



**CONCESSION  
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION  
PUBLIQUE  
D'ENERGIE ELECTRIQUE  
DE UA POU**

**CONCLUE ENTRE  
LA COMMUNE DE UA POU  
ET  
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE  
DU SERVICE PUBLIC**

**Année 2016**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS</b>	<b>3</b>
<b>1 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b>	<b>5</b>
➤ <b>Aspects commerciaux</b>	<b>6</b>
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
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b>	<b>16</b>
➤ <b>Bilan technique</b>	<b>17</b>
1 - Autorisation d'exploitation :	17
2 - Effectifs de l'exploitation :	17
3 - Détail des ouvrages de production :	17
4 - Données de production :	18
5 - Qualité de service	19
6 - Qualité – Sécurité - Environnement	20
7 - Travaux significatifs – Faits marquants	20
8 - Unités d'œuvres 2016 de la concession	20
9 - Raccordement solaire	21
<b>3 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b>	<b>22</b>
➤ <b>Bilan et compte de résultat de la concession</b>	<b>23</b>
1– Principes de la comptabilité appropriée	23
2 – Méthodologie et clés de répartition analytique	28
3 – Actif, Passif et Résultat de la concession	32
4 - Revenu autorisé et chiffre d'affaires	38
<b>4 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES</b>	<b>41</b>
1. Variation du patrimoine immobilier	42
2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	43
3. Suivi du programme contractuel d'investissements	47
4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année	47
5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	48
6. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	48
7. Plan de Renouvellement	51
<b>5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC</b>	<b>52</b>
1 - Etats des engagements à incidence financière	53

## 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 rejetées 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 cotisation retraites en avantages en natures

#### 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<sup>er</sup> mars 2017 et en particulier leur maintien provisoire à leur niveau de 2016 malgré la hausse significative du prix des produits pétroliers.

### **Concession de Ua Pou**

#### **Aspects juridiques et contractuels :**

- n/a

#### **Aspects commerciaux :**

- Les ventes d'énergie sur le périmètre de la concession augmentent de (+3,3 %) en 2016
- Le nombre de clients progresse de (+ 0,3 %), la puissance souscrite baisse de (-0,1 %).
- Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh baisse de (-6,4%)

#### **Aspects techniques :**

- La production d'énergie d'origine renouvelable représente 2,4% du total produit par le concessionnaire
- La puissance de pointe appelée a été de 380 kWh
- Le temps moyen de coupure par client sur incident (TMCi) est de 8h20 mn

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

- Aspects commerciaux
  1. Mode de détermination des tarifs
  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<sup>er</sup> mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité 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<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> 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		56	
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	26	25
MT Tarif jour	P6		de 16201 à 48600 kWh		26	
MT Tarif jour	P7		au-dessus de 48600 kWh		26	
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

<b>PRIME D'ABONNEMENT (en F fcp/kVA)</b>	<b>Mars 2015 à février 2016</b>	<b>Mars à Décembre 2016</b>
<b>Basse tension</b>	<b>MENSUELLE</b>	<b>MENSUELLE</b>
Tarif "petits consommateurs" (puissance souscrite ≤ 3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	395
Tarifs "classique" basse tension usages professionnels et autres usages	345	360
<b>Moyenne tension</b>	<b>ANNUELLE</b>	<b>MENSUELLE</b>
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

<b>Taxes</b>	<b>Taux</b>
<b>Taxe municipale</b>	3 XPF/kwh
<b>TVA</b>	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%

<b>Avance sur consommation (XPF / kVA de puissance souscrite)</b>	<b>Mars 2015 à février 2016</b>	<b>Mars à Décembre 2016</b>
<b>Basse tension</b>	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
<b>Moyenne tension</b>	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	154 460	849 996	1 004 456	2 934 795	16 149 924	19 084 719	23 177	6 103 019	1 924
BT Usage social 2ème tranche	TP1	P2	27 048	40 648	67 696	1 055 700	1 585 272	2 640 972			
BT Usage social	TP2		5 276		5 276	316 560		316 560			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	P3	41 950	173 338	215 288	1 153 652	4 246 860	5 400 512	4 043	1 615 260	344
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	P2	7 635	69 569	77 204	343 575	2 713 191	3 056 766			
BT Usage domestiques	P2'		4 733		4 733	265 048		265 048			
BT Eclairage public	P3	P4	9 790	45 603	55 393	332 860	1 504 899	1 837 759	1 888	674 760	157
BT Usage professionnel	P4	P5	82 609	501 646	584 255	3 221 751	17 933 953	21 155 704	15 358	5 502 103	1 299
BT Usage professionnel	P4'		11 041		11 041	474 763		474 763			
MT Tarif jour	P5	P6	5 575	35 461	41 036	144 950	886 525	1 031 475	480	735 872	40
MT Tarif jour	P6										
MT Tarif jour	P7										
MT Tarif nuit	P8	P7	1 208	9 810	11 018	26 576	215 820	242 396			
MT Tarif nuit	P9										
MT Tarif uniforme	P10										
MT Tarif interne		P8									
Prépaiement		P9									
Autres (employés...)				26 059	26 059		4 581	4 581	264		22
<b>Total</b>			<b>351 325</b>	<b>1 752 130</b>	<b>2 103 455</b>	<b>10 270 230</b>	<b>45 241 025</b>	<b>55 511 255</b>	<b>45 209</b>	<b>14 631 014</b>	<b>3 787</b>
Ventes totales								70 142 269			
Prix moyen								33,35			

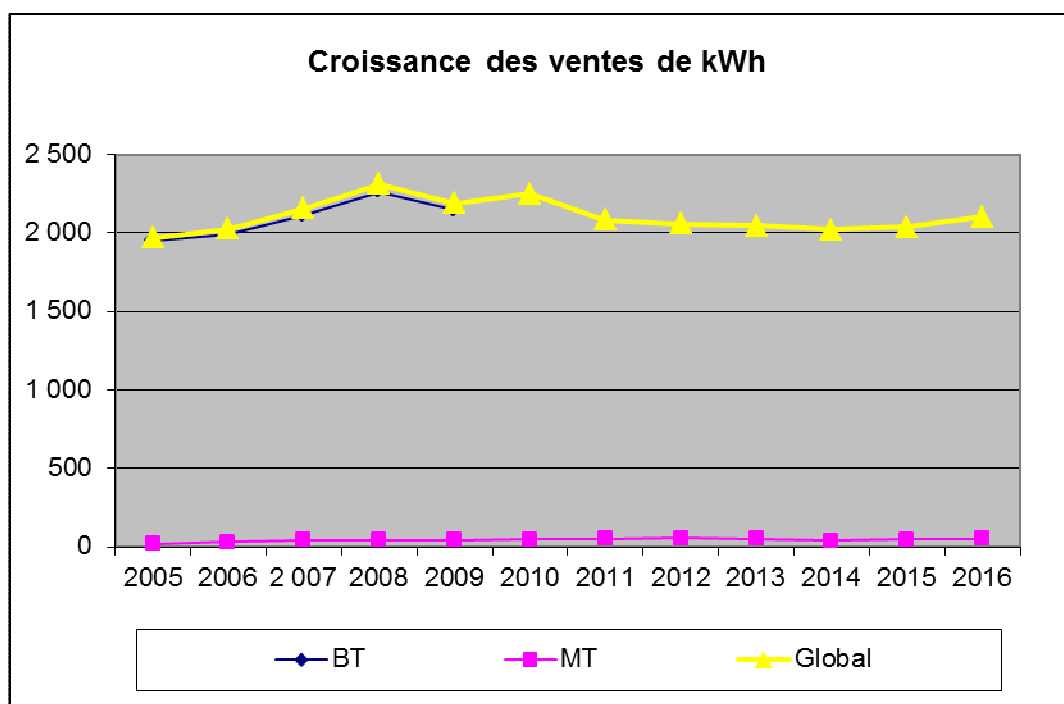
### 4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	125 154 XPF
- Frais de relance:	<u>607 140 XPF</u>
- Total	732 294 XPF



## 5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité ont globalement augmenté de 3.3% (soit +67 MWh) entre 2015 et 2016 pour la concession de Ua Pou pour atteindre un volume global d'environ 2.1 GWh sur 2016. Cette tendance globale correspond surtout à une hausse des ventes en basse tension, qui représentent 98% des volumes, de 3.1% (+62 MWh), mais également à une augmentation des ventes en moyenne tension de 11.6% (+5 MWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) a connu une évolution significativement à la hausse de 6.1% (+79 MWh). Cette augmentation vient largement compenser la baisse des volumes des autres tarifs basse tension.

Les tarifs domestiques représentent en 2016 67% des volumes basse tension, avec un poids très important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 53% des ventes basse tension.

Avec un nombre de clients stable par rapport à 2015, l'évolution constatée semble liée au climat particulièrement chaud qu'a connu la Polynésie française sur 2016, avec des températures moyennes observées supérieures aux températures observées en 2015, et qui a également globalement entraîné une hausse des consommations des ménages (surconsommation des appareils de production de froid, utilisation plus intensive des appareils de climatisation). La tendance socio-économique positive probablement liée à une légère reprise économique et la baisse des prix d'électricité au 01/03/16 n'ont pu que favoriser cette augmentation des ventes.

La croissance de 4.5% (+47 MWh) des volumes du tarif « petits consommateurs », alors même que le nombre de clients a très légèrement baissé de 0.7%, s'explique également par la suppression du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs ».

