



**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 2016

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	5
➤ Aspects commerciaux	6
1 - Mode de détermination des tarifs.....	6
2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2016.....	6
3 - Chiffre d'affaires énergie	8
4 - Autres produits d'exploitation.....	8
5 - Statistiques de ventes.....	9
6 - Services offerts à la clientèle.....	13
7 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	15
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE	16
➤ Bilan technique	17
1 - L'équilibre offre-demande	17
2 - Qualité de service	20
3 - Qualité – Sécurité - Environnement	20
4 - Travaux significatifs – Faits marquants	21
5 - Unités d'œuvre 2016 de la concession	21
6 - Raccordement Solaire	21
3 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	22
➤ Bilan et compte de résultat de la concession	23
1- Principes de la comptabilité appropriée	23
2 – Méthodologie et clés de répartition analytique.....	29
3 – Actif, Passif et Résultat de la concession	33
4 - Revenu autorisé et chiffre d'affaires.....	39
4 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	42
1 - Variation du patrimoine immobilier.....	43
2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	44
3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	51
4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année	52
5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	52
6 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	53
7 – Plan de Renouvellement.....	56
5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	57
1 - Etats des engagements à incidence financière.....	58

0 - FAITS MARQUANTS

Global société

Audits :

Pas moins de 6 audits ont été réalisés ou commencés au cours de l'exercice

- Audit de la commission d'enquête de l'Assemblée de la Polynésie française chargée d'évaluer l'organisation du secteur énergétique et des délégations de service public y afférentes.
- Audit de la Chambre Territoriale des Comptes CTC relatif à « l'examen de la gestion de la collectivité de la Polynésie française au titre de la politique de l'énergie »
- Audit du cabinet Horwath sur les comptes des concessions.
- Audit du groupe ayant pour objectif d'effectuer un diagnostic des autoévaluations réalisées au titre du contrôle interne au sein de la société sur les processus COR – gouvernance d'entreprise et ITM – Gestion des systèmes d'information.
- Audit de Cyber-sécurité
- Audit des Commissaires aux Comptes

Cadre contractuel :

2016 a permis de confirmer le bon fonctionnement de la nouvelle formule tarifaire validée fin 2015 avec la Polynésie Française.

En ce sens les contestations conduites par M. Yannick JEHANNO, le SPER et Tahiti solaire devant le tribunal administratif de Papeete ont été rejetées par un jugement en date du 24.01.2017.

Comptabilité :

En rappelant que le référentiel comptable utilisé par EDT pour ses charges calculées est celui du Plan Comptable des Entreprises Concessionnaires de 1975 lequel :

- fait l'objet de nombreuses critiques notamment depuis l'audit « P.Blanchard » de 2005,
- ne permet pas l'affichage d'un résultat annuel représentatif de l'avancement du contrat sur la période.

Le concessionnaire a soumis à l'autorité de tutelle, une proposition d'évolution de ses méthodes comptables de sorte à mieux répondre aux impératifs de transparence et aux exigences de la comptabilité appropriée à savoir « charges économiques de renouvellement » & « charge économique du coût des investissements financés par l'entreprise délégataire ».

Aucune suite n'a été apportée à cette demande sur l'exercice.

Contentieux :

- Recours en annulation des avenants 17 et 17b conduits par M. Yannick JEHANNO, le SPER et Tahiti solaire devant le tribunal administratif lesquels ont été rejetés par un jugement en date du 24.01.2017.
- Contestation du FRPH par le SPER devant la Cours d'Appel Administrative de Paris
- Redressement CPS relatif à la réintégration des cotisations retraites en avantages en nature

Image de l'entreprise :

2016 a été aussi une année difficile en terme d'exposition médiatique avec les attaques de Mme Tina Cross et de M. Yannick Jehanno. Ces attaques nous ont amenés à lancer un programme de mobilisation des salariés pour la défense de leur entreprise Te Honora'a qui a rencontré un franc succès.

Performance :

2016 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.

Sécurité :

2016 a été l'année de l'amélioration sensible de nos résultats sécurité.

Tarif :

Les tarifs fixés par les arrêtés 192 CM du 25 février 2016 modifié par l'arrêté 223 CM du 02 mars 2016 et applicables à l'ensemble des concessions gérées par EDT ont permis la réalisation d'un chiffre d'affaires de 20 095 455 914 CFP supérieur de 540 466 876 CFP MF au revenu autorisé du concessionnaire sur l'exercice 2016.

Cet excédent a été pris en compte pour l'actualisation des tarifs au 1^{er} mars 2017 et en particulier leur maintien provisoire à leur niveau de 2016 malgré la hausse significative du prix des produits pétroliers.

Concession de Taputapuatea**Aspects juridiques et contractuels :**

- n/a

Aspects commerciaux :

- Les ventes d'énergie sur le périmètre de la concession augmentent de +0,6 % en 2016
- Le nombre de clients progresse de (+ 16,8 %), la puissance souscrite augmente de (+2,6 %).
- Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh baisse de (-6,2%)

Aspects techniques :

- La puissance de pointe appelée a été de 1 557 kWh sur Raiatea
- Le temps moyen de coupure par client sur incident (TMCi) est de 14h38 mn sur Raiatea
- A fin 2016, on recensait 6 installations photovoltaïques à Taputapuataeadéclarées

1 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 1. Mode de détermination
 2. Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2016
 3. Chiffre d'affaires énergie
 4. Autres produits d'exploitation
 5. Statistiques de ventes
 6. Services offerts à la clientèle
 7. Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

1 - Mode de détermination des tarifs

L'avenant 17 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.

Les tarifs (parts fixes et prix unitaires de chaque tranche de consommation), de même que les catégories de consommateurs, ainsi que le nombre et l'amplitude des tranches de consommation sont fixés par arrêtés en Conseil des Ministres sans nécessiter d'avenant au présent cahier des charges, de manière à permettre au Concessionnaire d'atteindre le niveau de Revenu Autorisé.

A compter du 1^{er} 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 applicable sur l'ensemble des concessions ayant adopté le cahier des charges de la concession de Tahiti Nord, sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble desdites concessions.

Les tarifs applicables en 2016 avaient été fixés par :

- l'arrêté n°211 CM du 25 février 2015 pour la période allant du 1^{er} janvier au 28 février 2016,
- l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié par l'arrêté n° 223 CM du 02 Mars 2016 pour la période allant du 1er Mars au 31 décembre 2016.
- Ils ont été publiés au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF).

2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2016

Tranches tarifaires	Réf de mars 2015 à février 2016	Réf de mars à décembre 2016	Seuils de mars 2015 à février 2016	Seuils de mars à décembre 2016	Prix du kWh (XPF) Mars 2015 à février 2016	Prix du kWh (XPF) Mars à Déc. 2016
	BT Usage social 1ère tranche	TP0	P1	de 0 à 180 kWh	de 0 à 240 kWh/mois	19
BT Usage social 2ème tranche	TP1	P2	de 181 à 300 kWh	au-dessus de 240 kWh/mois	39	39
BT Usage social	TP2		au-dessus de 300 kWh		60	
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	P3	de 0 à 300 kWh	de 0 à 240 kWh/mois	27.5	24.5
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	P2	de 301 à 450 kWh	au-dessus de 240 kWh/mois	45	39
BT Usage domestiques	P3		au-dessus de 450 kWh		55	
BT Eclairage public	P3	P4			34	33
BT Usage professionnel	P4	P5	de 0 à 3000 kWh		39	35.75
BT Usage professionnel	P4'		au-dessus de 3000 kWh		43	
MT Tarif jour	P5	P6	de 0 à 16200 kWh	de 07h00 à 20h59	25	25
MT Tarif jour	P6		de 16201 à 48600 kWh		25	
MT Tarif jour	P7		au-dessus de 48600 kWh		25	
MT Tarif nuit	P8	P7	de 0 à 9000 kWh	de 21h à 06h59	22	22
MT Tarif nuit	P9		au-dessus de 9000 kWh		22	
MT Tarif uniforme	P10				39	
Prépaiement 2.2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P11	P8			22	22
Prépaiement 3.3 kVA de puissance souscrite	P12	P9			31	28
Prépaiement 4.4 kVA de puissance souscrite	P13				37	
Prépaiement 5.5 kVA de puissance souscrite	P14				39	
Prépaiement 6.6 kVA de puissance souscrite	P15	P10			42	37

PRIME D'ABONNEMENT (en Fcfa/kVA)	Mars 2015 à février 2016	Mars à Décembre 2016
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "petits consommateurs" (puissance souscrite \leq 3,3 kVA)	283	283
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	385	385
Tarifs "classique" basse tension usages professionnels et autres usages	345	360
Moyenne tension	ANNUELLE	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	18 401	1533
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	11 501	1245

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

Avance sur consommation (XPF / kVA de puissance souscrite)	Mars 2015 à février 2016	Mars à Décembre 2016
Basse tension	P = 45,00 XPF	P = 39,00 XPF
Tarif "petits consommateurs"	ASC = 37,5 x P x kVA ASC = 1 688 XPF x kVA	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	ASC = 37,5 x P x kVA ASC = 1 688 XPF x kVA	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Autres Tarifs Basse Tension	ASC = 75 x P x kVA ASC = 3 375 XPF x kVA	ASC = 50 x P x kVA ASC = 1 950 XPF x kVA
Moyenne tension	ASC = 150 x P x kVA ASC = 6 750 XPF x kVA	ASC = 100 x P x kVA ASC = 3 900 XPF x kVA

3 - Chiffre d'affaires énergie

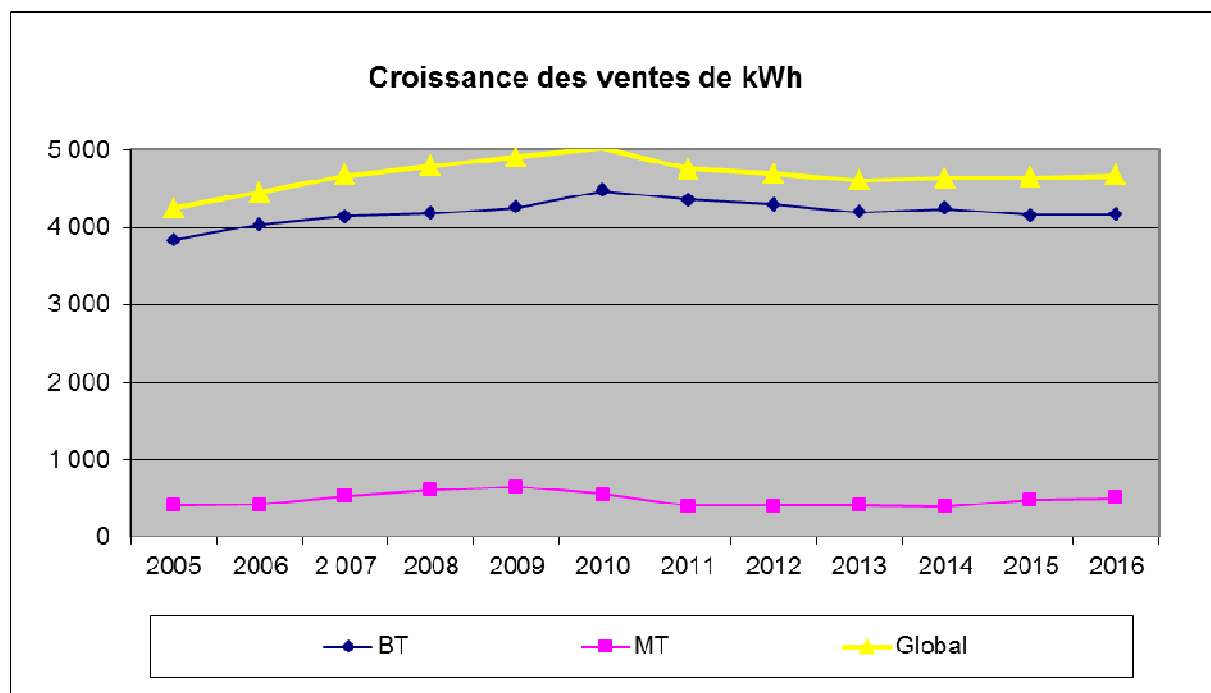
Tranches tarifaires	Réf antérieur 01/03/16	Réf postérieur 01/03/16	kWh vendus antérieur 01/03/2016	kWh vendus postérieur 01/03/2016	Total kWh vendus	Montant antérieur 01/03/2016	Montant postérieur 01/03/2016	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance souscrite au 31/12/2016
BT Usage social 1ère tranche	TP0	P1	177 882	888 755	1 044 817	3 383 798	18 488 345	19 852 143	20 888	5 415 081	1 723
BT Usage social 2ème tranche	TP1	P2	38 085	34 011	70 098	1 411 480	1 328 429	2 737 919			
BT Usage social	TP2		3 988		3 988	239 280		239 280			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	P3	155 198	820 940	778 138	4 288 843	15 213 275	19 481 918	20 783	8 230 842	1 720
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	P2	35 522	289 485	304 987	1 598 490	10 509 135	12 107 825			
BT Usage domestiques	P2'		21 015		21 015	1 178 840		1 178 840			
BT Eclairage public	P3	P4	17 952	89 099	107 051	810 368	2 940 287	3 550 835	2 772	990 918	231
BT Usage professionnel	P4	P5	117 332	830 358	747 890	4 575 948	22 535 408	27 111 358	18 474	5 911 249	1 382
BT Usage professionnel	P4'		17 845		17 845	767 335		767 335			
MT Tarif jour	P6	P8	53 891	281 952	335 843	1 395 988	7 048 800	8 444 788	2 220	3 403 408	185
MT Tarif jour	P6				0						
MT Tarif jour	P7				0						
MT Tarif nuit	P8	P7	28 590	140 441	169 031	628 980	3 089 702	3 718 682			
MT Tarif nuit	P9										
MT Tarif uniforme	P10										
MT Tarif interne		P8									
Prépaiement		P9	186 711	860 393	1 047 104	5 949 824	25 509 794	31 459 618	19 295		1 718
Autres (employés...)				28 315	28 315		115 353	115 353	399	38 322	32
Total			851 791	3 819 729	4 671 520	26 006 962	104 756 508	130 763 470	82 608	23 987 798	6 991
Ventes totales								154 751 268			
Prix moyen								33,13			

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 :	374 538 XPF
- Frais de relance:	<u>552 072 XPF</u>
- Total	926 610 XPF

5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité ont globalement augmenté de 0.6% (soit + 30 MWh) entre 2015 et 2016 pour la concession de Taputapuatea pour atteindre un volume global d'environ 4.7 GWh sur 2016, avec une hausse des ventes en basse tension, qui représentent 89% des volumes, de 0.1% (+4 MWh) et une hausse des ventes en moyenne tension (11% des volumes) de 5.5% (+26 MWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) a peu évolué (-0.2%) ; par contre les ventes prépaiement ont connu une forte évolution à la hausse de 9.3% (+89 MWh). L'ensemble de ces volumes représentent près de 80% 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 2016, soit +10.2% comparativement à 2015.

