



**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 2017**

# 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
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b> .....	<b>14</b>
➤ <b>Aspects commerciaux</b> .....	<b>15</b>
2.1 - Mode de détermination des tarifs .....	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017 .....	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie .....	16
2.4 - Autres produits d'exploitation .....	17
2.5 - Statistiques de ventes .....	17
2.6 - Gestion des impayés .....	21
2.7 - Dépenses de la Commune .....	21
2.8 - Services offerts à la clientèle .....	22
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie .....	23
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b> .....	<b>25</b>
➤ <b>Bilan technique</b> .....	<b>26</b>
3.1 - Système électrique de Raiatea .....	26
3.2 - Effectif de l'exploitation .....	26
3.3 - Réseaux de distribution HTA/BTA .....	27
3.4 - Autorisation d'exploitation .....	27
3.5 - Détail des ouvrages de production .....	27
3.6 - Données de production .....	28
3.7 - Qualité de service .....	28
3.8 - Qualité – Sécurité – Environnement .....	29
3.9 - Travaux significatifs – Faits marquants .....	30
3.10 - Raccordement solaire .....	31
3.11 - Unités d'œuvres 2017 de la concession .....	31
<b>4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b> .....	<b>33</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée .....	34
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique .....	40
4.3 - Comptes de la concession .....	44
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés .....	51
4.5 - Objectivation de la marge .....	55
<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 .....	73
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22. ....	74
5.8 - Plan de Renouvellement .....	79
<b>6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC</b> .....	<b>82</b>

## 0 - FAITS MARQUANTS

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

#### Rapport de la chambre territoriale des comptes :

La Chambre Territoriale des Comptes (CTC) a rendu publics deux rapports d'observations définitives portant, l'un sur la politique de l'Énergie de la Polynésie française depuis 2007, et l'autre sur la SEM TEP.

Le premier rapport souligne l'absence de ligne directrice imprimée au secteur de l'énergie par les différents gouvernements qui se sont succédés de 2007 à 2013 : « la politique énergétique s'est principalement focalisée sur le niveau élevé du prix de l'électricité » ; ce qui a eu pour principal effet : « d'aggraver exagérément les relations de la collectivité avec le concessionnaire historique (EDT) et de creuser les malentendus ». La chambre relève que depuis 2014, le dialogue a été restauré avec le gouvernement. La formule tarifaire a ainsi été profondément modifiée à travers l'avenant 17, pour permettre une plus grande transparence, et procéder à deux baisses du prix de l'électricité (mars 2015 et mars 2016) qui s'ajoutent à celle d'octobre 2013, totalisant ainsi une réduction de plus de 10% des prix. Ce dialogue doit perdurer, la recommandation N°1 du rapport en est le reflet.

Dans sa recommandation n° 3, le rapport de la CTC indique qu'il faut « pérenniser » la méthode de contrôle instaurée par le concédant, et non la changer. Il confirme que la mesure de la rentabilité financière d'EDT, située à 8,81% entre 2007 et 2015, est inférieure à la « fourchette raisonnable » estimée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui est de « de 9 à 11% ». Ceci conforte les informations que nous avons déjà diffusées sur le taux de résultat de la concession, qui reste au niveau tout à fait raisonnable de 2 à 5% du chiffre d'affaires depuis plus de 10 ans. Cette mention dans un rapport officiel nous permettra de renforcer notre argumentation en réponse aux prétendues « marges au-delà du raisonnable » qui avait été évoquées dans le passé, y compris par des tribunaux.

Enfin, le rapport de la CTC souligne, et ce n'est pas le moindre des points positifs, les performances techniques du groupe, notamment la réduction du temps de coupure qui est remarquable par rapport aux autres pays du bassin Pacifique.

Si la CTC salue l'émergence d'une politique énergétique, elle souligne plusieurs points faibles de la réforme du système électrique souhaité par le Pays. La CTC souligne en effet que le choix du modèle « non intégré » fait par la Polynésie, à savoir séparant la production, le transport et la distribution, est « inédit » et « sans précédent » car contraire à ce qui se fait dans les outre-mer et en Corse. Elle poursuit en précisant que « très peu de territoires de population comparables à la Polynésie ont adopté un modèle similaire ».

La CTC souligne qu'il « reste plusieurs angles morts concernant des points importants ».

Le premier d'entre eux est le coût de ce projet de transition énergétique. La CTC précise : « A aucun moment, le coût global, et surtout les conditions de la soutenabilité financière du projet de transition énergétique n'ont été abordés ». « Le Plan de Transition Énergétique ne contient aucun chiffrage global ». « Ainsi, pour atteindre les objectifs que la Polynésie s'est fixés, 50% d'EnR dans trois ans, 70% dans 8 ans (sic), les financements sont conséquents mais ne sont pas encore fléchés ». « A ce stade la part que doit logiquement soutenir le tarif reste donc indéterminée ».

Enfin, plusieurs recommandations soulignent le besoin prioritaire d'établissement des règles de péréquation fiscale pour l'ensemble des usagers du service, la nécessité de relancer l'hydroélectricité, conforter l'énergie photovoltaïque et développer la maîtrise de l'énergie, notamment l'utilisation de la norme HQE pour les bâtiments, ce qui va dans le sens de nos projets de développement.

La publication de ces rapports devrait être de nature à éclaircir le débat sur le système énergétique de notre Pays et certaines idées reçues.

## **Comptabilité :**

### **1) Méthode comptable :**

En rappelant :

- Que le référentiel comptable utilisé par EDT pour ses charges calculées est celui du Plan Comptable des Entreprises Concessionnaires de 1975 lequel ne permet pas l'affichage d'un résultat annuel représentatif de l'avancement économique du contrat sur la période.
- Que 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.

Pour répondre à cette obligation, 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.

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

Une loi de pays a été adoptée par l'Assemblée, sans concertation des professionnels ni du CESC. Cette loi de pays est applicable aux contrats en cours, et risque d'avoir des impacts négatifs très conséquents sur les comptes des concessions, sans pour autant atteindre les objectifs d'amélioration du service public qu'elle se fixe.

Cette loi pose des difficultés significatives car, tout en laissant à la charge des concessionnaires leurs obligations en matière de renouvellement des ouvrages, elle leur demande de justifier les provisions déjà dotées « bien par bien », ce qui est réalisable pour les provisions de renouvellement constituées pour les ouvrages en matière de production mais ce qui ne l'est pas pour les ouvrages de réseaux, compte-tenu du nombre significatif de composants et de durées de vie variables.

La loi prévoit qu'en cas d'impossibilité de justifier les provisions « bien par bien », ces dernières sont transférées dans un fonds de travaux, considéré comme un « apport du concédant » et rémunéré comme tel. Le concessionnaire se trouvera donc privé des ressources financières régulièrement constituées pour faire face à ses obligations contractuelles de renouvellement.

De même la loi, ne permet plus aux concessionnaires de doter de nouvelles provisions si elles ne sont pas justifiées « bien par bien ». Elle ne précise pas non plus dans quel cadre et quelles limites, une autorité concédante peut décider de refuser de valider le plan de renouvellement présenté par son concessionnaire, rendant ainsi réputées « sans objet » les provisions correspondantes.

Compte-tenu des conséquences significatives que cette loi fait peser sur l'économie des concessions, EDT a introduit le 23 avril 2018 un recours contre cette loi de pays au Conseil d'Etat, ce qui empêche sa promulgation le temps de la procédure.

## **Performance :**

2017 a été l'année de la poursuite de notre plan de transformation de l'entreprise « Engie PF 2020 » avec la mise en œuvre de différents projets visant tant à l'amélioration de la performance qu'au développement de l'entreprise.

Le projet le plus significatif arrivé à terme dans l'exercice est la réforme du quart.

### **Sécurité :**

Nous enregistrons sur l'année 2017 écoulée :

1 accident du travail avec arrêt (hors trajet) cumulant 3 jours d'interruption du travail.

- Taux de fréquence = 1,19 (valeur cible  $\leq 4,7$ ).
- Taux de gravité = 0,04 (valeur cible  $\leq 0,12$ ).

1 accident du travail sans arrêt (hors trajet).

6 accidents de trajet, dont 3 avec arrêt cumulant 63 jours d'interruption du travail.

### **Tarif :**

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 ».

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.

L'autorité concédante s'appuie sur le fait que la formule de Revenu Autorisé ne serait pas encore en vigueur, du fait du retard pris par l'adoption d'une réglementation mettant en place une péréquation tarifaire sur tout le territoire de la Polynésie française (condition suspensive à l'application de la nouvelle formule).

Par deux fois, les demandes d'augmentation tarifaires d'EDT ont été rejetées, alors que la hausse des charges supportées par cette dernière est manifeste.

En cumul à fin 2017, le manque à gagner net s'établit à 307 MF. En cumul à fin 2018, si rien n'est fait, il devrait s'élever, toutes choses égales par ailleurs, à près de 1.500 MF.

A défaut de mesure prise par le gouvernement, soit pour remettre à jour les prix de l'électricité, soit à minima pour compenser les hausses de charges subies par le concessionnaire, EDT a introduit un recours devant le tribunal administratif, sur la base de la gestion déloyale du contrat par l'autorité concédante.

## Principaux indicateurs

<b>CLIENTS</b>	<b>nombre de contrats clients</b>		<b>1 686</b>	
	BT	▲	1 680	99,64%
	MT	▲	6	0,36%
	<b>puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>7 145</b>	
	BT	▲	6 960	97,41%
	MT	▲	185	2,59%
	<b>Puissance maximale appelée</b>	<b>MW</b>	<b>0,92</b>	
	<b>nombre de kWh vendus total</b>		<b>4 709 431</b>	
	BT	▲	4 220 421	89,62%
	MT	▲	489 010	10,38%
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>154 779 311</b>	
	BT : Total	▲	139 633 714	90,21%
	BT : par client		83 115	
	BT : par kVA de puissance souscrite		20 063	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	▲	20 959 880	15,01%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	▲	118 673 834	84,99%
	MT : Total	▲	15 145 597	9,79%
	MT : par client		2 524 266	
MT : par kVA de puissance souscrite		81 868		
MT : part fixe en XPF et % du CA total	▲	3 403 260	22,47%	
MT : part variable en XPF et % du CA total	▲	11 742 337	77,53%	
<b>prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>32,87</b>		
BT		33,09		
MT		30,97		
<b>TECHNIQUES</b>	<b>Rendement réseaux</b>		<b>0,87</b>	
	<b>energie achetée</b>			
	énergie solaire	kWh	25 420	1,20%
	énergie hydroélectrique	kWh	64 370	34,80%
	énergie thermique	kWh	5 329 754	64,00%
	énergie totale achetée		5 419 544	
	<b>temps moyen de coupure</b>			
	globale		16h40	
origine production		1h09		
origine transport				
origine distribution		15h31		
<b>FINANCIERS</b>	<b>Patrimoine</b>			
	longueur du réseaux hors branchement	km	132	
	valeur d'origine	k XPF	1 306 263	
	valeur nette économique	k XPF	729 158	
	<b>Travaux réalisés</b>			
	dépenses de renouvellement	k XPF	72 488	
	dépenses d'améliorant	k XPF	27 741	
	<b>Indemnité de fin de concession</b>	<b>k XPF</b>	<b>68 876</b>	
	<b>Coût du service pour les usagers (RA)</b>	<b>k XPF</b>	<b>327 514</b>	
	part revenant au concessionnaire	k XPF	231 666	
coût des énergies et du transport	k XPF	95 848		
<b>Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)</b>	<b>k XPF</b>	<b>13 773</b>		
<b>Ecart RA - CA (+) =&gt; à récupérer dans les tarifs N+1</b>	<b>k XPF</b>	<b>172 735</b>		

## **1 – PRESENTATION**

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

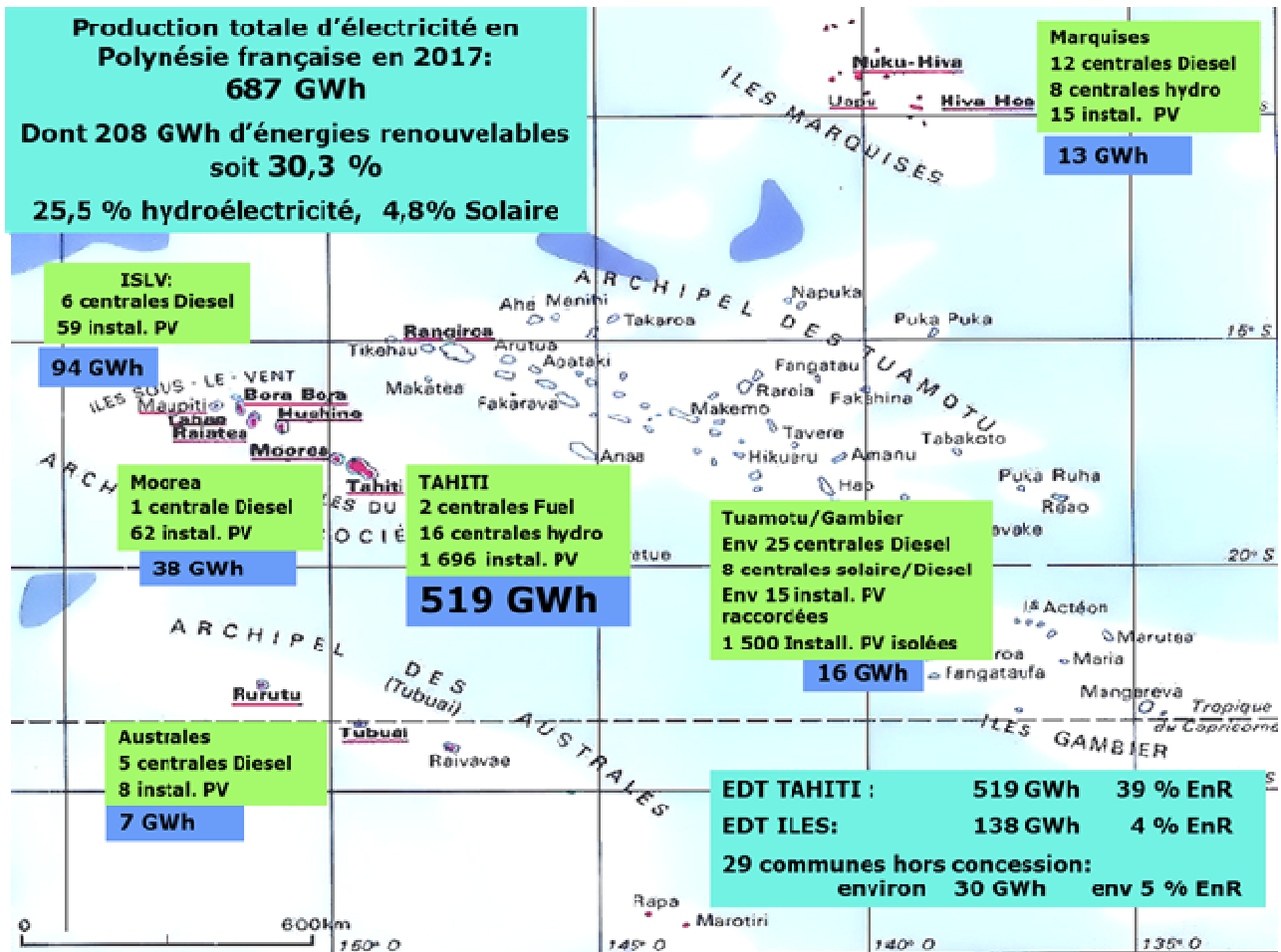
- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

# 1.1 - 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.

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

Globalement le système polynésien 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 smart-grid, 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 termités, 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 avec VHF sécurisé ;
- 1 nacelle automotrice ;

- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmètre, 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 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

## **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 2017
  - 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.

La dernière actualisation est applicable depuis le mois de Mars 2016, en référence à l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié par l'arrêté n° 223 CM du 02 Mars 2016, publié au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF).

### **2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017**

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	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	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	kWh vendus antérieur 01/03/2016	kWh vendus postérieur 01/03/2016	Total kWh vendus	Montant antérieur 01/03/2016	Montant postérieur 01/03/2016	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance au 31/12/2017
BT Usage social 1ère tranche	P1	286	1 030 182	1 030 468	5 480	19 573 458	19 578 938	20 107	5 286 712	1 661
BT Usage social 2ème tranche	P2		65 950	65 950		2 572 050	2 572 050			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	-7	755 091	755 084	-111	18 071 800	18 071 689	21 976	8 608 407	1 877
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2		323 062	323 062		12 307 796	12 307 796			
BT Eclairage public	P4		112 711	112 711		3 719 463	3 719 463	2 772	997 920	231
BT Usage professionnel	P5		826 007	826 007		29 529 862	29 529 862	16 810	6 066 841	1 392
MT Tarif jour	P6		328 039	328 039		8 200 975	8 200 975	2 220	3 403 260	185
MT Tarif nuit	P7		160 971	160 971		3 541 362	3 541 362			
Prépaiement			1 107 139	1 107 139		32 894 036	32 894 036	20 964		1 800
<b>Total</b>		<b>279</b>	<b>4 709 152</b>	<b>4 709 431</b>	<b>5 369</b>	<b>130 410 802</b>	<b>130 416 171</b>	<b>84 849</b>	<b>24 363 140</b>	<b>7 145</b>

Ventes totales  
Prix moyen

154 779 311  
32,87

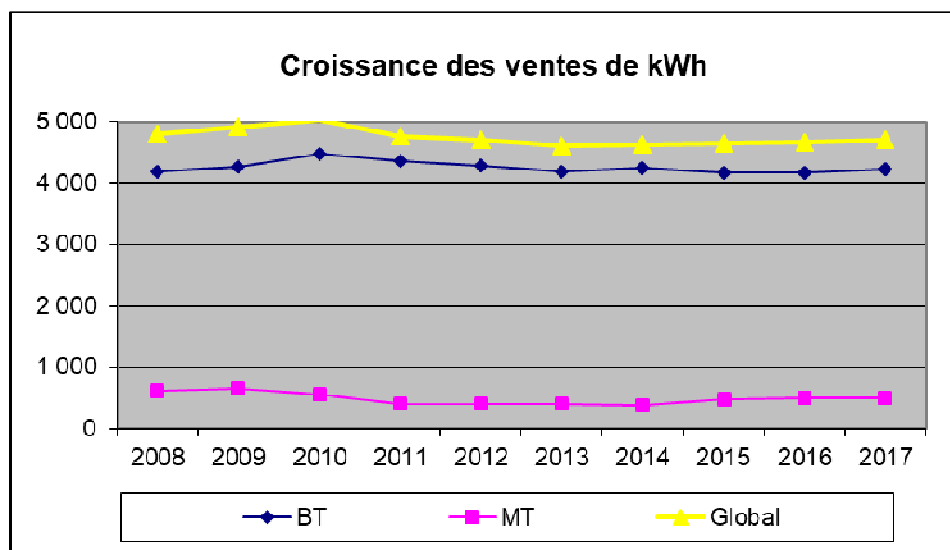


## **2.4 - Autres produits d'exploitation**

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

- Frais de perception de taxe :	376 135 XPF
- Frais de relance :	<u>570 906 XPF</u>
- Total	947 041 XPF

## **2.5 - Statistiques de ventes**



Les ventes d'électricité ont globalement augmenté de 0,8% (soit + 38 MWh) entre 2016 et 2017 pour la concession de Taputapuatea avec un volume global d'environ 4,7 GWh sur 2017, qui correspond en réalité à une hausse des ventes en basse tension, qui représentent 90% des volumes, de 1,3% (+54 MWh) qui vient compenser la baisse constatée sur les ventes en moyenne tension de 3,1% (-16 MWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) a peu évolué (-0,5%) ; cette stabilisation des ventes se traduit par l'évolution à la hausse des ventes prépaiement, avec une croissance de 5,8% (+60 MWh) qui vient compenser les baisses respectives de -2% et -4,8% observées pour les tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques.