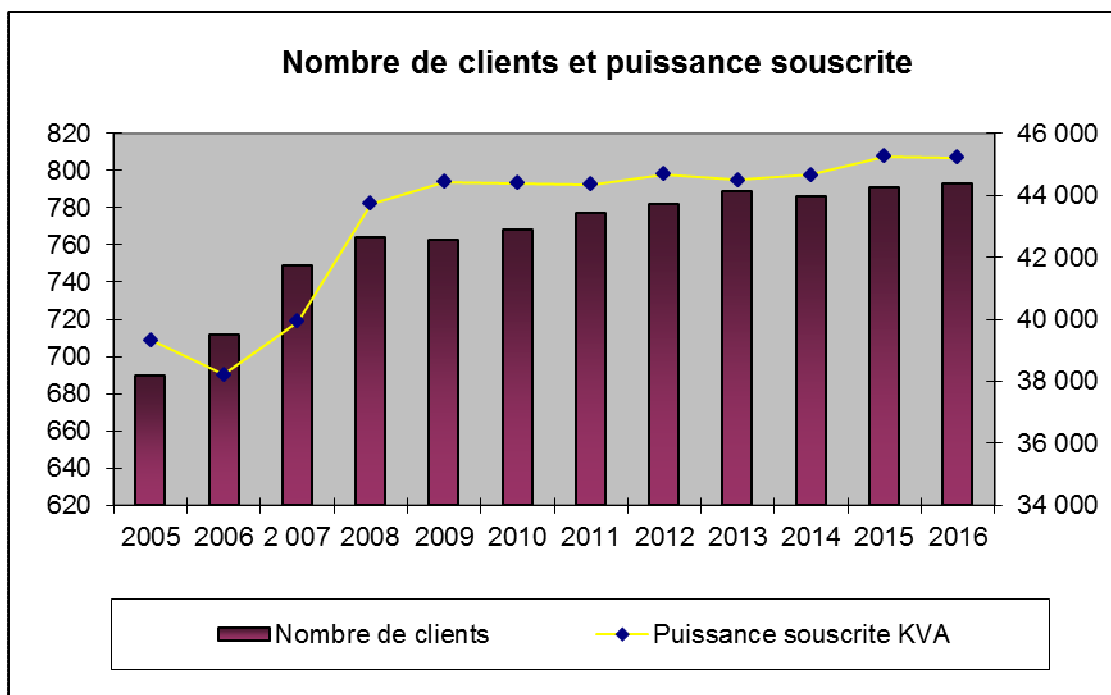
La croissance des volumes du tarif « classique » basse tension usages domestiques avec +12.4% d'évolution sur 2016 (+33 MWh) est, elle, également liée à l'augmentation de 6.5% du nombre de contrats souscrits à ce tarif.

Les ventes des clients professionnels en basse tension, qui représentent environ 29% des ventes basse tension ont subi un léger recul en 2016, avec une évolution de -1.8% (-11 MWh), malgré la stagnation voire très

légère augmentation du nombre d'abonnés (+1.1%). Cette baisse est notamment liée à l'exploitation d'une installation solaire.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2.7% des ventes en basse tension avec environ 53 MWh vendus sur 2016, ont pour leur part significativement baissé de 12.5% en 2016, soit -8 MWh.

Les ventes en moyenne tension, correspondant à l'unique client qu'est le collège des Marquises, ont pour leur part progressé de +11.6% (+5 MWh).

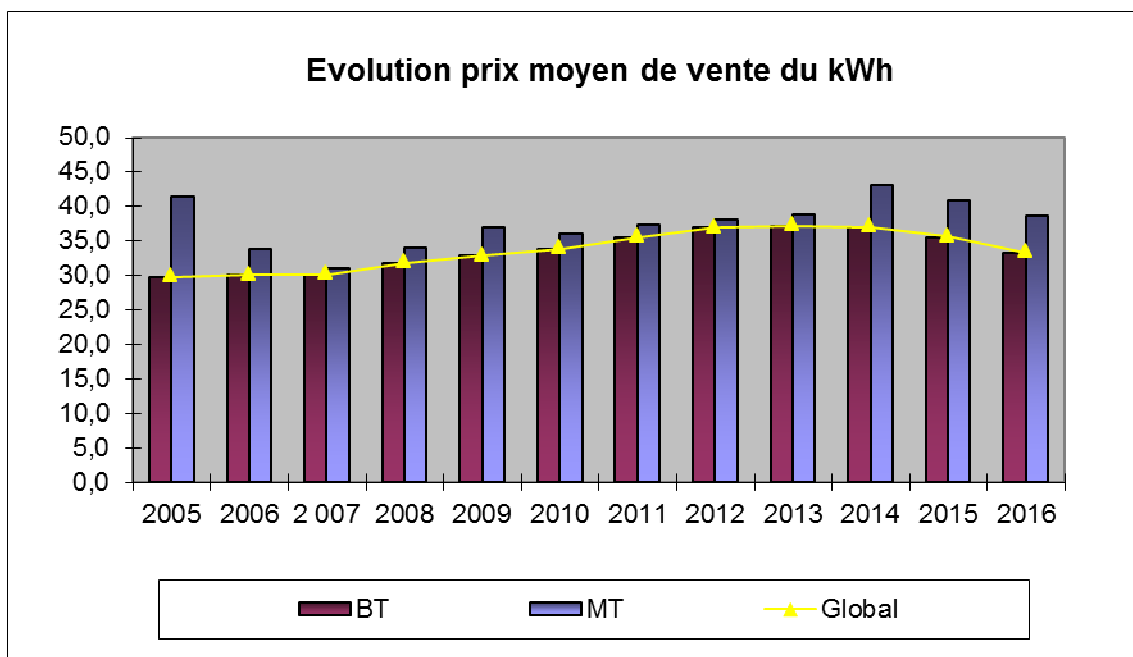


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2015
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	792	+0,3%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>	<u>0%</u>
	793	+0,3%

Les principales évolutions concernent :

- Le très léger recul du nombre de clients en tarif « Petits Consommateurs », avec 4 contrats en moins, au profit du tarif usages domestiques « classique » basse tension qui enregistre 5 contrats supplémentaires à fin 2016.
- La souscription d'un contrat supplémentaire en usages professionnels basse tension à fin 2016

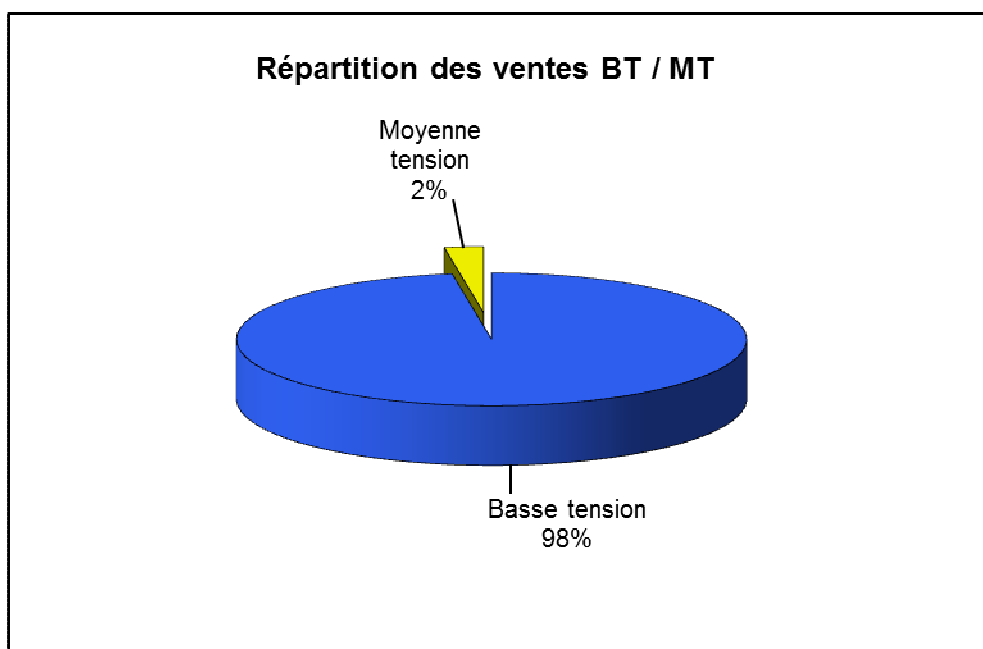
La puissance souscrite facturée s'élève à 45 209 kVA, à un niveau comparable à 2015, avec une évolution de -0.1% liée aux tarifs basse tension, la puissance souscrite facturée en moyenne tension ayant elle augmenté de 7.5%.



Le prix moyen de ventes H.T uncluant la part fixe au kWh s'élève à : variation /

2015		
Tarifs basse tension	33,2 Fcp	-6,5%
Tarifs moyenne tension	<u>38,6 Fcp</u>	<u>-5,6 %</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,3 Fcp	-6,4%