Par ailleurs, le climat particulièrement chaud constaté sur 2016, avec des températures moyennes observées supérieures aux températures observées en 2015, a entraîné une hausse des consommations des ménages (surconsommation des appareils de production de froid, utilisation plus intensive des appareils de climatisation)

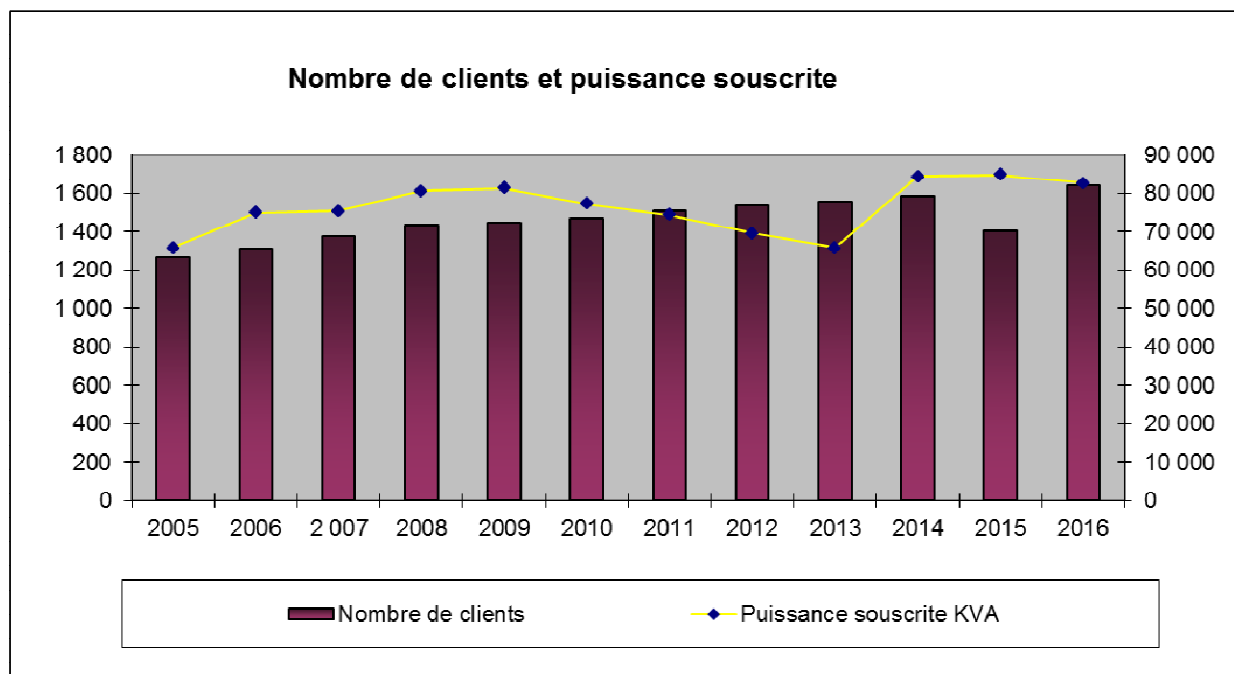
Enfin, la baisse des prix d'électricité au 01/03/16 n'a pu que favoriser les augmentations de consommation d'électricité, soutenues par ailleurs par une tendance socio-économique positive constatée sur 2016 et probablement liée à une légère reprise économique.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2.6% des ventes en basse tension avec environ 107 MWh vendus sur 2016, ont pour leur part confirmé l'évolution déjà constatée sur 2015, avec 9.1% de baisse par rapport à 2015. Cette évolution illustre la politique volontaire de maîtrise des dépenses énergétiques par la commune.

Les ventes des clients professionnels, qui représentent environ 18% des ventes basse tension, ont elles également diminué de 8.9 % (-74 MWh). Cette forte baisse s'explique notamment par le basculement du

contrat relatif à la station de pompage de la centrale hydraulique de la vallée Aratao du tarif basse tension usages professionnels au tarif moyenne tension.

Concernant les ventes en moyenne tension, la hausse de +26 MWh correspond en grande partie au transfert des volumes de la station de pompage de la centrale hydraulique de la vallée Aratao.



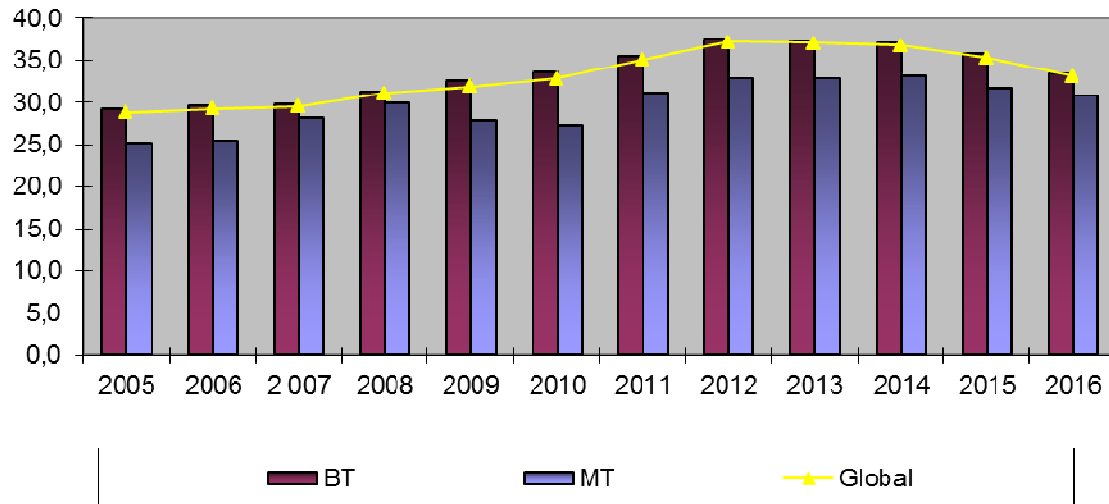
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2015
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 634	16,9%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>6</u>	<u>0%</u>
	1 640	16,8%

Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 10.2% du nombre de clients en tarif prépaiement, avec près de 60 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Les clients en tarif prépaiement « petits consommateurs » représentent ainsi aujourd'hui 38% du nombre total d'abonnés.
- parallèlement, le nombre de clients en tarif « petits consommateurs » et en tarif « classique » basse tension usages domestiques ont légèrement baissé (respectivement -3.9% et -0.7%), avec 25 contrats en moins par rapport à 2015. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 35% du nombre total d'abonné, et les clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques 18%.
- Augmentation de 2.2% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui, avec 94 clients, représentent 6% du nombre total d'abonnés.

La puissance souscrite facturée s'élève à 82 608 kVA, soit une baisse de 2.6% par rapport à 2015.

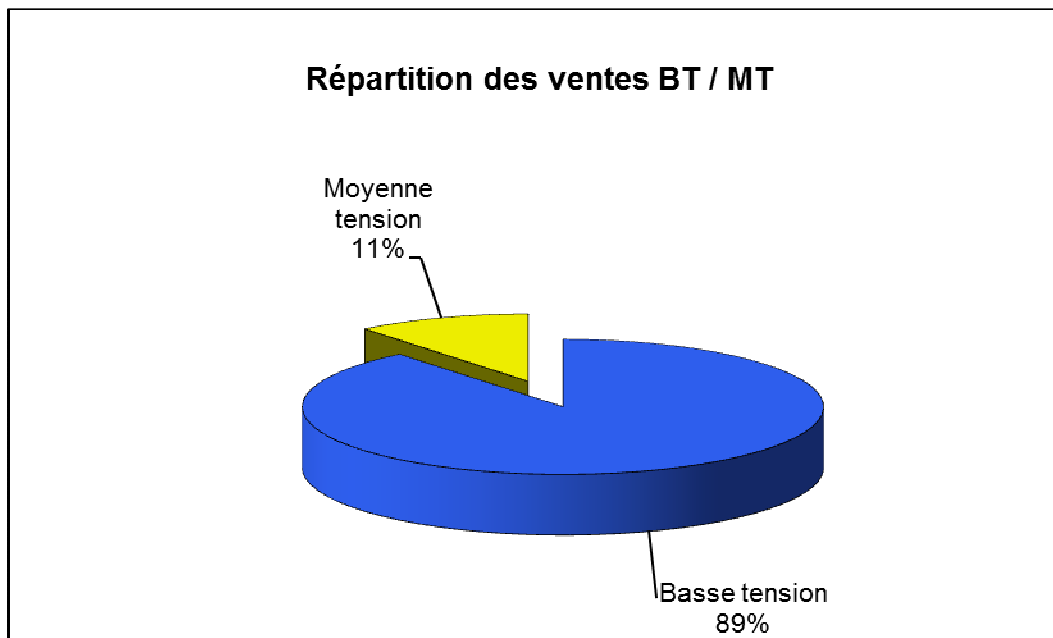
Evolution prix moyen de vente du kWh



Le prix moyen de ventes H.T incluant la part fixe au kWh s'élève à :		variation /
2015		
Tarifs basse tension	33,4 Fcp	-6,5%
Tarifs moyenne tension	<u>30,8 Fcp</u>	<u>-2,6%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33.1 Fcp	-6.2%

Ces baisses de prix moyens du kWh sont directement liées aux baisses de prix de l'électricité au 1^{er} mars 2016 et aux modifications effectuées au niveau de la grille tarifaire en termes de définition des tranches (suppression de la tranche 3, augmentation du plafond de la tranche 1).

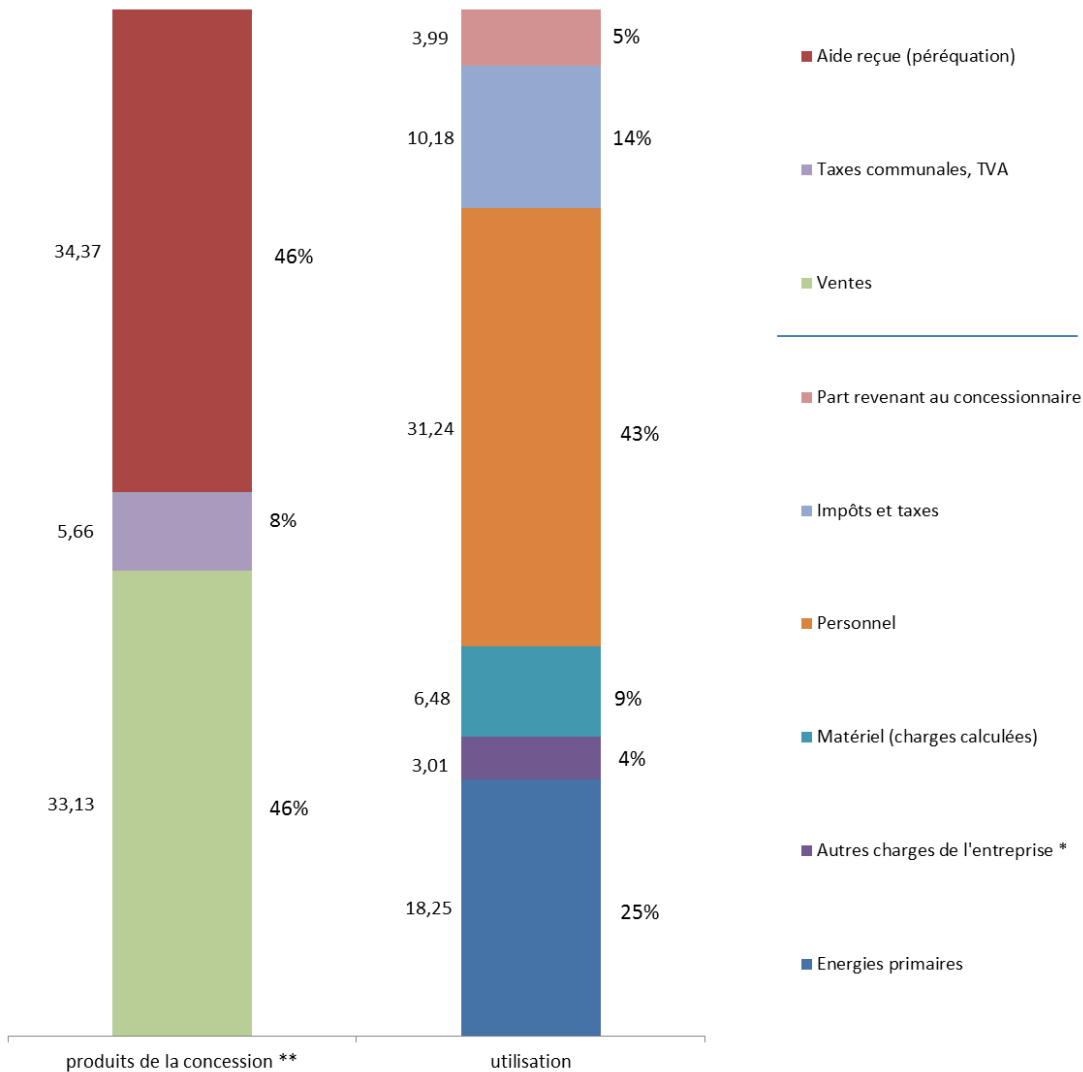
Répartition des ventes BT / MT



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

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea

2016 (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 38,79 F/KWh (54%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- Le prix de vente HT de l'électricité
- Les taxes communales
- La TVA

Les 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.

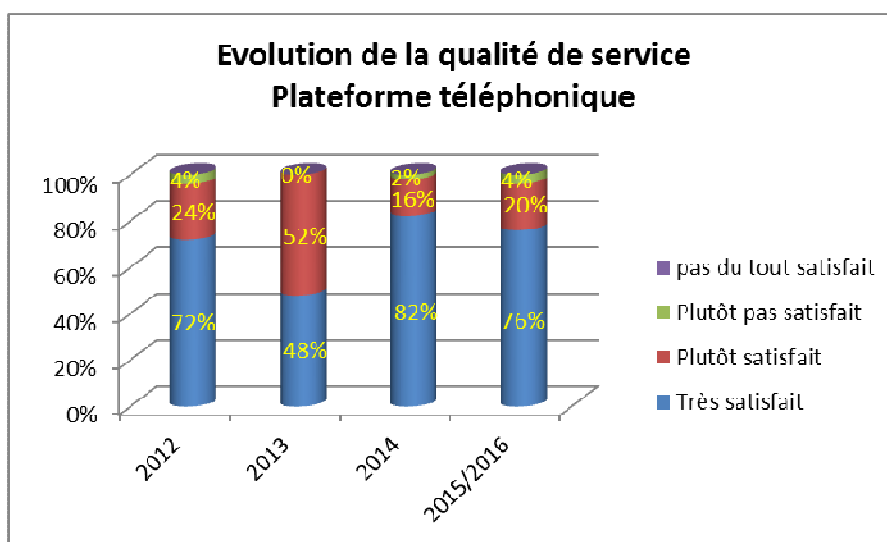
6 - Services offerts à la clientèle

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 prochainement par l'acceptation des cartes privatives sur la vente à distance.

Les mesures de la satisfaction clients existantes déjà sur le canal de la voix, se sont également généralisées aux autres points de contact clients.

Campagnes d'appels mystères



EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation globale de la qualité de l'accueil téléphonique avec 96% des clients traités qui se déclarent satisfaits du service rendu.

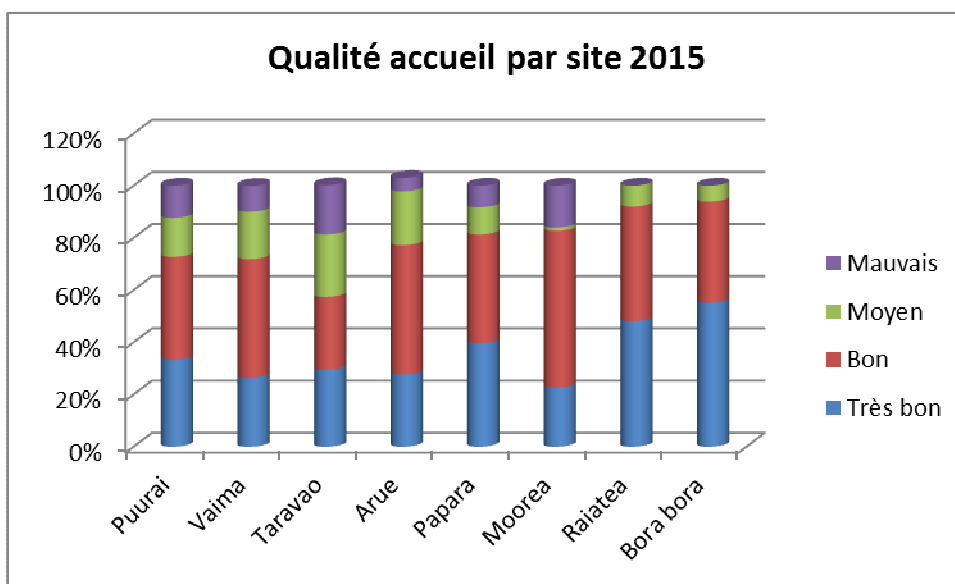
Indicateurs Centre de Relations			
Clients	2014	2015	2016
Nombre d'appels	54 752	52 924	51 641
% traités	81%	81%	76%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes	22 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47	2 mn 49
Webmails	2732	3 906	3 395

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 13% 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.

Campagne de visites mystères

Ce dispositif permet d'évaluer la qualité de la perception de l'accueil commercial de plusieurs agences du réseau commercial : Tahiti, Moorea, Raiatea et Bora Bora. L'évaluation des sites représentant un coût important et un intérêt non significatif sur une fréquence annuelle, elle a été planifiée pour 2017.

Evaluation accueil agence	2015
Très bon	30,6%
Bon	41,5%
Moyen	16,1%
Mauvais	11,7%



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 et personnellement à l'émission de la relance, de l'information relative à sa facture demeurée en impayés.

Nombre de souscriptions Services SMS en 2016

Concession	Facture	Passage releveur	Coupure pour travaux	Auto-relève	Relance	Total général
Taputapuatea	872	691	677	700	62	3 002

7 - 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 :

- 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.