L'ensemble de ces volumes représentent 77% des volumes de ventes basse tension.

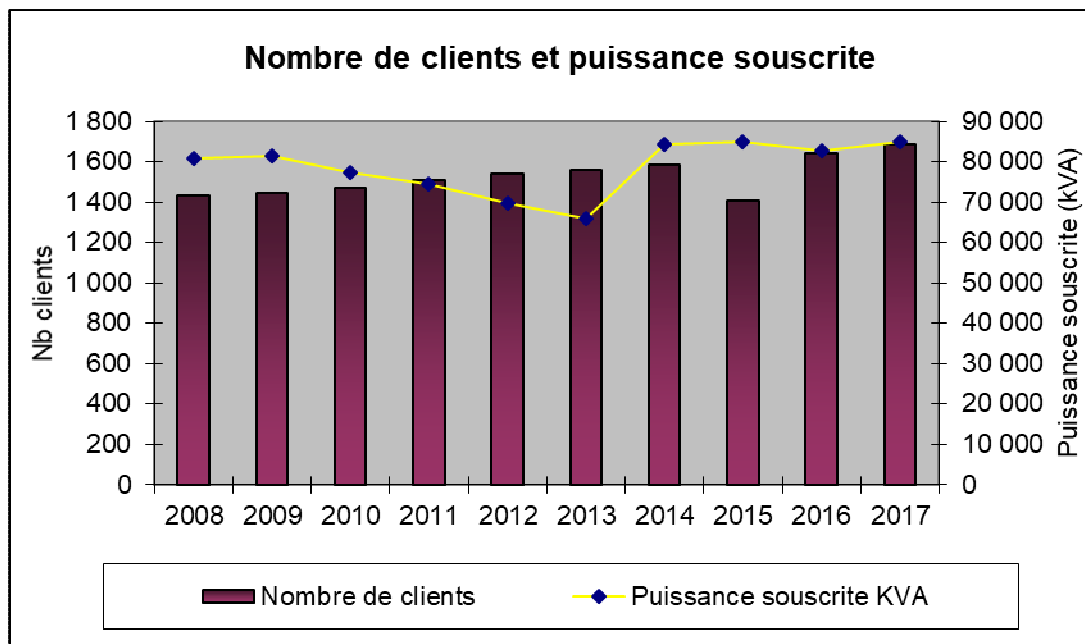
Les évolutions constatées s'expliquent d'une part par un transfert des volumes des tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif prépaiement, mais également par une augmentation supplémentaire du nombre de clients prépaiement, avec près de 60 nouveaux abonnés sur 2017, soit +8,9% comparativement à 2016.

Le maintien des volumes agrégés clients domestiques et prépaiement ne reflète pas la croissance du nombre de clients correspondant (+3,1% en 2017), du fait d'un impact climatique défavorable, avec un abaissement des températures moyennes comparativement à 2016, qui avait connu un climat particulièrement chaud, entraînant une hausse des consommations des ménages (surconsommation des appareils de production de froid, utilisation plus intensive des appareils de climatisation).

Après 2 années consécutives de baisse, les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2,7% des ventes en basse tension avec environ 113 MWh vendus sur 2017, ont pour leur part progressé de 5,3 % (+6 MWh) sur 2017.

Les ventes des clients professionnels, qui représentent près de 20% des ventes basse tension, ont elles également progressé de 7,9 % (+60 MWh). Cette belle augmentation est principalement liée au développement de la Compagnie Agricole Polynésienne.

Concernant les ventes en moyenne tension, la baisse de 16 MWh correspond à la baisse des volumes de la station de pompage de la centrale hydraulique de la vallée Aratao.

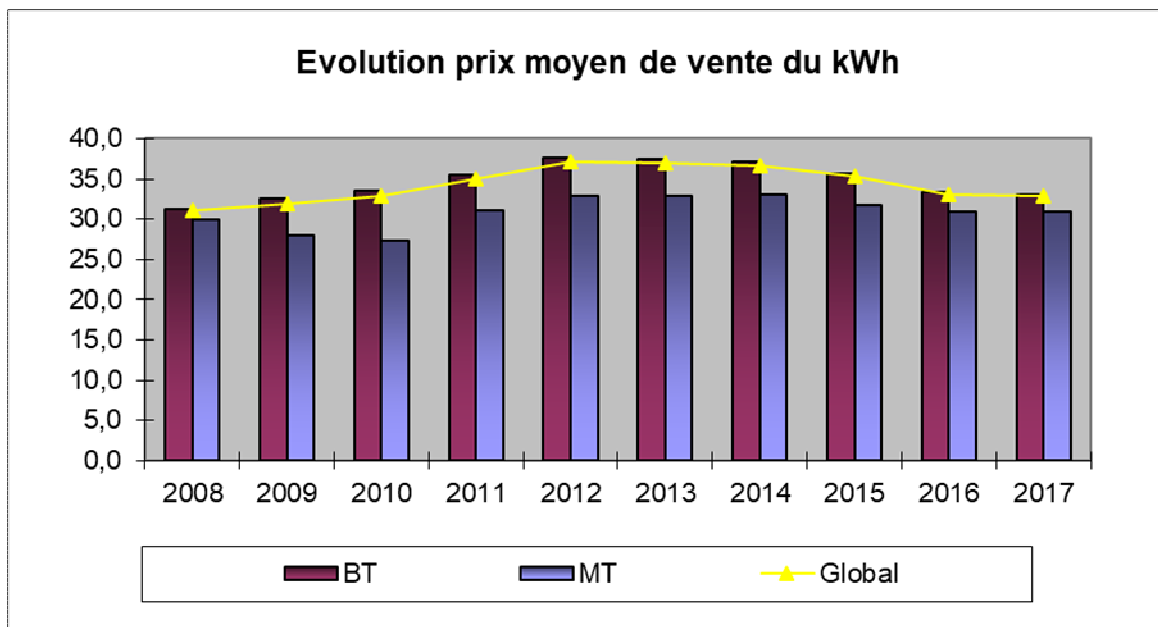


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2016
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 680	2,8%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>6</u>	<u>0%</u>
	1 686	2,8%

Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 8,9% du nombre de clients en tarif prépaiement. Les clients en tarif prépaiement « petits consommateurs » représentent ainsi aujourd'hui 41% du nombre total d'abonnés.
- la hausse de 1,2% du nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques qui pèsent pour 18% de nombre total d'abonnés à fin 2017.
- la baisse de 2,5% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 14 contrats en moins par rapport à 2016. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 33% du nombre total d'abonnés.
- la baisse de 1,1% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui, avec 93 clients, représentent 6% du nombre total d'abonnés.

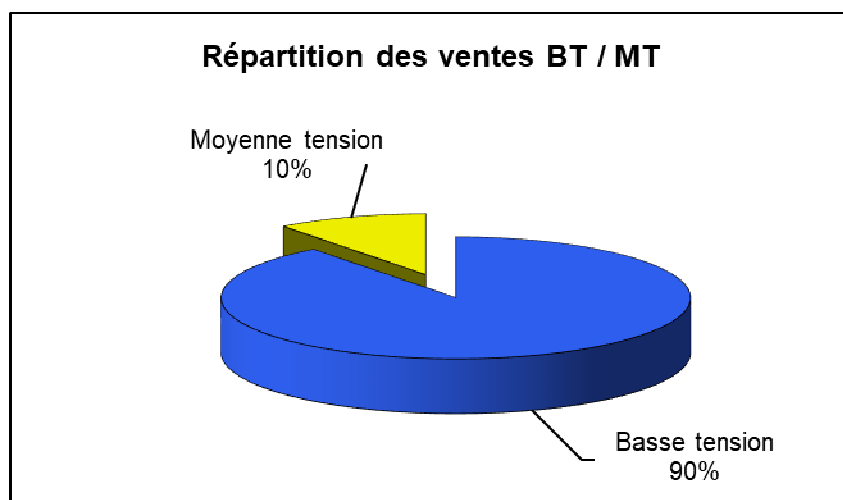
La puissance souscrite facturée s'élève à 84 849 kVA, soit une baisse de 2,7% par rapport à 2016.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2016
Tarifs basse tension	33,1 Fcp	-1,0%
Tarifs moyenne tension	<u>31,0 Fcp</u>	+0,4%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	32,9 Fcp	-0,8%

Le prix moyen de vente du kWh reste relativement stable par rapport à 2016, du fait d'un maintien des prix de l'électricité depuis le 1<sup>er</sup> mars 2016. La légère baisse du prix moyen facturé en tarifs basse tension est liée à l'évolution du mix tarifs, et notamment au basculement d'une partie des volumes tarif « domestique classique » au profit du tarif « petits consommateurs ».

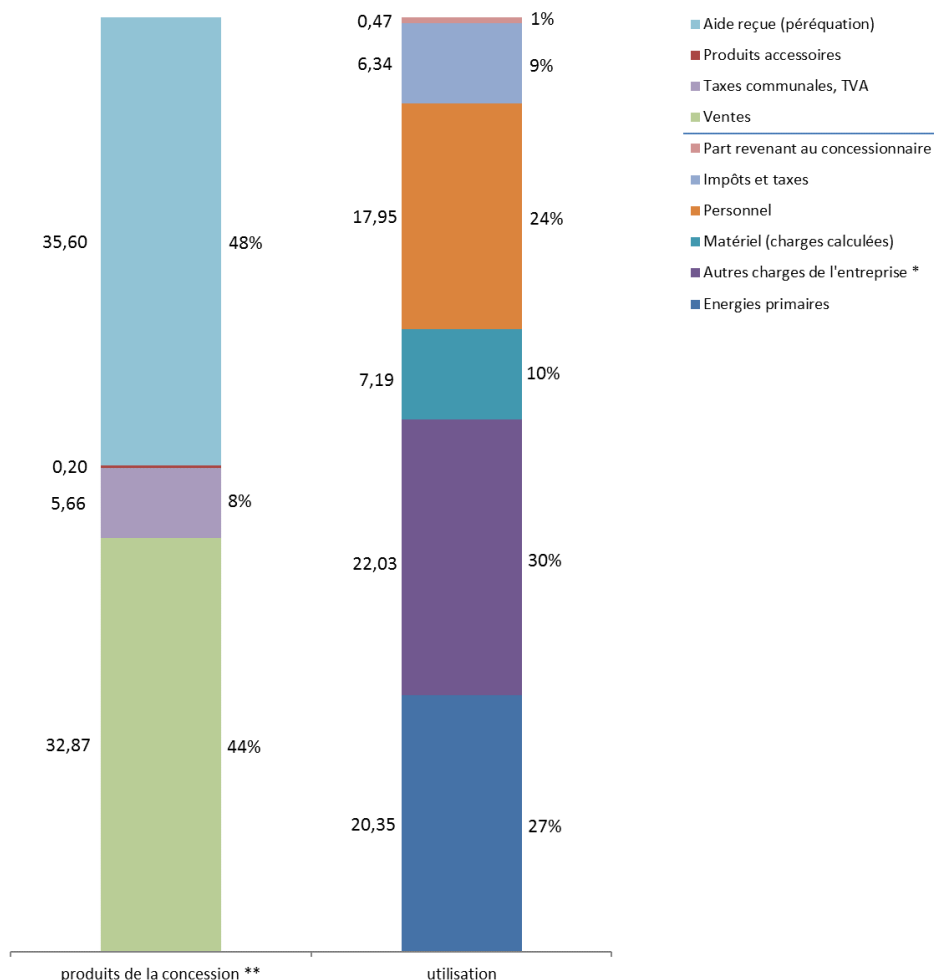
La légère hausse du prix moyen facturé en tarifs moyenne tension s'explique par une plus forte baisse des volumes constatée pour le tarif nuit (-4,8%) comparativement au tarif jour (-2,3%).



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste à peu près stable, avec 90% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 10% en tarifs moyenne tension.

# Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea

2017 (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 œuvre, etc.

\*\*Dont 32,87 F/KWh (44%) 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 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.

## **2.6 - Gestion des impayés**

A fin 2017, le montant des impayés des contrats 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 31/12/17, était de 28,3 Millions Fcp, ce qui représente 17% du chiffre d'affaires énergie 2017, soit un délai de créances clients de 64 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 116 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit près de 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 2 clients, soit 0,1% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure 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).

En 2017, 247 311 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Taputapuatea, soit près de 0,2% des ventes d'énergie réalisées sur 2017.

Il est important au passage de souligner l'entrée en application en 2017 de la nouvelle loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016), qui réduit le 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.

## **2.7 - Dépenses de la Commune**

<b>Tarifs</b>	<b>Nb contrats</b>	<b>Consommation en kWh</b>	<b>Montant TTC facturé</b>	<b>Prix moyen TTC</b>
<b>Eclairage Public</b>	34	111 779	5 368 150	48,02
<b>Usages professionnels Basse Tension</b>	28	152 247	9 114 565	59,87
<b>Moyenne Tension</b>	3	138 579	5 714 477	41,24
<b>Total</b>	<b>65</b>	<b>402 605</b>	<b>20 197 192</b>	<b>50,17</b>

A fin 2017 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT était de 20,2 Millions XPF TTC, dont près de 5,4 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 65 compteurs.

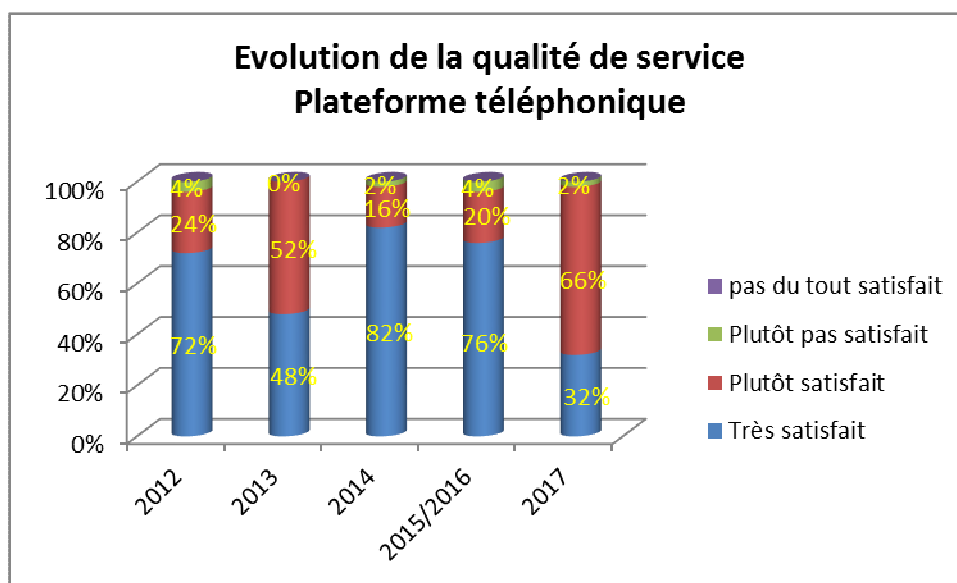
Le montant des dépenses de la commune pour des travaux commandés à EDT (branchements, ...), en dehors des travaux d'extension correspondant à l'article 14A1 du cahier des charges de concession, s'élève à environ 297 491 XPF TTC sur 2017.

## 2.8 - Services offerts à la clientèle

### Mesures de la satisfaction clients

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services. Les clients peuvent désormais régler leur facture selon plusieurs choix de service : Directement en agence clientèle, sur l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf » ou également par téléphone via le module de télévente développé au sein de notre centre d'appel et depuis septembre 2017 l'acceptation de la carte privative sur la vente à distance.

### Campagnes d'appels mystères



EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation globale de la qualité de l'accueil téléphonique avec 98% des clients traités qui se déclarent satisfaits du service rendu.

Indicateurs Centre de Relations				
Clients	2014	2015	2016	2017
Nombre d'appels	54 752	52 924	51 641	57 499
% traités	81%	81%	76%	72%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes	22 secondes	31 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47	2 mn 49	2 mn 40
Webmails	2732	3 906	3 395	2 258

Les autres indicateurs de la qualité de service de la plateforme téléphonique du groupe EDT indiquent une évolution de la mission de la plateforme vers un centre de relations clients, on constate une baisse des demandes clients qui transitent par l'agence en ligne, ceci s'explique par une réorganisation des flux clients qui sont désormais traités par deux entités afin de répondre au mieux au client. Il est important de noter également une refonte graphique complète de l'agence en ligne qui a facilité le self care client.

## L'information clients par SMS

La création du service INFOS SMS remonte à 2011 date à laquelle le SMS Infos facture avait été proposé aux clients qui ne recevaient pas ou rencontraient des difficultés à recevoir leur facture EDT dans un délai correct.

Plus de la moitié des clients domestiques ont depuis adhéré à ce système d'information entièrement gratuit et ceci sur plusieurs domaines : la date du passage du releveur, les coupures pour travaux de leur zone, le rappel de l'envoi de leur auto relève.

Dans la même logique, le SMS Relance a été créé et proposé à la fin de l'année 2015, ce dernier complète le système de la relance par voie recommandée prévu au cahier des charges de la concession. Grâce à cette information rapide et simple, le client dispose immédiatement sans frais supplémentaire et personnellement à l'émission de la relance, de l'information relative à sa facture demeurée en impayés.