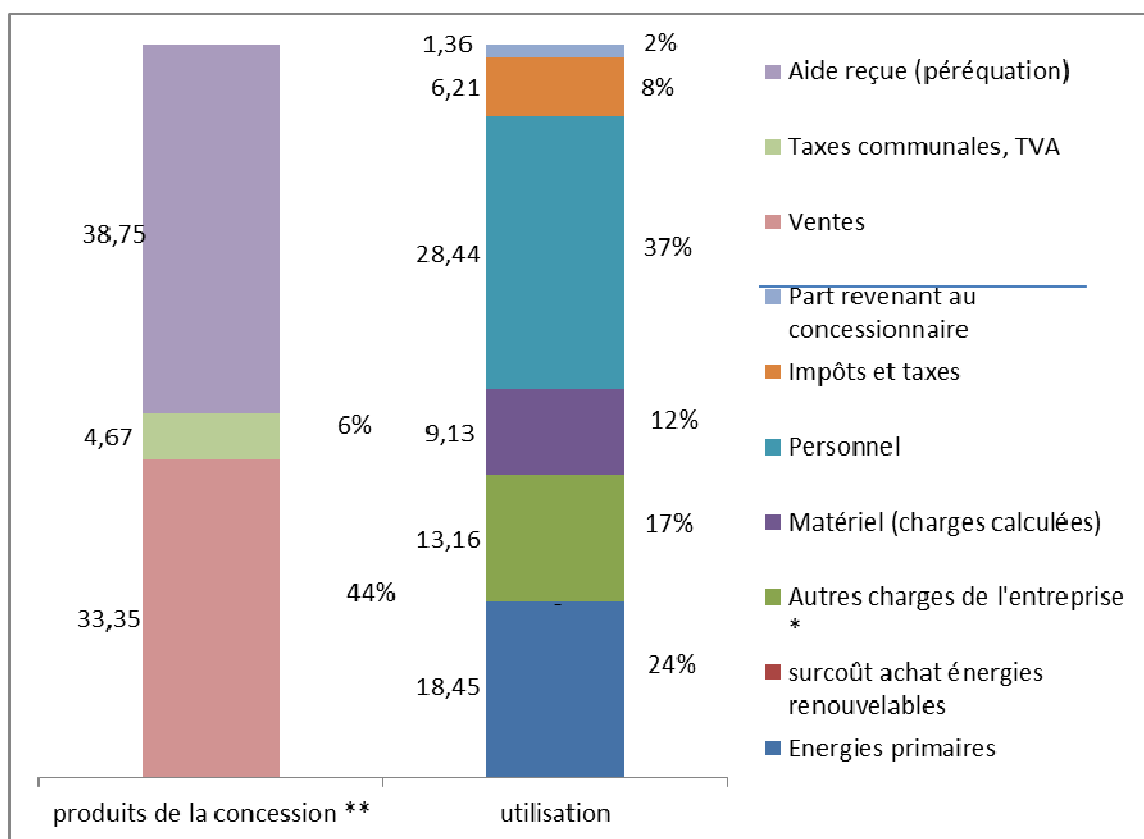
Ces baisses de prix moyens du kWh sont directement liées aux baisses de prix de l'électricité au 1<sup>er</sup> mars 2016 et aux modifications effectuées au niveau de la grille tarifaire en termes de définition des tranches (suppression de la tranche 3, augmentation du plafond de la tranche 1).



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste stable, avec 98% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 2% en tarif moyenne tension.

## Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou

2016 (en F/kWh et en pourcentage) hors activité annexes



La différence entre les produits de la concession et leur utilisation vient du résultat déficitaire de la concession

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

\*\* Dont 38,02 F/KWh (50%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les impôts comprennent :

- Les taxes communales
- Les taxes territoriales
- 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.

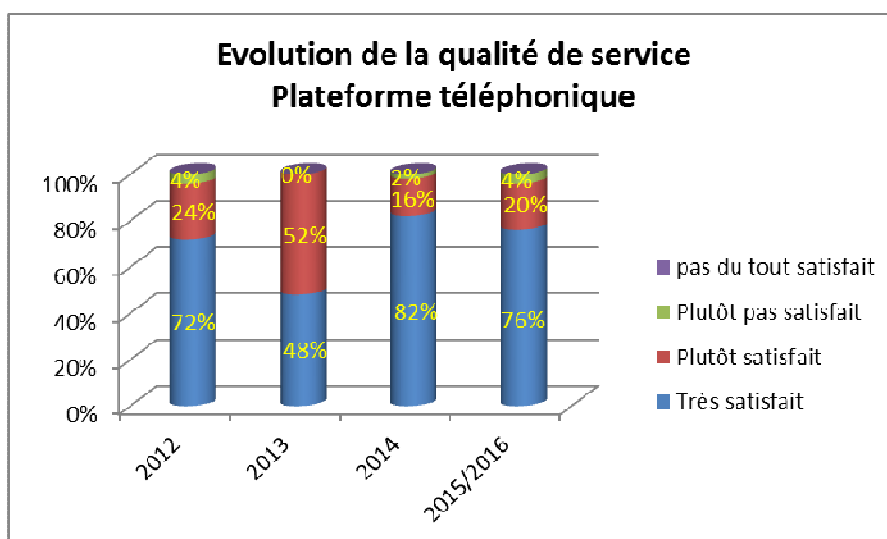
## 6 - Services offerts à la clientèle

### 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.

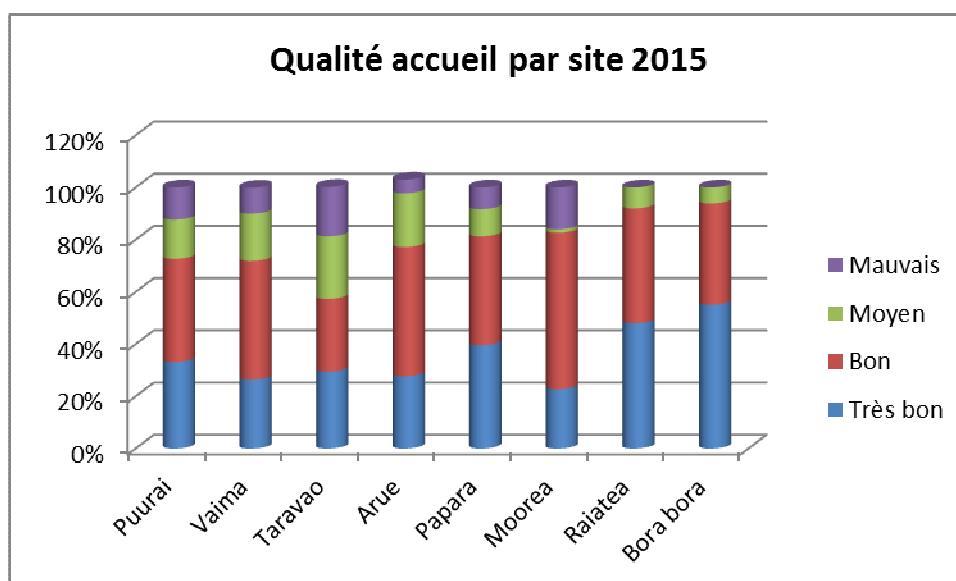
Indicateurs Centre de Relations			
Clients	2014	2015	2016
Nombre d'appels	54 752	52 924	51 641
% traités	81%	81%	76%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes	22 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47	2 mn 49
Webmails	2732	3 906	3 395

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 relevé, 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 à fin 2016

Concession	Facture	Passage releveur	Coupure pour travaux	Auto-relève	Relance	Total général
Ua pou	388	317	316	279	17	1 317

## 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.

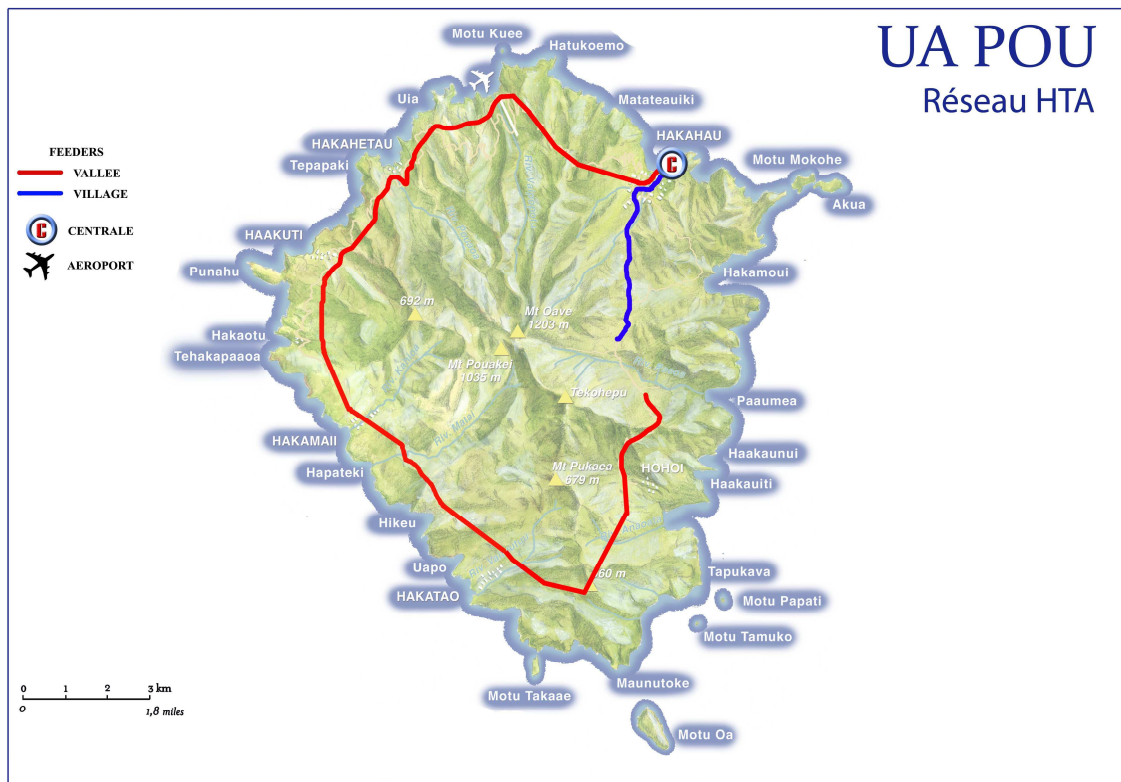


## **2 - OBLIGATIONS DE SERVICE**

- Bilan technique
  1. Autorisation d'exploitation
  2. Effectifs de l'exploitation
  3. Détails des ouvrages de production
  4. Données de production
  5. Qualité de service
  6. Qualité – Sécurité – Environnement
  7. Travaux significatifs – Faits marquants
  8. Unités d'œuvres 2016 de la concession
  9. Raccordement solaire



## ➤ Bilan technique



### 1 - Autorisation d'exploitation :

La centrale électrique de UA POU fait l'objet d'un arrêté d'exploitation suivant :

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	<a href="#">2815</a>	27/06/1990	<a href="#">UA POU</a>	Initial

Un dossier ICPE est en cours d'instruction à la DIREN pour mise à jour de l'arrêté.