2 - OBLIGATIONS DE SERVICE

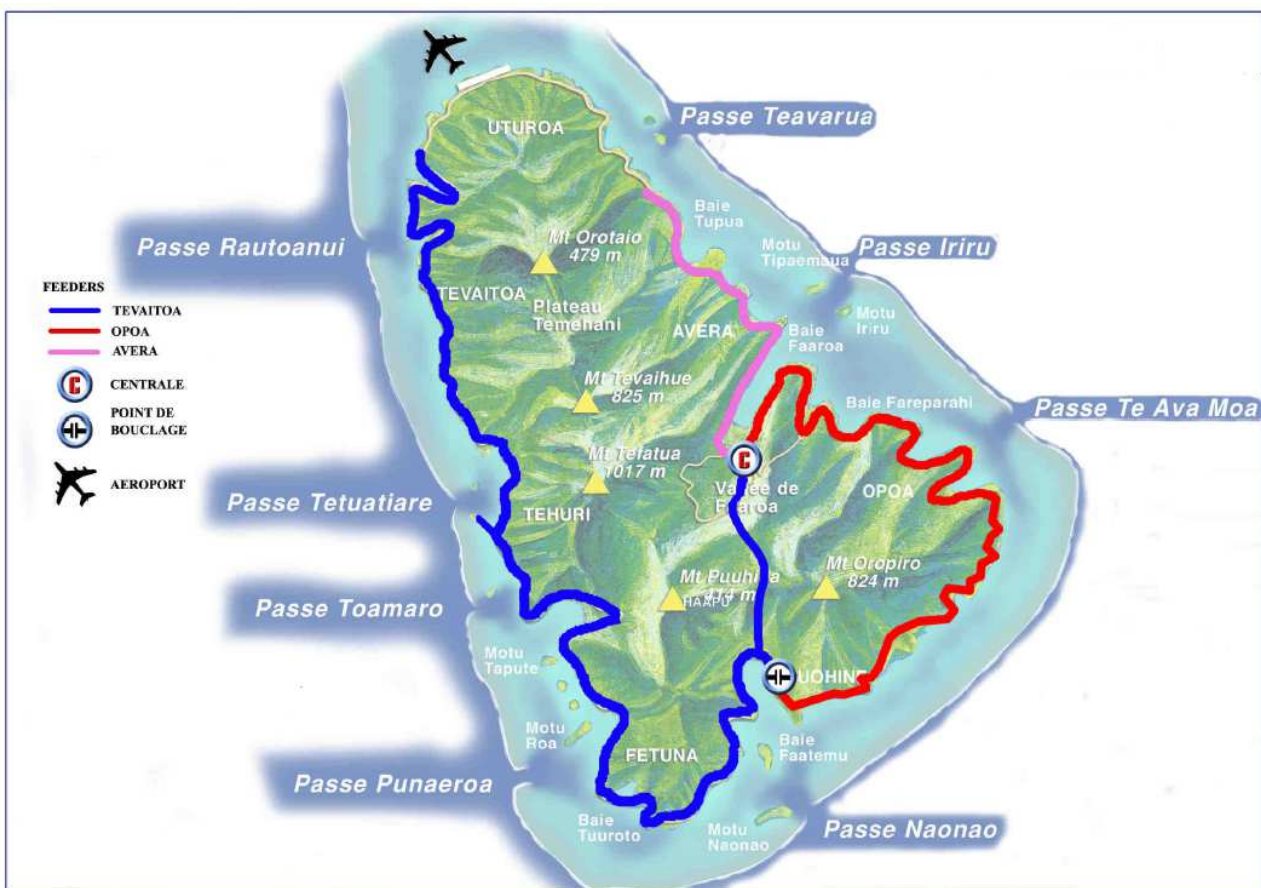
- Bilan technique
 1. L'équilibre offre - demande
 2. Qualité de service
 3. Qualité – Sécurité – Environnement
 4. Travaux significatifs – Faits marquants
 5. Unités d'œuvres 2016 de la concession
 6. Raccordement solaire

➤ *Bilan technique*

1 - L'équilibre offre-demande

Schéma du 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 2016 une longueur de 104 km, majoritairement aérien (seulement 13% de souterrain). Le réseau basse tension totalisait 129 km, dont 88% en aérien. La fréquence du réseau électrique de Raiatea est de 60 Hz.



A fin 2016, 1640 clients étaient raccordés au réseau de distribution publique d'énergie électrique de Taputapuatea, dont 6 clients HT.

Effectif de l'exploitation de Raiatea :

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation est resté inchangé, soit 9 agents en 2016. Ces agents interviennent sur les concessions de Taputapuatea et de Tumaraa.

Demande en énergie électrique

Evolution de la demande en énergie électrique sur Raiatea (Hors Uturoa)

Les ventes d'énergie en 2016 s'élevaient à 7,963 GWh contre 7,885 GWh en 2015. Ci-dessous l'évolution des ventes d'énergie sur la période 2013-2016.

	2013	2014	2015	2016
Ventes d'énergie en GWh	7,717	7,689	7,885	7,963
Croissance	-3,72%	-0,36%	2,56%	0,98%

Les ventes d'énergies sur la concession de Taputapuatea seule s'élevaient en 2016 à 4,671 GWh.

La consommation d'électricité était répartie de la façon suivante :

- Clients basse tension : 89%
- Clients moyenne tension : 11%

La puissance de pointe maximale appelée par le réseau de distribution était de 1 557 kW, atteinte en avril 2016.

Ci-dessous l'évolution de la puissance de pointe appelée sur la période 2013-2016.

	2013	2014	2015	2016
Puissance de pointe en kW	1 562	1 564	1 527	1 557
Croissance	-9,19%	0,13%	-2,37%	1,96%

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.

Pertes et rendement du réseau de distribution

En 2016, la part des auxiliaires de la centrale représentait 0,92% de l'énergie brute produite par les groupes électrogènes de la centrale thermique de Faaroa. Le rendement global du système électrique de Tumaraa et Taputapuatea (Energie vendue) / (Energie Produite et achetée) est de 87,8% pour l'année 2016.

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	6615	20/09/2010	FAAROA-RAIATEA	2è Modif. Nouveau
Arrêté	7803	21/10/2009	FAAROA-RAIATEA	Modif. Nouveau
Arrêté	5524	26/08/2009	FAAROA-RAIATEA	Nouveau

Détail des ouvrages de production :

Le parc de groupes électrogènes fixes de production est le suivant :

Ets	site	Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW) service	Date de mise en service	HD Ma u ler Janvier 2017	Nbre heures de fonction
25	Centrale FAAROA	G1 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	01/07/2010	22 010	0
25	Centrale FAAROA	G2 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	01/07/2010	22 545	8 555
25	Centrale FAAROA	G3 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	20/08/2009	23 900	2 220
25	Centrale FAAROA	G4 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	07/07/2010	24 521	2 555
25	Centrale FAAROA	G5 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	02/02/2010	22 408	4 208
25	Centrale FAAROA	G6 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	23/05/2012	23 188	3 481
25	Centrale FAAROA	G7 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	01/01/2010	23 644	0

Donnée de production :

En 2016, la production était de 8,89 GWh (énergie comptabilisée sortie centrale), contre 8,671 GWh en 2015. 2,372 millions de litres de gazole et 6 821 litres d'huile ont été consommés en 2016 contre 2,323 millions de litres de gazole et 8 351 litres d'huile consommés en 2015.

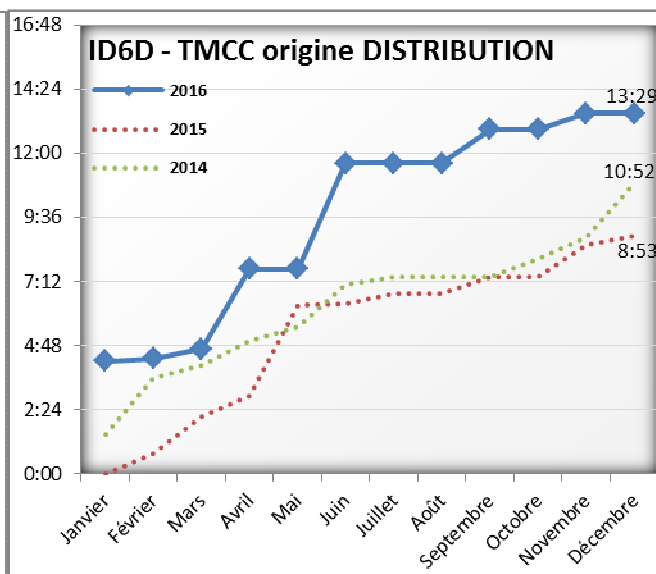
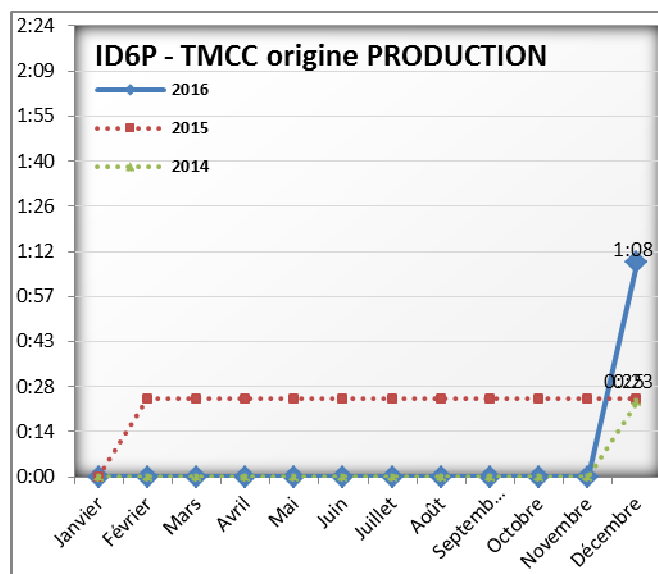
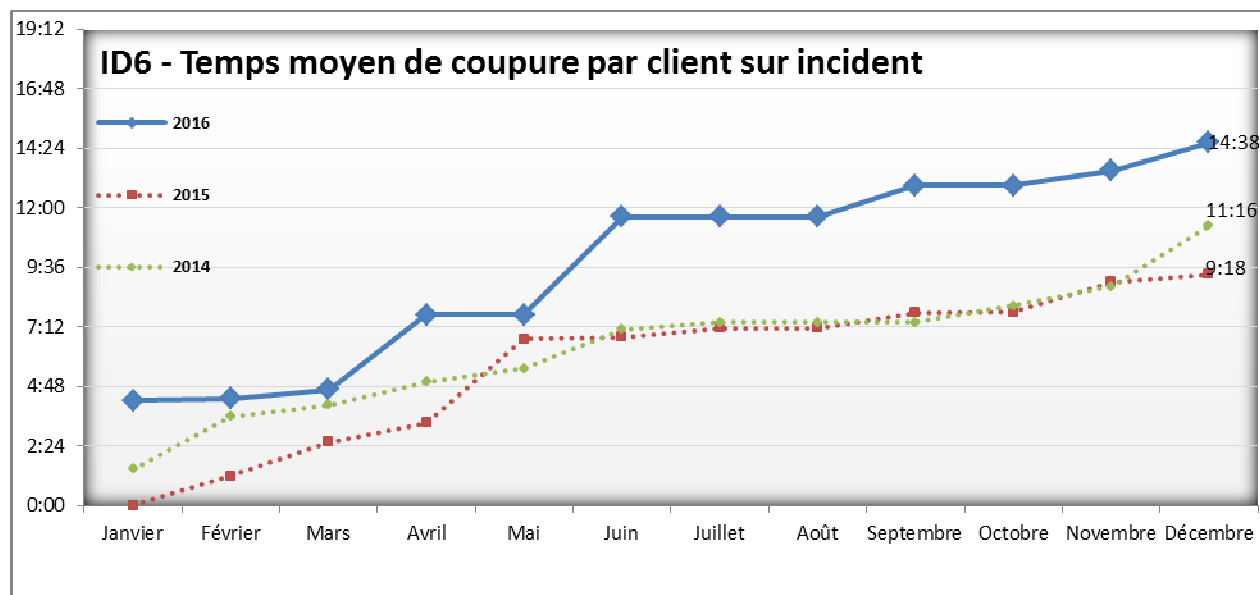
La puissance de pointe appelée pour l'ensemble des deux concessions de Taputapuatea et de Tumaraa était de 1 557 kW et la puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 736 kW.

Pour la concession de Taputapuatea seule, la puissance de pointe en 2016 était de 902 kW.

TAPUTAPUATEA + TUMARAA PRODUCTION	Energie mensuelle brute thermique (kWh)	Energie mensuelle nette thermique (kWh)	Energie Hydro (kWh)	Pointe max (kW)	Conso gazole (l)	Conso spéc (ml/kWh)
2016						
Janvier	759 034	751 760	2 940	1 457	197 837	261
Février	734 856	727 713	14 590	1 533	196 888	268
Mars	808 744	801 269	13 380	1 532	213 987	265
Avril	758 679	751 856	8 150	1 557	198 266	261
Mai	750 466	743 954	4 640	1 460	197 323	263
Juin	703 901	697 395	1 970	1 434	187 310	266
Juillet	726 600	720 116	180	1 428	191 732	264
Août	727 432	720 873	0	1 448	192 355	264
Septembre	715 828	709 323	610	1 550	185 629	259
Octobre	742 981	735 976	580	1 506	198 324	267
Novembre	753 307	746 367	1 460	1 510	200 752	266
Décembre	790 575	783 603	3 480	1 487	211 510	268
TOTAL	8 972 403	8 890 205	51 980	1 557	2 371 913	264

2 - Qualité de service

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



3 - Qualité - Sécurité - Environnement

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

L'exercice incendie annuel a eu lieu le 21 novembre 2016 à la Centrale de Faaroa et en présence des pompiers de la commune.

Traitement des effluents :

4 400 litres d'huile de vidange rapatriés sur Tahiti pour traitement via Total et 4 fûts de filtres et chiffons souillés par du combustible traités par Fenua Ma.

4 - Travaux significatifs - Faits marquants

N/A

5 - Unités d'œuvre 2016 de la concession

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

Puissance utile du groupe le plus puissant kW	736
Puissance garantie en kW (PG2 Tumaraa + Taputapuatea)	2 464
Nb de kWh vendus	4 671 520
Quantité en litre de combustible (Raiatea)	2 371 913
Nb de kWh thermique Net sorti centrale (Raiatea)	8 890 205
Nb de kWh solaire et hydro acheté par tarif	73 428
Nb de km de réseaux hors branchements	132
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	4 000
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 640

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Taputapuatea	348	0	0	21 100	0

Répartition des longueurs Réseau

RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
53,5	8,3	-	61,8	86,5%	13,5%	58,5	11,7	70,2	83,3%	16,7%	112,0	20,0	132,0	84,8%	15,2%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a un contrat :

- Pour l'élagage de 124 km de réseau avec un prestataire de l'île, ELECTRICITE FROID DES ILES,
- 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

6 - Raccordement Solaire

Concessions	Nombre d'installations	Somme puissance installée	2016							Tarif de rachat
			Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc		
Taputapuatea	6	77	0	0	0	0	0	0	23,64	

3 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- Bilan et comptes de résultat de la concession
 1. Principe de la comptabilité appropriée
 2. Méthodologie et clés de répartition analytique
 3. Actif, Passif et Résultat de la concession
 4. Revenu autorisé et chiffre d'affaire

➤ ***Bilan et compte de résultat de la concession***

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.

1- Principes de la comptabilité appropriée

- 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

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.

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 Taputapuatea et Tumaraa.

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

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...)

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 2015 :

- 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	80%	6%	86%
Frais répartis sur la concession	5%	9%	14%
Total	84%	16%	100%

1.5) – La non compensation des produits et des charges

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

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, les frontières 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

1.7) – La permanence des méthodes

- Revenu autorisé :

Les coefficients utilisés pour l'actualisation des forfaits sont spécifiques à chaque concession pour tenir compte des différences dans la structure de coût.

- Répartitions

- Répartition des frais de siège d'une concession dans ses processus :

En 2015, ces charges étaient incorporées dans les processus de la concession au prorata des coûts de chaque processus.

Or, l'introduction d'une IFC sur les réseaux de distribution (avenant 17) a eu pour seul impact de faire baisser les charges calculées de cette activité et est sans impact sur le fonctionnement de cette activité de distribution. La clef de répartition actuelle réagit mal à ce changement. Elle est devenue inadaptée.

Nous avons opté pour une clé composée pour 50% du montant des immobilisations brutes concédées du processus et pour 50% des frais de personnel du processus. Cette clé a, par ailleurs, l'avantage d'être cohérente avec la clé utilisée pour répartir le total des frais de siège dans les concessions

- Conformément à l'avenant 17 fixant les modalités de refacturation des combustibles et énergies au Secosud et à Tumara'a, l'énergie solaire est à compter de 2016 réputée comme consommée dans la concession ou elle est injectée.
- La marge réalisée au travers de la vente d'énergie au Secosud et à Tumara'a a été intégrée dans les activités annexes du processus.
- En 2015 les créances clients étaient réparties dans les concessions au prorata du chiffre d'affaires, elles sont désormais imputées directement dans les concessions.