### Nombre de souscriptions Services SMS en 2017

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Taputapuatea	930	83	732	450	759	2 954

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

Dans le cadre du développement relatif au self care client, de nombreux outils de maîtrise de la dépense énergétique ont été proposés sur le site de l'agence edt.

Conçus de façon ludique et autonome, le client peut désormais simuler de nombreuses situations de consommation :

#### FORMULAIRE

CLIMATISATION	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
12000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
18000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
9000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
VENTILATEUR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
EAU CHAUDE SANITAIRE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
CHAUFFE EAU ELECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
ECLAIRAGE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
LAMPE À INCANDESCENCE / HALOGENE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
LAMPE LBC / LED	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
ELECTROMENAGER	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
ASPIRATEUR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
CAVE À VIN	<input type="text"/>	24	30	0.00
CONGÉLATEUR	<input type="text"/>	24	30	0.00
CUISINIÈRE ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
FER À REPASSER	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
FONTAINE À EAU	<input type="text"/>	24	30	0.00
FOUR ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00

- Calculateur de puissance : il peut évaluer son éligibilité à un tarif plus favorable
- Calculateur de lampes : en un simple clic il compare la consommation de ses lampes avec des lampes économiques, le résultat est une aide à la décision d'équipement
- 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.

Le besoin de maîtriser sa consommation énergétique a été révélé par l'enquête sur les usages numériques des clients d'EDT, une mise en valeur de ces derniers a été faite sur la home page de l'agence en ligne. Une refonte de l'outil « Bilan énergie » a été effectuée en cours d'année dans un objectif de simplification pour le client.



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

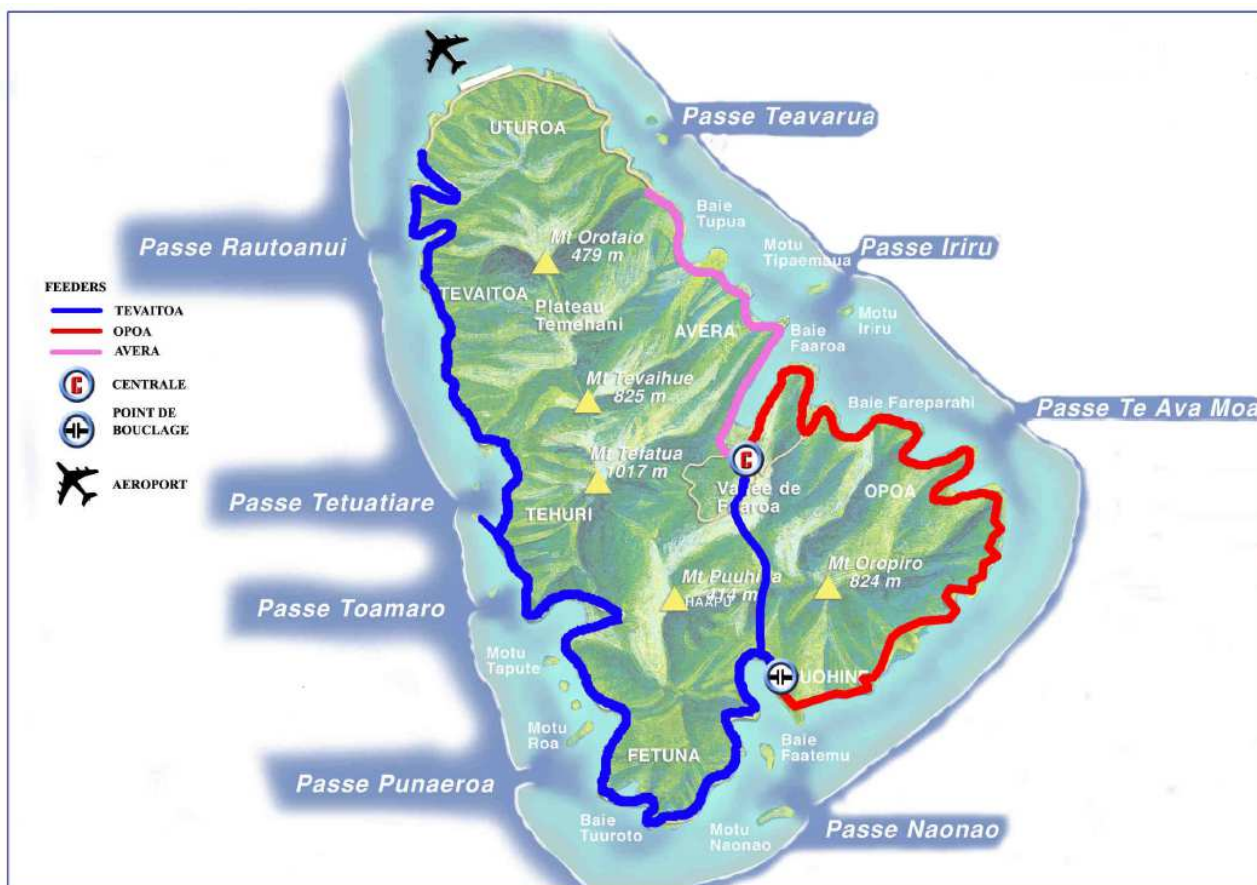
- Bilan technique
- 3.1 Système électrique de Raiatea
- 3.2 Effectif de l'exploitation
- 3.3 Réseaux de distribution HTA/BTA
- 3.4 Autorisation d'exploitation
- 3.5 Détail des ouvrages de production
- 3.6 Données de production
- 3.7 Qualité de service
- 3.8 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.9 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.10 Raccordement solaire
- 3.11 Unités d'œuvres 2017 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 2017 une longueur de 104 km, majoritairement aérien. Le réseau basse tension totalisait 129 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 9 agents en 2017.

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

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

#### ***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 :

Intitulé	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Appellation	Date de mise en service	HDM au 1er	HDM au 1er	Nbre heure de fonctionnement
							Janvier 2017	Janvier 2018	
G1 FAAROA	CUMMINS	1150	920	736	CUMG218	01/07/2010	22 010	25 873	3 863
G2 FAAROA	CUMMINS	1150	920	736	CUMG219	01/07/2010	23 546	24 060	514
G3 FAAROA	FG WILSON	675	540	432	P675G198	20/08/2009	23 900	26 407	2 507
G4 FAAROA	FG WILSON	675	540	432	P675G220	07/07/2010	24 511	29 830	5 319
G5 FAAROA	FG WILSON	675	540	432	P675G209	02/02/2010	22 408	29 600	7 192
G6 FAAROA	FG WILSON	675	540	432	P675G250	23/05/2012	23 188	23 188	0
G7 FAAROA	CUMMINS	1150	920	736	CUMG211	01/01/2010	23 644	26 287	2 643

### **3.6 - Données de production**

En 2017, la production était de 8,95 GWh (énergie comptabilisée sortie centrale), contre 8,89 GWh en 2016. 2,377 millions de litres de gazole et 7 272 litres d'huile ont été consommés en 2017 contre 2,372 millions de litres de gazole et 6 821 litres d'huile consommés en 2016.

La puissance de pointe appelée pour l'ensemble des deux concessions de Taputapuatea et de Tumaraa était de 1 574 kW et la puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 736 kW.

Pour la concession de Taputapuatea seule, la puissance de pointe en 2017 était de 925 kW.

Chiffres de Production pour Tumaraa et Taputapuatea :

MOIS	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Hydro (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	P. MAX N
Janvier	777 389	769 892	3 470	206 012	265	1 481
Février	726 740	719 777	1 970	190 840	263	1 562
Mars	804 305	796 688	2 660	213 690	266	1 574
Avril	773 183	765 864	2 290	205 113	265	1 552
Mai	772 377	765 452	4 420	206 253	267	1 561
Juin	741 281	736 124	5 160	198 278	267	1 507
Juillet	762 789	755 757	3 400	200 296	263	1 515
Août	701 894	695 516	3 580	186 922	266	1 447
Septembre	694 743	688 863	9 020	183 553	264	1 414
Octobre	713 833	709 150	3 930	187 787	263	1 472
Novembre	695 443	689 201	12 280	188 299	271	1 477
Décembre	782 121	775 373	12 190	210 481	269	1 479
<b>TOTAL</b>	<b>8 946 098</b>	<b>8 867 657</b>	<b>64 370</b>	<b>2 377 524</b>	<b>266</b>	<b>1 574</b>

### **3.7 - Qualité de service**

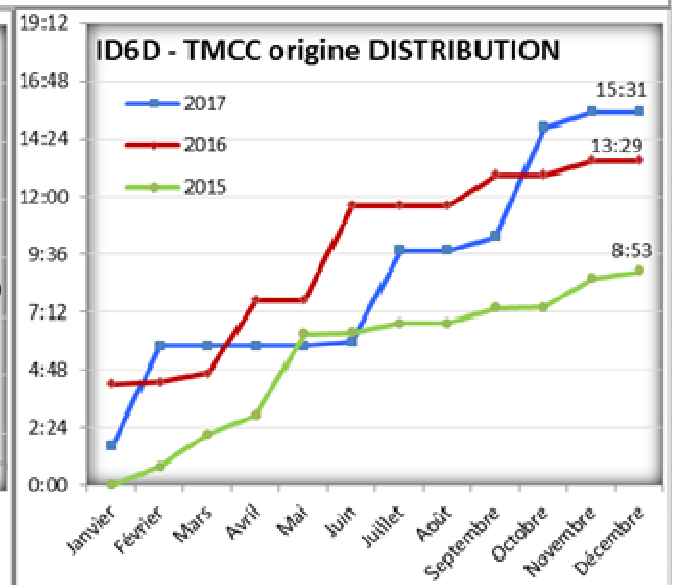
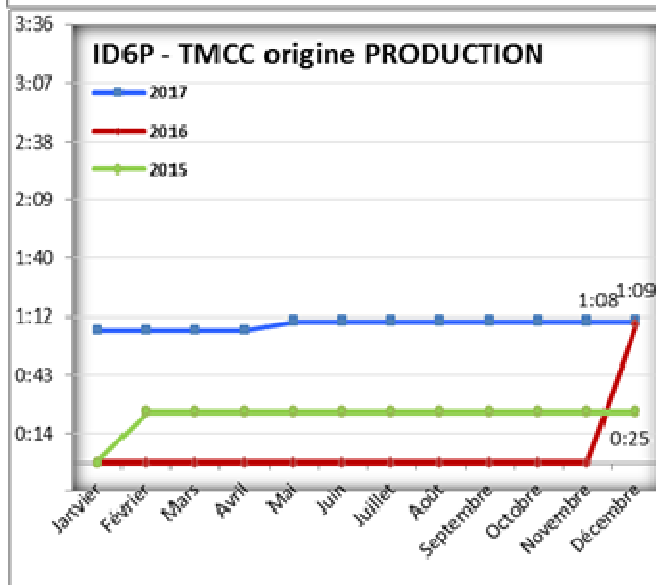
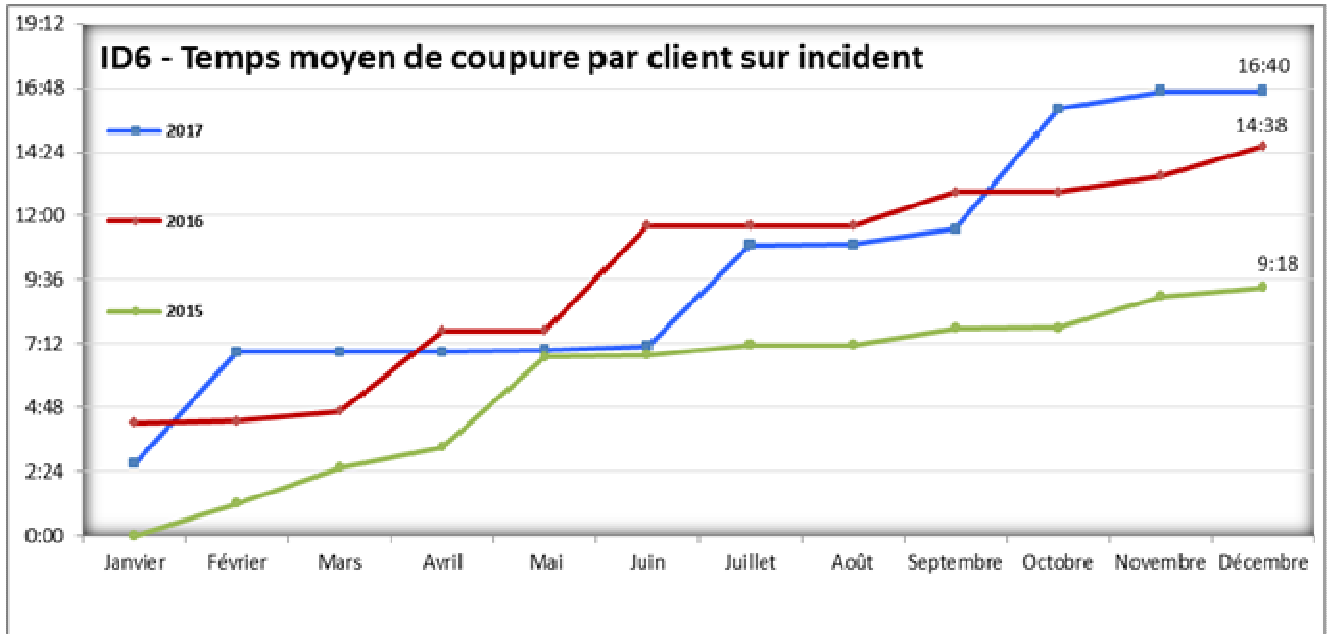
#### Bilan des TMCC sur incident (Temps Moyens de Coupure par Client)

Le TMCC de 2017, avec 16h40mn de coupure s'est dégradé par rapport à celui de 2016 qui était de 14h38. Cela est principalement du fait de deux incidents sur le réseau qui ont à eux seuls entraîné 3h47min et 3h35min de coupure :

- Le 26 février à 20h10 : un cocotier tombé sur la ligne au pk 38 à Fetuna, entraînant un déclenchement du départ Tevaitoa (la traversière), avec 5 portées HTA et 4 portées BT à terre.
- Le samedi 22 juillet à 15h30 : 2 poteaux cassés suite à un accident de la circulation au pk18,2

Le mois d'octobre a par ailleurs vu une succession d'incidents sur le réseau, et en cumul plus de 4h30min de coupures TMCC :

- Le 8 octobre, 3 portées HT et 3 poteaux BT à terre suite à une chute d'arbre sur la ligne, entraînant un TMCC de 1h41min.
- Le 11 octobre, une feuille de 'niau' coincées sur la ligne a entraîné un TMCC de 47 minutes.
- Un autre accident de la circulation le 13 octobre a entraîné un TMCC de 46 minutes.
- Le 26 octobre, chute d'un falcata sur ligne à Faatemu-Fetuna avec un TMCC de 39 minutes.



### **3.8 - Qualité – Sécurité – Environnement**

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

L'exercice incendie annuel de la centrale de Faaroa n'a pas pu avoir lieu en 2017 compte tenu d'un calendrier chargé, et a été décalé en début 2018.

## Traitement des effluents :

6 150 litres d'huile de vidange rapatriés sur Tahiti pour traitement via Total et 12 fûts de filtres et chiffons souillés par du combustible traités par Fenua Ma.

## 3.9 - Travaux significatifs – Faits marquants

Une réunion a eu lieu avec le conseil municipal le 16 octobre 2017. Ce type de réunion a pour objectif de présenter les données techniques et le fonctionnement de la concession, et dans le cas présent celles de Taputapuatea et de Tumaraa.

Les blocs moteurs des groupes QST 30 Cummins G1 et G7 ont été renouvelés en 2017. Un groupe de secours FGWilson P750 a été stocké sur site.

Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- le renouvellement de 49 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 est prévu en 2018. Le recensement permettra la mise à jour du Système d'Information Géographique SIG. L'audit des poteaux, basé sur l'utilisation d'un résistographe à aiguille, permettra d'évaluer l'état et la résistance mécanique des poteaux.



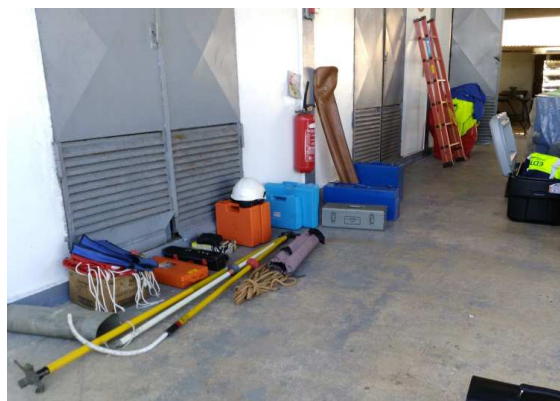
## Formation :

Un programme de formation métier par un expert de la distribution s'est achevé en novembre 2017 sur l'ensemble des concessions des îles. La formation de terrain se déroule sur une semaine, avec des travaux de réseaux encadrés par le formateur : utilisation d'outillage spécifique, dépannage branchement, entretien transformateur ou poste, travaux en nacelle, etc. avec une revue des outillages et des processus tels que la consignation, et des rappels systématiques sur tous les aspects de sécurité au travail et pour les Tiers.

Un agent en formation sur une manœuvre de Cut-out



Revue d'outillages



Une formation itinérante « Travaux en hauteur et bucherons / Sauvetage JAG Rescue kit (sauvetage d'un agent en hauteur) » a également été menée sur l'ensemble des exploitations des îles. La formation bucherons porte sur le maniement des tronçonneuses.