### 2 - Effectifs de l'exploitation :

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA POU est resté inchangé, soit 4 agents en 2016.

### 3 - Détail des ouvrages de production :

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

iles	site	Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2017	Nbre heure de fonctionnement 1er janvier au 31 décembre
Ua Pou	Centrale HAKAHAU	G1 HAKAHAU	FG WILSON	400	256	01/08/2013	11 638	2 593
Ua Pou	Centrale HAKAHAU	G2 HAKAHAU	FG WILSON	400	256	01/08/2013	12 279	4 624
Ua Pou	Centrale HAKAHAU	G3 HAKAHAU	FG WILSON	400	256	15/11/2010	26 486	2 472
Ua Pou	Centrale HAKAHAU	G4 HAKAHAU	FG WILSON	400	256	15/11/2010	26 845	5 077

#### 4 - Données de production :

Sortie de centrale, 2 272 MWh ont été produits en 2016 contre 2 258 MWh en 2015.  
616 616 litres de gazole ont été consommés en 2016 contre 605 982 en 2015 et 2 146 litres d'huile ont été consommés en 2016 contre 2 034 litres en 2015.

La puissance de pointe appelée est de 380 kW pour 2016, identique à celle de 2015. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

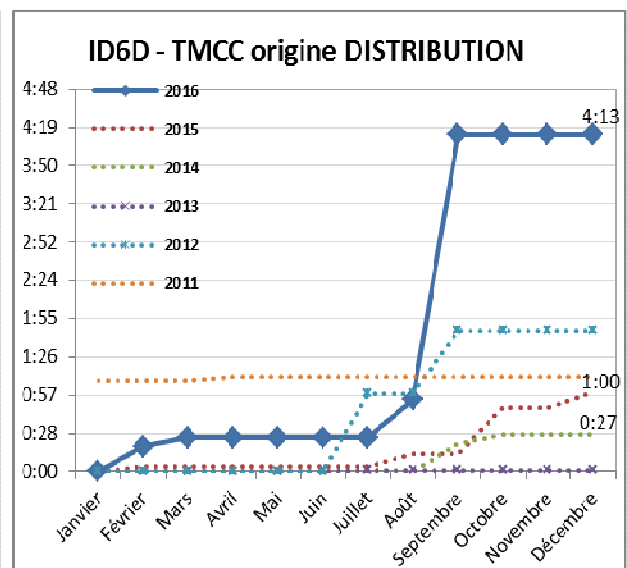
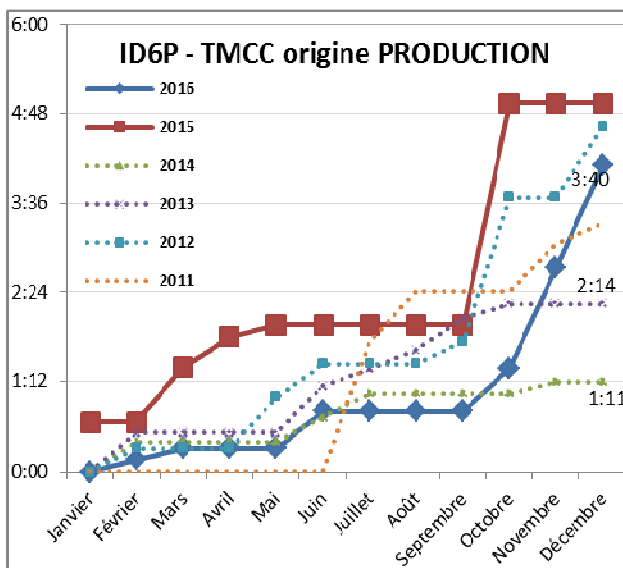
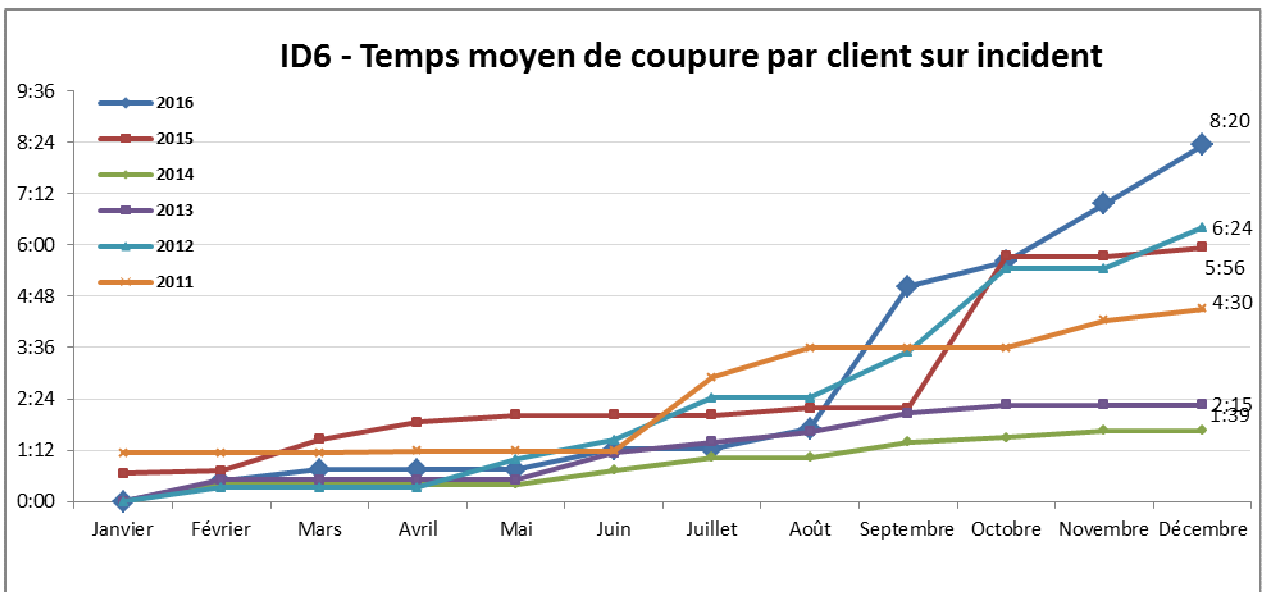
UAPOU PRODUCTION	Energie mensuelle BRUTE (kWh)	Energie mensuelle NETTE (kWh)	Pointe Maxi (kW)	Conso Gazole (l)	Conso spé (ml/kWh)
Janvier	197 912	194 661	367	52 788	267
Février	187 188	184 118	380	51 002	272
Mars	204 512	201 200	367	55 151	270
Avril	192 265	189 045	365	51 333	267
Mai	200 919	197 612	380	53 525	266
Juin	194 878	191 601	368	51 874	266
Juillet	198 745	195 339	373	52 796	266
Août	189 808	186 471	362	50 778	268
Septembre	179 912	176 727	360	47 401	263
Octobre	188 546	185 332	368	49 577	263
Novembre	184 207	180 530	380	49 549	269
Décembre	192 850	189 057	367	50 842	264
<b>TOTAL en moyenne</b>	<b>2 311 742</b>	<b>2 271 693</b>	<b>380</b>	<b>616 616</b>	<b>267</b>

## 5 - Qualité de service

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

Le temps de coupure TMCC s'est dégradé en 2016 à 8h20min, du fait

- de la casse d'un poteau HTA à Hakahetau, en septembre 2016. Cet incident représente à lui-seul 2h04min du temps de coupure global.
- du remplacement de deux supports poteaux HTA à la sortie du village de Hakahetau, en septembre également : 1h14min.
- et d'une succession de black-out de production en octobre à décembre 2016, à cause de diverses avaries sur les groupes de la centrale.



## 6 - Qualité – Sécurité - Environnement

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

Réalisation d'un exercice incendie le 30/08/2016 en présence des pompiers de la commune. Ce type d'exercice est annuel et permet la formation des agents de première intervention, aussi bien pour la commune que pour les agents de la centrale.

### Traitement des effluents :

1600 litres d'huile de vidange et 2 fûts de de filtres usagés et déchets souillés par du combustible ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2016 (Société TOTAL et Fenua Ma).

## 7 - Travaux significatifs – Faits marquants

Pas de travaux significatifs ou faits marquants en 2016.

## 8 - Unités d'œuvres 2016 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	<b>380</b>
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	<b>256</b>
Puissance garantie en kW (PG2)	<b>512</b>
Nb de kWh vendus	<b>2 103 455</b>
Quantité en litre de combustible	<b>616 616</b>
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	<b>2 271 693</b>
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>54 717</b>
Nb de km de réseaux hors branchements	<b>94,6</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	<b>2005</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>793</b>

Achat d'énergie solaire en kwh par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
<b>UA POU</b>	<b>9 143</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>45 574</b>	<b>0</b>

### 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
51,2	1,5	-	52,7	97,2%	2,8%	40,2	1,7	41,9	95,9%	4,1%	91,4	3,2	94,6	96,6%	3,4%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a un contrat :

Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie

Pour le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec INEO

Pour la visite/entretien de la nacelle avec Poly Diésel

## 9 - 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	
Ua Pou	7	43	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'affaires

## ➤ **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 peu d'un exercice sur l'autre. Sur Ua Pou, en 2015 :

- Les imputations directes concernent 86% du total des dépenses de la concession de Ua Pou. 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 14% 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.

UA POU	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	77%	9%	86%
Frais répartis sur la concession	7%	8%	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, l'énergie solaire est à compter de 2016 réputée comme consommée dans la concession où elle est injectée.
- La marge réalisée au travers de la vente d'énergie au Secosud 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 affectées à ce processus.
- Processus dispatching : des amortissements et des activités annexes ont été spécifiquement affectées 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	51
	Mise à disposition de personnel	129 463
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	1 320 695
Assurance	Assurance multirisques	473 949

## Autres parties liées

Libellé	Description	51
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	1 111 201
Ineo	Travaux sous traités	2 102 083

### 1.10) – L'identification des contrats à long terme

Cf paragraphe :

#### 5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ 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

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

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

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

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

### 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 11 % 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 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 sociétés 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 : au prorata du nombre de contrat solaire
- Le service Grand Comptes : au prorata du nombre de clients grands comptes
- Le service relève, intervention et branchement : au prorata du temps passés
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés.

