%	-	-
ALTERNAT FG WILSON P400 TAPUTAPUATEA	02/11/2015	7	-	-	-	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 WILSON P400 TAPUTAPUATEA	15/10/2015	7	-	-	-	100%	-	-
ACCESSOIRE WILSON P400 TAPUTAPUATEA	02/11/2015	7	-	-	-	100%	-	-
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 REFORTE 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 AJUM 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
ENVT 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

Compostants	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 IFC
FIL ENVT F&T QST30 FAARO GROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	2 043 857	26 570	2 070 427	46%	952 396	190 479
FIL ENVT REFONTE FAARO ACIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	2 532 032	32 916	2 564 948	100%	2 564 948	512 990
FILIERE ENVT STOCKAGE HUILE-AIRE LAVAGE FAARO A	01/09/2011	25	3 558 180	46 256	3 604 436	100%	3 604 436	720 887
SECU F&P GR PE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	84 651	-	84 651	100%	84 651	8 465
MOTO POMPE INCENDIE FAARO A	01/02/2010	25	338 687	-	338 687	100%	338 687	33 869
SECU F&P QST30 GPE FAARO AGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	543 677	-	543 677	70%	380 574	38 057
FIL SECU F&P QST30 FAARO GROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	281 624	3 661	285 285	46%	131 231	26 246
FIL SECU REFONTE FAARO ACIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	1 318 993	17 147	1 336 140	100%	1 336 140	267 228
INST EVENTS CENT FAARO LOCAL SYST DETEC* & EXTINC*	01/04/2012	25	194 457	5 056	199 513	100%	199 513	59 854
INSTALLATION CAMERA IP CENTRALE 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 TAPU CENTRALE FAARO A	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
ACCESOIRES WILS P750 TAPU TAPUATEA G299	01/01/2017	5	3 880 064	353 086	4 233 150	100%	4 233 150	3 386 520
<b>PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>334 707 088</b>	<b>8 903 653</b>	<b>343 610 741</b>		<b>202 636 588</b>	<b>35 605 615</b>
AUT.COM P.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 FAARO A	01/07/2014	25	-	-	-	-	-	-
TRANSFO VALLEE FAAREPAVAIMAARIRI TAPUTAPUATEA	31/05/2010	25	2 204 604	-	2 204 604	80%	1 763 683	176 368
RENFORC POSTE P1061 TAPUHAMO A	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 TAPU AFO 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
REMP L DDR P108B/NULECAVERA TAPUTAPUATEA	01/01/2012	15	3 382 600	87 948	3 470 548	0%	-	-
CONF HT/BTA ZONE P2111 ZEBROWSKI AVERA TAPU	01/01/2010	25	2 421 668	-	2 421 668	0%	-	-
EXT BTA QT TEINAURI CIN DY AVERA TAPU FD SPECIAL	01/01/2010	25	121 950	-	121 950	100%	121 950	12 195
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTE OPOA 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
RESEAU X CP TAPUTAPUATEA2010	01/07/2010	25	8 029 195	-	8 029 195	2%	137 291	13 729
RESEAU X 2010 CON CED TAPU FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
RESEAU X 2010 TIERS TAPU FINANCEMENT	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%	-	-



Compostants	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 IFC
RENF CABLE BTA AVERA DUPOSTE P1032 SHAMKOUA TAPU	01/01/2011	25	1 050 688	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 CON CED 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	208 506
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 CON CED 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 REREAO 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 CON CED 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 ZEBROWSKIBAI E FAAROA TAPUTAPUATEA	01/01/2012	35	6 703 388	174 288	6 877 676	25%	1 719 419	515 826
RESEAUX 2013 TIERS TAPU FINANCEMENT	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 CON CED TAPUTAPUTEA ZONE ELEVAGE FAAROA	01/07/2014	35	-	-	-	-	-	-
RESEAUX SOUT TIERS TAPU FINANCEMENT 2014	01/07/2014	35	-	-	-	-	-	-
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

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 IFC
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 TAPU CP 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 TUARIHIO NOA 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	643 889		643 889	100%	643 889	579 500
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018 CP 2018	01/07/2018	25	329 246		329 246	0%	-	-
RSX AERIEN TIERS TAP 2018FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2018	25	-		-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2018	01/07/2018	20	2 112 491		2 112 491	23%	480 176	432 158
COMPTAGE TIERS TAPU 2018FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2018	20	-		-	100%	-	-
<b>DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>293 755 813</b>	<b>11 413 288</b>	<b>305 169 101</b>		<b>60 665 835</b>	<b>23 451 877</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA</b>			<b>628 462 901</b>	<b>20 316 941</b>	<b>648 779 842</b>		<b>263 302 423</b>	<b>59 057 492</b>

## 5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>reste à faire au 31/12/2017</b>	82 691 008	
Réalisé	- 5 170 105	(1)
Ecart de coût sur réalisé	-	
Réajusté	1 741 901	(1)
<b>reste à faire au 31/12/2018</b>	<b>79 262 804</b>	

(1) : dont rattrapage sur TVA à reverser 2011-2017 de 5 170 105 xpf

Plan de renouvellement au 31/12/2018

<b>reste à faire au 31/12/2018</b>	2019	2020	TOTAL
G2		29 916 176	29 916 176
G3	21 312 002		21 312 002
G4	17 883 798		17 883 798
S/T Groupes	39 195 800	29 916 176	69 111 976
Filières groupes	10 150 828		10 150 828
Bâtiment			-
<b>TOTAL</b>	<b>49 346 628</b>	<b>29 916 176</b>	<b>79 262 804</b>



## Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
<b>TOTAL TAPUTAPUATEA PRODUCTION</b>	<b>102 633 139</b>	<b>8 422 608</b>	<b>- 16 212 720</b>	<b>94 843 028</b>	<b>79 262 804</b>

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

<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
<b>- doté à l'ouverture :</b>	<b>102 633 139</b>
<b>reste à doter</b>	<b>25 267 824</b>
nb années restantes	3
dotation de l'exercice :	8 422 608

## Distribution :

## Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>reste à faire au 31/12/2017</b>	<b>31 321 161</b>
Réalisé	- 11 364 368
Ecart de coût sur réalisé	
Réajusté	
<b>reste à faire au 31/12/2018</b>	<b>19 956 793</b>

## Plan de renouvellement au 31/12/2018

	2019	2020	TOTAL
<b>TOTAL</b>	<b>10 550 000</b>	<b>9 406 793</b>	<b>19 956 793</b>

## Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
<b>TOTAL TAPUTAPUATEA DISTRIBUTION</b>	<b>45 744 399</b>	<b>4 865 589</b>	<b>- 13 461 458</b>	<b>37 148 530</b>	<b>19 956 793</b>

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

<b>besoin évalué 31/12/2016 :</b>	<b>60 341 165</b>
ajustement du besoin 2017 :	1
ajustement du besoin 2018 :	-
<b>- doté à l'ouverture :</b>	<b>45 744 399</b>
<b>reste à doter</b>	<b>14 596 767</b>
nb années restantes	3
dotation de l'exercice :	4 865 589

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

### 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