- Changements de présentation

- Processus production d'origine hydraulique : les postes « maintenance » et « Conduite et fonctionnement » ont été séparés, comme pour les autres processus. Des frais de siège et des activités annexes ont été spécifiquement affectés à ce processus.
- Processus dispatching : des amortissements et des activités annexes ont été spécifiquement affectés à ce processus.
- Processus achat au producteur : la gestion administrative est maintenant clairement identifiée.
- Bilan : les immobilisations et les charges calculées sont maintenant présentées par processus

1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

Les charges calculées incorporées au présent document sont conformes à celles figurant dans les comptes sociaux de l'entreprise.

Des discussions sont ouvertes avec le ministère en vue d'un traitement plus lissé des problématiques de renouvellement.

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	326 413
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	3 329 857
Assurance	Assurance multirisques	2 092 821

Autres parties liées

Libellé	Description	25
Cofély	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	3 500 000
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	30 683 030
Ineo	Travaux sous traités	211 556

Autres parties liées

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

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

1.12) – Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité

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)
- du montant des immobilisations brutes

1.13) –Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé

L'écart existant entre les facturations prélevées sur les clients et le revenu autorisé est réintégré 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.

Cet écart résulte des variations du prix des combustibles /énergies et des quantités réellement consommées.

Par construction il n'y a aucun écart sur 2016 année de mise en place du revenu autorisé.

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

N/A

2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 89% 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 18 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les 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 de base 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

- *La péréquation* est égale sur une concession donnée à la différence entre le Revenu Autorisé et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients

- *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 1,729% (-0,271%+2%)
 - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,5% (-0,27%+1%+0,77% surperformance financière)

- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices
 - L'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% du résultat net
 - La contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% du résultat net

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

- **Principes de répartition des coûts indirects**

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

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.

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

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. 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

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.

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

7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés

- Le service à l'énergie en charge du solaire : les coûts sont répartis dans chaque concession au prorata du nombre de contrat solaire
- Le service Grand Comptes : les coûts sont répartis dans chaque concession au prorata du nombre de clients grands comptes
- Le service relève, intervention et branchement, les coûts sont répartis au prorata du temps passé
- Le service clientèle : les dépenses sont reventilées sur les concessions concernées au prorata du nombre d'abonnés.

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	1 253,7	1 189,5	27,8	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	2%
Exploitation des îles	172,6	158,0	15,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	791,8	85,0
Clientèle îles	38,6	38,6	2,7	Nombre d'abonnés îles	23 756,0	1 640
Exploitation réseau Tahiti	355,6	284,2		Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	286,5	
Suivi et développement	67,5	65,9	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	91,8	0,2
Travaux production	61,5	43,2	2,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	24,3	1,2
Travaux réseau	69,6	40,9	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	63,5	0,5
Relève Intervention Branchement	238,2	149,2		Temps pointé par la cellule	80 621,0	
Gestion administrative du solaire	27,8	27,8	0,1	Contrats solaires	1 671,0	6
Service Grand compte	54,1	54,1	0,9	Contrats grands comptes	5 614,0	97
Marketing & E-services	39,7	39,7	0,7	Nombre d'abonnés	87 390,0	1 640
Magasins	39,2	20,6	0,5	Sorties de stock valorisées	564 353,0	13 403,0

3 - Actif, Passif et Résultat de la concession

ACTIF	Taputapuatea - Faaroa	
	2016	2015
Immobilisations concédées	1 274 028 788	1 285 791 074
- Production	570 174 303	
- Distribution	703 854 485	
Immobilisations privées	72 644 331	68 519 128
Immobilisations financières	-	-
Immobilisations en-cours	49 183 755	10 072 718
- Production	45 736 884	
- Distribution	3 367 499	
- Privé	79 372	
Avances et acomptes	-	-
Total immobilisations brutes	1 395 856 874	1 364 382 920
Amortissements et provisions	- 633 025 957	- 573 248 407
- Production	- 277 429 604	
- Distribution	- 295 912 714	
- Privé	- 59 683 639	
Immobilisations nettes	762 830 917	791 134 513
Stock	32 212 870	46 668 944
Créances clients	34 092 617	34 573 282
Autres créances	7 849 944	1 868 229
Charges constatées d'avance	-	387 610
Provisions pour dépréciation	- 5 573 867	- 13 538 190
Stock et créances nets	68 581 564	69 959 875
Placements et trésorerie	-	-
Compte courant du concessionnaire	-	16 590 445
TOTAL ACTIF	831 412 481	877 684 832

PASSIF	Taputapuatea - Faaroa	
	2016	2015
Capital		
Réserves		
Report à nouveau		
Résultat	37 792 223	39 705 580
Capitaux propres	37 792 223	39 705 580
Droits des tiers et concédants	69 805 541	71 962 046
- Production	-	
- Distribution	69 805 541	
Caducité et provision pour renouvellement	563 027 942	612 552 080
- Production	242 056 982	
- Distribution	320 970 960	
Autres provisions	52 228 429	51 241 978
- PIDR	18 523 151	16 815 327
- Autres provisions	33 705 278	34 426 651
Provision pour risques et charges	615 256 371	663 794 058
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	2 677 570	-
Emprunts et dettes financières	1 200 000	-
- Emprunts	1 200 000	-
- Soldes créditeurs de banque	-	-
Clients - avances sur consommation	5 030 968	8 333 654
Fournisseurs	48 426 216	48 640 521
Dettes fiscales et sociales	43 190 126	37 929 616
Autres dettes	-	-
Produits constatés d'avance	8 033 466	7 319 357
Emprunts et dettes	105 880 775	102 223 148
TOTAL PASSIF	831 412 481	877 684 832

		Taputapuatea - Faaroa 2015			Taputapuatea - Faaroa 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée	108 313 543		108 313 543	106 332 534		106 332 534
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2015	1 465		1 465	1 434,00		1 434
	- Forfait FP1 2016	73 920		73 920	74 151,00		74 151
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-103 618 281	28 624 056	-74 994 225	-81 738 843	-3 218 314	-84 957 157
	par UO : Puissance maximale majorée				-57 001		-59 245
	- Maintenance	-33 925 908		-33 925 908	-28 867 596	223 024	-28 644 572
	- AC	-1 543 748		-1 543 748	-2 196 746		-2 196 746
	- ACE	-6 038 228		-6 038 228	-2 316 319		-2 316 319
	- MO	-26 343 932		-26 343 932	-24 354 530		-24 354 530
	- AUTRES					223 024	223 024
	- Conduite et Fonctionnement	-16 839 775	-8 011 307	-24 851 082	-5 944 157	3 989 214	-1 954 942
	- AC	-41 552		-41 552			
	- ACE	-1 009 526		-1 009 526	-1 613 426		-1 613 426
	- MO	-130 218		-130 218	-305 976		-305 976
	- AUTRES	-15 658 479	-8 011 307	-23 669 786	-4 024 755	3 989 214	-35 540
- Amortissement des actifs de concession	-19 716 542	36 715 357	16 998 815	-18 033 125	-7 430 552	-25 463 677	
- Dot. Amortissement Technique	-16 734 664		-16 734 664	-16 235 064	-16 927 744	-33 162 808	
- Dot. Amortissement Caducité	-785 208		-785 208		1 731 994	1 731 994	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-2 196 669		-2 196 669	6 483 982		6 483 982	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		36 715 357	36 715 357	-8 282 043	7 765 198	-516 844	
- Quote part des activités support affectées	-33 136 056	-79 993	-33 216 050	-28 893 966		-28 893 966	
- Fonctions supports	-23 413 867		-23 413 867	-20 732 300		-20 732 300	
- Frais de siège	-9 722 189	-79 993	-9 802 182	-8 161 666		-8 161 666	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE: Rémunération des autres charges de production	11 123 249		11 123 249	10 927 602		10 927 602
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2015	5 202 642		5 202 642	5 103 971		5 103 971
	- Forfait FP2 2016	2,138		2,138	2,141		2,141
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-17 665 426	-749 437	-18 414 862	-8 609 293		-8 609 293
	par UO : kWh produits sortie de centrale				-1,687		-1,687
	- Maintenance	-14 878 590		-14 878 590	-7 596 313		-7 596 313
	- AC	-9 033 750		-9 033 750	-5 243 941		-5 243 941
	- ACE	-3 918 320		-3 918 320	-1 091 872		-1 091 872
	- MO	-1 926 520		-1 926 520	-1 260 499		-1 260 499
	- Quote part des activités support affectées	-2 786 836	-749 437	-3 536 272	-996 839		-996 839
- Fonctions supports	-1 129 342		-1 129 342	-793 034		-793 034	
- Frais de siège	-1 657 493	-749 437	-2 406 930	-203 805		-203 805	
Matières consommées	REVENU AUTORISE: Matières consommées	96 407 332		96 407 332	84 092 310		84 092 310
	Par kWh produits sortie de centrale	18,53		18,53	16,48		16,48
	- Consommations	-96 407 332		-96 407 332	-84 092 310		-84 092 310
	- Fioul	2 236 705		2 236 705			
	- Gasoil	-97 119 883		-97 119 883	-82 851 128		-82 851 128
- Huile	-1 524 154		-1 524 154	-1 241 182		-1 241 182	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Quote part des activités support affectées				-2 256		-2 256
	- Fonctions supports				-2 256		-2 256
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES				137 236 626		137 236 626
	- Coûts sur revente energie				-119 539 188	-2 264 528	-121 803 716
	MARGE AVANT IS				17 697 439	-2 264 528	15 432 910
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	44 670 095		44 670 095	58 038 175		58 038 175
	- Coûts directs	-44 527 549		-44 527 549	-57 882 910		-57 882 910
	- AC	-41 957 013		-41 957 013	-31 310 895		-31 310 895
	- ACE	-2 180 300		-2 180 300	-26 196 147		-26 196 147
- MO	-390 236		-390 236	-375 868		-375 868	
- Quote part des activités support affectées	-320 043		-320 043	-155 265		-155 265	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	260 514 219		260 514 219	396 627 247		396 627 247
	MARGE AVANT IS	-2 024 412	27 874 620	25 850 208	44 607 182	-5 482 842	39 124 340
	- IS.	1 180 338	-16 252 364	-15 072 026	-23 689 179	2 911 729	-20 777 450
	MARGE NETTE	-844 074	11 622 255	10 778 182	20 918 003	-2 571 113	18 346 890
	En % des produits	0%		4%	5%		5%
	En % des imms brutes				4%		3%

Taputapuata - Faaroa 2015		
Récurrent	Non récurrent	Total

Taputapuata - Faaroa 2016		
Récurrent	Non récurrent	Total

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	82 046 801		82 046 801
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) 2015	132		132
- Forfait FD2 2016	622 321		622 321	
Baisse du revenu autorisé (avt 17)				
COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-64 270 268	36 000 862	-28 269 406	
par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-487 487		-214 422	
- Maintenance	-26 010 833		-26 010 833	
- AC	-360 755		-360 755	
- ACE	-6 309 943		-6 309 943	
- MO	-19 340 135		-19 340 135	
- AUTRES			27 500	
- Conduite et Fonctionnement	-6 339 254	-4 364 769	-10 704 023	
- ACE	-348 390		-348 390	
- MO	-18 082		-18 082	
- AUTRES	-5 972 782	-4 364 769	-10 337 551	
- Amortissement des actifs de concession	-18 409 790	38 030 323	19 620 533	
- Dot. Amortissement Technique	-4 392 859		-4 392 859	
- Dot. Amortissement Caducité	-7 552 489		-7 552 489	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-6 406 208		-6 406 208	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles	-58 234	38 030 323	37 972 089	
- Quote part des activités support affectées	-13 510 391	2 335 308	-11 175 083	
- Fonctions supports	-7 480 107		-7 480 107	
- Frais de siège	-6 030 284	2 335 308	-3 694 976	

82 351 315		82 351 315
132		132
624 110		624 110
-73 094 896	29 179 594	-43 915 302
-553 959		-332 818
-27 832 619		-27 832 619
-848 131		-848 131
-6 865 918		-6 865 918
-20 146 070		-20 146 070
27 500		27 500
-1 053 854	-4 392	-1 058 246
-380 874		-380 874
	-4 392	-677 372
-672 980		-672 980
-12 254 052	29 183 986	16 929 934
-3 881 235		-3 881 235
-7 552 490		-7 552 490
-483 718		-483 718
-336 609	29 183 986	28 847 377
-31 954 371		-31 954 371
-20 254 192		-20 254 192
-11 700 179		-11 700 179

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	2 855 326		2 855 326
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	5 794 486		5 794 486
- Coûts directs	-4 312 780		-4 312 780	
- AC	-1 600 514		-1 600 514	
- ACE	-796 625		-796 625	
- MO	-1 990 660		-1 990 660	
- AUTRES	75 019		75 019	
- Quote part des activités support affectées	-2 920 107		-2 920 107	
- Fonctions supports	-2 287 977		-2 287 977	
- Frais de siège	-632 130		-632 130	
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	21 194 722		21 194 722	
- Coûts directs	-19 678 451		-19 678 451	
- AC	-14 154 911		-14 154 911	
- ACE	-3 102 786		-3 102 786	
- MO	-2 345 735		-2 345 735	
- AUTRES	-75 019		-75 019	
- Quote part des activités support affectées	-2 718 537		-2 718 537	

2 827 590		2 827 590
7 555 946		7 555 946
-4 989 571	11 401	-4 978 170
-809 059		-809 059
-1 771 283		-1 771 283
-1 902 691		-1 902 691
-506 538	11 401	-495 137
-3 239 887		-3 239 887
-1 806 178		-1 806 178
-1 433 709		-1 433 709
14 690 027		14 690 027
-12 660 108		-12 660 108
-4 085 137		-4 085 137
-4 299 888		-4 299 888
-3 697 519		-3 697 519
-577 564		-577 564
-3 003 602		-3 003 602

SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION

TOTAL DES PRODUITS	111 891 335		111 891 335
MARGE AVANT IS	17 991 191	36 000 862	53 992 053
- I.S.	-10 489 808	-20 990 390	-31 480 198
MARGE NETTE	7 501 384	15 010 472	22 511 856
En % des produits	7%		20%
En % des immos brutes			

107 424 878		107 424 878
10 436 814	29 190 995	39 627 809
-5 542 595	-15 502 228	-21 044 823
4 894 219	13 688 767	18 582 986
5%		17%
1%		3%

		Taputapuatea - Faaroa 2015			Taputapuatea - Faaroa 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	217 589 828		217 589 828	202 497 982		202 497 982
	- Achat d'électricité d'origine thermique	215 844 124		215 844 124	201 352 446		201 352 446
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique	854 397		854 397	631 088		631 088
	- Achat d'électricité d'origine solaire	891 308		891 308	514 448		514 448
	COUTS D'ACHAT	-217 589 828		-217 589 828	-202 497 982		-202 497 982
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-215 844 124		-215 844 124	-201 352 446		-201 352 446
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique	-854 397		-854 397	-631 088		-631 088
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-891 308		-891 308	-514 448		-514 448
	GESTION ADMINISTRATIVE				-105 353		-105 353
	- Produits de la Redevance solaire						
- Coûts de Fonctionnement							
- Quote part des activités support affectées				-105 353		-105 353	
- Fonctions supports				-96 204		-96 204	
- Frais de siège				-9 149		-9 149	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	107 820		107 820			
	- Coûts directs	-41 606		-41 606			
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-41 606		-41 606			
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-420 723		-420 723				
- Fonctions supports	-407 511		-407 511				
- Frais de siège	-13 212		-13 212				
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	30 235 504		30 235 504	30 665 272		30 665 272
	- UO UC : Nombre d'abonnés 2015	1 586		1 586	1 604		1 604
	- Forfait FC 2016	19 064		19 064	19 118		19 118
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	997 261		997 261	926 610		926 610
	- Frais de relance	627 120		627 120	552 072		552 072
	- Frais de perception de taxe	370 141		370 141	374 538		374 538
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-21 911 069	-929 553	-22 840 623	-27 007 634	57 108	-26 950 526
	par UO : Nombre d'abonnés	-13 815		-14 401	-16 838		-16 802
	- Affranchissements	-2 174 168		-2 174 168	-2 215 986		-2 215 986
	- Fonctionnement	-18 182 806		-18 182 806	-15 027 943	57 108	-14 970 835
	- AC	-535 057		-535 057	-632 238		-632 238
	- ACE	-4 925 805		-4 925 805	-2 341 583		-2 341 583
	- MO	-11 698 036		-11 698 036	-11 046 311		-11 046 311
- AUTRES	-1 023 908		-1 023 908	-1 007 811	57 108	-950 703	
- Quote part des activités support affectées	-1 554 095	-929 553	-2 483 649	-9 763 705		-9 763 705	
- Fonctions supports	501 754		501 754	-7 884 780		-7 884 780	
- Frais de siège	-2 055 849	-929 553	-2 985 403	-1 878 925		-1 878 925	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	325 663		325 663	102 000		102 000
	- Autres						
	- Frais de coupure	325 663		325 663	102 000		102 000
	- Coûts directs	-2 959 497		-2 959 497	-286 105		-286 105
	- AC	-65 514		-65 514	-11 433		-11 433
	- ACE				-87 000		-87 000
	- MO	-2 893 983		-2 893 983	-187 672		-187 672
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-4 301 255		-4 301 255	-2 571 315		-2 571 315
	- Fonctions supports	-3 382 277		-3 382 277	-2 571 315		-2 571 315
- Frais de siège	-918 978		-918 978				
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	249 256 076		249 256 076	234 191 864		234 191 864	
MARGE AVANT IS	2 032 098	-929 553	1 102 545	1 723 475	57 108	1 780 583	
- I.S.	-1 184 820	541 978	-642 841	-915 272	-30 328	-945 600	
- IS report déficitaire 2016							
MARGE NETTE	847 278	-387 575	459 703	808 203	26 780	834 983	
En % des produits	0%		0%	0%		0%	