## **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 Ua Pou (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua Pou
Frais de siège	1 253,7	1 189,5	11,0	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	1%
Exploitation des îles	172,6	158,0	6,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	791,8	32,9
Clientèle îles	38,6	38,6	1,3	Nombre d'abonnés îles	23 756,0	793
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	0,3
Travaux production	61,5	43,2	0,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	24,3	0,4
Travaux réseau	69,6	40,9	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	63,5	0,4
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	7
Service Grand compte	54,1	54,1	0,9	Contrats grands comptes	5 614,0	95
Marketing & E-services	39,7	39,7	0,4	Nombre d'abonnés	87 390,0	793
Magasins	39,2	20,6	0,1	Sorties de stock valorisées	564 353,0	2 823,0

### 3 - Actif, Passif et Résultat de la concession

ACTIF	Ua Pou	
	2016	2015
Immobilisations concédées	506 618 297	504 867 365
- Production	145 109 092	
- Distribution	361 509 205	
Immobilisations privées	37 357 259	34 106 363
Immobilisations financières	-	-
Immobilisations en-cours	12 195 870	447 229
- Production	-	
- Distribution	12 156 183	
- Privé	39 687	
Avances et acomptes	-	-
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>556 171 426</b>	<b>539 420 957</b>
Amortissements et provisions	- 271 076 596	- 239 932 473
- Production	- 91 404 026	
- Distribution	- 146 899 430	
- Privé	- 32 773 140	
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>285 094 830</b>	<b>299 488 484</b>
Stock	15 202 284	6 458 802
Créances clients	24 007 563	15 315 246
Autres créances	3 794 042	827 587
Charges constatées d'avance	6 375	99 255
Provisions pour dépréciation	- 2 303 886	- 2 082 477
<b>Stock et créances nets</b>	<b>40 706 378</b>	<b>20 618 412</b>
<b>Placements et trésorerie</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>27 624 319</b>	<b>21 896 311</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>353 425 527</b>	<b>342 003 207</b>



PASSIF	Ua Pou	
	2016	2015
Capital		
Réserves		
Report à nouveau		
Résultat	- 84 492 978	- 14 168 996
<b>Capitaux propres</b>	<b>- 84 492 978</b>	<b>- 14 168 996</b>
<b>Droits des tiers et concédants</b>	<b>32 821 792</b>	<b>34 925 484</b>
- Production	1 588 815	
- Distribution	31 232 977	
Caducité et provision pour renouvellement	<b>368 442 308</b>	284 725 169
- Production	90 003 136	
- Distribution	278 439 172	
Autres provisions	<b>7 854 919</b>	6 947 175
- PIDR	5 898 327	5 363 804
- Autres provisions	1 956 592	1 583 371
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>376 297 227</b>	<b>291 672 344</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>	-	-
Emprunts et dettes financières	-	-
- Emprunts	-	-
- Soldes créditeurs de banque	-	-
Clients - avances sur consommation	1 787 901	3 081 991
Fournisseurs	9 507 065	13 014 295
Dettes fiscales et sociales	15 812 727	13 478 090
Autres dettes	-	-
Produits constatés d'avance	1 691 793	-
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>28 799 486</b>	<b>29 574 376</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>353 425 527</b>	<b>342 003 207</b>

		Ua Pou 2015			Ua Pou 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>							
<b>P1</b>  <b>Puissance maximale majorée</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	70 724 736		70 724 736	70 883 073		70 883 073
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2015	657		657	657,00		657
	- Forfait FP1 2016	107 648		107 648	107 889,00		107 889
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-52 869 589	36 604 373	-16 265 215	-45 461 854	-38 305 621	-83 767 475
	par UO : Puissance maximale majorée	-80 471		-24 757	-69 196		-127 500
	- Maintenance	-18 179 394		-18 179 394	-17 633 457		-17 633 457
	- AC	-2 157 359		-2 157 359	-2 227 062		-2 227 062
	- ACE	-3 513 248		-3 513 248	-3 035 708		-3 035 708
	- MO	-12 508 787		-12 508 787	-12 370 687		-12 370 687
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-4 960 223		-4 960 223	-2 533 391		-2 533 391
	- AC	-24 265		-24 265	-51 521		-51 521
- ACE	-256 067		-256 067	-481 597		-481 597	
- MO	-64 621		-64 621	-39 186		-39 186	
- AUTRES	-4 615 270		-4 615 270	-1 961 087		-1 961 087	
- Amortissement des actifs de concession	-12 041 280	33 281 365	21 240 085	-8 649 306	-38 305 621	-46 954 927	
- Dot. Amortissement Technique	-11 225 801		-11 225 801	-8 983 236	-685 626	-9 668 862	
- Dot. Amortissement Caducité	1 541 493		1 541 493	1 541 494		1 541 494	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-2 356 972		-2 356 972	149 053	-17 792 433	-17 643 380	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		33 281 365	33 281 365	-1 356 617	-19 827 562	-21 184 179	
- Quote part des activités support affectées	-17 688 692	3 323 008	-14 365 683	-16 645 700		-16 645 700	
- Fonctions supports	-13 049 260		-13 049 260	-12 762 366		-12 762 366	
- Frais de siège	-4 639 432	3 323 008	-1 316 423	-3 883 334		-3 883 334	
<b>P2</b>  <b>Charges variables de production</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	5 303 038		5 303 038	5 309 779		5 309 779
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2015	2 258 534		2 258 534	2 257 559		2 257 559
	- Forfait FP2 2016	2,348		2,348	2,352		2,352
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-5 454 569	40 461	-5 414 108	-5 142 896		-5 142 896
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,415		-2,397	-2,278		-2,278
	- Maintenance	-3 416 076		-3 416 076	-3 076 725		-3 076 725
	- AC	-1 686 510		-1 686 510	-1 011 171		-1 011 171
	- ACE	-166 833		-166 833	-90 400		-90 400
	- MO	-1 562 733		-1 562 733	-1 975 154		-1 975 154
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
- Traitement des effluents							
- Quote part des activités support affectées	-2 038 493	40 461	-1 998 032	-2 066 171		-2 066 171	
- Fonctions supports	-1 559 842		-1 559 842	-1 727 216		-1 727 216	
- Frais de siège	-478 651	40 461	-438 190	-338 955		-338 955	
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>	43 484 428		43 484 428	37 328 142		37 328 142
	Par kWh produits sortie de centrale	19,25		19,25	16,53		16,53
	- Consommations	-43 484 427		-43 484 427	-37 328 142		-37 328 142
	- Fioul	937 209		937 209			
	- Gasoil	-43 764 164		-43 764 164	-36 660 613		-36 660 613
	- Huile	-657 472		-657 472	-667 529		-667 529
- Urée							
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	4 561 529		4 561 529	1 739 411		1 739 411
	- Coûts directs	-3 877 885		-3 877 885	-1 643 867		-1 643 867
	- AC	-363 839		-363 839			
	- ACE	-2 693 027		-2 693 027	-1 519 449		-1 519 449
	- MO	-821 019		-821 019	-124 418		-124 418
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-971 579		-971 579	-95 544		-95 544
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	124 073 731		124 073 731	115 260 405		115 260 405	
<b>MARGE AVANT IS</b>	17 415 681	36 644 835	54 060 516	25 588 102	-38 305 621	-12 717 519	
- IS report déficitaire 2016	-10 154 255	-21 365 860	-31 520 115	-13 588 868	20 342 659	6 753 791	
<b>MARGE NETTE</b>	17 415 681	36 644 835	54 060 516	25 588 102	-38 305 621	-12 717 519	
En % des produits	14%		44%	22%		-11%	
En % des immos brutes				18%		-9%	