### **3.10 - Raccordement solaire**

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2017	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
7	31	2	20	2	0	0	0	23,64F/kWh

### **3.11 - Unités d'œuvres 2017 de la concession**

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

Puissance maxi appelée en kW	<b>925</b>
Puissance utile du groupe le plus puissant kW Raiatea	<b>736</b>
Puissance garantie en kW (PG2 Tumaraa + Taputapuatea)	<b>2 464</b>
Nb de kWh vendus	<b>4 709 431</b>
Quantité en litre de combustible Raiatea	<b>2 377 524</b>
Nb de kWh thermique Net sorti centrale Raiatea	<b>8 867 657</b>
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>25 420</b>
Nb de km de réseaux hors branchements	<b>132,1</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	<b>4 000</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>1 686</b>

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

### Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Taputapuatea	<b>2 504</b>			<b>22 916</b>	

### Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT ss branchements			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Taputapuatea	53,5	8,3	-	61,8	58,60	11,7	70,3	112,1	20,0	132,1	85%	15%

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

EDT a un contrat :

Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie

Pour le contrôle du Système de Sécurité Incendie avec INEO

Pour la visite/entretien de la moto pompe incendie avec Poly Diésel

Pour la visite/entretien de la nacelle avec Poly Diésel



## **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
- 4.5 Objectivation de la marge

## **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'efficacité 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 2017 :

- Les imputations directes concernent 91% du total des dépenses de la concession de Moorea. Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances.
- Les 9% 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	77%	14%	91%
Frais répartis sur la concession	2%	7%	9%
Total	79%	21%	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 leur coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

#### 4.1.7) – La permanence des méthodes

- Revenu autorisé :
- En 2017, le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs. Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
  - Pour 2016 au revenu autorisé
  - Pour 2017 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)

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 (entre les facturations émises et le revenu autorisé), comptabilisé en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent

- Changements de présentation
  - Pour tenir compte de la signature d'un contrat de vente d'énergies à TSE, les lignes « Facturations P1, P2 et matières consommées » ont été ajoutées au compte de résultat analytique
  - La mise en œuvre d'une nouvelle méthode de calcul des charges d'amortissement a nécessité l'ajout des lignes suivantes :
    - Reprise Provision pour Renouvellement
    - Dotation provision pour risque
    - Reprise lissée caducité
    - Charge lissée sur biens financés
    - Charge lissée de renouvellement
    - Reprise sur travaux de renouvellement
    - Reprise provision pour risque
  - Les frais de siège facturés à TSE sont calculés selon la règle décrite dans la convention d'exploitation déléguée EDT-TSE. Ils viennent en déduction des frais de siège qui sont répartis entre les concessions EDT
  - Le calcul de l'I.S. a été modifié pour isoler le cout de l'IRCM et de la CST. La présentation est maintenant la suivante pour chaque activité :

<b>MARGE AVANT IS</b>
- I.S.
- IS report déficitaire 2017
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>

- Pour les processus Productions et distribution, la rémunération calculée selon la méthode de la Base d'Actifs Régulés tel que définie par la « CRE » en métropole a été ajoutée
- Concernant le bilan, les postes suivants ont été détaillés :
  - Les droits des tiers et concédants ont été éclatés en 3 : droits des tiers et concédants apports gratuits, droit du concédant PRU et droit du concédant autres
  - Les poste Caducité et provision pour renouvellement ont été séparés

#### 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 de personnel	364 436
Convention d'assistance	La société GDF SUEZ ENERGIES SERVICES 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	3 882 037
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	685 126
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de GDF-SUEZ	319 912

#### Autres parties liées

Libellé	Description	25
Polydiésel	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	14 022 325
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: production	3 110 830

#### 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)
- pour les activités de production et de distribution par comparaison à la méthode de la **Base d'Actifs Régulée** telle que définie par la « CRE » en métropole
- pour la concession par comparaison au compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant 17 du 29 décembre 2015 faisant ressortir les niveaux de marge attendus par les signataires, de la date de signature de cet avenant jusqu'à la fin de la concession.

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

Cet écart entre le Revenu Autorisé prévisionnel servant de base à l'établissement des tarifs et le Revenu Autorisé définitif servant à rémunérer le concessionnaire résulte de la différence entre :

- le coût estimé des énergies et celui réalisé.
- la valeur de l'Euribor intégrée au calcul du résultat financier de la concession et le réel de la période

Est également intégré à ce RA définitif, le partage des gains de rendement le cas échéant.

Les comptes de la concession sont établis sur la base du revenu Autorisé définitif.

#### **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 90 % 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 10 % 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 la PIDR (provision pour indemnité départ à la retraite), et les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

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

### Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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



- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
  - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
  - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire

- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe,

La péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le CA énergie péréqué de la concession :

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

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

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

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,671% (- 0,329 % + 2%)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,355% (-0,329% + 1% + 0,684% 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, aucun impôt n'est appliqué

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.

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Montant réparti sur Taputapuatea - Faaroa (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Taputapuatea - Faaroa
Frais de siège	937,7	916,2	23,1	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	3%
Exploitation des îles	202,5	185,1	16,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	847,3	101,2
Clientèle îles	35,9	35,9	2,5	Nombre d'abonnés îles	24 052,0	1 686
Exploitation réseau Tahiti	391,9	299,6	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	278,3	0,7
Suivi et développement	94,6	87,1	2,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	93,8	2,6
Travaux production	79,5	53,9	0,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,7	0,3
Travaux réseau	91,7	53,0	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	50,4	0,3
Relève Intervention Branchement	246,8	139,5	0,1	Temps pointé par la cellule	84 330,0	27,0
Gestion administrative du solaire	21,9	21,9	0,1	Contrats solaires	1 797,0	9
Service Grand compte	52,6	52,6	1,0	Contrats grands comptes	5 174,0	97
Marketing & E-services	71,3	71,3	1,5	Nombre d'abonnés	78 276,0	1 686
Magasins	31,3	17,2	0,1	Sorties de stock valorisées	633 246,0	5 139,0

## 4.3 - Comptes de la concession

### 4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Taputapuatea - Faaroa		
	2017	2016 retraité	2016
Immobilisations concédées *	1 306 263 161	1 274 028 788	1 274 028 788
- Production	588 298 299	570 174 303	570 174 303
- Distribution	717 964 862	703 854 485	703 854 485
Immobilisations privées	76 493 823	72 644 331	72 644 331
Immobilisations en-cours	6 599 382	49 183 755	49 183 755
- Production	462 625	45 736 884	45 736 884
- Distribution	5 708 553	3 367 499	3 367 499
- Privées	428 204	79 372	79 372
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>1 389 356 366</b>	<b>1 395 856 874</b>	<b>1 395 856 874</b>
Amortissements et provisions **	-1 120 773 354	-1 069 013 827	-633 025 957
- Production	-462 934 779	-432 599 125	-277 429 604
- Distribution	-595 142 583	-576 731 063	-295 912 714
- Privés	-62 695 992	-59 683 639	-59 683 639
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>268 583 012</b>	<b>326 843 047</b>	<b>762 830 917</b>
Stock	30 269 974	32 212 870	32 212 870
Créances clients	29 807 088	34 092 617	34 092 617
Autres créances	4 656 349	7 849 944	7 849 944
Provisions pour dépréciation	-8 658 315	-5 573 867	-5 573 867
<b>Stock et créances nets</b>	<b>56 075 096</b>	<b>68 581 564</b>	<b>68 581 564</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>44 466 722</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>369 124 830</b>	<b>395 424 611</b>	<b>831 412 481</b>

\* Dont financement tiers et concédant

- Production 0  
- Distribution 170 876 287

\*\* Dont ATO financement tiers et concédant

- Production 0  
- Distribution - 104 262 422

#### 1 Amortissement et provisions

en 2016 ce poste regroupait l'amortissement des biens sur leur durée de vie de sorte à faire apparaître la Valeur économique de l'ensemble des biens gérés et ce quel que soit leur mode de financement,

en 2017 ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir : en production et distribution : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens) ou à hauteur du montant de l'indemnité de reprise dans le cadre de l'article 22 concernant l'acquisition des biens améliorants dans les 10 dernières années de la concession.

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 en 2016 :

- 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 dans les comptes 2016 retraités et dans les comptes 2017 pour simplifier la lecture du bilan.

### 4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Taputapuatea - Faaroa		
	2017	2016 retraité	2016
Résultat	13 773 412	37 792 223	37 792 223
<b>Capitaux propres</b>	<b>13 773 412</b>	<b>37 792 223</b>	<b>37 792 223</b>
Droits des tiers et concédants apports gratuit	66 613 865	69 805 541	69 805 541
- Distribution	66 613 865	69 805 541	69 805 541
Droits des concédants PRU	0	0	198 680 397
- Production	0	0	62 524 163
- Distribution	0	0	136 156 234
Amortissements techniques pour ordre	0	0	-245 562 007
- Production	0	0	-106 177 656
- Distribution	0	0	-139 384 351
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>66 613 865</b>	<b>69 805 541</b>	<b>22 923 931</b>
Caducité	0	0	598 874 287
- Production	0	0	275 711 369
- Distribution	0	0	323 162 918
Provisions pour renouvellement	0	160 745 350	11 035 265
- Production	0	109 116 235	9 999 106
- Distribution	0	51 629 115	1 036 159
Autres provisions	34 774 737	18 523 151	52 228 429
- PIDR	34 774 737	18 523 151	18 523 151
- Autres provisions	0	0	33 705 278
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>34 774 737</b>	<b>179 268 501</b>	<b>662 137 981</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>	<b>0</b>	<b>2 677 570</b>	<b>2 677 570</b>
Emprunts et dettes financières		1 200 000	1 200 000
- Emprunts	0	1 200 000	1 200 000
Clients - avances sur consommation	5 112 475	5 030 968	5 030 968
Fournisseurs	39 619 288	48 426 216	48 426 216
Dettes fiscales et sociales	42 403 700	43 190 126	43 190 126
Passif de renouvellement	166 060 658	0	
- Production	112 275 227	0	
- Distribution	53 785 431	0	
Produits consatés d'avance	766 694	8 033 466	8 033 466
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>253 962 816</b>	<b>105 880 775</b>	<b>105 880 775</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>369 124 830</b>	<b>395 424 611</b>	<b>831 412 481</b>

**2** Les provisions pour renouvellement utilisées comptabilisées à fin 2016 ont été transférées dans le poste d'amortissement à l'actif **(1)**

**3** La caducité comptabilisée à fin 2016 a été transférée en amortissement **(1)**

**4** En Production et en distribution, les provisions pour renouvellement antérieurement comptabilisées ont été transférées en passif de renouvellement **(5)**

**5** 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.



		Taputapuatea - Faaroa 2016			Taputapuatea - Faaroa 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	396 627 247		396 627 247	352 884 762	10 057 912	362 942 675
	MARGE AVANT IS	44 607 182	-5 482 842	39 124 340	19 735 120	10 057 912	29 793 033
	- I.S.	-23 689 179	2 911 729	-20 777 450	-9 019 252	-4 596 620	-13 615 872
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGENETTE CONCESSION	24 609 416	-3 024 839	21 584 577	10 715 868	5 461 292	16 177 161
	MARGENETTE ACTIONNAIRE	20 918 003	-2 571 113	18 346 890	9 108 488	4 642 099	13 750 587
	En % des produits	5%		5%	3%	-46%	4%
	Rémunération base actif régulée 11% IS déduit	0		0			19 885 632
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	82 351 315		82 351 315	79 062 873	2 332 166	81 395 039
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	132		132	132		132
	- Forfait FD2	624 110		624 110	626 329		626 329
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-73 094 896	29 179 594	-43 915 302	-75 422 566	2 534 513	-72 888 053
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-553 959		-332 818	-571 383		-552 182
	- Maintenance	-27 832 619		-27 832 619	-21 154 145		-21 154 145
	- AC	-848 131		-848 131	-790 095		-790 095
	- ACE	-6 865 918		-6 865 918	-2 103 772		-2 103 772
	- MO	-20 146 070		-20 146 070	-18 260 278		-18 260 278
	- AUTRES	27 500		27 500			
	- Conduite et Fonctionnement	-1 053 854	-4 392	-1 058 246	-1 232 972		-1 232 972
	- AC				-64 000		-64 000
	- ACE	-380 874		-380 874	-101 535		-101 535
	- MO				-118 647		-118 647
	- AUTRES	-672 980	-4 392	-677 372	-948 790		-948 790
	- Amortissement des actifs de concession	-12 254 052	29 183 986	16 929 934	-14 152 131		-14 152 131
	- Dot. Amortissement Technique	-3 881 235		-3 881 235			
	- Dot. Amortissement Caducité	-7 552 490		-7 552 490			
	- Dot. Provision pour Renouvellement	-483 718		-483 718			
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles	-336 609	29 183 986	28 847 377			
- Reprise Provision pour Renouvellement					10 068 038	10 068 038	
- Dotation provision pour risque					-10 068 038	-10 068 038	
- Reprise lissée caducité							
- Charge lissée sur biens financés				-11 995 815		-11 995 815	
- Charge lissée de renouvellement				-2 156 316		-2 156 316	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-31 954 371		-31 954 371	-38 883 318	2 534 513	-36 348 805	
- Fonctions supports	-20 254 192		-20 254 192	-28 627 796		-28 627 796	
- Frais de siège	-11 700 179		-11 700 179	-10 255 522	2 534 513	-7 721 009	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	2 827 590		2 827 590	2 968 495		2 968 495
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	7 555 946		7 555 946	3 060 344		3 060 344
	- Coûts directs	-4 989 571	11 401	-4 978 170	-3 041 153		-3 041 153
	- AC	-809 059		-809 059	-578 253		-578 253
	- ACE	-1 771 283		-1 771 283	17 549		17 549
	- MO	-1 902 691		-1 902 691	-1 185 955		-1 185 955
	- AUTRES	-506 538	11 401	-495 137	-1 294 494		-1 294 494
	- Quote part des activités support affectées	-3 239 887		-3 239 887	-1 512 175	34 337	-1 477 838
	- Fonctions supports	-1 806 178		-1 806 178	-1 373 235		-1 373 235
	- Frais de siège	-1 433 709		-1 433 709	-138 940	34 337	-104 603
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	14 690 027		14 690 027	42 160 620		42 160 620
	- Coûts directs	-12 660 108		-12 660 108	-39 699 233		-39 699 233
	- AC	-4 085 137		-4 085 137	-17 593 672		-17 593 672
- ACE	-4 299 888		-4 299 888	-17 557 314		-17 557 314	
- MO	-3 697 519		-3 697 519	-4 517 990		-4 517 990	
- AUTRES	-577 564		-577 564	-30 257		-30 257	
- Quote part des activités support affectées	-3 003 602		-3 003 602	-4 211 666		-4 211 666	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	107 424 878		107 424 878	127 252 332	2 332 166	129 584 498
	MARGE AVANT IS	10 436 814	29 190 995	39 627 809	3 365 539	4 901 016	8 266 554
	- I.S.	-5 542 595	-15 502 228	-21 044 823	-1 538 103	-2 239 839	-3 777 942
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGENETTE CONCESSION	5 757 904	16 104 432	21 862 336	1 827 436	2 661 176	4 488 612
	MARGENETTE ACTIONNAIRE	4 894 219	13 688 767	18 582 986	1 553 321	2 262 000	3 815 321
	En % des produits	5%		17%	1%	-97%	3%
	Rémunération base actif régulée 7% IS déduit	0		0			16 560 808

		Taputapuata - Faaroo 2016			Taputapuata - Faaroo 2017		
		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>	202 497 982		202 497 982	204 510 404	6 032 568	210 542 971
	- Achat d'électricité d'origine thermique	201 352 446		201 352 446	203 142 213	5 992 209	209 134 423
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	631 088		631 088	742 381	21 898	764 279
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	514 448		514 448	625 809	18 460	644 269
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE						
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	-202 497 982		-202 497 982	-204 572 919	-5 992 209	-210 565 129
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-201 352 446		-201 352 446	-203 142 213	-5 992 209	-209 134 423
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-631 088		-631 088	-776 302		-776 302
- Achat d'électricité d'origine solaire	-514 448		-514 448	-654 404		-654 404	
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	-105 353		-105 353	-102 135	1 635	-100 500	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-105 353		-105 353	-102 135	1 635	-100 500	
- Fonctions supports	-96 204		-96 204	-95 520		-95 520	
- Frais de siège	-9 149		-9 149	-6 615	1 635	-4 980	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>				334 729		334 729
	- Coûts directs				-145 529		-145 529
	- AC				-52 888		-52 888
	- ACE						
	- MO				-92 641		-92 641
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées				-136 884	3 175	-133 709	
- Fonctions supports				-124 038		-124 038	
- Frais de siège				-12 846	3 175	-9 671	
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	30 665 272		30 665 272	30 118 389	888 420	31 006 810
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	1 604		1 604	1 640		1 640
	- Forfait FC	19 118		19 118	19 204,00		19 204
	<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>	926 610		926 610	947 041		947 041
	- Frais de relance	552 072		552 072	570 906		570 906
	- Frais de perception de taxe	374 538		374 538	376 135		376 135
	<b>COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	-27 007 634	57 108	-26 950 526	-43 232 275	578 899	-42 653 376
	par UO : Nombre d'abonnés	-16 838		-16 802	-26 361		-26 008
	- Affranchissements	-2 215 986		-2 215 986	-2 313 056		-2 313 056
	- Fonctionnement	-15 027 943	57 108	-14 970 835	-16 221 619		-16 221 619
- AC	-632 238		-632 238	-585 864		-585 864	
- ACE	-2 341 583		-2 341 583	-3 585 031		-3 585 031	
- MO	-11 046 311		-11 046 311	-10 816 970		-10 816 970	
- AUTRES	-1 007 811	57 108	-950 703	-1 233 754		-1 233 754	
- Quote part des activités support affectées	-9 763 705		-9 763 705	-24 697 600	578 899	-24 118 701	
- Fonctions supports	-7 884 780		-7 884 780	-22 355 173		-22 355 173	
- Frais de siège	-1 878 925		-1 878 925	-2 342 427	578 899	-1 763 528	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	102 000		102 000	84 000		84 000
	- Autres						
	- Frais de coupure	102 000		102 000	84 000		84 000
	- Coûts directs	-286 105		-286 105	-1 080 881		-1 080 881
	- AC	-11 433		-11 433			
	- ACE	-87 000		-87 000			
	- MO	-187 672		-187 672	-1 080 881		-1 080 881
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-2 571 315		-2 571 315	-1 119 719	30 291	-1 089 428	
- Fonctions supports	-2 571 315		-2 571 315	-997 151		-997 151	
- Frais de siège				-122 568	30 291	-92 277	
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	234 191 864		234 191 864	235 994 563	6 920 988	242 915 551	
<b>MARGE AVANT IS</b>	1 723 475	57 108	1 780 583	-14 395 779	1 542 778	-12 853 001	
- I.S.	-915 272	-30 328	-945 600	6 579 091	-705 073	5 874 018	
- IS report déficitaire 2017							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	950 827	31 506	982 333	-7 816 688	837 705	-6 978 983	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	808 203	26 780	834 983	-6 644 184	712 049	-5 932 135	
En % des produits	0%		0%	-3%	-10%	-2%	



		Taputapuata - Faaroa 2016			Taputapuata - Faaroa 2017		
		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	58 355		58 355			
	- 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							
MARGE AVANT IS				155 636	4 591	160 227	
- I.S.				-71 128	-2 098	-73 226	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION				84 508	2 493	87 001	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				71 832	2 119	73 950	
En % des produits							
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	REVENU AUTORISE	-248 774		-248 774	42 776	1 262	44 038
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	120 944		120 944	-44 736		-44 736
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	127 829		127 829			
	MARGE AVANT IS	-1		-1	-1 960	1 262	-698
	- I.S.				896	-577	319
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION				-1 064	685	-379
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE				-904	582	-322
	En % des produits						
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	536 701 124		536 701 124	513 187 856	13 324 710	526 512 565
	TOTAL DES CHARGES	-479 875 299	23 765 261	-456 110 038	-504 329 299	3 182 849	-501 146 450
	MARGE AVANT IS	56 825 825	23 765 261	80 591 086	8 858 556	16 507 559	25 366 115
	- I.S.	-30 178 035	-12 620 827	-42 798 862	-4 048 496	-7 544 207	-11 592 703
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	31 350 340	13 111 099	44 461 439	4 810 061	8 963 352	13 773 412
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	26 647 789	11 144 434	37 792 223	4 088 551	7 618 849	11 707 400
	En % des produits	5,0%		7,0%	0,8%	-57%	2,2%

#### 4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : + 10 MF**
  - + 7 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)\*
  - + 3 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Distribution : + 5 MF**
  - + 2 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)\*
  - + 3 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Fourniture : + 2 MF**
  - + 7 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)\*
  - - 6 MF sur le cout des energies
  - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)

\* L'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris sur l'exercice en non récurrent (voir paragraphe 4.4.2)

#### 4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2016 et 2017 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 23 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 - **1 MF**

Les explications relatives aux autres produits qui baissent de - **22 MF** sont :

- **Production : - 45 MF**
  - - 45 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : + 23 MF**
  - - 4 MF sur les travaux vendus
  - + 27 MF sur les travaux immobilisés

Commentaires sur la variation des charges : + 24 MF

- **Production : - 19 MF**
  - + 16 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
    - + 2 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
    - + 14 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
  - - 3 MF au titre de la maintenance des moteurs
  - + 14 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles..)
  - - 46 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Distribution : + 27 MF**
  - + 2 MF au titre de la gestion des réseaux dont
    - + 2 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
  - - 3 MF au titre des travaux vendus
  - + 28 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : + 16 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
  - + 16 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 48 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 le CA facturé aux clients. Cela génère un manque à gagner de 14 MF sur l'exercice.
- L'augmentation de 14 MF des coûts de conduite et maintenance de la centrale

La marge non récurrente a été impactée principalement par la reprise de l'écart CA – RA constaté à fin 2016 soit un impact positif de 13 MF.