Taputapuata - Faaroa 2015		
Récurrent	Non récurrent	Total

Taputapuata - Faaroa 2016		
Récurrent	Non récurrent	Total

PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS			
REVENU AUTORISE Rendement de production			

58 355		58 355
--------	--	--------

RESULTAT FINANCIER			
REVENU AUTORISE	-939 383		-939 383
- Intérêts sur emprunts bancaires			
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	508 758		508 758
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	430 625		430 625
MARGE AVANT IS			

-248 774		-248 774
120 944		120 944
127 829		127 829
-1		-1

TOTAL CONCESSION			
TOTAL DES PRODUITS	404 878 123		404 878 123
TOTAL DES CHARGES	-386 879 245		-323 933 317
MARGE AVANT IS	17 998 878	62 945 928	80 944 806
- I.S.	-10 494 289	-36 700 776	-47 195 065
MARGE NETTE	7 504 589	26 245 152	33 749 741
En % des produits	1,9%		8,3%
En % des immos brutes			

536 701 124		536 701 124
-479 875 299	23 765 261	-456 110 038
56 825 825	23 765 261	80 591 086
-30 178 035	-12 620 827	-42 798 862
26 647 789	11 144 434	37 792 223
5,0%		7,0%
2,1%		3,0%

3.1) – Commentaires sur les états financiers

Des éléments non récurrents sur 2016 ont été constatés :

- **Production**
- 17 MF d'impact négatif suite à la mise en place de l'approche par composant sur les groupes avec revue du plan de renouvellement de ces composants
- 4 MF d'impact positif du fait de la reprise d'indemnité de fin de concession
- 8 MF d'impact positif lié à la régularisation d'à nouveau

- **Distribution**
- -29 MF de reprise de provision pour renouvellement : en 2016, suite à la revue des plans de renouvellement de distribution des fins de concession 2020, il a été décidé de reprendre la PR "one shot en non récurrent" si le besoin de PR est déjà couvert. Antérieurement le plan de renouvellement était calé sur la durée de vie des biens. Suite à la revue des plans de renouvellement ils correspondent désormais aux besoins évalués par la technique suivant l'état des biens.

4 - Revenu autorisé et chiffre d'affaires

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.

4.1) – 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'Energie » (CE).

$$\text{Revenu Autorisé} = RE + CE$$

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 2015 sont :

	nb UO			Forfaits av					Revenu de		
	exercice N-1	nb UO exercice N	variation en % / N-1	Forfait 2015	17b	réguls	Forfait 2016	variation en % / N-1	l'exploitatio n exercice N-1	Revenu de l'exploitatio n exercice N	variation en % / N-1
Activité de production											
puissance maximale majorée	1 465	1 434	-2,1%	73 920	74 151	0	74 151	0,3%	108 292 800	106 332 534	-1,8%
nb de kWh produits	5 202 642	5 103 971	-1,9%	2,138	2,141	0,000	2,141	0,1%	11 123 249	10 927 602	-1,8%
Activité de dispatching											
nb de km de réseaux HTA											
Activité de distribution											
nb de km de réseaux (hors branchem	131,840	131,950	0,1%	622 321	624 110	0	624 110	0,3%	82 046 801	82 351 315	0,4%
Activité de fourniture											
nb de clients (abonnements)	1 586	1 604	1,1%	19 064	19 118	0	19 118	0,3%	30 235 504	30 665 272	1,4%
RE - "Forfaits"									231 698 353	230 276 722	-0,6%
Résultat financier									-939 383	-248 774	-73,5%
Partage des gains de rendement										58 355	
RE (Revenu de l'exploitation)									230 758 970	230 086 304	-0,3%

4.1.2) – Coûts d’Energie (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		
		l/kwh	Prix	Coût
carburant : GO	C	1 423 135	58,22	82 851 128
carburant : Fuel	C			
urée	U			
huiles	H	4 181	296,88	1 241 182
énergie achetée Hydr	E	51 980	12,14	631 088
nergie achetée Solair	E	21 448	23,99	514 448
prod ENR EDT				
transport	T			
CE Total				85 237 846

Coût unitaire des combustibles

	Prix publié Gazole l/les	Arrêté CM
Acpt du 12/2014	79,137	Arrêté 1747 CM du 26/11/2014
Acpt du 04/2015	71,238	Arrêté 278 CM du 13 mars 2015 Arrêté 344 CM du 25 mars 2015
Acpt du 08/2015	71,238	Arrêté 972 CM du 23 juillet 2015 Arrêté 344 CM du 25 mars 2015
Acpt du 03/2016	47,506	Arrêté 190 CM du 25 février 2016 Arrêté 188 CM du 25 février 2016
Acpt du 04/2016	50,477	Arrêté 309 CM du 23 mars 2016
Acpt du 05/2016	54,684	Arrêté 457 CM du 21 avril 2016 Arrêté 455 CM du 21 avril 2016
Acpt du 06/2016	55,334	Arrêté 650 CM du 25 mai 2016
Acpt du 07/2016	60,173	Arrêté 814 CM du 22 juin 2016 Arrêté 812 CM du 22 juin 2016
Acpt du 08/2016	61,897	Arrêté 972 CM du 20 juillet 2016
Acpt du 09/2016	60,445	Arrêté 1213 CM du 24 août 2016 Arrêté 1212 CM du 24 août 2016
Acpt du 10/2016	59,583	Arrêté 1405 CM du 22 septembre 2016 Arrêté 1403 CM du 22 septembre 2016
Acpt du 12/2016	64,553	Arrêté 1913 CM du 23 novembre 2016 Arrêté 1911 CM du 23 novembre 2016

4.2) – Revenu autorisé et chiffre d'affaires

- 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^{er} 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.

Rappel des exercices précédents		Taputapuatea			
		2 016	2 015	2 014	2 013
CA ENERGIE		154 751 268	163 854 911	170 157 624	170 656 312
Péréquation		160 572 881	165 077 839	168 523 645	286 625 542
Revenu autorisé		315 324 149	328 932 750	0	0
MARGE NETTE		37 792 223	33 749 741	3 361 836	6 041 938

4 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

1. Variation du patrimoine immobilier
2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
3. Suivi du programme contractuel d'investissements
4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année
5. Dépenses d'Améliorant réalisées dans l'année
6. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
7. Plan de Renouvellement

1 - Variation du patrimoine immobilier

	2015	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2016
Production	590 904 204	-23 188 694	12 827 461	-10 368 668	570 174 303 (1)
Distribution	694 886 870	0	24 102 228	-15 134 613	703 854 485 (2)
Total	1 285 791 074	-23 188 694	36 929 689	-25 503 281	1 274 028 788

* Transfert de 2 Groupes à Rurutu

(1) dont 10 MF Moteur Groupe et 2 MF Alternateur Groupe

(2) dont 18 MF Reseaux et 6 MF Comptages

Le total des acquisitions sur l'exercice 2016 s'élèvent à 36,929 MF dont :

- 12,8 MF pour la production :
 - 0,5 MF pour l'énergie,
 - 12,3 MF pour le groupe.
- 24,1 MF pour la distribution :
 - 6,5 MF pour le branchement et comptage,
 - 17,6 MF pour le réseau aérien.

Le total des cessions sur l'exercice 2016 s'élèvent à – 25,5 MF dont :

- 10,3 MF sur la production pour le groupe.
- 15 MF pour la distribution :
 - 2 MF pour le branchement et comptage,
 - 13MF en réseau aérien.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 49,1 MF contre 9,2 MF fin 2015 soit une hausse de 39,9 MF.

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

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
AMENAGEMENT TERRAIN TAPU	01/04/2003	0	0	01/04/2003	18 728 800	-	-	-	-	-	-	-	-
AMNGT ESPACE VERT TAPU	01/01/2004	0	0	01/01/2004	2 735 000	-	-	-	-	-	-	-	-
AGENCEMENT TERRAIN	01/01/2010	0	0	01/01/2010	230 954	-	-	-	-	-	-	-	-
F&P ENROCHEMENT FAAROA	30/03/2013	0	0	30/03/2013	4 302 619	-	-	-	-	-	-	-	-
ENROCHEMENT CENT FAAROA	01/01/2014	0	0	01/01/2014	664 388	-	-	-	-	-	-	-	-
CONST ATELIER MAINT TAPU	01/01/2004	420	35	01/01/2039	29 563 263	-	10 980 644	-	-	-	-	-	844 665
GENIE CIVIL CENTRALE TAPU	01/01/2004	420	35	01/01/2039	89 597 653	-	33 279 129	-	-	-	-	-	2 559 933
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	389	32,41	09/01/2039	3 047 447	-	977 171	-	-	-	-	-	94 009
AGENCEMENT CENT FAAROA	01/01/2010	348	29	01/01/2039	1 073 020	258 935	72	-	-	37 078	-	-	(77)
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	343	28,58	01/01/2039	165 000	38 006	(1)	-	-	5 784	-	-	(11)
AGENCT BAT FAAROA	01/09/2011	328	27,33	01/01/2039	1 976 270	385 594	21	-	-	72 447	-	-	(144)
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/07/2010	81	6,75	01/04/2017	19 530 597	17 743 007	-	-	2 145 337	888 179	(4 425 796)	-	5 784 726
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/12/2015	49	4,08	01/01/2020	20 225 311	9 948 529	-	610 186	-	4 587 210	610 186	-	(1 161 616)
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	20/08/2009	113	9,41	20/01/2019	10 215 436	9 495 730	-	1 639 995	-	2 724 129	(442 913)	-	-
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	07/07/2010	102	8,5	07/01/2019	10 368 668	9 001 792	-	1 486 763	-	2 407 267	(436 050)	-	-
PERKINS MOTEUR P750 TAPU	01/06/2016	60	5	01/06/2021	9 883 559	9 883 559	-	1 056 323	-	96 759	-	-	1 056 323
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	23/05/2012	80	6,66	23/01/2019	10 682 061	7 362 777	-	-	-	2 859 290	(1 390 106)	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/01/2010	90	7,5	01/07/2017	19 530 597	17 005 801	-	-	2 145 337	2 857 029	(3 793 710)	-	9 008 426
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	139	11,58	01/02/2022	6 247 192	2 453 174	1 405 028	-	-	602 831	-	-	(45 241)
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	114	9,5	01/01/2020	6 247 192	3 072 900	-	250 732	-	1 222 558	250 732	-	(164 461)
ALTERNAT FG WILSON P675 TAP	20/08/2009	113	9,41	20/01/2019	2 953 971	2 745 855	-	155 345	-	2 745 855	155 345	-	(3 372 581)
ALTERNAT FG WILSON P675 TAP	07/07/2010	102	8,5	07/01/2019	2 998 281	2 603 025	-	142 516	-	2 603 025	142 516	-	(2 984 966)
ALTERNAT FG WILSON P675 TAP	18/04/2016	120	10	18/04/2026	2 417 732	13 611	156 302	-	-	13 611	-	-	156 302
ALTERNAT FG WILSON P675 TAP	02/02/2010	140	11,66	02/10/2021	2 998 281	142 112	2 530 494	-	-	142 111	-	-	(619 700)
ALTERNAT FG WILSON P675 TAP	23/05/2012	101	8,41	23/10/2020	3 088 904	135 249	1 824 437	-	-	135 248	-	-	(343 329)
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/01/2010	140	11,66	01/09/2021	6 247 192	3 747 091	504 857	-	-	865 593	-	-	(212 173)
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	31/07/2010	123	10,25	31/10/2020	27 793 072	12 182 197	5 569 419	-	-	3 950 226	-	-	(882 672)
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/07/2010	123	10,25	01/10/2020	29 222 593	12 972 646	620 015	-	-	4 317 269	-	-	(149 287)
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPU	20/08/2009	113	9,41	20/01/2019	6 675 554	6 205 242	-	-	-	6 205 242	-	-	(7 621 553)
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPU	07/07/2010	102	8,5	07/01/2019	5 974 100	5 186 549	-	17 989	-	5 186 549	17 989	-	(5 947 570)
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPU	02/02/2010	128	10,66	02/10/2020	6 970 318	361 347	5 885 370	-	-	361 347	-	-	(1 438 116)
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPU	23/05/2012	101	8,41	23/10/2020	4 559 321	199 632	2 692 928	-	-	199 632	-	-	(506 766)
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/01/2010	129	10,75	01/10/2020	32 746 387	21 319 349	1 400 916	-	-	6 215 182	-	-	(2 357 602)
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	269	22,41	09/01/2029	232 503	-	106 955	-	-	-	-	-	10 443
COMB. F&P GRPE QST30 RAI	01/01/2010	300	25	01/01/2035	3 759 606	1 052 410	278	-	-	150 697	-	-	(313)
COMB. F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	300	25	01/07/2035	4 495 355	818 479	350 312	-	-	126 132	-	-	53 682
THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	1 379 250	330 954	66	-	-	55 285	-	-	(115)
FIL COMB F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	300	25	30/04/2036	2 328 589	243 038	285 035	-	-	42 930	-	-	50 213
FIL COMB REFORTE FAAROA	01/08/2011	300	25	01/08/2036	5 160 438	1 118 321	(226)	-	-	206 824	-	-	(407)
EAU F&P GRPE QST30 RAI	01/01/2010	300	25	01/01/2035	319 764	89 510	25	-	-	12 817	-	-	(26)
EAU-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	300	25	01/07/2035	3 945 679	718 398	307 478	-	-	110 709	-	-	47 118
FIL EAU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	300	25	30/04/2036	2 043 857	213 320	250 180	-	-	37 681	-	-	44 073
SECTIONNEMENT TGBT FAAROA	01/06/2005	283	23,58	01/01/2029	10 469 575	-	5 105 162	-	-	-	-	-	447 034
ENERGIE F&P GPE QST30 RAI	01/01/2010	300	25	01/01/2035	6 532 940	1 828 737	488	-	-	261 861	-	-	(543)
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	300	25	01/06/2035	11 689 175	3 078 794	(645)	-	-	468 540	-	-	(973)

1.