		Ua Pou 2015			Ua Pou 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>32 568 755</b>		<b>32 568 755</b>	<b>31 995 086</b>		<b>31 995 086</b>
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) 2015	94		94	94		94
	- Forfait FD2 2016	345 008		345 008	338 931		338 931
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	<b>-46 520 429</b>	<b>-46 603 082</b>	<b>-93 123 510</b>	<b>-39 626 627</b>	<b>-52 379 438</b>	<b>-92 006 065</b>
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-492 801		-986 478	-419 774		-974 641
	- Maintenance	-9 009 480		-9 009 480	-12 147 798		-12 147 798
	- AC	-14 905		-14 905	-705 121		-705 121
	- ACE	-2 008 313		-2 008 313	-2 530 153		-2 530 153
	- MO	-6 986 262		-6 986 262	-8 912 524		-8 912 524
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-1 122 838	-741 770	-1 864 608	-1 575 826	-1 068	-1 576 894
	- AC				-224 333		-224 333
	- ACE	-303 887		-303 887	-308 757		-308 757
	- MO				-7 526		-7 526
	- AUTRES	-818 951	-741 770	-1 560 721	-1 035 210	-1 068	-1 036 278
	- Amortissement des actifs de concession	-24 783 544	-42 406 649	-67 190 193	-10 564 059	-52 378 370	-62 942 429
- Dot. Amortissement Technique	-465 479		-465 479	-472 301		-472 301	
- Dot. Amortissement Caducité	-4 342 336		-4 342 336	-4 342 336		-4 342 336	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-19 975 729		-19 975 729	-5 749 422		-5 749 422	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		-42 406 649	-42 406 649		-52 378 370	-52 378 370	
- Quote part des activités support affectées	-11 604 567	-3 454 663	-15 059 229	-15 338 944		-15 338 944	
- Fonctions supports	-7 522 289		-7 522 289	-9 698 192		-9 698 192	
- Frais de siège	-4 082 278	-3 454 663	-7 536 940	-5 640 752		-5 640 752	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	<b>1 140 548</b>		<b>1 140 548</b>	<b>1 125 155</b>		<b>1 125 155</b>
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>396 719</b>		<b>396 719</b>	<b>584 980</b>		<b>584 980</b>
	- Coûts directs	-523 522		-523 522	-1 037 534		-1 037 534
	- AC	-155 046		-155 046	-1 323 469		-1 323 469
	- ACE				-1 141 002		-1 141 002
	- MO	-368 476		-368 476	-635 107		-635 107
	- AUTRES				2 062 044		2 062 044
	- Quote part des activités support affectées	-712 506		-712 506	-970 710		-970 710
	- Fonctions supports	-595 497		-595 497	-795 087		-795 087
	- Frais de siège	-117 009		-117 009	-175 623		-175 623
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>25 249 572</b>		<b>25 249 572</b>	<b>14 831 227</b>		<b>14 831 227</b>
	- Coûts directs	-22 639 417		-22 639 417	-13 441 563		-13 441 563
- AC	-9 613 276		-9 613 276	-5 231 734		-5 231 734	
- ACE	-10 201 279		-10 201 279	-6 318 722		-6 318 722	
- MO	-2 824 862		-2 824 862	-1 891 107		-1 891 107	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-3 768 883		-3 768 883	-1 994 810		-1 994 810	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>59 355 594</b>		<b>59 355 594</b>	<b>48 536 448</b>		<b>48 536 448</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-14 809 163</b>	<b>-46 603 082</b>	<b>-61 412 244</b>	<b>-8 534 796</b>	<b>-52 379 438</b>	<b>-60 914 234</b>	
- IS report déficitaire 2016	8 634 518	27 172 040	35 806 558	4 532 506	27 816 728	32 349 234	
<b>MARGE NETTE</b>	<b>-14 809 163</b>	<b>-46 603 082</b>	<b>-61 412 244</b>	<b>-8 534 796</b>	<b>-52 379 438</b>	<b>-60 914 234</b>	
En % des produits	-25%		-103%	-18%		-126%	
En % des immos brutes				-2%		-17%	

		Ua Pou 2015			Ua Pou 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>ACHAT AUX PRODUCTEURS</b>	<b>REVENU AUTORISE et redevance solaire</b>	120 013 546		120 013 546	115 009 792		115 009 792
	- Achat d'électricité d'origine thermique	119 512 202		119 512 202	113 520 994		113 520 994
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique						
	- Achat d'électricité d'origine solaire	501 344		501 344	1 488 798		1 488 798
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	-120 013 546		-120 013 546	-115 009 792		-115 009 792
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-119 512 202		-119 512 202	-113 520 994		-113 520 994
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-501 344		-501 344	-1 488 798		-1 488 798
	<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>				-100 965		-100 965
- Produits de la Redevance solaire				21 350		21 350	
- Coûts de Fonctionnement							
- Quote part des activités support affectées				-122 315		-122 315	
- Fonctions supports				-112 236		-112 236	
- Frais de siège				-10 079		-10 079	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	167 170		167 170			
	- Coûts directs	-114 155		-114 155			
	- AC	-24 070		-24 070			
	- ACE						
	- MO	-90 085		-90 085			
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-114 788		-114 788				
- Fonctions supports	-86 182		-86 182				
- Frais de siège	-28 606		-28 606				
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	4 869 270		4 869 270	4 922 393		4 922 393
	- UO UC : Nombre d'abonnés 2015	786		786	791		791
	- Forfait FC 2016	6 195		6 195	6 223		6 223
	<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>	742 834		742 834	732 294		732 294
	- Frais de relance	620 880		620 880	607 140		607 140
	- Frais de perception de taxe	121 954		121 954	125 154		125 154
	<b>COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	-12 293 731	91 193	-12 202 538	-16 719 292	263 791	-16 455 501
	par UO : Nombre d'abonnés	-15 641		-15 525	-21 137		-20 803
	- Affranchissements	-1 072 174		-1 072 174	-1 071 510		-1 071 510
	- Fonctionnement	-3 215 316		-3 215 316	-6 135 339	263 791	-5 871 548
	- AC	-9 851		-9 851	-130 503		-130 503
	- ACE	-1 873 420		-1 873 420	-1 652 922		-1 652 922
	- MO	-3 871 047		-3 871 047	-4 353 612		-4 353 612
- AUTRES	2 539 002		2 539 002	1 698	263 791	265 489	
- Quote part des activités support affectées	-8 006 241	91 193	-7 915 048	-9 512 443		-9 512 443	
- Fonctions supports	-6 927 437		-6 927 437	-8 349 904		-8 349 904	
- Frais de siège	-1 078 804	91 193	-987 611	-1 162 539		-1 162 539	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	408 819		408 819	366 000		366 000
	- Frais de coupure	408 819		408 819	366 000		366 000
	- Coûts directs	-190 146		-190 146	-158 289		-158 289
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-190 146		-190 146	-158 289		-158 289
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-383 734		-383 734	-211 947		-211 947	
- Fonctions supports	-323 354		-323 354	-211 947		-211 947	
- Frais de siège	-60 380		-60 380				
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	126 201 639		126 201 639	121 030 479		121 030 479	
<b>MARGE AVANT IS</b>	-6 908 462	91 193	-6 817 269	-11 169 806	263 791	-10 906 015	
- IS report déficitaire 2016	4 027 995	-53 170	3 974 825	5 931 859	-140 089	5 791 770	
<b>MARGE NETTE</b>	-6 908 462	91 193	-6 817 269	-11 169 806	263 791	-10 906 015	
En % des produits	-5%		-5%	-9%		-9%	

		Ua Pou 2015			Ua Pou 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	Tarif public combustible 2015						
	<b>REVENU AUTORISE Rendement de production</b>						
	- Rendement de référence						
	- Rendement 2016						
	- kWh produits 2016						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	<b>REVENU AUTORISE Rendement de distribution</b>				44 790		44 790
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux 2016						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	<b>REVENU AUTORISE</b>	322 510		322 510	-328 335		-328 335
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-322 510		-322 510	159 624		159 624
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière				168 711		168 711
	<b>MARGE AVANT IS</b>						
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	190 441 272		190 441 272	171 022 793		171 022 793
	<b>TOTAL DES CHARGES</b>	-194 743 215		-204 610 269	-165 094 503	-90 421 268	-255 515 771
	<b>MARGE AVANT IS</b>	-4 301 943	-9 867 054	-14 168 997	5 928 290	-90 421 268	-84 492 978
	- IS report déficitaire 2016	2 508 259	5 753 010	8 261 268	-3 148 290	48 019 298	44 871 009
	<b>MARGE NETTE</b>	-4 301 943	-9 867 054	-14 168 997	5 928 290	-90 421 268	-84 492 978
	En % des produits	-2,3%		-7,4%	3,5%		-49,4%
	En % des immos brutes	-0,8%	-1,8%	-2,6%	1,2%		-16,7%

### 3.1) – Commentaires sur les états financiers

Des éléments non récurrents sur 2016 ont été constatés :

- **Production**
  - 8 MF d'impact négatif de provision pour renouvellement suite à la mise en place de l'approche par composant sur les groupes avec la revue du plan de renouvellement de ces composants
  - 20 MF d'impact négatif de correction d'une erreur de l'année dernière
- **Distribution**
  - +52 MF de provision pour renouvellement. 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.

Une variation entre 2015 et 2016, d'éléments récurrents a été constatés :

(Signe + impact positif, signe - impact négatif)

- **Production**
  - +3 MF de cout du fait de nombreuses mises au rebut en 2015
  - +4 MF de charges calculées suite à la mise en place de l'approche par composant sur les groupes avec revue du plan de renouvellement de ces composants

## 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 l'exploitatio		
	exercice N-1	nb UO exercice N	variation en % / N-1	Forfait 2015	17b	réguls	Forfait 2016	variation en % / N-1	n exercice N-1	Revenu de l'exploitatio n exercice N	variation en % / N-1
<b>Activité de production</b>											
puissance maximale majorée	657	657		107 648	107 889	0	107 889	0,2%	70 724 736	70 883 073	0,2%
nb de kWh produits	2 258 534	2 257 559	0,0%	2,348	2,352	0,000	2,352	0,2%	5 303 038	5 309 779	0,1%
<b>Activité de dispatching</b>											
nb de km de réseaux HTA											
<b>Activité de distribution</b>											
nb de km de réseaux (hors branchem	94,400	94,400		345 008	338 931	0	338 931	-1,8%	32 568 755	31 995 086	-1,8%
<b>Activité de fourniture</b>											
nb de clients (abonnements)	786	791	0,6%	6 195	6 223	0	6 223	0,5%	4 869 270	4 922 393	1,1%
<b>RE - "Forfaits"</b>									<b>113 465 799</b>	<b>113 110 331</b>	<b>-0,3%</b>
Résultat financier									322 510	-328 335	-201,8%
Partage des gains de rendement										44 790	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>									<b>113 788 309</b>	<b>112 826 786</b>	<b>-0,8%</b>

#### 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**

		2015			2016		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
carburant : GO	C	605 982	70,67	42 826 956	616 616	59,45	36 660 612
carburant : Fuel	C						
urée	U						
huiles	H	2 034	323,24	657 472	2 146	311,06	667 530
énergie achetée Hydr	E						
nergie achetée Solair	E	12 544	39,97	501 344	54 717	27,21	1 488 798
prod ENR EDT							
transport	T						
<b>CE Total</b>				<b>43 985 772</b>			<b>38 816 940</b>

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<sup>er</sup> mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel

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

- Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et les facturations adressées aux clients correspond à *la péréquation*.
- Sur l'ensemble des concessions ou la péréquation est nulle, l'écart existant entre les facturations adressées aux clients et le revenu autorisé est pris en compte dans les tarifs de la période suivante ; cet écart n'est donc pas intégré au chiffre d'affaires du concessionnaire, il est comptabilisé en produits constatés d'avance ou facture à établir selon qu'il soit positif ou négatif.