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

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

### 4.4.1) – Revenu autorisé

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

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{327\ 513\ 871} & = & \mathbf{231\ 666\ 231} & + & \mathbf{95\ 847\ 640} \end{array}$$

#### 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 2016 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	1 434	1 422	-0,8%	74 151	74 435	0,4%	106 332 534	105 846 570	-0,5%
nb de kWh produits	5 103 971	5 321 949	4,3%	2,141	2,150	0,4%	10 927 602	11 442 190	4,7%
<b>Activité de dispatching</b>									
nb de km de réseaux HTA	0,0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	0	0,0%
<b>Activité de distribution</b>									
nb de km de réseaux (hors branchements)	131,950	132,000	0,0%	624 110	626 329	0,4%	82 351 315	82 675 428	0,4%
<b>Activité de fourniture</b>									
nb de clients (abonnements)	1 604	1 640	2,2%	19 118	19 204	0,4%	30 665 272	31 494 560	2,7%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>230 276 722</b>	<b>231 458 748</b>	<b>0,5%</b>
Résultat financier							-248 774	44 736	-118,0%
Partage des gains de rendement							58 355	162 747	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>230 086 304</b>	<b>231 666 231</b>	<b>0,7%</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.*

**CE : CUHPTF + E + T**

		2016			2017		
		l/kwh	Prix	Cout	l/kwh	Prix	Cout
carburant : GO	C	1 423 135	58,22	82 851 128	1 431 890	65,18	93 330 603
carburant : Fuel	C						
urée	U						
huiles	H	4 181	296,88	1 241 182	3 173	342,33	1 086 331
énergie achetée Hydro	E			631 088	64 370	12,06	776 302
énergie achetée Solaire	E	21 448	23,99	514 448	25 420	25,74	654 404
prod ENR EDT							
transport	T						
<b>CE Total</b>				<b>85 237 846</b>			<b>95 847 640</b>

**Prix des combustibles**

	Gazole lles	Arrêté CM
Acpt du 01/2017	63,622	Arrêté 2237 CM du 21 décembre 2016
Acpt du 02/2017	68,938	Arrêté 75 CM du 25 janvier 2017 Arrêté 73 CM du 25 janvier 2017
Acpt du 03/2017	70,415	Arrêté 175 CM du 22 février 2017
Acpt du 04/2017	71,066	Arrêté 359 CM du 30 mars 2017 Arrêté 357 CM du 30 mars 2017
Acpt du 05/2017	68,27	Arrêté 503 CM du 21 avril 2017 Arrêté 501 CM du 21 avril 2017
Acpt du 06/2017	68,37	Arrêté 684 CM du 24 mai 2017
Acpt du 07/2017	64,673	Arrêté 898 CM du 21 juin 2017 Arrêté 896 CM du 21 juin 2017
Acpt du 08/2017	62,543	Arrêté 1190 CM du 25 juillet 2017
Acpt du 09/2017	62,805	Arrêté 1498 CM du 31 août 2017 Arrêté 1496 CM du 31 août 2017
Acpt du 10/2017	63,841	Arrêté 1668 CM du 21 septembre 2017
Acpt du 11/2017	66,771	Arrêté 1919 CM du 26 octobre 2017 Arrêté 1917 CM du 26 octobre 2017
Acpt du 12/2017	66,771	Arrêté 2202 CM du 24 novembre 2017

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

- Le revenu autorisé 2015 a été fixé concession par concession en répartissant le chiffre d'affaires contractuel 2015 du concessionnaire pour l'ensemble de ses concessions au prorata des charges de chaque activité dans chaque concession.  
Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients correspond à *la péréquation*.
- A compter du 1<sup>er</sup> mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel

que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.

- Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et les facturations adressées aux clients correspond à *la péréquation*.
- Sur l'ensemble des concessions ou la péréquation est nulle, l'écart existant entre les facturations adressées aux clients et le revenu autorisé est pris en compte dans les tarifs de la période suivante ; cet écart n'est donc pas intégré au chiffre d'affaires du concessionnaire, il est comptabilisé en produits constatés d'avance ou facture à établir selon qu'il soit positif ou négatif.
- En 2017, malgré une hausse importante du prix des combustibles d'une part et de la redevance TEP d'autre part (+ 40%), le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs s'abritant pour se justifier sur la non applicabilité de la formule tarifaire de l'avenant 17 et donc de l'absence d'opposabilité de la notion de revenu autorisé.

Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :

- Pour 2016 au revenu autorisé
- Pour 2017 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)

Ce refus d'actualisation associé à cette remise en cause des avenants 17 et 17b se traduit en récurrent par une baisse du CA du concessionnaire de 837 MF avec impact sur Taputapuatea de 14.MF.

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé soit 540 MF comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent avec un impact positif pour Taputapuatea de 9 MF.

		Taputapuatea			
		2017	2016	2015	2014
<b>CA facturé dans la concession</b>	A	<b>154 779 311</b>	<b>154 751 268</b>	<b>163 854 911</b>	<b>170 157 624</b>
péréquation	B	158 423 635	169 811 619	165 077 839	168 523 645
<b>CA péréqué</b>	C=A+B	<b>313 202 946</b>	<b>324 562 887</b>	<b>328 932 750</b>	<b>338 681 269</b>
écart RA/CA 2017		14 310 926	-9 238 738	n/a	n/a
<b>Revenu autorisé</b>		<b>327 513 871</b>	<b>315 324 149</b>	<b>328 932 750</b>	<b>n/a</b>
annulation écart RA/CA 2017		-14 310 926	n/a	n/a	n/a
reprise écart RA/CA 2016 dette		9 238 738	n/a	n/a	n/a
<b>Produits comptabilisés</b>		<b>322 441 683</b>	<b>315 324 149</b>	<b>328 932 750</b>	<b>338 681 269</b>

Le détail du calcul du revenu autorisé est détaillé au § 4.4.1

Les produits comptabilisés (hors activités annexes) sont donc égaux au CA 2017 péréqué majoré de la reprise de l'écart RA/CA ou trop perçu 2016.

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2017	Réalisé 2016
Nombre de kWh vendus îles ( <b>Consommés + Energie en compteur</b> ) <u>Rendement (kWh)</u> Energie vendue / Energie Produit	<b>4 709 431</b> 86,1%	<b>4 671 520</b> 85,7%
<b><u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u></b>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	2 504	348
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	22 916	21 100
Achat Electra 40F/kWh		
Total Production Photovoltaïque	25 420	21 448
Production hydro achetée	64 370	51 980
<b>Production Total EnR</b>	<b>89 790</b>	<b>73 428</b>
Production brute thermique à produire	5 376 886	5 376 059
Production Nette thermique à produire	5 329 754	5 326 794
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>37 942 116</b>	<b>5 449 486</b>
<i>Total production sur 30 jours / Variation en % N / N-1</i>		
<b><u>Consommation spécifique L/KWh</u></b>		
Gasoil Centrale thermique	0,266	0,265
<b><u>Stock Matières Premières en volume (l)</u></b>		
Stock Initial	40 328	45 851
Achat Matière première	1 425 429	1 414 912
Stock Final	33 867	37 627
<b>Consommation Matière 1ière</b>	<b>1 431 890</b>	<b>1 423 135</b>
<b><u>Consommation spécifique compta L/KWh</u></b>	0,266	0,265
<b><u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u></b>		
Prix du gasoil îles	65,18 F	58,22 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	342,33 F	296,88 F
<b><u>Stock Matières Premières en XPF</u></b>		
Stock Initial	2 548 876	3 126 501
Achat Matière première	92 997 351	82 102 790
Stock Final	2 215 624	2 378 163
Consommation Matière 1ière	<b>93 330 603</b>	<b>82 851 128</b>
Huile	1 086 331	1 241 182
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>94 416 934</b>	<b>84 092 310</b>
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en kWh</b>	<b>1 430 706</b>	<b>1 141 327</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>95 847 640</b>	<b>85 233 637</b>

## **4.5 - Objectivation de la marge**

### **Deux méthodes peuvent être utilisées pour cette objectivation à savoir :**

- La comparaison au compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant 17 du 29 décembre 2015 faisant ressortir les niveaux de marge attendus par les signataires, de la date de signature de cet avenant jusqu'à la fin de la concession.
- La comparaison à la méthode de la « Base d'actif régulée » telle que mise en place en métropole pour les activités de production et de distribution d'énergie.

### **4.5.1. L'objectivation de la marge à partir de la base d'actifs régulée**

#### 4.5.1.1 Extraits du rapport CRE du 14/12/2012 : L'objectivation de la marge à partir de la base d'actifs régulée

##### 2.3.1. Le juste niveau de rémunération du concessionnaire devrait être objectivé

D'une façon générale, les interlocuteurs rencontrés par la mission ont affirmé que le concessionnaire bénéficierait de marges élevées. Pourtant, aucun n'a été en mesure de préciser les critères quantitatifs précis sur lesquels se fonde cette opinion, ni quel devrait être le juste niveau de rémunération de l'opérateur.

C'est pourtant un élément clé du débat. La réponse est équivoque et ne peut résulter que d'une négociation entre les parties. Toutefois, en pareille situation, le raisonnement financier classique se fonde sur une analyse des comparables, c'est-à-dire des entreprises exerçant dans une activité identique ou, à tout le moins, présentant le même niveau de risque pour l'actionnaire. Le critère typiquement retenu est le niveau de rémunération des capitaux investis.

A titre de comparaison :

1. les niveaux de rémunération des capitaux investis retenus pour les activités d'EDF et des producteurs tiers<sup>11</sup> dans les îles bénéficiant de la CSPE<sup>12</sup> est le suivant :

- a. 7,25 % nominal pour les actifs de distribution ; il s'agit du niveau retenu au niveau national pour le calcul du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ;
- b. 11 % nominal pour les actifs de production mis en service à partir de 2005<sup>13</sup> (taux normatif, fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie).

<sup>11</sup> Y compris, dans certains cas, des filiales de la branche Services du groupe GDF-SUEZ

<sup>12</sup> Les collectivités régionales et départementales d'outre-mer (y compris Mayotte), Saint-Pierre et Miquelon (sous statut de département au moment de la promulgation de la loi de 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qui a institué la CSPE), la Corse et les îles bretonnes de Ouessant, Molène et Sein

<sup>13</sup> Avant 2005, le taux de 7,25 % qui correspondait au niveau estimé d'une activité régulée à faible risque dans le secteur de l'électricité était également appliqué à la rémunération des actifs de production

#### 4.5.1.2 extraits du rapport Horwath du 16/10/2015 : modalités de calcul de la Base d'actif régulée

##### 9.5.1 Méthode de détermination,

a. les immobilisations à prendre dans la base d'actif régulé

A un instant T, ces investissements seront représentés par :

- La valeur brute de ces immobilisations
- Diminué des amortissements techniques
- Diminué des éventuelles dépréciations

.....

b. Les immobilisations à exclure de la BAR

Par hypothèse, ne peuvent être considérées comme des immobilisations directement affectées aux activités productives :

- Les immobilisations encours
- Les immobilisations financières

- Les immobilisations affectées aux autres activités

.....

d. Le mode d'amortissement de l'immobilisation

il doit refléter le plus fidèlement l'utilisation qui en est faite

#### 9.6 Récapitulation des composantes du coût de la rémunération du délégataire

La rémunération allouée à l'opérateur, nette de la valorisation des dettes gratuites et des dettes financières se compose des éléments suivants :

- BAR : représente les actifs qui seront rémunérés (actif net d'amortissement). Ce sont les actifs dédiés à l'activité à la fin N-1 majorés des investissements de l'année N
- DETTE : c'est la somme des ressources financières gratuites à savoir les droits des tiers et du concédant + provisions pour amortissement de caducité + provisions pour renouvellement
- P : représente le taux sans risque, l'OAT 10 ans par exemple
- Tbar : représente la rémunération de la BAR, elle est égale à  $T_m * \beta$
- $T_m$  : représente la prime de risque du marché des actions majorée éventuellement d'une prime de risque additionnelle
- $\beta$  : représente le risque spécifique de l'activité
- R (rémunération allouée à l'investisseur) :  $BAR \times Tbar - DETTE \times T$

#### 4.5.1.3. Application aux activités de production et de distribution de la concession

	Production	Distribution	Cumul prod + dist
BAR (VNC 31/12/2016 )	292 744 700	407 941 770	
Tbar	11%	7%	
<b>BAR x Tbar</b>	<b>32 201 917</b>	<b>28 555 924</b>	<b>60 757 841</b>
DETTE (à fin 2016)			
1/3 & concédant	0	73 029 570	
caducité	275 711 369	323 162 918	
PRU	62 524 163	136 156 234	
PR	9 999 106	1 036 159	
PRC	0	11 476 504	
ressource gratuite	348 234 638	544 861 385	893 096 023
T (OAT 10 ans)	0,68%	0,68%	
<b>DETTE x T</b>	<b>2 374 960</b>	<b>3 715 955</b>	<b>6 090 915</b>
Rémunération brute allouée à l'investisseur	29 826 957	24 839 969	
impôt France	33%	33%	
<b>Rémunération nette allouée à l'investisseur</b>	<b>19 885 632</b>	<b>16 560 808</b>	<b>36 446 440</b>

	Production	Distribution	cumul Prod + distrib
<b>Rémunération nette allouée à l'investisseur</b>	<b>19 885 632</b>	<b>16 560 808</b>	<b>36 446 440</b>
<b>marge nette réalisée *</b>			
- sur l'exercice	16 177 161	4 488 612	20 665 773
- moyenne depuis 2016	18 880 869	13 175 474	32 056 343
<b>écart</b>			
- sur l'exercice	(3 708 471)	(12 072 195)	(15 780 666)
- moyenne depuis 2016	(1 004 763)	(3 385 333)	(4 390 096)



\* il est à noter qu'en Polynésie la société actionnaire subira un prélèvement de 15% (inexistant en métropole) lors de la remontée de ce résultat, il serait donc plus correct de réduire la marge nette réalisée de ce prélèvement avant de la comparer à la "rémunération nette allouée à l'investisseur" telle que calculée en métropole.

La marge nette de la concession, avant retenue à la source évoquée précédemment est inférieure à celle autorisée par la CRE pour des activités similaires en France ou dans les DOM.