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
ENERGIE-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	300	25	01/07/2035	6 570 770	1 196 354	512 047	-	-	184 364	-	-	78 467
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	300	25	01/01/2036	7 704 553	1 848 721	371	-	-	308 823	-	-	(641)
FIL ENER F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	300	25	30/04/2036	3 567 849	372 382	436 727	-	-	65 778	-	-	76 936
COFFRETS COMPTAGES FAAROA	01/08/2013	300	25	01/08/2038	1 829 590	250 063	(18)	-	-	73 336	-	-	(152)
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	287	23,91	01/01/2039	160 954	12 880	19	-	-	6 744	-	-	(14)
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU	01/01/2016	276	23	01/01/2039	526 170	22 861	16	-	-	22 861	-	-	16
LUB F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	300	25	01/01/2035	149 376	41 814	11	-	-	5 987	-	-	(12)
REHAUSSE CHEMINEES CENT	16/12/2008	240	20	16/12/2028	6 147 604	-	2 471 848	-	-	-	-	-	307 380
ENVT F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	300	25	01/01/2035	2 135 850	597 879	159	-	-	85 612	-	-	(178)
CORPS FILTRANT FAAROA	01/05/2010	300	25	01/05/2035	738 971	197 145	(85)	-	-	29 620	-	-	(61)
ENV.F&P QST30 FAAROA-RAI	01/07/2010	300	25	01/07/2035	3 945 678	718 398	307 478	-	-	110 709	-	-	47 118
FIL ENVT F&T QST30 FAAROA	30/04/2011	300	25	30/04/2036	2 043 857	213 320	250 180	-	-	37 681	-	-	44 073
FIL ENVT REFONTE FAAROA	01/08/2011	300	25	01/08/2036	2 532 032	548 718	(112)	-	-	101 481	-	-	(200)
FILIERE ENVT STOCKAGE	01/09/2011	300	25	01/09/2036	3 558 180	759 016	61	-	-	142 608	-	-	(281)
PROTECTION INCENDIE TAPU	01/01/2004	156	13	01/01/2017	8 745 922	8 745 922	-	1 404 906	-	-	108 569	-	-
PROTECTION INCENDIE TAPU	01/01/2004	300	25	01/01/2029	1 727 141	-	898 115	-	-	-	-	-	69 086
INSONORISAT.FAAROA TAPU	01/01/2004	300	25	01/01/2029	15 374 940	-	7 994 970	-	-	-	-	-	614 998
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	269	22,41	09/01/2029	494 402	-	227 431	-	-	-	-	-	22 206
EXTINCT AUTO PROTECTION	01/05/2008	248	20,66	01/01/2029	5 235 048	-	2 195 345	-	-	-	-	-	253 309
MIS.OEUVR.NEW SSI EXTINC°	30/07/2009	300	25	30/07/2034	13 955 320	-	4 141 630	-	-	-	-	-	558 213
SECU F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	300	25	01/01/2035	84 651	23 696	6	-	-	3 393	-	-	(7)
MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	01/02/2010	300	25	01/02/2035	338 687	93 657	46	-	-	13 576	-	-	(29)
SECU F&P QST30 GPE FAAROA	01/07/2010	300	25	01/07/2035	543 677	98 988	42 368	-	-	15 255	-	-	6 492
FIL SECU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	300	25	30/04/2036	281 624	29 394	34 472	-	-	5 192	-	-	6 073
FIL SECU REFONTE FAAROA	01/08/2011	300	25	01/08/2036	1 318 993	285 840	(57)	-	-	52 864	-	-	(104)
INST EVENTS CENT FAAROA	01/04/2012	300	25	01/04/2037	194 457	36 949	(3)	-	-	7 794	-	-	(16)
INSTALLATION CAMERA IP	01/09/2015	280	23,33	01/01/2039	2 740 969	156 618	9	-	-	117 704	-	-	(234)
REALISATION ZONE STOCKAGE	01/07/2005	282	23,5	01/01/2029	24 693 351	-	11 993 913	-	-	-	-	-	1 058 287
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	300	25	01/06/2035	816 223	214 984	(45)	-	-	32 717	-	-	(68)
CESSION CENTRALE TAPUTAPUATEA					-	617 482	(617 482)	-	-	3 178 914	(1 843 121)	-	(621 900)
TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA					570 174 303	171 251 949	106 177 655	9 999 106	340 167 923	57 377 942	(11 046 359)	(2 950 691)	(5 134 540)
AUT.COMP.DP MARTIN AVERA	01/05/2010	300	25	01/05/2035	62 290	-	16 612	-	-	-	-	-	2 491
TRANSFO DP MARTIN AVERA	01/05/2010	300	25	01/05/2035	571 820	-	152 487	-	-	-	-	-	22 873
TRANSFO SOCLE TAPUTAPUATE	01/07/2014	300	25	01/07/2039	2 115 345	-	211 535	-	-	-	-	-	84 614
TRANSFO TAPU 89	01/01/1989	300	25	01/01/2014	3 380 087	3 380 087	-	-	-	-	-	-	-
TRANSFO TAPU 91	01/01/1991	300	25	01/01/2016	84 176	84 176	-	-	-	-	-	-	-
TRANSFO TAPU 94	01/01/1994	300	25	01/01/2019	1 792 319	1 648 934	-	-	-	71 693	-	-	-
TRANSFO TAPU 95	01/01/1995	300	25	01/01/2020	1 207 665	1 062 745	-	-	-	48 306	-	-	-
TRANSFO TAPU 96	01/01/1996	300	25	01/01/2021	1 312 775	-	1 102 731	-	-	-	-	-	52 511
TRANSFO TAPU 97	01/01/1997	300	25	01/01/2022	1 595 378	-	1 276 301	-	-	-	-	-	63 815
TRANSFO TAPU 98	01/01/1998	300	25	01/01/2023	2 344 198	-	1 800 229	-	-	-	-	-	90 661
TRANSFO TAPU 2001	01/01/2001	300	25	01/01/2026	514 185	-	329 077	-	-	-	-	-	20 567
TRANSFOS CP TAPU 2005	01/07/2005	300	25	01/07/2030	465 526	-	214 142	-	-	-	-	-	18 621
TRANSFO POSTE CP DP TAPU	01/07/2006	300	25	01/07/2031	556 262	-	233 630	-	-	-	-	-	22 251

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
POSTE DP61 FAAROA TAPU	15/06/2007	300	25	15/06/2032	977 838	-	373 317			-			39 113
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	08/07/2008	300	25	08/07/2033	1 501 944	-	509 495			-			60 078
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	08/07/2008	300	25	08/07/2033	1 432 199	-	485 834			-			57 288
TRANSFO VALLEE FAAREPA	31/05/2010	300	25	31/05/2035	2 204 604	464 727	123 166			70 694			17 490
RENFORC POSTE P1061 TAPU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	827 747	99 310	99 350			16 589			16 521
TRANSFO P1061 HAMOA TAPU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	554 069	66 475	66 503			11 104			11 059
CREATION POSTE AVERA TAPU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	1 567 005	188 003	188 077			31 405			31 275
CREAT TRANSFO AVERA TAPU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	556 866	66 811	66 839			11 160			11 115
RENFORC POSTE P1052 TAPU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	1 292 651	155 087	155 149			25 907			25 799
TRANSFO P1052 AVERA TAPU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	547 578	65 696	65 722			10 974			10 929
TRANSFO Q7051 PORLIER TAP	01/01/2012	300	25	01/01/2037	1 847 672	-	369 535			-			73 907
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	300	25	22/08/2037	1 322 632	230 602	(24)			53 015			(110)
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	300	25	22/08/2037	1 322 632	230 602	(24)			53 015			(110)
CREAT DP P1084 AVERA TAPU	26/06/2013	300	25	26/06/2038	1 723 638	242 378	(111)			69 089			(144)
TRANSFO P1084 AVERA TAPUT	26/06/2013	300	25	26/06/2038	427 513	60 117	(27)			17 136			(35)
POSTE TAPU 1990	01/01/1990	300	25	01/01/2015	3 388 241	-	3 388 241			-			-
POSTE TAPU 94	01/01/1994	300	25	01/01/2019	305 152	280 739	-			12 206			-
POSTE TAPU 95	01/01/1995	300	25	01/01/2020	142 101	125 048	-			5 684			-
POSTE TAPU 97	01/01/1997	300	25	01/01/2022	267 892	-	214 314			-			10 715
POSTE TAPU 98	01/01/1998	300	25	01/01/2023	3 952	-	3 002			-			158
POSTE TAPU 2001	01/01/2001	300	25	01/01/2026	3 571 643	-	2 285 853			-			142 865
POSTE TAPU 2002	01/01/2002	300	25	01/01/2027	1 280 411	-	768 246			-			51 217
POSTE TAPU 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	2 238 312	-	1 253 454			-			89 532
MINI SUPERVISION RAIATEA	31/03/2005	300	25	31/03/2030	3 951 572	-	1 870 412			-			158 063
SUPERVISION TAPUTAPUATEA	01/07/2006	300	25	01/07/2031	1 090 380	-	457 958			-			43 615
POSTE DP TAPU 2008	01/07/2008	300	25	01/07/2033	757 860	-	257 671			-			30 315
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	300	25	22/08/2037	1 818 465	317 051	(30)			72 890			(151)
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	300	25	22/08/2037	1 818 465	317 051	(30)			72 890			(151)
POSE IAT POSTE DP TAPUTAP	01/01/2005	180	15	01/01/2020	734 444	587 556	-			48 963			-
POSE IAT BOUCLAGE HOTOPU	08/07/2008	180	15	08/07/2023	223 230	-	126 208			-			14 882
REMPLE DDR P108B/NULEC	01/01/2012	180	15	01/01/2027	3 382 600	-	1 127 535			-			225 507
RES.AERIEN TAPU 95	01/01/1995	300	25	01/01/2020	44 437 954	39 105 399	-			1 777 518			-
RES.AERIEN TAPU 96	01/01/1996	300	25	01/01/2021	1 309 797	-	1 100 231			-			52 392
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1996	01/01/1996	300	25	01/01/2021	1 895 489	-	1 592 211			-			75 820
RES.AERIEN TAPU 97	01/01/1997	300	25	01/01/2022	12 124 409	-	9 699 526			-			484 976
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1997	01/01/1997	300	25	01/01/2022	252 359	-	201 886			-			10 094
RES.AERIEN TAPU 98	01/01/1998	300	25	01/01/2023	9 413 277	-	7 172 194			-			373 514
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1998	01/01/1998	300	25	01/01/2023	1 432 559	-	1 088 744			-			57 303
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	300	25	01/01/2024	918 118	-	661 047			-			36 725
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	300	25	01/01/2024	481 997	-	353 761			-			18 320
RES.AERIEN TAPU 2000	01/01/2000	300	25	01/01/2025	4 889 308	-	3 324 728			-			195 573
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000	300	25	01/01/2025	6 689 383	-	4 561 676			-			265 963
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000	300	25	01/01/2025	22 401 500	-	15 505 088			-			862 051
RES.AERIEN TAPU 2001	01/01/2001	300	25	01/01/2026	1 255 237	-	803 351			-			50 209
RES.AERIEN TAPU 2002	01/01/2002	300	25	01/01/2027	2 123 744	-	1 274 249			-			84 950
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002	300	25	01/01/2027	2 296 317	-	1 377 792			-			91 853
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002	300	25	01/01/2027	6 007 883	-	3 646 368			-			236 152
RES.AERIEN TAPU 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	7 398 356	-	4 143 076			-			295 934
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	1 445 664	-	809 572			-			57 826
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	1 232 726	-	694 831			-			48 899
RESEAU BTA CENTRALE TAPU	01/01/2004	300	25	01/01/2029	6 135 200	-	3 190 304			-			245 408

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
RESEAU BTA TAMAITIAHIO	30/06/2004	300	25	30/06/2029	1 593 525	-	796 940			-	-	-	63 741
RESEAU BTA TERIITEMOEHA	30/06/2004	300	25	30/06/2029	251 564	-	125 811			-	-	-	10 063
RESEAU CP41906 2004 TAPU	01/07/2004	300	25	01/07/2029	739 668	-	369 837			-	-	-	29 587
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004	300	25	01/07/2029	4 518 536	-	2 259 267			-	-	-	180 741
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004	300	25	01/07/2029	622 352	-	311 175			-	-	-	24 894
RESEAU BTA FAAROA TETUIRA	10/09/2004	300	25	10/09/2029	84 423	-	41 565			-	-	-	3 377
RESEAU BTA FAAROA TRIIPAI	10/09/2004	300	25	10/09/2029	100 211	-	49 336			-	-	-	4 008
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005	300	25	01/06/2030	1 780 434	-	824 933			-	-	-	71 218
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005	300	25	01/06/2030	67 231	-	31 148			-	-	-	2 689
RESEAU CP 51906 2005TAPU	01/06/2005	300	25	01/06/2030	245 571	-	113 783			-	-	-	9 823
RESEAUX HTA/BTA COM TAPU	02/07/2005	300	25	02/07/2030	3 988 920	-	1 834 462			-	-	-	159 557
EXT BTA ATENI PASCAL RAI	17/01/2006	300	25	17/01/2031	154 224	-	67 585			-	-	-	6 169
RESEAU BTA TAPUTAPUATEA	31/03/2006	300	25	31/03/2031	60 320	-	26 141			-	-	-	2 413
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	300	25	01/07/2031	346 031	-	145 331			-	-	-	13 841
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	300	25	01/07/2031	4 737 669	-	1 989 823			-	-	-	189 507
RESEAU 15% EXT TAPU 06	01/07/2006	300	25	01/07/2031	548 803	-	230 496			-	-	-	21 952
EP COMMUNE TAPUTAPUATEA	01/01/2007	300	25	01/01/2032	1 716 791	-	686 718			-	-	-	68 671
EXT RES QT BONNO TAPUTAPU	08/01/2007	300	25	08/01/2032	961 157	-	383 713			-	-	-	38 446
RESEAUX QTIER MAIRAU FAAR	15/06/2007	300	25	15/06/2032	1 043 186	-	398 264			-	-	-	41 727
RESEAUX FAAROA TAPU	15/06/2007	300	25	15/06/2032	1 819 418	-	694 616			-	-	-	72 777
RESEAUX CP TAPUTAPU 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	10 537 974	-	4 004 430			-	-	-	421 519
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	1 199 390	-	455 770			-	-	-	47 976
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	3 551 761	-	1 349 668			-	-	-	142 070
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	442 602	-	168 188			-	-	-	17 704
RESEAUX QTIER MOU KAM TSE	21/09/2007	300	25	21/09/2032	217 976	-	80 893			-	-	-	8 719
EXT BTA TERII TAUTAPUATEA	21/09/2007	300	25	21/09/2032	105 092	-	39 004			-	-	-	4 204
DPLCT RES STAT* POMPAGE	04/10/2007	300	25	04/10/2032	444 393	-	164 280			-	-	-	17 776
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	300	25	01/01/2033	36 480	-	13 131			-	-	-	1 459
6 DOSSIERS PRIS EN CHARGE	29/02/2008	300	25	29/02/2033	1 057 407	-	373 850			-	-	-	42 296
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2008	01/07/2008	300	25	01/07/2033	38 506 627	-	13 092 253			-	-	-	1 540 265
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	300	25	01/07/2033	1 781 581	-	605 736			-	-	-	71 263
EXT.EP ARATOA/FAAROA/OPOA	01/01/2009	300	25	01/01/2034	2 620 335	-	838 505			-	-	-	104 813
BRCHMT CPTEUR EP S/POTEAU	01/01/2009	300	25	01/01/2034	452 981	-	144 952			-	-	-	18 119
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2009	01/07/2009	300	25	01/07/2034	6 389 664	-	1 916 900			-	-	-	255 586
EXT.BTA ALIM.FAAROA QTIER	02/10/2009	300	25	02/10/2034	137 923	-	39 983			-	-	-	5 517
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	300	25	01/12/2034	413 069	-	117 038			-	-	-	16 523
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	300	25	01/12/2034	3 346 532	-	948 182			-	-	-	133 861
DEPL.POST.P1021/RENF.CABL	20/12/2009	300	25	20/12/2034	3 071 767	-	863 851			-	-	-	122 871
CONF HT/BTA ZONE P2111	01/01/2010	300	25	01/01/2035	2 421 668	-	678 069			-	-	-	96 867
EXT BTA QT TEINAURI CINDY	01/01/2010	300	25	01/01/2035	121 950	34 137	9			4 888	-	-	(10)
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTE	01/01/2010	300	25	01/01/2035	143 125	40 064	11			5 737	-	-	(12)
EXT BTA QT PORUTU ELISABE	01/01/2010	300	25	01/01/2035	148 253	41 500	10			5 942	-	-	(12)
EXT HT/BTA VALLEE FAAREPA	31/05/2010	300	25	31/05/2035	2 442 666	514 910	136 470			78 328	-	-	19 379
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2010	300	25	01/07/2035	8 029 195	35 710	2 051 882			5 503	-	-	315 665
RESEAUX 2010 CONCED TAPU	01/07/2010	300	25	01/07/2035	133 230	-	34 639			-	-	-	5 329