Rappel des exercices précédents		Ua pou			
		2 016	2 015	2 014	2 013
	<b>CA ENERGIE</b>	<b>70 142 269</b>	<b>72 584 321</b>	<b>74 771 260</b>	<b>76 161 772</b>
	Péréquation	81 501 457	85 189 760	77 798 865	64 858 913
	Revenu autorisé	151 643 726	157 774 081	0	0
	<b>MARGE NETTE</b>	<b>-84 492 978</b>	<b>-14 168 997</b>	<b>1 465 613</b>	<b>2 681 714</b>



## **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
<b>Production</b>	145 109 092	0	1 739 411	-1 739 411	145 109 092
<b>Distribution</b>	359 758 273	0	3 709 318	-1 958 386	361 509 205
<b>Total</b>	<b>504 867 365</b>	<b>0</b>	<b>5 448 729</b>	<b>-3 697 797</b>	<b>506 618 297</b>

Le total des acquisitions sur l'exercice 2016 s'élèvent à 5,4 MF dont :

- 1,7 MF en production pour la sécurité.
- 3,7 MF en distribution :
  - 3,3 MF pour le branchement et comptage,
  - 0,4 MF pour le réseau aérien.

Le total des cessions sur l'exercice 2016 s'élèvent à -3,7 MF dont :

- 1,7 MF en production pour la sécurité,
- 2 MF en distribution pour branchement et comptage.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 12,1 MF contre 0,5 MF fin 2015 soit une hausse de 11,6 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 PRIU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
A.N CONSTRUCTION UA POU	01/01/1986	420	35	01/01/2021	15 451 380	-	12 379 290	-	-	-	-	-	768 023
AN CONST CONCEDEANT UA POU	01/01/1992	420	35	01/01/2027	6 139 481	-	4 550 666	-	-	-	-	-	158 881
BATIMENT CENTRALE UA POU	18/11/2006	170	14,16	18/01/2021	992 580	-	709 013	-	-	-	-	-	70 064
MUR SECU BATIMENT CENTRAL	01/01/2007	168	14	01/01/2021	9 157 874	-	6 541 340	-	-	-	-	-	654 134
EXTENS° ATELIER STOCKAGE	01/01/2014	84	7	01/01/2021	655 479	280 700	220	-	-	93 823	-	-	(183)
RENOVAT° CENTRALE HAKAHAU	01/01/2007	168	14	01/01/2021	1 785 000	-	1 275 000	-	-	-	-	-	127 500
TVX GC GPE P400 HAKAHAU	15/11/2010	122	10,16	15/01/2021	10 737 932	6 470 515	1 583	-	-	1 058 181	-	-	(1 991)
EXTENS°SALLE RANGEMENT	01/01/2015	72	6	01/01/2021	270 708	90 154	82	-	-	45 200	-	-	(82)
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	01/08/2013	60	5	01/08/2018	6 115 169	3 661 117	-	472 605	-	2 228 237	(362 091)	-	(678 309)
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	01/08/2013	72	6	01/08/2019	6 115 169	3 228 579	-	671 720	-	1 795 698	(162 976)	-	(678 308)
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	15/11/2010	86	7,16	15/01/2018	5 848 040	5 005 146	-	739 735	-	811 342	(426 707)	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	15/11/2010	98	8,16	15/01/2019	5 848 040	4 738 160	-	838 551	-	544 356	(327 891)	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	01/08/2013	128	10,66	01/04/2024	2 669 320	-	1 133 402	-	-	-	-	-	211 851
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	01/08/2013	134	11,16	01/10/2024	2 669 320	-	1 121 296	-	-	-	-	-	199 745
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	15/11/2010	86	7,16	15/01/2018	2 552 716	2 184 786	-	322 900	-	354 157	(186 261)	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	15/11/2010	98	8,16	15/01/2019	2 552 716	2 068 244	-	366 034	-	237 615	(143 127)	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	01/08/2013	116	9,66	01/04/2023	4 194 801	-	1 827 046	-	-	-	-	-	378 841
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	01/08/2013	116	9,66	01/04/2023	4 194 800	-	1 827 046	-	-	-	-	-	378 841
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	15/11/2010	86	7,16	15/01/2018	3 892 729	3 331 659	-	1 106 619	-	540 067	330 180	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	15/11/2010	98	8,16	15/01/2019	3 892 729	3 153 941	-	1 024 338	-	362 349	247 899	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	170	14,16	18/01/2021	668 770	-	477 711	-	-	-	-	-	47 208
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	139	11,58	01/01/2021	1 738 840	-	1 138 378	-	-	-	-	-	150 115
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	21/09/2010	124	10,33	21/01/2021	5 044 045	-	3 081 195	-	-	-	-	-	483 990
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	122	10,16	15/01/2021	4 781 629	806 774	2 075 267	-	-	131 939	-	-	338 385
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP	01/01/2011	120	10	01/01/2021	1 089 181	653 270	238	-	-	109 127	-	-	(209)
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	122	10,16	15/01/2021	2 227 968	375 911	966 957	-	-	61 476	-	-	157 669
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	159	13,25	15/01/2021	1 726 376	-	1 200 139	-	-	-	-	-	130 292
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	122	10,16	15/01/2021	2 355 934	397 502	1 022 494	-	-	65 007	-	-	166 724
SUPERVISION CENT UA POU	01/07/2012	102	8,5	01/01/2021	204 185	108 075	24	-	-	24 060	-	-	(38)
SUPERVIS° GPE FGW UA POU	01/07/2012	102	8,5	01/01/2021	489 155	258 909	56	-	-	57 640	-	-	(92)
COFFRETS COMPTAGES UA POU	01/09/2013	88	7,33	01/01/2021	2 082 573	946 059	564	-	-	284 517	-	-	(530)
RENOV.TGBT PRISMA UA POU	01/05/2015	68	5,66	01/01/2021	5 615 070	-	1 651 491	-	-	-	-	-	990 895
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	01/05/2015	68	5,66	01/01/2021	1 553 694	457 410	(441)	-	-	274 446	-	-	(265)
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	170	14,16	18/01/2021	1 070 540	-	764 702	-	-	-	-	-	75 568
ENVVT F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	122	10,16	15/01/2021	1 029 832	173 757	446 956	-	-	28 416	-	-	72 879
ENS DESHUILAGE SEREP UA P	01/01/2013	96	8	01/01/2021	3 710 281	1 853 871	1 269	-	-	464 737	-	-	(952)
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	01/01/2014	84	7	01/01/2021	2 105 784	901 773	705	-	-	301 415	-	-	(589)
EQUIP DETECTION INCENDIE	30/08/2007	161	13,41	30/01/2021	65 391	-	45 503	-	-	-	-	-	4 874
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	122	10,16	15/01/2021	2 528 869	426 680	1 097 550	-	-	69 779	-	-	178 962
F&P SYST SECURITE UA POU	10/09/2012	100	8,33	10/01/2021	6 800 123	1 497 408	2 018 257	-	-	348 411	-	-	467 604
RENF SYSTEME DETECTION ET	30/04/2016	57	4,75	30/01/2021	1 739 411	-	245 145	-	-	-	-	-	245 145
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	122	10,16	18/01/2017	745 458	733 482	-	18 674 354	-	733 482	18 674 354	-	(479 871)
CESSION CENTRALE UA POU REGULARISATION 2015											19 827 562		(1 088 260)
<b>TOTAL PRODUCTION UA POU</b>					<b>145 109 092</b>	<b>43 803 881</b>	<b>47 600 145</b>	<b>24 216 856</b>	<b>108 835 759</b>	<b>11 025 479</b>	<b>37 470 942</b>	<b>(1 541 494)</b>	<b>3 528 510</b>