- - 16% pour les résultats de l'exercice
- - 25% pour le résultat moyen depuis 2016

## **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

	2016	Acquisition	Cession	2017	
<b>Production</b>	570 174 303	57 185 190	-39 061 194	588 298 299	(1)
<b>Distribution</b>	703 854 485	43 043 595	-28 933 218	717 964 862	(2)
<b>Total</b>	<b>1 274 028 788</b>	<b>100 228 785</b>	<b>-67 994 412</b>	<b>1 306 263 161</b>	

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

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Moteur - Groupe		Alternateur - Groupe		Accessoires Groupe
R25602	F&P MOTEUR CUMMINS QST30 G211 TAPUTAPUATEA	22 024 188	1	22 024 188			
R25604	F&P GROUPE FG WILSON P750 G299 TAPUTAPUATEA	13 717 136	1	7 630 562	1	2 206 510	3 880 064
R25605	F&P MOTEUR CUMMINS QST30 G218 TAPUTAPUATEA	21 443 866	1	21 443 866			
	<b>TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>57 185 190</b>	<b>3</b>	<b>51 098 616</b>	<b>1</b>	<b>2 206 510</b>	<b>3 880 064</b>

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

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
514890	14A1 CD/TM/BS/N°212/15 AVERA TAPUTAPUATEA	101 402	101 402	
515070	14A1 CD/TM/BS/N°420/15 AVERA TAPUTAPUATEA	667 308	667 308	
701530	FS CD/TM/JR/N°842/16 TAPUTAPUATEA RAIATEA	7 933 688	7 933 688	
717120	14A1 CD/TM/JR/N°300/17 TAPUTAPUATEA RAIATEA	610 130	610 130	
717121	FS CD/TM/JR/N°270/17 TAPUTAPUATEA RAIATEA	732 547		732 547
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>10 290 091</b>	<b>9 557 544</b>	<b>732 547</b>
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	30 257	30 257	
B5903	RENV RESEAUX BT AERIEN	70 313	70 313	
B5906	RENV RESEAUX BT AERIEN	175 906	175 906	
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	479 214		479 214
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	2 158 858		2 158 858
E4903	RENV RESEAUX ILES (TFT E4921)	(541 740)	(541 740)	
E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	27 156 667	27 156 667	
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>29 529 475</b>	<b>26 891 403</b>	<b>2 638 072</b>
511755	532071 EXTENS TEFAAITE D. OPOA TAPU 2520151175	195 552	195 552	
CR3003	321077 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR TFT CR3004	92 068		92 068
CR3004	342042 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR RPCLTM CR3003	131 554		131 554
B6970	FOURN & POSE BRANCHEMENT ILES	92 853		92 853
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	2 712 002		2 712 002
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS TAPUTAPUATEA</b>	<b>3 224 029</b>	<b>195 552</b>	<b>3 028 477</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>43 043 595</b>	<b>36 644 499</b>	<b>6 399 096</b>

### Cessions :

- (1) 39 MF Blocs Moteur Groupe Cummins QST30
- (2) dont 27 MF Réseaux et 2 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 6,1 MF contre 49,1 MF fin 2016 soit une baisse de - 43 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	-	4 302 619		-		4 302 619
ENROCHEMENT CENT FAAROA	01/01/2014	-	664 388		-		664 388
CONST ATELIER MAINT TAPU	01/01/2004	35	29 563 263		11 825 308		17 737 955
GENIE CIVIL CENTRALE TAPU	01/01/2004	35	89 597 653		35 839 062		53 758 591
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	32	3 047 447		1 071 179		1 976 268
AGENCEMENT CENT FAAROA	01/01/2010	29	1 073 020		296 008		777 012
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	29	165 000		43 777		121 223
AGENCT BAT FAAROA	01/09/2011	27	1 976 270		457 917		1 518 353
MOTEUR FG WILSON P750 TAP	01/01/2017	7	7 630 562		1 090 080		6 540 482
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/06/2017	7	21 443 866		1 786 989		19 656 877
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/12/2015	4	20 225 311		13 374 123		6 851 188
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	20/08/2009	9	10 215 436		9 846 331		369 105
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	07/07/2010	9	10 368 668		9 679 582		689 086
PERKINS MOTEUR P750 TAPU	01/06/2016	7	9 883 559		2 513 676		7 369 883
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	23/05/2012	7	10 682 061		8 973 211		1 708 850
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/05/2017	7	22 024 188		2 097 542		19 926 646
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	01/01/2017	7	2 206 510		315 216		1 891 294
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	12	6 247 192		4 328 167		1 919 025
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	10	6 247 192		4 130 997		2 116 195
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	20/08/2009	9	2 953 971		2 847 238		106 733
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	07/07/2010	9	2 998 281		2 799 020		199 261
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	18/04/2016	7	2 417 732		526 867		1 890 865
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	02/02/2010	12	2 998 281		2 741 129		257 152
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	23/05/2012	8	3 088 904		2 255 982		832 922
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/01/2010	12	6 247 192		4 679 500		1 567 692
ACCESSOIRE WILS P750 TAPU	01/01/2017	7	3 880 064		554 295		3 325 769
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	31/07/2010	10	27 793 072		20 429 338		7 363 734
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/07/2010	10	29 222 593		17 760 643		11 461 950
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	20/08/2009	9	6 675 554		6 434 352		241 202
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	07/07/2010	9	5 974 100		5 577 070		397 030
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	02/02/2010	11	6 970 318		6 439 534		530 784
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	23/05/2012	8	4 559 321		3 329 903		1 229 418
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/01/2010	11	32 746 387		25 393 898		7 352 489
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	22	232 503		117 398		115 105
COMB. F&P GRPE QST30 RAIA	01/01/2010	25	3 759 606		1 203 072		2 556 534
COMB.F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	4 495 355		1 348 605		3 146 750

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU	01/01/2011	25	1 379 250		386 190		993 060
FIL COMB F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 328 589		621 217		1 707 372
FIL COMB REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	5 160 438		1 324 513		3 835 925
EAU F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	25	319 764		102 325		217 439
EAU-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	3 945 679		1 183 703		2 761 976
FIL EAU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 043 857		545 254		1 498 603
SECTIONNEMENT TGBT FAAROA	01/06/2005	24	10 469 575		5 552 196		4 917 379
ENERGIE F&P GPE QST30 RAI	01/01/2010	25	6 532 940		2 090 542		4 442 398
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	11 689 175		3 545 716		8 143 459
ENERGIE-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	6 570 770		1 971 232		4 599 538
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	25	7 704 553		2 157 274		5 547 279
FIL ENER F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	3 567 849		951 823		2 616 026
COFFRETS COMPTAGES FAAROA	01/08/2013	25	1 829 590		323 229		1 506 361
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	24	160 954		19 629		141 325
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU	01/01/2016	23	526 170		45 754		480 416
LUB F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	25	149 376		47 800		101 576
REHAUSSE CHEMINEES CENT	16/12/2008	20	6 147 604		2 779 228		3 368 376
ENV T F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	25	2 135 850		683 472		1 452 378
CORPS FILTRANT FAAROA	01/05/2010	25	738 971		226 619		512 352
ENV.F&P QST30 FAAROA-RAI	01/07/2010	25	3 945 678		1 183 703		2 761 975
FIL ENV T F&T QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 043 857		545 254		1 498 603
FIL ENV T REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	2 532 032		649 887		1 882 145
FILIERE ENV T STOCKAGE	01/09/2011	25	3 558 180		901 404		2 656 776
PROTECTION INCENDIE TAPU	01/01/2004	13	8 745 922		8 745 922		-
PROTECTION INCENDIE TAPU	01/01/2004	25	1 727 141		967 200		759 941
INSONORISAT.FAAROA TAPU	01/01/2004	25	15 374 940		8 609 967		6 764 973
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	22	494 402		249 637		244 765
EXTINCT AUTO PROTECTION	01/05/2008	21	5 235 048		2 448 654		2 786 394
MIS.OEUVR.NEW SSI EXTINC°	30/07/2009	25	13 955 320		4 699 843		9 255 477
SECU F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	25	84 651		27 088		57 563
MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	01/02/2010	25	338 687		107 251		231 436
SECU F&P QST30 GPE FAAROA	01/07/2010	25	543 677		163 103		380 574
FIL SECU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	281 624		75 131		206 493
FIL SECU REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	1 318 993		338 543		980 450
INST EVENTS CENT FAAROA	01/04/2012	25	194 457		44 724		149 733
INSTALLATION CAMERA IP	01/09/2015	23	2 740 969		274 097		2 466 872
REALISATION ZONE STOCKAGE	01/07/2005	24	24 693 351		13 052 199		11 641 152
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	816 223		247 588		568 635
CESSION CENTRALE TAPUTAPUATEA					-		
<b>TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>588 298 299</b>	<b>-</b>	<b>279 995 920</b>	<b>-</b>	<b>308 302 379</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		19 104		43 186
TRANSFO DP MARTIN AVERA	01/05/2010	25	571 820		175 360		396 460
TRANSFO SOCLE TAPUTAPUATE	01/07/2014	25		2 115 345		296 149	1 819 196
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		1 720 626		71 693
TRANSFO TAPU 95	01/01/1995	25	1 207 665		1 111 052		96 613
TRANSFO TAPU 96	01/01/1996	25	1 312 775		1 155 242		157 533
TRANSFO TAPU 97	01/01/1997	25	1 595 378		1 340 116		255 262
TRANSFO TAPU 98	01/01/1998	25	2 344 198		1 890 891		453 307
TRANSFO TAPU 2001	01/01/2001	25	514 185		349 645		164 540
TRANSFOS CP TAPU 2005	01/07/2005	25	465 526		232 763		232 763
TRANSFO POSTE CP DP TAPU	01/07/2006	25	556 262		255 880		300 382
POSTE DP61 FAAROA TAPU	15/06/2007	25	977 838		412 431		565 407
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	08/07/2008	25	1 501 944		569 573		932 371
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	08/07/2008	25	1 432 199		543 122		889 077
TRANSFO VALLEE FAAREPA	31/05/2010	25	2 204 604		676 077		1 528 527
RENFORC POSTE P1061 TAPU	01/01/2011	25	827 747		231 770		595 977
TRANSFO P1061 HAMOA TAPU	01/01/2011	25	554 069		155 141		398 928
CREATION POSTE AVERA TAPU	01/01/2011	25	1 567 005		438 760		1 128 245
CREAT TRANSFO AVERA TAPU	01/01/2011	25	556 866		155 925		400 941
RENFORC POSTE P1052 TAPU	01/01/2011	25	1 292 651		361 942		930 709
TRANSFO P1052 AVERA TAPU	01/01/2011	25	547 578		153 321		394 257
TRANSFO Q7051 PORLIER TAP	01/01/2012	25	1 847 672		443 442		1 404 230
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 322 632		283 483		1 039 149
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 322 632		283 483		1 039 149
CREAT DP P1084 AVERA TAPU	26/06/2013	25	1 723 638		311 213		1 412 425
TRANSFO P1084 AVERA TAPUT	26/06/2013	25	427 513		77 190		350 323
POSTE TAPU 1990	01/01/1990	25		3 388 241		3 388 241	-
POSTE TAPU 94	01/01/1994	25	305 152		292 945		12 207
POSTE TAPU 95	01/01/1995	25	142 101		130 732		11 369
POSTE TAPU 97	01/01/1997	25	267 892		225 030		42 862
POSTE TAPU 98	01/01/1998	25	3 952		3 160		792
POSTE TAPU 2001	01/01/2001	25	3 571 643		2 428 719		1 142 924
POSTE TAPU 2002	01/01/2002	25	1 280 411		819 462		460 949
POSTE TAPU 2003	01/01/2003	25	2 238 312		1 342 987		895 325
MINI SUPERVISION RAIATEA	31/03/2005	25	3 951 572		2 028 475		1 923 097
SUPERVISION TAPUTAPUATEA	01/07/2006	25	1 090 380		501 573		588 807

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
POSTE DP TAPU 2008	01/07/2008	25	757 860		287 985		469 875
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 818 465		389 760		1 428 705
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 818 465		389 760		1 428 705
POSE IAT POSTE DP TAPUTAP	01/01/2005	15	734 444		636 519		97 925
POSE IAT BOUCLAGE HOTOPI	08/07/2008	15	223 230		141 090		82 140
REEMPL DDR P108B/NULEC	01/01/2012	15	3 382 600		1 353 041		2 029 559
RES.AERIEN TAPU 95	01/01/1995	25	17 576 808		16 170 663		1 406 145
RES.AERIEN TAPU 96	01/01/1996	25	1 309 797		1 152 622		157 175
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1996	01/01/1996	25		1 895 489		1 668 030	227 459
RES.AERIEN TAPU 97	01/01/1997	25	12 124 409		10 184 503		1 939 906
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1997	01/01/1997	25		252 359		211 981	40 378
RES.AERIEN TAPU 98	01/01/1998	25	9 413 277		7 545 708		1 867 569
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1998	01/01/1998	25		1 432 559		1 146 046	286 513
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	25		918 118		697 771	220 347
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	25		481 997		372 080	109 917
RES.AERIEN TAPU 2000	01/01/2000	25	4 889 308		3 520 300		1 369 008
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000	25		6 689 383		4 827 639	1 861 744
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000	25		22 401 500		16 367 140	6 034 360
RES.AERIEN TAPU 2001	01/01/2001	25	1 255 237		853 561		401 676
RES.AERIEN TAPU 2002	01/01/2002	25	2 123 744		1 359 198		764 546
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002	25		2 296 317		1 469 644	826 673
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002	25		6 007 883		3 882 519	2 125 364
RES.AERIEN TAPU 2003	01/01/2003	25	7 398 356		4 439 011		2 959 345
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	25		1 445 664		867 399	578 265
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	25		1 232 726		743 731	488 995
RESEAU BTA CENTRALE TAPU	01/01/2004	25	6 135 200		3 435 712		2 699 488
RESEAU BTA TAMAITITAHIO	30/06/2004	25	1 593 525		860 681		732 844
RESEAU BTA TERIITEMOEHA	30/06/2004	25	251 564		135 873		115 691
RESEAU CP41906 2004 TAPU	01/07/2004	25	739 668		399 423		340 245
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004	25		4 518 536		2 440 009	2 078 527
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004	25		622 352		336 069	286 283
RESEAU BTA FAAROA TETUIRA	10/09/2004	25	84 423		44 942		39 481
RESEAU BTA FAAROA TRIIPAI	10/09/2004	25	100 211		53 345		46 866
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005	25		1 780 434		896 150	884 284
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005	25		67 231		33 837	33 394
RESEAUX CP 51906 2005TAPU	01/06/2005	25	245 571		123 606		121 965
RESEAUX HTA/BTA COM TAPU	02/07/2005	25	3 988 920		1 994 019		1 994 901
EXT BTA ATENI PASCAL RAI	17/01/2006	25	154 224		73 754		80 470

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAU BTA TAPUTAPUATEA	31/03/2006	25	60 320		28 554		31 766
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	25		346 031		159 172	186 859
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	25		4 737 669		2 179 330	2 558 339
RESEAU 15% EXT TAPU 06	01/07/2006	25	548 803		252 448		296 355
EP COMMUNE TAPUTAPUATEA	01/01/2007	25	1 716 791		755 390		961 401
EXT RES QT BONNO TAPUTAPU	08/01/2007	25	961 157		422 159		538 998
RESEAUX QTIER MAIRAU FAAR	15/06/2007	25	1 043 186		439 992		603 194
RESEAUX FAAROA TAPU	15/06/2007	25	1 819 418		767 393		1 052 025
RESEAUX CP TAPUTAPU 2007	01/07/2007	25	10 537 974		4 425 949		6 112 025
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	25		1 199 390		503 745	695 645
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	25		3 551 761		1 491 739	2 060 022
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	442 602		185 892		256 710
RESEAUX QTIER MOU KAM TSE	21/09/2007	25	217 976		89 612		128 364
EXT BTA TERII TAUTAPUATEA	21/09/2007	25	105 092		43 207		61 885
DPLCT RES STAT° POMPAGE	04/10/2007	25	444 393		182 056		262 337
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25		36 480		14 590	21 890
6 DOSSIERS PRIS EN CHARGE	29/02/2008	25	1 057 407		416 146		641 261
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2008	01/07/2008	25	38 506 627		14 632 518		23 874 109
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25		1 781 581		676 999	1 104 582
EXT.EP ARATOA/FAAROA/OPOA	01/01/2009	25	2 620 335		943 319		1 677 016
BRCHMT CPTEUR EP S/POTEAU	01/01/2009	25	452 981		163 071		289 910
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2009	01/07/2009	25	6 389 664		2 172 487		4 217 177
EXT.BTA ALIM.FAAROA QTIER	02/10/2009	25	137 923		45 500		92 423
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25		413 069		133 561	279 508
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25		3 346 532		1 082 043	2 264 489
DEPL.POST.P1021/RENF.CABL	20/12/2009	25	3 071 767		986 722		2 085 045
CONF HT/BTA ZONE P2111	01/01/2010	25	2 421 668		774 936		1 646 732
EXT BTA QT TEINAURI CINDY	01/01/2010	25	121 950		39 024		82 926
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTE	01/01/2010	25	143 125		45 800		97 325
EXT BTA QT PORUTU ELISABE	01/01/2010	25	148 253		47 440		100 813
EXT HT/BTA VALLEE FAAREPA	31/05/2010	25	2 442 666		749 087		1 693 579
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2010	25	8 029 195		2 408 760		5 620 435
RESEAUX 2010 CONCED TAPU	01/07/2010	25		133 230		39 968	93 262
RESEAUX 2010 TIERS TAPU	01/07/2010	25		813 870		244 162	569 708
EXT BTA QT TEIHOTUA AVERA	01/07/2010	25	239 306		71 790		167 516
RENF CABLE BTA RTE AVERA	01/01/2011	25	833 396		233 352		600 044
RENF CABLE BTA AVERA DU	01/01/2011	25	1 050 683		294 189		756 494
RENF RESEAU BTA AVERA	01/01/2011	25	1 468 477		411 173		1 057 304
DEPL RESEAU HTA AVERA ZON	21/01/2011	25	4 102 585		1 139 605		2 962 980



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 CP TAPUTAPUATEA	01/07/2011	25	27 532 475		7 158 443		20 374 032
RESEAUX 2011 CONCED TAPU	01/07/2011	25		38 930		10 121	28 809
RESEAUX 2011 TIERS TAPUTA	01/07/2011	25		517 547		134 563	382 984
EXT FD BTA QT PUNAA, TENIA	01/01/2012	25	661 163		158 680		502 483
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2012	25	27 673 763		6 088 228		21 585 535
RESEAUX 2012 TIERS TAPU	01/07/2012	25		1 202 133		264 468	937 665
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	25	25 578 200		4 604 076		20 974 124
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	25	148 131		26 663		121 468
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTA	06/08/2013	25	436 441		76 864		359 577
EXT 14A1 QT SANQUER TAPU	01/01/2014	25	549 263		87 882		461 381
EXT14A1 BT BASSIN TAPU	28/02/2014	25	392 658		60 337		332 321
ART14A/CD/TM/RB/629	28/02/2014	25	414 423		63 683		350 740
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2014	25	23 156 984		3 241 977		19 915 007
RESEAUX 2014 CONCED TAPU	01/07/2014	25		99 172		13 884	85 288
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14	01/07/2014	25	229 535		32 134		197 401
RESEAUX CP TAPUTAP 2014	01/07/2014	25	1 017 290		142 422		874 868
ART14A/CD/TM/RB/251/14	08/07/2014	25	389 782		54 265		335 517
ART14A/CD/TM/RB/276/14	31/08/2014	25	217 994		29 793		188 201
ART14A/CD/TM/RB/251/14	10/10/2014	25	443 984		57 273		386 711
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2015	25	10 068 210		1 006 820		9 061 390
RESEAUX 2015 CONCED TAP	01/07/2015	25		76 771		7 677	69 094
RESEAUX 2015 TIERS TAP	01/07/2015	25		427 632		42 763	384 869
RESEAUX BTA TM/RB/107/14	30/01/2016	25	973 641		74 754		898 887
RESEAUX CP TAPU 2016	01/07/2016	25	15 551 461		933 087		14 618 374
RESEAUX 2016 CONCED TAPU	01/07/2016	25		439 153		26 349	412 804
RESEAUX 2016 TIERS TAPU	01/07/2016	25		633 395		38 004	595 391
EXT LOT TUARIIHIONOA MANA	01/01/2017	25	101 402		4 056		97 346
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAP	01/01/2017	25	245 016		9 801		235 215
14A1 LC420/15 AVERA TAPU	01/01/2017	25	667 308		26 692		640 616
14A1 CB/EB 2017/378 AVERA	19/06/2017	25	610 130		13 016		597 114
RESEAUX CP TAPU 2017	01/07/2017	25	26 891 403		537 828		26 353 575
RSX AERIEN TIERS TAP 2017	01/07/2017	25		195 552		3 911	191 641
CD/TM/JR/N°842/16 TAPU	01/10/2017	25	7 933 688		79 337		7 854 351
RESEAU SOUT CENTRALE TAPU	01/01/2004	35	3 599 319		1 439 731		2 159 588
EXT SOUT BTA NOUVEAU SERV	01/01/2008	35	1 204 783		344 220		860 563
BOUCLAGE ZONE HOTOPU	08/07/2008	35	1 594 315		431 858		1 162 457
BOUCLAGE ZONE HOTOPU A14	08/07/2008	35	36 085 150		9 774 491		26 310 659
EXT.BTAS ALIM.AVERA PROPR	01/08/2009	35	367 919		88 476		279 443