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
RESEAUX 2010 TIERS TAPU	01/07/2010	300	25	01/07/2035	813 870	-	211 607			-			32 555
EXT BTA QT TEIHOTUA AVERA	01/07/2010	300	25	01/07/2035	239 306	62 244	(26)			9 592			(20)
RENF CABLE BTA RTE AVERA	01/01/2011	300	25	01/01/2036	833 396	-	200 016			-			33 336
RENF CABLE BTA AVERA DU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	1 050 683	-	252 162			-			42 027
RENF RESEAU BTA AVERA	01/01/2011	300	25	01/01/2036	1 468 477	-	352 434			-			58 739
DEPL RESEAU HTA AVERA ZON	21/01/2011	300	25	21/01/2036	4 102 585	-	975 502			-			164 103
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2011	300	25	01/07/2036	27 532 475	21 953	6 035 191			3 997			1 097 302
RESEAUX 2011 CONCED TAPU	01/07/2011	300	25	01/07/2036	38 930	-	8 564			-			1 557
RESEAUX 2011 TIERS TAPUTA	01/07/2011	300	25	01/07/2036	517 547	-	113 861			-			20 702
EXT FD BTA QT PUNAA, TENIA	01/01/2012	300	25	01/01/2037	661 163	132 204	29			26 499			(53)
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2012	300	25	01/07/2037	27 673 763	33 256	4 948 022			7 404			1 099 547
RESEAUX 2012 TIERS TAPU	01/07/2012	300	25	01/07/2037	1 202 133	-	216 383			-			48 085
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	300	25	01/07/2038	25 578 200	-	3 580 948			-			1 023 128
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	300	25	01/07/2038	148 131	20 749	(11)			5 938			(13)
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTA	06/08/2013	300	25	06/08/2038	436 441	59 413	(7)			17 494			(36)
EXT 14A1 QT SANQUER TAPU	01/01/2014	300	25	01/01/2039	549 263	65 868	44			22 016			(45)
EXT14A1 BT BASSIN TAPU	28/02/2014	300	25	28/02/2039	392 658	44 594	37			15 739			(33)
ART14A/CD/TM/RB/629	28/02/2014	300	25	28/02/2039	414 423	47 066	40			16 611			(34)
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2014	300	25	01/07/2039	23 156 984	-	2 315 698			-			926 279
RESEAUX 2014 CONCED TAPU	01/07/2014	300	25	01/07/2039	99 172	-	9 917			-			3 967
ART14A/CD/TM/RB/N*251/14	01/07/2014	300	25	01/07/2039	229 535	22 976	(23)			9 201			(20)
RESEAUX CP TAPUTAP 2014	01/07/2014	300	25	01/07/2039	1 017 290	101 829	(99)			40 776			(84)
ART14A/CD/TM/RB/251/14	08/07/2014	300	25	08/07/2039	389 782	38 718	(44)			15 624			(33)
ART14A/CD/TM/RB/276/14	31/08/2014	300	25	31/08/2039	217 994	20 365	708			8 738			(18)
ART14A/CD/TM/RB/251/14	10/10/2014	300	25	10/10/2039	443 984	39 531	(17)			17 796			(37)
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2015	300	25	01/07/2040	10 068 210	4 510	599 582			3 007			399 721
RESEAUX 2015 CONCED TAP	01/07/2015	300	25	01/07/2040	76 771	-	4 606			-			3 071
RESEAUX 2015 TIERS TAP	01/07/2015	300	25	01/07/2040	427 632	-	25 658			-			17 105
RESEAUX BTA TM/RB/107/14	30/01/2016	300	25	30/01/2041	973 641	35 824	(16)			35 824			(16)
RESEAUX CP TAPU 2016	01/07/2016	300	25	01/07/2041	15 551 461	12 467	298 562			12 467			298 562
RESEAUX 2016 CONCED TAPU	01/07/2016	300	25	01/07/2041	439 153	-	8 783			-			8 783
RESEAUX 2016 TIERS TAPU	01/07/2016	300	25	01/07/2041	633 395	-	12 668			-			12 668
RESEAU SOUT CENTRALE TAPU	01/01/2004	420	35	01/01/2039	3 599 319	-	1 336 894			-			102 838
EXT SOUT BTA NOUVEAU SERV	01/01/2008	420	35	01/01/2043	1 204 783	-	309 798			-			34 422
BOUCLAGE ZONE HOTOPU	08/07/2008	420	35	08/07/2043	1 594 315	-	386 306			-			45 552
BOUCLAGE ZONE HOTOPU A14	08/07/2008	420	35	08/07/2043	36 085 150	-	8 743 487			-			1 031 004
EXT.BTAS ALIM.AVERA PROPR	01/08/2009	420	35	01/08/2044	367 919	-	77 964			-			10 512
EXT HT/BTS VALLEE FAAREPA	31/05/2010	420	35	31/05/2045	9 770 662	1 471 102	389 978			223 784			55 378
FOURN TPC160&63 AVERA TAP	08/04/2011	420	35	08/04/2046	7 081 606	1 159 956	(482)			202 743			(411)
MES HTA ZONE PORLIER TAPU	01/01/2012	420	35	01/01/2047	11 621 291	442 482	1 217 703			88 690			243 347
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI	01/01/2012	420	35	01/01/2047	6 703 388	239 369	718 256			47 979			143 546
RESEAUX 2013 TIERS TAPU	01/07/2013	420	35	01/07/2048	1 184 700	-	118 471			-			33 849
ART14A1/CD/TM/RB/569/13	06/06/2014	420	35	06/06/2049	371 512	27 288	(14)			10 636			(21)
RESEAU SOUT CONCED TAPUTA	01/07/2014	420	35	01/07/2049	3 268 730	-	233 480			-			93 392
RESEAUX SOUT TIERS TAPU	01/07/2014	420	35	01/07/2049	1 081 915	-	77 280			-			30 912

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
COMPTAGE TAPU 93	01/01/1993	240	20	01/01/2013	246 135	246 135	-			-	-	-	-
COMPTAGE TAPU 1993	01/01/1993	240	20	01/01/2013	382 791	-	382 791			-	-	-	-
COMPTAGE TAPU 94	01/01/1994	240	20	01/01/2014	615 700	615 700	-			-	-	-	-
COMPTAGE TAPU 1994	01/01/1994	240	20	01/01/2014	1 458 608	-	1 458 608			-	-	-	-
COMPTAGE TAPU 95	01/01/1995	240	20	01/01/2015	817 875	817 875	-			-	-	-	-
COMPTAGE TAPU 1995	01/01/1995	240	20	01/01/2015	5 327 704	-	5 327 704			-	-	-	-
COMPTAGE TAPU 96	01/01/1996	240	20	01/01/2016	1 027 362	1 027 362	-			-	-	-	-
COMPTAGE TAPU 1996	01/01/1996	240	20	01/01/2016	2 849 132	-	2 849 132			-	-	-	-
COMPTAGE TAPU 97	01/01/1997	285	23,75	01/10/2020	834 726	-	801 776			(792 989)	-	-	801 776
COMPTAGE TAPU 1997	01/01/1997	285	23,75	01/10/2020	4 247 385	-	4 079 724			-	-	-	44 709
COMPTAGE TAPU 98	01/01/1998	273	22,75	01/10/2020	921 109	-	848 390			-	-	-	19 392
COMPTAGE TAPU 1998	01/01/1998	273	22,75	01/10/2020	6 220 370	-	5 729 288			-	-	-	130 955
COMPTAGE TAPU 99	01/01/1999	261	21,75	01/10/2020	1 753 382	-	1 545 744			-	-	-	55 370
COMPTAGE TAPU 1999	01/01/1999	261	21,75	01/10/2020	4 967 312	-	4 379 078			-	-	-	156 863
COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	249	20,75	01/10/2020	2 019 688	-	1 700 790			-	-	-	85 040
COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	249	20,75	01/10/2020	4 773 652	-	4 019 918			-	-	-	200 996
COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	240	20	01/01/2021	427 945	-	342 355			-	-	-	21 397
COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	240	20	01/01/2021	4 666 972	-	3 733 578			-	-	-	233 349
COMPTAGE TAPU 2002	01/01/2002	240	20	01/01/2022	2 067 668	-	1 550 750			-	-	-	103 383
COMPTAGE TAPU 2002	01/01/2002	240	20	01/01/2022	3 879 512	-	2 909 634			-	-	-	193 975
COMPTAGE TAPU 2003	01/01/2003	240	20	01/01/2023	4 134 052	-	2 893 837			-	-	-	206 703
CASH POWER 2004 TAPU	01/01/2004	240	20	01/01/2024	133 250	-	86 612			-	-	-	6 662
POSE COMPTEUR 2004 TAPU	01/07/2004	240	20	01/07/2024	1 001 302	-	625 813			-	-	-	50 065
BRANCHEMENT TAPU 2004	01/07/2004	240	20	01/07/2024	5 548 048	-	3 467 529			-	-	-	277 402
COMPATGE TAPU 2005	01/06/2005	240	20	01/06/2025	4 232 500	-	2 451 323			-	-	-	211 625
POSE COMPTEURS TAPU 2005	01/07/2005	240	20	01/07/2025	1 121 755	-	645 011			-	-	-	56 087
ARMOIRE COMMANDE & CPTAGE	01/06/2006	240	20	01/06/2026	119 822	-	63 405			-	-	-	5 991
BRCHT/CPTAGES CP TAPU	01/07/2006	240	20	01/07/2026	1 630 534	-	856 032			-	-	-	81 526
BRCHT TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	240	20	01/07/2026	3 973 316	-	2 085 993			-	-	-	198 666
BRCHT/CPTAGES CP TAPU 07	01/07/2007	240	20	01/07/2027	2 826 905	-	1 342 778			-	-	-	141 345
BRCHT TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	240	20	01/07/2027	4 259 302	-	2 023 168			-	-	-	212 965
BRCHT/CPTAGES CP TAPUTAP.	01/07/2008	240	20	01/07/2028	1 991 459	-	846 370			-	-	-	99 573
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	240	20	01/07/2028	4 658 230	-	1 979 748			-	-	-	232 912
BRCHT/CPTAGE TAPUTAPUATEA	01/07/2009	240	20	01/07/2029	2 757 861	-	1 034 198			-	-	-	137 893
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	240	20	01/12/2029	2 632 338	-	932 287			-	-	-	131 617
BRCHT/CPTAGE TAPUTAP 2010	01/07/2010	240	20	01/07/2030	6 785 219	335 822	1 869 374			51 752	-	-	287 509
COMPTAGE TIERS TAP 2010	01/07/2010	240	20	01/07/2030	2 746 280	-	892 541			-	-	-	137 314
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA	01/07/2011	240	20	01/07/2031	8 340 646	169 594	2 124 082			30 881	-	-	386 151
COMPTAGE TIERS TAPU 2011	01/07/2011	240	20	01/07/2031	2 140 248	-	588 567			-	-	-	107 013
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	01/07/2012	240	20	01/07/2032	5 355 385	183 069	1 021 892			40 756	-	-	227 013
COMPTAGE TIERS TAPU 2012	01/07/2012	240	20	01/07/2032	2 895 880	-	651 573			-	-	-	144 794
CPTEURS SOLAIRE TAP 2012	01/07/2012	240	20	01/07/2032	26 954	-	6 065			-	-	-	1 348
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2013	240	20	01/07/2033	3 562 831	16 740	606 756			4 790	-	-	173 351
COMPTAGE TIERS TAPU 2013	01/07/2013	240	20	01/07/2033	1 910 961	-	334 418			-	-	-	95 548
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2014	240	20	01/07/2034	5 817 984	40 603	686 645			16 259	-	-	274 640

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
COMPTAGE TIERS TAPU 2014	01/07/2014	240	20	01/07/2034	1 668 636	-	208 580						83 432
CPTEURS SOLAIRE TAP 2014	01/07/2014	240	20	01/07/2034	81 199	-	10 150						4 060
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2015	240	20	01/07/2035	3 660 894	53 109	221 458						147 639
COMPTAGE TIERS TAP 2015	01/07/2015	240	20	01/07/2035	2 084 727	-	156 354						104 236
BRCHT/COMPTAGES TAPU	01/07/2016	240	20	01/07/2036	3 494 254	15 756	71 600						71 600
COMPTAGE TIERS TAPU 2016	01/07/2016	240	20	01/07/2036	3 010 324	-	75 258						75 258
CELLULES CENTRALE TAPU	01/01/2004	300	25	01/01/2029	20 463 137	-	10 640 831						818 526
AN CARTOGRAPHIE TAPU	01/01/1992	60	5	01/01/1997	1 611 200	1 611 200	-						-
PR COMPTEURS								8 987 584				(6 730 684)	
PR RESEAUX AERIENS								(4 337 652)				(10 618 496)	
PR POSTES & TRANSFOS								(3 613 773)				(11 410 631)	
CESSION DIST TAPUTAPUATEA										1 392 038		59 543	
TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA					703 854 485	58 681 646	237 231 068	1 036 159	459 319 152	4 217 844	(28 700 268)	7 552 490	23 820 836
>>>> TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA					1 274 028 788	229 933 595	343 408 723	11 035 265	799 487 075	61 595 786	(39 746 627)	4 601 799	18 686 296

3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
25	405970	LC TM/RB/107/14 14A1 TAPUTAPUATEA 25201400597	973 641
25		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	973 641
25	B5907	RENFORC RESEAUX HT AERIEN TAHITI & ILES	42 539
25	B5909	RENOUV RESEAUX HT SOUTERRAIN TAHITI & ILES	30 439
25	B5927	RENOUV RESEAUX HT AERIEN TAHITI & ILES	427 100
25	E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	11 297 635
25	E4903	RENOUVEL. RESEAUX ILES	3 176 184
25	91912	QP15%/EXTENSIONS	577 564
25	E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	614 848
25	E4901	REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	2 879 406
25		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	19 045 715
25		TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA	20 019 356

Total Production

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
25	R25500	FOURN ET POSE MATERIEL PR SSI TWIDO I25000	526 170
25	R25600	E/S BLOC MOTEUR G5 FAAROA I25000	9 883 559
25	R25606	F&P ALTERNATEUR LS A49 RMPLCT G4 FAAROA I250	2 417 732
25		TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA	12 827 461

4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

Près de MF ont été investis dans le renouvellement des immobilisations du domaine concédé :

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant renouvellement
25	B5907	RENFORC RESEAUX HT AERIEN TAHITI & ILES	42 539
25	B5909	RENOUV RESEAUX HT SOUTERRAIN TAHITI & ILES	30 439
25	B5927	RENOUV RESEAUX HT AERIEN TAHITI & ILES	427 100
25	E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	11 297 635
25	E4903	RENOUVEL. RESEAUX ILES	3 176 184
25	E4901	REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	2 879 406
25		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	17 853 303
25		TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA	17 853 303

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant renouvellement
25	R25600	E/S BLOC MOTEUR G5 FAAROA I25000	9 883 559
25	R25606	F&P ALTERNATEUR LS A49 RMPLCT G4 FAAROA I250	2 417 732
25		TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA	12 301 291

5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant améliorant
25	405970	LC TM/RB/107/14 14A1 TAPUTAPUATEA 25201400597	973 641
25		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	973 641
25	91912	QP15%/EXTENSIONS	577 564
25	E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	614 848
25		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	1 192 412
25		TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA	2 166 053

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant Améliorant
25	R25500	FOURN ET POSE MATERIEL PR SSI TWIDO I25000	526 170
25		TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA	526 170

Ets		N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
25	tiers	510775	EXTENS PUKE BRUNO PUOHINE TAPU 2520151077	196 781
25	tiers	514895	EXTENS LOT TUARIIHIONOA MANA 25201501489	78 620
25	tiers	514975	EXTENS LOT TAVITA OPOA 25201501497	52 249
25	tiers	515075	ELECT TAUMATA JEAN A AVERA 2520151507	305 745
25	tiers	B6970	FOURN & POSE BRCHT TAHITI TAHITI & ILES	52 915
25	concedant	E4950	TVX DE BRANCHEMENT ILES	439 153
25	tiers	E4950	TVX DE BRANCHEMENT ILES	2 957 409
25			TOTAL FINANCEMENT CONCEDANT ET TIERS	4 082 872

6 - 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^{ème} 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^{ème} de la valeur d'origine égal à : $10 - (2020 - (\text{année de mise en service} + 1))$.
 Soit :

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

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 et 2016 s'élève à 36 MXPF.