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
EXT HT/BTS VALLEE FAAREPA	31/05/2010	35	9 770 662		2 140 242		7 630 420
FOURN TPC160&63 AVERA TAP	08/04/2011	35	7 081 606		1 361 806		5 719 800
MES HTA ZONE PORLIER TAPU	01/01/2012	35	11 621 291		1 992 222		9 629 069
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI	01/01/2012	35	6 703 388		1 149 150		5 554 238
RESEAUX 2013 TIERS TAPU	01/07/2013	35		1 184 700		152 320	1 032 380
ART14A1/CD/TM/RB/569/13	06/06/2014	35	371 512		37 889		333 623
RESEAU SOUT CONCED TAPUTA	01/07/2014	35		3 268 730		326 872	2 941 858
RESEAUX SOUT TIERS TAPU	01/07/2014	35		1 081 915		108 192	973 723
COMPTAGE TAPU 93	01/01/1993	20	-		-		-
COMPTAGE TAPU 1993	01/01/1993	20		382 791		382 791	-
COMPTAGE TAPU 94	01/01/1994	20	-		-		-
COMPTAGE TAPU 1994	01/01/1994	20		1 458 608		1 458 608	-
COMPTAGE TAPU 95	01/01/1995	20	-		-		-
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		810 563		24 163
COMPTAGE TAPU 1997	01/01/1997	24		4 247 385		4 124 434	122 951
COMPTAGE TAPU 98	01/01/1998	23	921 109		867 782		53 327
COMPTAGE TAPU 1998	01/01/1998	23		6 220 370		5 860 243	360 127
COMPTAGE TAPU 99	01/01/1999	22	1 753 382		1 601 114		152 268
COMPTAGE TAPU 1999	01/01/1999	22		4 967 312		4 535 940	431 372
COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	21	2 019 688		1 785 829		233 859
COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	21		4 773 652		4 220 914	552 738
COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	20	427 945		363 753		64 192
COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	20		4 666 972		3 966 926	700 046
COMPTAGE TAPU 2002	01/01/2002	20	2 067 668		1 654 134		413 534
COMPTAGE TAPU 2002	01/01/2002	20		3 879 512		3 103 610	775 902
COMPTAGE TAPU 2003	01/01/2003	20		4 134 052		3 100 539	1 033 513
CASH POWER 2004 TAPU	01/01/2004	20	133 250		93 275		39 975
POSE COMPTEUR 2004 TAPU	01/07/2004	20	1 001 302		675 878		325 424
BRANCHEMENT TAPU 2004	01/07/2004	20		5 548 048		3 744 932	1 803 116
COMPATGE TAPU 2005	01/06/2005	20		4 232 500		2 662 948	1 569 552
POSE COMPTEURS TAPU 2005	01/07/2005	20	1 121 755		701 099		420 656
ARMOIRE COMMANDE & CPTAGE	01/06/2006	20	119 822		69 396		50 426
BRCHT/CPTAGES CP TAPU	01/07/2006	20	1 630 534		937 559		692 975
BRCHT TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	20		3 973 316		2 284 659	1 688 657
BRCHT/CPTAGES CP TAPU 07	01/07/2007	20	2 826 905		1 484 123		1 342 782

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BRCHT TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	20		4 259 302		2 236 133	2 023 169
BRCHT/CPTAGES CP TAPUTAP.	01/07/2008	20	1 991 459		945 943		1 045 516
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20		4 658 230		2 212 659	2 445 571
BRCHT/CPTAGE TAPUTAPUATEA	01/07/2009	20	2 757 861		1 172 091		1 585 770
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20		2 632 338		1 063 904	1 568 434
BRCHT/CPTAGE TAPUTAP 2010	01/07/2010	20	6 785 219		2 544 457		4 240 762
COMPTAGE TIERS TAP 2010	01/07/2010	20		2 746 280		1 029 855	1 716 425
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA	01/07/2011	20	8 340 646		2 710 708		5 629 938
COMPTAGE TIERS TAPU 2011	01/07/2011	20		2 140 248		695 579	1 444 669
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	01/07/2012	20	5 355 385		1 472 730		3 882 655
COMPTAGE TIERS TAPU 2012	01/07/2012	20		2 895 880		796 367	2 099 513
CPTEURS SOLAIRE TAP 2012	01/07/2012	20		26 954		7 413	19 541
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2013	20	3 562 831		801 638		2 761 193
COMPTAGE TIERS TAPU 2013	01/07/2013	20		1 910 961		429 966	1 480 995
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2014	20	5 817 984		1 018 147		4 799 837
COMPTAGE TIERS TAPU 2014	01/07/2014	20		1 668 636		292 012	1 376 624
CPTEURS SOLAIRE TAP 2014	01/07/2014	20		81 199		14 210	66 989
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2015	20	3 660 894		457 612		3 203 282
COMPTAGE TIERS TAP 2015	01/07/2015	20		2 084 727		260 590	1 824 137
BRCHT/COMPTAGES TAPU	01/07/2016	20	3 494 254		262 069		3 232 185
COMPTAGE TIERS TAPU 2016	01/07/2016	20		3 010 324		225 774	2 784 550
CD/TM/JR/N°270/17 TAPU	19/06/2017	20	732 547		19 535		713 012
COMPTAGE TIERS TAPU 2017	01/07/2017	20		3 028 477		75 712	2 952 765
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2017	20	2 638 072		65 952		2 572 120
CELLULES CENTRALE TAPU	01/01/2004	25	20 463 137		11 459 356		9 003 781
AN CARTOGRAPHIE TAPU	01/01/1992	5	1 611 200		1 611 200		-
<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>547 088 575</b>	<b>170 876 287</b>	<b>192 846 684</b>	<b>104 262 422</b>	<b>420 855 756</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA</b>			<b>1 135 386 874</b>	<b>170 876 287</b>	<b>472 842 604</b>	<b>104 262 422</b>	<b>729 158 135</b>

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

#### Total distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
511750	14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAPUTAPUATEA RAIATEA	245 016	245 016	
514890	14A1 CD/TM/BS/N°212/15 AVERA TAPUTAPUATEA	101 402	101 402	
515070	14A1 CD/TM/BS/N°420/15 AVERA TAPUTAPUATEA	667 308	667 308	
701530	FS CD/TM/JR/N°842/16 TAPUTAPUATEA RAIATEA	7 933 688	7 933 688	
717120	14A1 CD/TM/JR/N°300/17 TAPUTAPUATEA RAIATEA	610 130	610 130	
717121	FS CD/TM/JR/N°270/17 TAPUTAPUATEA RAIATEA	732 547		732 547
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>10 290 091</b>	<b>9 557 544</b>	<b>732 547</b>
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	30 257	30 257	
B5903	RENV RESEAUX BT AERIEN	70 313	70 313	
B5906	RENV RESEAUX BT AERIEN	175 906	175 906	
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	479 214		479 214
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	2 158 858		2 158 858
E4903	RENV RESEAUX ILES (TFT E4921)	(541 740)	(541 740)	
E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	27 156 667	27 156 667	
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>29 529 475</b>	<b>26 891 403</b>	<b>2 638 072</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>39 819 566</b>	<b>36 448 947</b>	<b>3 370 619</b>

### 5.4 - Dépenses de renouvellement

#### Production :

	prévu	réalisé	écart
BLOC MOTEUR GROUPE	43 351 868	43 468 054	-116 186
SECURITE	10 150 828		10 150 828
<b>TOTAL</b>	<b>53 502 696</b>	<b>43 468 054</b>	<b>10 034 642</b>

<b>dont</b>	écart	Commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	10 150 828	prévu pour 2018
<i>renouvellement anticipé</i>		
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	-116 186	
<i>total pour vérif</i>	10 034 642	

Distribution :

	prévu	réalisé	écart
Transfos	1 500 000		1 500 000
Réseaux HTA	6 250 000	26 861 146	(20 611 146)
Réseaux BT	3 750 000		3 750 000
Branchements et comptages	4 000 000	2 158 858	1 841 142
<b>TOTAL</b>	<b>15 500 000</b>	<b>29 020 004</b>	<b>(13 520 004)</b>

<b>dont</b>	écart
<i>renouvellement reporté</i>	3 341 142
<i>renouvellement anticipé</i>	(16 861 146)
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>	
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	
<i>total pour vérif</i>	<hr style="width: 50%; margin-left: 0;"/> - 13 520 004

## 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 apour 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.

*- Les opérateurs sujets à une obligation de maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations peuvent anticiper le surcoût des immobilisations qu'elles jugent devoir renouveler avant le terme du contrat de délégation. Ce surcoût est appréhendé au travers d'une provision pour renouvellement.*

### **5.5.2 Méthode économique des charges calculées**

Pour répondre à cette obligation, 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.

### **5.5.3 Impact sur l'exercice**

La nouvelle méthode a été mise en place de manière prospective sans retraitement du passé

Le montant global des investissements au bilan au 31/12/2017, déduction faite des investissements financés par les tiers ou le concédant et de l'indemnité de fin de concession est amorti sur la durée de la concession.

La dotation de l'exercice correspond à cette base amortissable, diminuée des charges calculées déjà comptabilisées, divisée par la durée résiduelle de la concession

## Production :

<b>Amortissement des biens au bilan</b>	
Vo cloture	588 298 299
- financements tiers et concédant	-
- IFC biens au bilan cumulé	(34 356 558)
<b>base amortissable</b>	<b>553 941 741</b>
<b>doté à l'ouverture</b>	<b>432 599 125 (A)</b>
Caducité	275 711 369
PRU	62 524 163
PRC article 22	22 228 774
Amort article 22	<u>72 134 819</u>
reste à amortir	121 342 616
nb années restantes	4
dotation exercice	30 335 654 (B)
dotations cumulées	462 934 779 (A) + (B)

Amortissement comptable (actif)

<b>Détermination du passif de renouvellement</b>	
Besoin évalué 31/12/2016	126 042 876
Ajustement du besoin 2017	116 186
IFC Prévis. sur renouvellement	-
<b>doté à l'ouverture</b>	<b>109 116 235 (A)</b>
Amort	171 251 948
Annul amort art 22 -	72 134 819
PR	<u>9 999 106</u>
reste à doter	17 042 827
nb années restantes	4
dotation exercice	4 260 707 (B)
reprises sur trvx renouvellement	(1 101 715) ©
Passif de renouvellement	112 275 227 (A) + (B) + ©

Passif de renouvellement (passif)

## Distribution :

### Amortissement des biens au bilan

Vo cloture		717 964 862	
- financements tiers et concédant		(170 876 287)	
- IFC biens au bilan cumulé		(20 220 969)	
base amortissable		526 867 606	
<b>doté à l'ouverture</b>		<b>478 884 346</b>	<b>(A)</b>
	Caducité	323 162 918	
	PRU	136 156 234	
	PRC article 22	11 476 504	
	Amort article 22	<u>8 088 690</u>	
reste à amortir		47 983 260	
nb années restantes		4	
dotation exercice		11 995 815	<b>(B)</b>
dotations cumulées		490 880 161	<b>(A) + (B)</b>

Amortissement comptable (actif)

### Détermination du passif de renouvellement

Besoin évalué 31/12/2016		60 341 165	
Ajustement du besoin 2017		1	
IFC Prévis. sur renouvellement		-	
<b>doté à l'ouverture</b>		<b>51 629 115</b>	<b>(A)</b>
	Amort	58 681 646	
	Annul amort art 22	- 8 088 690	
	PR	<u>1 036 159</u>	
reste à doter		8 712 051	
nb années restantes		4	
dotation exercice		2 178 013	<b>(B)</b>
reprises sur trvx renouvellement		(21 697)	<b>©</b>
Passif de renouvellement		53 785 431	<b>(A) + (B) + ©</b>

Passif de renouvellement (passif)



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

### Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
R25604	F&P GROUPE FG WILSON P750 G299 TAPUTAPUATEA	13 717 136	100%	13 717 136
	<b>TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>13 717 136</b>		<b>13 717 136</b>

### Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
511750	14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAPUTAPUATEA RAIATEA	245 016	100%	245 016
514890	14A1 CD/TM/BS/N°212/15 AVERA TAPUTAPUATEA	101 402	100%	101 402
515070	14A1 CD/TM/BS/N°420/15 AVERA TAPUTAPUATEA	667 308	100%	667 308
701530	FS CD/TM/JR/N°842/16 TAPUTAPUATEA RAIATEA	7 933 688	100%	7 933 688
717120	14A1 CD/TM/JR/N°300/17 TAPUTAPUATEA RAIATEA	610 130	100%	610 130
717121	FS CD/TM/JR/N°270/17 TAPUTAPUATEA RAIATEA	732 547	100%	732 547
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>10 290 091</b>		<b>10 290 091</b>
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	30 257	100%	30 257
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	479 214	100%	479 214
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>509 471</b>		<b>509 471</b>
511755	532071 EXTENS TEFAAITE D. OPOA TAPU 2520151175	195 552	100%	195 552
CR3003	321077 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR TFT CR3004	92 068	100%	92 068
CR3004	342042 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR RPCLTM CR3003	131 554	100%	131 554
B6970	FOURN & POSE BRANCHEMENT ILES	92 853	100%	92 853
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	2 712 002	100%	2 712 002
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS TAPUTAPUATEA</b>	<b>3 224 029</b>		<b>3 224 029</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>	<b>14 023 591</b>		<b>14 023 591</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 2017 s'élève à 68 MXPf.

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
AGENCEMENT TERRAIN F&P GPE QST30 FAAROA	01/01/2010	-	230 954	30 024	233 956	100%	233 956	23 396
F&P ENROCHEMENT FAAROA CENTRALE	30/03/2013	-	4 302 619	559 340	4 526 355	100%	4 526 355	1 810 542
ENROCHEMENT CENT FAAROA TAPUTAPUATEA	01/01/2014	-	664 388	86 370	707 573	100%	707 573	353 787
AGENCEMENT CENT FAAROA F&P GRPE QST30 FAAROA	01/01/2010	29	1 073 020	139 493	1 086 969	100%	1 086 969	108 697
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP FAAROA	01/06/2010	29	165 000	21 450	167 145	100%	167 145	16 715
AGENC BAT FAAROA LABO VESTIAIRE ABRI AIRE	01/09/2011	27	1 976 270	256 915	2 027 653	100%	2 027 653	405 531
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	6	-	-	-	70%	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/12/2015	15	20 225 311	2 629 290	21 802 885	70%	15 262 020	9 157 212
MOTEUR FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	07/07/2010	8	10 368 668	1 347 927	10 503 461	8%	840 277	84 028
MOTEUR FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	02/02/2010	9	-	-	-	8%	-	-
MOTEUR FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	23/05/2012	7	10 682 061	1 388 668	11 098 661	8%	887 893	266 368
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	13	6 247 192	812 135	6 328 405	70%	4 429 884	442 988
ALTERNAT CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	13	6 247 192	812 135	6 328 405	70%	4 429 884	442 988
ALTERNAT FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	07/07/2010	10	2 998 281	389 777	3 037 259	8%	242 981	24 298
ALTERNAT FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	02/02/2010	11	2 998 281	389 777	3 037 259	8%	242 981	24 298
ALTERNAT FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	23/05/2012	8	3 088 904	401 558	3 209 371	8%	256 750	77 025
ALTERNAT CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/01/2010	13	6 247 192	812 135	6 328 405	100%	6 328 405	632 841
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	13	27 793 072	3 613 099	28 154 382	70%	19 708 067	1 970 807
ACCESSOIRE CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	13	29 222 593	3 798 937	29 602 487	70%	20 721 741	2 072 174
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPUTAPUATEA	07/07/2010	10	5 974 100	776 633	6 051 763	8%	484 141	48 414
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPUTAPUATEA	02/02/2010	11	6 970 318	906 141	7 060 932	8%	564 875	56 487
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPUTAPUATEA	23/05/2012	8	4 559 321	592 712	4 737 135	8%	378 971	113 691
ACCESSOIRE CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/01/2010	13	32 746 387	4 257 030	33 172 090	100%	33 172 090	3 317 209
COMB. F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	3 759 606	488 749	3 808 481	100%	3 808 481	380 848
COMB. F&P QST30 FAAROA GRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	4 495 355	584 396	4 553 795	70%	3 187 656	318 766
THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU COMPTEUR ZC.17.24 FAAROA	01/01/2011	25	1 379 250	179 303	1 415 111	100%	1 415 111	283 022
FIL COMB F&P QST30 FAAROA GROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	2 328 589	302 717	2 389 132	46%	1 099 001	219 800
FIL COMB REFONTE FAAROA CIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	5 160 438	670 857	5 294 609	100%	5 294 609	1 058 922
EAU F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	319 764	41 569	323 921	100%	323 921	32 392
EAU-F&P QST30 FAAROA GRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	3 945 679	512 938	3 996 973	70%	2 797 881	279 788
FIL EAU F&P QST30 FAAROA GROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	2 043 857	265 701	2 096 997	46%	964 619	192 924
ENERGIE F&P GPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	6 532 940	849 282	6 617 868	100%	6 617 868	661 787
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	11 689 175	1 519 593	11 841 134	100%	11 841 134	1 184 113
ENERGIE-F&P QST30 FAAROA GRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	6 570 770	854 200	6 656 190	70%	4 659 333	465 933

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
SUPERVISION GE SEPAM ITI A FAAROA	01/01/2011	25	7 704 553	1 001 592	7 904 871	100%	7 904 871	1 580 974
FIL ENER F&P QST30 FAAROA GROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	3 567 849	463 820	3 660 613	46%	1 683 882	336 776
COFFRETS COMPTAGES FAAROA TAPUTAPUATEA	01/08/2013	25	1 829 590	237 847	1 924 729	100%	1 924 729	769 891
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V PR ALIM CELL TAPUTAPUATEA	01/02/2015	24	160 954	20 924	173 508	100%	173 508	104 105
LUB F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	149 376	19 419	151 318	100%	151 318	15 132
ENVT F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	2 135 850	277 661	2 163 616	100%	2 163 616	216 362
CORPS FILTRANT FAAROA CENTRALE	01/05/2010	25	738 971	96 066	748 578	100%	748 578	74 858
ENV.F&P QST30 FAAROA-RAI GRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	3 945 678	512 938	3 996 972	70%	2 797 880	279 788
FIL ENVT F&T QST30 FAAROA GROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	2 043 857	265 701	2 096 997	46%	964 619	192 924
FIL ENVT REFONTE FAAROA CIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	2 532 032	329 164	2 597 865	100%	2 597 865	519 573
FILIERE ENVT STOCKAGE HUILE-AIRE LAVAGE FAAROA	01/09/2011	25	3 558 180	462 563	3 650 693	100%	3 650 693	730 139
SECU F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	84 651	11 005	85 751	100%	85 751	8 575
MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	01/02/2010	25	338 687	44 029	343 090	100%	343 090	34 309
SECU F&P QST30 GPE FAAROA GRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	543 677	70 678	550 745	70%	385 521	38 552
FIL SECU F&P QST30 FAAROA GROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	281 624	36 611	288 946	46%	132 915	26 583
FIL SECU REFONTE FAAROA CIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	1 318 993	171 469	1 353 287	100%	1 353 287	270 657
INST EVENTS CENT FAAROA LOCAL SYST DETEC°&EXTINC°	01/04/2012	25	194 457	25 279	202 041	100%	202 041	60 612
INSTALLATION CAMERA IP CENTRALE DE RAIATEA	01/09/2015	23	2 740 969	356 326	2 954 765	100%	2 954 765	1 772 859
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	816 223	106 109	826 834	100%	826 834	82 683
PERKINS MOTEUR P750 TAPU G298 JGZF7146N00953A	01/06/2016	7	9 883 559	1 284 863	10 782 963	0%	-	-
ALTERNAT FG WILS P675 TAPUTAPUATEA G220	18/04/2016	7	2 417 732	314 305	2 637 746	0%	-	-
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU CENTRALE FAAROA	01/01/2016	23	526 170	68 402	574 051	100%	574 051	401 836
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/06/2017	7	21 443 866	2 787 703	23 674 028	0%	-	-
MOTEUR FG WILSON P750 TAPUTAPUATEA G299	01/01/2017	7	7 630 562	991 973	8 424 140	100%	8 424 140	6 739 312
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/05/2017	7	22 024 188	2 863 144	24 314 704	0%	-	-
ALTERNAT FG WILS P750 TAPUTAPUATEA G299	01/01/2017	7	2 206 510	286 846	2 435 987	100%	2 435 987	1 948 790
ACCESOIRE WILS P750 TAPUTAPUATEA G299	01/01/2017	5	3 880 064	504 408	4 283 591	100%	4 283 591	3 426 873
<b>PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>337 705 369</b>	<b>43 901 698</b>	<b>350 999 192</b>		<b>205 473 757</b>	<b>46 159 953</b>
AUT.COMP.DP MARTIN AVERA P1071 TAPUTAPUATEA	01/05/2010	25	62 290	8 098	63 100	0%	-	-
TRANSFO DP MARTIN AVERA AVERA TAPUTAPUATEA	01/05/2010	25	571 820	74 337	579 254	0%	-	-
TRANSFO SOCLE TAPUTAPUATEA ZONE ELEVAGE FAAROA	01/07/2014	25	-	-	-	-	-	-
TRANSFO VALLEE FAAREPA VAIMAARIRI TAPUTAPUATEA	31/05/2010	25	2 204 604	286 599	2 233 264	80%	1 786 611	178 661
RENFORC POSTE P1061 TAPUHAMOA	01/01/2011	25	827 747	107 607	849 268	50%	424 634	84 927
TRANSFO P1061 HAMOA TAPU RENFORCEMENT	01/01/2011	25	554 069	72 029	568 475	50%	284 237	56 847
CREATION POSTE AVERA TAPU ENTRE P2111 & P1091	01/01/2011	25	1 567 005	203 711	1 607 747	50%	803 874	160 775
CREAT TRANSFO AVERA TAPU ENTRE P2111 & P1091	01/01/2011	25	556 866	72 393	571 345	50%	285 672	57 134
RENFORC POSTE P1052 TAPU AFO AVERA	01/01/2011	25	1 292 651	168 045	1 326 260	50%	663 130	132 626
TRANSFO P1052 AVERA TAPU RENFORCEMENT	01/01/2011	25	547 578	71 185	561 815	50%	280 908	56 182
TRANSFO Q7051 PORLIER TAPU/TUMA FEEDER TEVAITOA	01/01/2012	25	1 847 672	240 197	1 919 731	0%	-	-
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA FEEDER TEVAITOA	22/08/2012	25	1 322 632	171 942	1 374 215	100%	1 374 215	412 264
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA FEEDER OPOA	22/08/2012	25	1 322 632	171 942	1 374 215	100%	1 374 215	412 264

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
CREAT DP P1084 AVERA TAPUTAPUATEA FEEDER AVERA	26/06/2013	25	1 723 638	224 073	1 813 267	100%	1 813 267	725 307
TRANSFO P1084 AVERA TAPUTAPUATEA FEEDER AVERA	26/06/2013	25	427 513	55 577	449 744	100%	449 744	179 897
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA FEEDER TEVAITOA	22/08/2012	25	1 818 465	236 400	1 889 385	100%	1 889 385	566 816
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA FEEDER OPOA	22/08/2012	25	1 818 465	236 400	1 889 385	100%	1 889 385	566 816
REEMPL DDR P108B/NULEC AVERA TAPUTAPUATEA	01/01/2012	15	3 382 600	439 738	3 514 521	0%	-	-
CONF HT/BTA ZONE P2111 ZEBROWSKI AVERA TAPU	01/01/2010	25	2 421 668	314 817	2 453 150	0%	-	-
EXT BTA QT TEINAURI CINDY AVERA TAPU FD SPECIAL	01/01/2010	25	121 950	15 854	123 535	100%	123 535	12 354
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTE OPOA TAPU FD SPECIAL	01/01/2010	25	143 125	18 606	144 986	100%	144 986	14 499
EXT BTA QT PORUTU ELISABETH AVERA TAPU FD SPECIAL	01/01/2010	25	148 253	19 273	150 180	100%	150 180	15 018
EXT HT/BTA VALLEE FAAREPA VAIMAARIRI TAPUTAPUATEA	31/05/2010	25	2 442 666	317 547	2 474 421	80%	1 979 537	197 954
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA 2010	01/07/2010	25	8 029 195	1 043 795	8 133 575	2%	139 076	13 908
RESEAUX 2010 CONCED TAPU FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2010 TIERS TAPU FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
EXT BTA QT TEIHOTUA AVERA TAPUTAPUATEA (14A1)	01/07/2010	25	239 306	31 110	242 417	100%	242 417	24 242
RENF CABLE BTA RTE AVERA DU POSTE P1061 TAPUTAPUAT	01/01/2011	25	833 396	108 341	855 064	0%	-	-
RENF CABLE BTA AVERA DU POSTE P1032 SHAMKOUA TAPU	01/01/2011	25	1 050 683	136 589	1 078 001	0%	-	-
RENF RESEAU BTA AVERA S/RDC DP P1052 AFO TAPU	01/01/2011	25	1 468 477	190 902	1 506 657	0%	-	-
DEPL RESEAU HTA AVERA ZONE DP P1052 AFO TAPU	21/01/2011	25	4 102 585	533 336	4 209 252	0%	-	-
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA 2011	01/07/2011	25	27 532 475	3 579 222	28 248 319	0%	102 330	20 466
RESEAUX 2011 CONCED TAPUTAPUATEA FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2011 TIERS TAPUTAPUATEA FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
EXT FD BTA QT PUNAA, TENIARAHIS&SMITH TAPUTAPUATEA	01/01/2012	25	661 163	85 951	686 948	100%	686 948	206 085
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA 2012	01/07/2012	25	27 673 763	3 597 589	28 753 040	1%	191 912	57 573
RESEAUX 2012 TIERS TAPUTAPUTAPUATEA FINANCEMENT	01/07/2012	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA CP 2013	01/07/2013	25	25 578 200	3 325 166	26 908 266	0%	-	-
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA CP 2013	01/07/2013	25	148 131	19 257	155 834	100%	155 834	62 334
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTAPUTEA PK 37 A FAREATAI	06/08/2013	25	436 441	56 737	459 136	100%	459 136	183 654
EXT 14A1 QT SANQUER TAPUPK28 C/MER OPOA TAPUTAP.	01/01/2014	25	549 263	71 404	584 965	100%	584 965	292 483
EXT14A1 BT BASSIN TAPU COMMUNAL AVERA-RAHI	28/02/2014	25	392 658	51 046	418 181	100%	418 181	209 090
ART14A/CD/TM/RB/629 QUART TEINARAHIS AVERA-RAH	28/02/2014	25	414 423	53 875	441 360	100%	441 360	220 680
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA CP 2014	01/07/2014	25	23 156 984	3 010 408	24 662 188	0%	-	-
RESEAUX 2014 CONCED TAPU FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2014	25	-	-	-	-	-	-
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14 TAPUTAPUATEA	01/07/2014	25	229 535	29 840	244 455	100%	244 455	122 227
RESEAUX CP TAPUTAP 2014CP 2014 QP 15%EXT EDT	01/07/2014	25	1 017 290	132 248	1 083 414	100%	1 083 414	541 707
ART14A/CD/TM/RB/251/14 QUART TETUANUI AVERA RAHI	08/07/2014	25	389 782	50 672	415 118	100%	415 118	207 559
ART14A/CD/TM/RB/276/14 QUART REREAO FAREATAI	31/08/2014	25	217 994	28 339	232 164	100%	232 164	116 082
ART14A/CD/TM/RB/251/14 QUART LEMAIRE FAAREPA	10/10/2014	25	443 984	57 718	472 843	100%	472 843	236 421
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA CP 2015	01/07/2015	25	10 068 210	1 308 867	10 853 530	1%	80 870	48 522
RESEAUX 2015 CONCED TAP FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2015	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2015 TIERS TAP FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2015	25	-	-	-	-	-	-
EXT HT/BTS VALLEE FAAREPA VAIMAARIRI TAPUTAPUATEA	31/05/2010	35	9 770 662	1 270 186	9 897 681	80%	7 918 144	791 814

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
FOURN TPC160&63 AVERA TAPU MAG AVERA PK 4.5 C/MER	08/04/2011	35	7 081 606	920 609	7 265 728	100%	7 265 728	1 453 146
MES HTA ZONE PORLIER TAPU ZONE TRAVERSIERE TAPU	01/01/2012	35	11 621 291	1 510 768	12 074 521	27%	3 218 678	965 603
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI BAIE FAAROA TAPUTAPUATEA	01/01/2012	35	6 703 388	871 440	6 964 820	25%	1 741 205	522 362
RESEAUX 2013 TIERS TAPU FINANCEMENT	01/07/2013	35	-	-	-	-	-	-
ART14A1/CD/TM/RB/569/13 QUART SMITH A OPOA TAPU	06/06/2014	35	371 512	48 297	395 660	100%	395 660	197 830
RESEAU SOUT CONCED TAPUTAPUATEA 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	882 078	6 873 427	15%	1 046 347	104 635
COMPTAGE TIERS TAP 2010 FINANCEMENT	01/07/2010	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA 2011	01/07/2011	20	8 340 646	1 084 284	8 557 503	7%	632 386	126 477
COMPTAGE TIERS TAPU 2011 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2011	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2012	01/07/2012	20	5 355 385	696 200	5 564 245	15%	845 181	253 554
COMPTAGE TIERS TAPU 2012 FINANCEMENT 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	463 168	3 748 098	3%	100 584	40 234
COMPTAGE TIERS TAPU 2013 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2013	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2014	01/07/2014	20	5 817 984	756 338	6 196 153	6%	345 610	172 805
COMPTAGE TIERS TAPU 2014 FINANCEMENT 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	475 916	3 946 444	19%	761 791	457 075
COMPTAGE TIERS TAP 2015 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2015	20	-	-	-	-	-	-
RESEAUX BTA TM/RB/107/14 TAPUTAPUATEA FSPECIAL	30/01/2016	25	973 641	126 573	1 062 242	100%	1 062 242	743 570
RESEAUX CP TAPU 2016 CP 2016	01/07/2016	25	15 551 461	2 021 690	16 966 644	4%	678 666	475 066
RESEAUX 2016 CONCED TAPU FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2016	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2016 TIERS TAPU FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2016	25	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPU CP 2016	01/07/2016	20	3 494 254	454 253	3 812 231	18%	686 202	480 341
COMPTAGE TIERS TAPU 2016 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2016	20	-	-	-	-	-	-
EXT LOT TUARIIHIONOA MANA PK 4.7 C/MONT VALLE AVERA	01/01/2017	25	101 402	13 182	111 948	100%	111 948	89 558
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAPUTAPUATEA	01/01/2017	25	245 016	31 852	270 498	100%	270 498	216 398
14A1 LC420/15 AVERA TAPU ELEC QT TAUMATA JEAN	01/01/2017	25	667 308	86 750	736 708	100%	736 708	589 366
14A1 CB/EB 2017/378 AVERA EXT RSX BTS QT FORAINS	19/06/2017	25	610 130	79 317	673 584	100%	673 584	538 867
RESEAUX CP TAPU 2017 CP 2017	01/07/2017	25	26 891 403	3 495 882	29 688 109	0%	33 404	26 723
RSX AERIEN TIERS TAP 2017 FINANCEMENTS TAPUTAPUATEA	01/07/2017	25	-	-	-	-	-	-
CD/TM/JR/N°842/16 TAPU RENV 103 LUMINAIRE DEFECT	01/10/2017	25	7 933 688	1 031 379	8 758 792	100%	8 758 792	7 007 033
CD/TM/JR/N°270/17 TAPU BRCHT COLL FORAINS AVERA	19/06/2017	20	732 547	95 231	808 732	100%	808 732	646 986
COMPTAGE TIERS TAPU 2017 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	01/07/2017	25	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2017	01/07/2017	20	2 638 072	342 949	2 912 431	18%	529 052	423 242
<b>DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>290 670 187</b>	<b>37 787 124</b>	<b>305 862 187</b>		<b>60 289 677</b>	<b>22 716 057</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA</b>			<b>628 375 556</b>	<b>81 688 822</b>	<b>656 861 379</b>		<b>265 763 433</b>	<b>68 876 011</b>

## 5.8 - Plan de Renouvellement

**Production :**

**Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice**

<b>reste à faire au 31/12/2016</b>	126 042 876
réalisé	- 43 468 054
écart de coût sur réalisé	116 186
réajusté	
<b>reste à faire au 31/12/2017</b>	<b>82 691 008</b>

**Plan de renouvellement au 31/12/2017**

	2018	2019	2020	Total général
ACCESSOIRES GROUPES	-	12 056 734	-	<b>12 056 734</b>
ALTERNATEUR GROUPE	-	6 856 408	7 250 121	<b>14 106 529</b>
BLOC MOTEUR GROUPE	-	23 710 862	22 666 055	<b>46 376 917</b>
SECURITE	10 150 828	-	-	<b>10 150 828</b>
<b>Total général</b>	<b>10 150 828</b>	<b>42 624 004</b>	<b>29 916 176</b>	<b>82 691 008</b>

**Situation de l'actif/passif de renouvellement**

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
<b>TOTAL TAPUTAPUATEA PRODUCTION</b>	<b>109 116 235</b>	<b>4 260 707</b>	<b>-43 468 054</b>	<b>69 908 888</b>	<b>82 691 008</b>

(1)

(2)

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique :	171 251 949
- amortissement technique sur biens indemnisés :	-72 134 819
- provision de renouvellement :	9 999 106
	<hr/>
	109 116 236

(2) correspond à la dotation 2017 :

- reste à faire 2016 :	126 159 062
- déjà doté à l'ouverture :	-109 116 236
	<hr/>
reste à doter	17 042 826
nb année à doter:	4
dotation de l'exercice:	4 260 707

## Distribution :

### Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>reste à faire au 31/12/2016</b>	60 341 165
réalisé	- 29 020 004
écart de coût sur réalisé réajusté	
<b>reste à faire au 31/12/2017</b>	31 321 161

### Plan de renouvellement au 31/12/2017

	2018			2019			2020			TOTAL
	qté	coût unit	total	qté	coût unit	total	qté	coût unit	total	
Transfos	1	1 500 000	1 500 000			-	1	1 568 518	1 568 518	<b>3 068 518</b>
Réseaux HTA	11	255 681	2 926 643	11	255 681	2 926 643	11	255 681	2 926 643	<b>8 779 930</b>
Réseaux BT	11	153 409	1 755 986	11	153 409	1 755 986	11	153 409	1 755 986	<b>5 267 958</b>
Branchements et comptages	46	102 273	4 734 919	46	102 273	4 734 919	46	102 273	4 734 919	<b>14 204 756</b>
<b>TOTAL</b>			<b>10 917 548</b>			<b>9 417 548</b>			<b>10 986 065</b>	<b>31 321 161</b>



## Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
<b>TOTAL TAPUTAPUATEA DISTRIBUTION</b>	<b>51 629 115</b>	<b>2 178 013</b>	<b>- 29 020 004</b>	<b>24 787 124</b>	<b>31 321 161</b>

(1)

(2)

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique:	58 681 646
- amortissement technique sur biens indemnisés:	- 8 088 690
- provision de renouvellement:	1 036 159
	<hr/>
	51 629 115

(2) correspond à la dotation 2017:

- reste à faire 2016:	60 341 165
- déjà doté à l'ouverture:	- 51 629 115
	<hr/>
reste à doter	8 712 050
nb année à doter:	4
dotation de l'exercice:	2 178 013

## 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) 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.

### c) 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

### d) Baux

Bailleur	Objet du bail
LAO PIERRE	AGENCE UTUROA

### e) 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.

### f) 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.

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

Cf. paragraphe :

1. 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