Ets	Composants	date de mise en service	durée amortissement	date de fin de vie	Valeur Brute Brute Concessionnaire	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
25	AGENCEMENT TERRAIN F&P GPE QST30 FAAROA	01/01/2010	-	01/01/2010	230 954	100%	230 954	23 095
25	F&P ENROCHEMENT FAAROACENTRALE	30/03/2013	-	30/03/2013	4 302 619	100%	4 302 619	1 721 048
25	ENROCHEMENT CENT FAAROA TAPUTAPUATEA	01/01/2014	-	01/01/2014	664 388	100%	664 388	332 194
25	AGENCEMENT CENT FAAROAF&P GRPE QST30 FAAROA	01/01/2010	29	01/01/2039	1 073 020	100%	1 073 020	107 302
25	R25901-EXT HT&TRANSFO TAPFAAROA	01/06/2010	29	01/01/2039	165 000	100%	165 000	16 500
25	AGENCT BAT FAAROLABO VESTIAIRE ABRI AIRE	01/09/2011	27	01/01/2039	1 976 270	100%	1 976 270	395 254
25	MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	6	01/04/2017	19 530 597	70%	13 671 418	-
25	MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/12/2015	15	01/01/2020	20 225 311	70%	14 157 718	-
25	MOTEUR FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	07/07/2010	8	07/01/2019	10 368 668	8%	829 493	-
25	MOTEUR FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	23/05/2012	7	23/01/2019	10 682 061	8%	854 565	-
25	MOTEUR CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/01/2010	8	01/07/2017	19 530 597	100%	19 530 597	-
25	ALTERNAT CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	13	01/02/2022	6 247 192	70%	4 373 034	437 303
25	ALTERNAT CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	13	01/01/2020	6 247 192	70%	4 373 034	-
25	ALTERNAT FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	02/02/2010	11	02/10/2021	2 998 281	8%	239 862	23 986
25	ALTERNAT FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA	23/05/2012	8	23/10/2020	3 088 904	8%	247 112	74 134
25	ALTERNAT CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/01/2010	13	01/09/2021	6 247 192	100%	6 247 192	624 719
25	ACCESSOIRE CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	31/07/2010	13	31/10/2020	27 793 072	70%	19 455 150	1 945 515
25	ACCESSOIRE CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/07/2010	13	01/10/2020	29 222 593	70%	20 455 815	2 045 582
25	ACCESSOIRE WILSON P675 TAPUTAPUATEA	07/07/2010	10	07/01/2019	5 974 100	8%	477 928	-
25	ACCESSOIRE WILSON P675 TAPUTAPUATEA	02/02/2010	11	02/10/2020	6 970 318	8%	557 625	55 763
25	ACCESSOIRE WILSON P675 TAPUTAPUATEA	23/05/2012	8	23/10/2020	4 559 321	8%	364 746	109 424
25	ACCESSOIRE CUMMINS QST30 TAPUTAPUATEA	01/01/2010	13	01/10/2020	32 746 387	100%	32 746 387	3 274 639
25	COMB. F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	01/01/2035	3 759 606	100%	3 759 606	375 961
25	COMB. F&P QST30 FAAROAGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	01/07/2035	4 495 355	70%	3 146 749	314 675
25	THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU COMPTEUR ZC.17.24 FAAROA	01/01/2011	25	01/01/2036	1 379 250	100%	1 379 250	275 850
25	FIL COMB F&P QST30 FAAROAGROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	30/04/2036	2 328 589	46%	1 071 151	214 230
25	FIL COMB REFORTE FAAROACIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	01/08/2036	5 160 438	100%	5 160 438	1 032 088
25	EAU F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	01/01/2035	319 764	100%	319 764	31 976
25	EAU-F&P QST30 FAAROAGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	01/07/2035	3 945 679	70%	2 761 975	276 198
25	FIL EAU F&P QST30 FAAROAGROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	30/04/2036	2 043 857	46%	904 174	188 035
25	ENERGIE F&P GPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	01/01/2035	6 532 940	100%	6 532 940	653 294
25	R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	01/06/2035	11 689 175	100%	11 689 175	1 168 918
25	ENERGIE-F&P QST30 FAAROAGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	01/07/2035	6 570 770	70%	4 579 539	459 954
25	SUPERVISION GE SEPAM ITIA FAAROA	01/01/2011	25	01/01/2036	7 704 553	100%	7 704 553	1 540 911
25	FIL ENER F&P QST30 FAAROAGROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	30/04/2036	3 567 849	46%	1 641 211	328 242
25	COFFRETS COMPTAGES FAAROA TAPUTAPUATEA	01/08/2013	25	01/08/2038	1 829 590	100%	1 829 590	731 836
25	FILIERE NRJ FOURN BLOC24VPR ALIM CELL TAPUTAPUATEA	01/02/2015	24	01/01/2039	160 954	100%	160 954	96 572
25	LUB F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	01/01/2035	149 376	100%	149 376	14 938
25	ENVT F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	01/01/2035	2 135 850	100%	2 135 850	213 585
25	CORPS FILTRANT FAAROACENTRALE	01/05/2010	25	01/05/2035	738 971	100%	738 971	73 897
25	ENV. F&P QST30 FAAROA-RAIGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	01/07/2035	3 945 678	70%	2 761 975	276 197
25	FIL ENVT F&T QST30 FAAROAGROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	30/04/2036	2 043 857	46%	940 174	188 035
25	FIL ENVT REFORTE FAAROACIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	01/08/2036	2 532 032	100%	2 532 032	506 406
25	FILIERE ENVT STOCKAGEHUILE-AIRE LAVAGE FAAROA	01/09/2011	25	01/09/2036	3 558 180	100%	3 558 180	711 636
25	SECU F&P GRPE QST30 RAIATEA	01/01/2010	25	01/01/2035	84 651	100%	84 651	8 465
25	MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	01/02/2010	25	01/02/2035	338 687	100%	338 687	33 869
25	SECU F&P QST30 GPE FAAROAGRPE CUMMINS RAIATEA	01/07/2010	25	01/07/2035	543 677	70%	380 574	38 057
25	FIL SECU F&P QST30 FAAROAGROUPE CUMMINS RAIATEA	30/04/2011	25	30/04/2036	281 624	46%	129 547	25 909
25	FIL SECU REFORTE FAAROACIRCUIT GO/HUILE EGOUTURE	01/08/2011	25	01/08/2036	1 318 993	100%	1 318 993	263 799
25	INST EVENTS CENT FAAROALOCAL SYST DETEC.&EXTINC°	01/04/2012	25	01/04/2037	194 457	100%	194 457	58 337
25	INSTALLATION CAMERA IPCENTRALE DE RAIATEA	01/09/2015	23	01/01/2039	2 740 969	100%	2 740 969	1 644 581
25	R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	01/06/2035	816 223	100%	816 223	81 622
25	PERKINS MOTEUR P750 TAPUG298 JGZF7146N00953A	01/06/2016	5	01/06/2021	9 883 559	0%	-	-
25	ALTERNAT FG WILSON P675 TAPUTAPUATEA G220	18/04/2016	10	18/04/2026	2 417 732	0%	-	-
25	NRJ AUTOMATE TWIDO TAPUCENTRALE FAAROA	01/01/2016	23	01/01/2039	526 170	100%	526 170	368 319
25	TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA				316 583 092		219 037 826	23 382 849
25	AUT.COMP.DP MARTIN AVERAP1071 TAPUTAPUATEA	01/05/2010	25	01/05/2035	62 290	0%	-	-
25	TRANSFO DP MARTIN AVERAAVERA TAPUTAPUATEA	01/05/2010	25	01/05/2035	571 820	0%	-	-
25	TRANSFO VALLEE FAAREPAVAIMAARIRI TAPUTAPUATEA	31/05/2010	25	31/05/2035	2 204 604	80%	1 763 683	176 368
25	RENFORC POSTE P1061 TAPUHAMOA	01/01/2011	25	01/01/2036	827 747	50%	413 874	82 775
25	TRANSFO P1061 HAMOA TAPURENFORCEMENT	01/01/2011	25	01/01/2036	554 069	50%	277 035	55 407
25	CREATION POSTE AVERA TAPUENTRE P2111 & P1091	01/01/2011	25	01/01/2036	1 567 005	50%	783 503	156 701
25	CREAT TRANSFO AVERA TAPUENTRE P2111 & P1091	01/01/2011	25	01/01/2036	556 866	50%	278 433	55 687
25	RENFORC POSTE P1052 TAPUAVO AVERA	01/01/2011	25	01/01/2036	1 292 651	50%	646 326	129 265
25	TRANSFO P1052 AVERA TAPURENFORCEMENT	01/01/2011	25	01/01/2036	547 578	50%	273 789	54 758
25	TRANSFO Q7051 PORLIER TAPU/TUMA FEEDER TEVAITOA	01/01/2012	25	01/01/2037	1 847 672	0%	-	-
25	TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA FEEDER TEVAITOA	22/08/2012	25	22/08/2037	1 322 632	100%	1 322 632	396 790
25	TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA FEEDER OPOA	22/08/2012	25	22/08/2037	1 322 632	100%	1 322 632	396 790
25	CREAT DP P1084 AVERA TAPUTAPUATEA FEEDER AVERA	26/06/2013	25	26/06/2038	1 723 638	100%	1 723 638	689 455
25	TRANSFO P1084 AVERA TAPUTAPUATEA FEEDER AVERA	26/06/2013	25	26/06/2038	427 513	100%	427 513	171 005
25	AUT COM SELF TAPUTAPUATEA FEEDER TEVAITOA	22/08/2012	25	22/08/2037	1 818 465	100%	1 818 465	545 540
25	AUT COM SELF TAPUTAPUATEA FEEDER OPOA	22/08/2012	25	22/08/2037	1 818 465	100%	1 818 465	545 540
25	REEMPL DDR P108B/NULECAVERA TAPUTAPUATEA	01/01/2012	15	01/01/2027	3 382 600	0%	-	-
25	CONF HT/BTA ZONE P2111ZEBROWSKI AVERA TAPU	01/01/2010	25	01/01/2035	2 421 668	0%	-	-
25	EXT BTA QT TEINAIURI CINDY AVERA TAPU FD SPECIAL	01/01/2010	25	01/01/2035	121 950	100%	121 950	12 195
25	EXT BTA QT TAITAE AUGUSTE OPOA TAPU FD SPECIAL	01/01/2010	25	01/01/2035	143 125	100%	143 125	14 313
25	EXT BTA QT PORUTU ELISABETH AVERA TAPU FD SPECIAL	01/01/2010	25	01/01/2035	148 253	100%	148 253	14 825
25	EXT HT/BTA VALLEE FAAREPAVAIMAARIRI TAPUTAPUATEA	31/05/2010	25	31/05/2035	2 442 666	80%	1 954 133	195 413
25	RESEAU CP TAPUTAPUATEA2010	01/07/2010	25	01/07/2035	8 029 195	2%	137 291	13 729
25	EXT BTA QT TEIHOTUA AVERATAPUTAPUATEA (14A1)	01/07/2010	25	01/07/2035	239 306	100%	239 306	23 931
25	RENF CABLE BTA RTE AVERADU POSTE P1061 TAPUTAPUAT	01/01/2011	25	01/01/2036	833 396	0%	-	-
25	RENF CABLE BTA AVERA DUPOSTE P1032 SHAMKOUA TAPU	01/01/2011	25	01/01/2036	1 050 683	0%	-	-
25	RENF RESEAU BTA AVERAS/RDC DP P1052 AFO TAPU	01/01/2011	25	01/01/2036	1 468 477	0%	-	-

Ets	Composants	date de mise en service	durée amortissement	date de fin de vie	Valeur Brute Brute Concessionnaire	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
25	RESEAUX CP TAPUTAPUATEA2011	01/07/2011	25	01/07/2036	27 532 475	0%	99 737	19 947
25	EXT FD BTA QT PUNAA, TENIARAHIS&SMITH TAPUTAPUATEA	01/01/2012	25	01/01/2037	661 163	100%	661 163	198 349
25	RESEAUX CP TAPUTAPUATEA2012	01/07/2012	25	01/07/2037	27 673 763	1%	184 708	55 412
25	RESEAUX CP TAPUTAPUATEA CP 2013	01/07/2013	25	01/07/2038	25 578 200	0%	-	-
25	RESEAUX CP TAPUTAPUATEA CP 2013	01/07/2013	25	01/07/2038	148 131	100%	148 131	59 252
25	EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTAPUTEA PK 37 A FAREATAI	06/08/2013	25	06/08/2038	436 441	100%	436 441	174 576
25	EXT 14A1 QT SANQUER TAPUPK28 C/MER OPOA TAPUTAP.	01/01/2014	25	01/01/2039	549 263	100%	549 263	274 632
25	EXT14A1 BT BASSIN TAPUCOMMUNAL AVERA-RAHI	28/02/2014	25	28/02/2039	392 658	100%	392 658	196 329
25	ART14A/CD/TM/RB/629QUART TEINARAHIS AVERA-RAH	28/02/2014	25	28/02/2039	414 423	100%	414 423	207 212
25	RESEAUX CP TAPUTAPUATEACP 2014	01/07/2014	25	01/07/2039	23 156 984	0%	-	-
25	ART14A/CD/TM/RB/N°251/14TAPUTAPUATEA	01/07/2014	25	01/07/2039	229 535	100%	229 535	114 768
25	RESEAUX CP TAPUTAP 2014CP 2014 QP 15%EXT EDT	01/07/2014	25	01/07/2039	1 017 290	100%	1 017 290	508 645
25	ART14A/CD/TM/RB/251/14QUART TETUANUI AVERA RAHI	08/07/2014	25	08/07/2039	389 782	100%	389 782	194 891
25	ART14A/CD/TM/RB/276/14QUART REREAO FAREATAI	31/08/2014	25	31/08/2039	217 994	100%	217 994	108 997
25	ART14A/CD/TM/RB/251/14QUART LEMAIRES FAAREPA	10/10/2014	25	10/10/2039	443 984	100%	443 984	221 992
25	RESEAUX CP TAPUTAPUATEACP 2015	01/07/2015	25	01/07/2040	10 068 210	1%	75 019	45 011
25	EXT HT/BTS VALLEE FAAREPAVAIMAARIRI TAPUTAPUATEA	31/05/2010	35	31/05/2045	9 770 662	80%	7 816 530	781 653
25	FOURN TPC160&63 AVERA TAPU MAG AVERA PK 4.5 C/MER	08/04/2011	35	08/04/2046	7 081 606	100%	7 081 606	1 416 321
25	MES HTA ZONE PORLIER TAPUZONE TRAVERSIERE TAPU	01/01/2012	35	01/01/2047	11 621 291	27%	3 097 861	929 358
25	MIS HTS ZONE ZEBROWSKIBAIE FAAROA TAPUTAPUATEA	01/01/2012	35	01/01/2047	6 703 388	25%	1 675 847	502 754
25	ART14A1/CD/TM/RB/569/13QUART SMITH A OPOA TAPU	06/06/2014	35	06/06/2049	371 512	100%	371 512	185 756
25	BRCHT/CPPTAGE TAPUTAP 2010	01/07/2010	20	01/07/2030	6 785 219	15%	1 032 919	103 292
25	BRCHT/CPPTAG TAPUTAPUATEA2011	01/07/2011	20	01/07/2031	8 340 646	7%	616 361	123 272
25	BRCHT/CPPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2012	01/07/2012	20	01/07/2032	5 355 385	15%	813 456	244 037
25	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2013	01/07/2013	20	01/07/2033	3 562 831	3%	95 612	38 245
25	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUTEA CP 2014	01/07/2014	20	01/07/2034	5 817 984	6%	324 516	162 258
25	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2015	01/07/2015	20	01/07/2035	3 660 894	19%	706 671	424 003
25	RESEAUX BTA TM/RB/107/14TAPUTAPUATEA FSPECIAL	30/01/2016	25	30/01/2041	973 641	100%	973 641	681 549
25	RESEAUX CP TAPU 2016CP 2016	01/07/2016	25	01/07/2041	15 551 461	4%	622 058	435 441
25	BRCHT/COMPTAGES TAPUCP 2016	01/07/2016	20	01/07/2036	3 494 254	18%	628 966	440 276
25	TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA				250 850 621		46 731 728	12 578 712
25	>>>> TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA				567 433 713		265 769 554	35 961 561

7 - Plan de Renouvellement

Distribution

	2017	2018	2019	2020	Total à renouveler
Transfos	1 500 000	-	-	1 568 518	3 068 518
Réseaux HTA	6 250 000	6 343 750	6 438 906	6 535 490	25 568 146
Réseaux BT	3 750 000	3 806 250	3 863 344	3 921 294	15 340 888
Branchements et comptages	4 000 000	4 060 000	4 120 900	4 182 714	16 363 614
TOTAL	15 500 000	14 210 000	14 423 150	16 208 015	60 341 165

Production :

	2 017	2 019	2 020	Total à renouveler
ACCESSOIRES GROUPES		12 056 734	-	12 056 734
ALTERNATEUR GROUPE		6 856 408	7 250 121	14 106 529
BLOC MOTEUR GROUPE	43 351 868	23 710 862	22 666 055	89 728 785
SECURITE	10 150 828			10 150 828
TOTAL	53 502 696	42 624 004	29 916 176	126 042 876

5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

1 - Etats des engagements à incidence financière

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

Durée : 1^{er} 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^{er} janvier 2014 – 31 décembre 2020