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	
TRANSFO KENA O1011 UA POU	01/07/2013	300	25	01/07/2038	359 410	-	50 316			-			14 376
TRANSFO ELEVATEUR SECOURS	01/10/2004	300	25	01/10/2029	1 238 454	-	606 841			-			49 538
TRANSFO POSTE CP DP UAPOU	01/07/2006	300	25	01/07/2031	494 734	-	207 786			-			19 789
POSTE H61 TAHAA	01/01/2007	300	25	01/01/2032	578 910	-	231 562			-			23 156
POSTE CP UA POU 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	426 338	-	162 009			-			17 054
RENFORC POSTE 01032 VAIKA	01/01/2011	300	25	01/01/2036	206 018	24 717	24 729			4 129			4 112
RENFORC TRANSFO 01032	01/01/2011	300	25	01/01/2036	498 133	59 764	59 786			9 983			9 942
RENFORC POSTE 01031 VIVII	01/01/2011	300	25	01/01/2036	1 194 549	143 317	143 375			23 941			23 841
RENFORC TRANSFO 01031	01/01/2011	300	25	01/01/2036	498 133	59 764	59 786			9 983			9 942
RENFORC POSTE H16 5101012	01/01/2011	300	25	01/01/2036	2 286 863	274 368	274 479			45 832			45 642
TRANSFO H61 O1012 UA POU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	456 262	54 740	54 762			9 144			9 106
POSTE CENTRALE HAKAHAU	01/02/2004	300	25	01/02/2029	2 293 619	-	1 185 039			-			91 745
POSTE PROTECT* ELEVATEUR	01/12/2004	300	25	01/12/2029	16 517 092	-	7 983 263			-			660 683
TRANSFO ELEVATEUR UA POU	01/10/2006	300	25	01/10/2031	3 236 594	-	1 327 006			-			129 464
POSTE DP UA POU	01/01/2007	300	25	01/01/2032	1 124 011	-	449 603			-			44 960
POSTE DP UA POU 2008	01/07/2008	300	25	01/07/2033	3 018 367	-	1 026 247			-			120 735
POSTE DP UA POU 2010	01/07/2010	300	25	01/07/2035	177 682	-	46 196			-			7 107
REEMPL IACM PAR IAM UA POU	13/01/2011	180	15	13/01/2026	842 316	137 346	197 708			23 070			33 085
RESEAUX UA POU 1992	01/01/1992	300	25	01/01/2017	9 391 296	-	9 391 296			-			310 692
RES.AERIEN UA POU 97	01/01/1997	300	25	01/01/2022	3 713 158	-	2 970 525			-			148 526
RES.AERIEN UA POU 98	01/01/1998	300	25	01/01/2023	36 666 933	-	27 866 868			-			1 466 678
RES.AERIEN UA POU 99	01/01/1999	300	25	01/01/2024	18 130 917	-	13 054 261			-			725 236
RES.AERIEN UA POU 2000	01/01/2000	300	25	01/01/2025	1 678 113	-	1 141 117			-			67 125
RES.AERIEN UA POU 2001	01/01/2001	300	25	01/01/2026	45 000	-	28 800			-			1 800
RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	300	25	01/01/2026	647 173	-	414 192			-			25 887
RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	300	25	01/01/2026	548 313	-	355 942			-			21 374
RES.AERIEN UA POU 2002	01/01/2002	300	25	01/01/2027	99 091	-	59 456			-			3 964
RESEAUX UA POU 2002	01/01/2002	300	25	01/01/2027	1 371 888	-	823 133			-			54 876
RES.AERIEN UA POU 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	20 893 178	-	11 700 178			-			835 727
RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	350 063	-	196 035			-			14 002
RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	42 290	-	23 827			-			1 679
RESEAU CP41906 2004 UAPOU	01/07/2004	300	25	01/07/2029	224 131	-	112 063			-			8 965
RESEAUX UA POU 2004	01/07/2004	300	25	01/07/2029	1 245 468	-	622 737			-			49 819
RESEAU HTA/BTA COM UA POU	02/12/2004	300	25	02/12/2029	4 419 691	-	2 135 695			-			176 788
RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	300	25	01/06/2030	4 460 577	-	2 066 733			-			178 423
RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	300	25	01/06/2030	12 910	-	5 980			-			516
RESEAUX CP 51906 2005UAPO	01/06/2005	300	25	01/06/2030	549 536	-	254 618			-			21 982
EXT BTA AHSCHA LOUIS	01/01/2006	300	25	01/01/2031	563 794	-	248 072			-			22 552
EXT BTA BRUNEAU PASCAL	06/03/2006	300	25	06/03/2031	235 658	-	101 985			-			9 427
RESEAU HTA HOHOI UAPOU 06	01/06/2006	300	25	01/06/2031	5 940 091	-	2 514 641			-			237 604
RESEAUX UA POU 2006	01/07/2006	300	25	01/07/2031	1 408 602	-	591 612			-			56 344
RESEAU 15% EXT UA POU 06	01/07/2006	300	25	01/07/2031	132 798	-	55 776			-			5 312
RENF RES BTA CP UA POU	01/07/2006	300	25	01/07/2031	369 143	-	155 043			-			14 766
RESEAUX UA POU	01/01/2007	300	25	01/01/2032	2 021 930	-	808 770			-			80 877
RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	305 084	-	115 930			-			12 204
RES AERIEN CP UA POU 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	3 378 086	-	1 283 672			-			135 124
RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	677 984	-	257 632			-			27 120
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	90 666	-	34 455			-			3 626
EXT BTA SIT MAUI'A POUR	01/01/2008	300	25	01/01/2033	406 904	-	146 484			-			16 276
EXT 14A BTA QTER MAUHA	01/01/2008	300	25	01/01/2033	168 283	-	60 579			-			6 731

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	
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	300	25	01/01/2033	263 917	-	95 013			-			10 557
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	300	25	01/01/2033	129 467	-	46 611			-			5 179
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	300	25	01/01/2033	249 014	-	89 646			-			9 961
RESEAU CP UA POU 2008	01/07/2008	300	25	01/07/2033	22 416 398	-	7 621 576			-			896 656
RESEAU 2008 TIERS	01/07/2008	300	25	01/07/2033	23 218 770	-	7 894 383			-			928 751
EXT BTA QT TOKIAHI-TOHIPU	21/11/2008	300	25	21/11/2033	239 221	-	77 615			-			9 569
RESEAU CP UA POU 2009	01/07/2009	300	25	01/07/2034	408 833	-	122 648			-			16 353
RESEAU 2009 CONCEDANT	01/12/2009	300	25	01/12/2034	158 096	-	44 795			-			6 324
RESEAU 2010 CONCED UAPOU	01/07/2010	300	25	01/07/2035	1 223 694	-	318 162			-			48 948
RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	300	25	01/07/2035	11 655 878	-	3 030 528			-			466 235
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	416 480	99 935	19			16 694			(35)
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	26/01/2011	300	25	26/01/2036	271 870	64 491	4			10 897			(22)
RESEAU CP UA POU 2011	01/07/2011	300	25	01/07/2036	3 061 396	-	673 508			-			122 456
RESEAU 2011 CONCED UAPOU	01/07/2011	300	25	01/07/2036	121 814	-	26 800			-			4 872
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	01/01/2012	300	25	01/01/2037	1 496 400	299 214	66			59 974			(118)
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	01/01/2012	300	25	01/01/2037	540 240	108 024	26			21 652			(42)
RESEAU CP UA POU 2012	01/07/2012	300	25	01/07/2037	25 812 032	-	4 646 165			-			1 032 481
RESEAU CP UA POU 2013	01/07/2013	300	25	01/07/2038	43 213 856	-	6 049 939			-			1 728 554
RESEAU 2013 CONCED UAPOU	01/07/2013	300	25	01/07/2038	86 432	-	12 100			-			3 457
EXT 14A1 QT AKA UA POU	03/09/2013	300	25	03/09/2038	121 615	16 182	8			4 875			(10)
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	10/10/2013	300	25	10/10/2038	248 645	32 078	(2)			9 966			(20)
14A/09/2011/UAP/JK/PG	01/01/2014	300	25	01/01/2039	520 386	62 405	40			20 859			(44)
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	03/06/2014	300	25	03/06/2039	168 251	17 358	(10)			6 744			(14)
RESEAU 2014 CONCED UAPOU	01/07/2014	300	25	01/07/2039	97 444	-	9 745			-			3 898
RESEAU CP UA POU 2015	01/07/2015	300	25	01/07/2040	22 149 121	-	1 328 947			-			885 965
RESEAU 2015 CONCED UAP	01/07/2015	300	25	01/07/2040	56 063	-	3 364			-			2 243
RESEAU CP UA POU 2016	01/07/2016	300	25	01/07/2041	268 111	-	5 362			-			5 362
RESEAU 2016 CONCED UAPOU	01/07/2016	300	25	01/07/2041	86 432	-	1 729			-			1 729
RESEUAX UA POU	01/01/2007	420	35	01/01/2042	5 052 377	-	1 443 539			-			144 353
EXT RES SOUT STATION CHLO	24/02/2007	420	35	24/02/2042	375 753	-	105 779			-			10 736
EXT SOUT BTA SIT MAUIA	01/01/2008	420	35	01/01/2043	838 777	-	215 685			-			23 965
EXT 14A BTA QTR HIVATETE	01/01/2008	420	35	01/01/2043	863 076	-	221 931			-			24 659
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	420	35	01/01/2043	555 333	-	142 803			-			15 867
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	420	35	01/01/2043	703 780	-	180 972			-			20 108
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	420	35	01/01/2043	776 808	-	199 751			-			22 195
EXTENSION HTA MOD UA POU	01/01/2009	420	35	01/01/2044	1 079 674	-	246 784			-			30 848
EXT 14A1 BTA QT YIP UAPOU	01/01/2011	420	35	01/01/2046	1 246 897	213 701	55			35 698			(72)
COMPTAGE UA POU 1992	01/01/1992	240	20	01/01/2012	3 074 945	-	3 074 945			-			-
COMPTAGE UA POU 94	01/01/1994	240	20	01/01/2014	850 397	850 397	-			-			-
COMPTAGE UA POU 95	01/01/1995	240	20	01/01/2015	739 250	739 250	-			-			-
COMPTAGE UA POU 96	01/01/1996	240	20	01/01/2016	32 250	32 250	-			-			-
COMPTAGE UA POU 97	01/01/1997	240	20	01/01/2017	630 000	630 000	-			31 500			-
COMPTAGE UA POU 98	01/01/1998	240	20	01/01/2018	630 000	598 500	-			31 500			-
COMPTAGE UA POU 99	01/01/1999	240	20	01/01/2019	720 525	648 472	-			36 027			-
COMPTAGE UA POU 2001	01/01/2001	240	20	01/01/2021	163 195	-	130 557			-			8 160

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 UA POU 2002	01/01/2002	240	20	01/01/2022	352 309	-	264 231			-			17 615
COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	240	20	01/01/2022	1 562 578	-	1 171 935			-			78 129
COMPTAGE UA POU 2003	01/01/2003	240	20	01/01/2023	860 164	-	602 113			-			43 009
POSE COMPTEUR 2004 UA POU	01/07/2004	240	20	01/07/2024	478 333	-	298 959			-			23 916
BRANCHEMENT UA POU 2004	01/07/2004	240	20	01/07/2024	1 096 648	-	685 404			-			54 832
COMPTAGE UA POU 2005	01/06/2005	240	20	01/06/2025	727 196	-	421 170			-			36 360
POSE COMPTEURS UA POU 05	01/07/2005	240	20	01/07/2025	375 526	-	215 926			-			18 777
BRCHT UA POU 2006	01/07/2006	240	20	01/07/2026	1 585 722	-	832 503			-			79 286
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2006	240	20	01/07/2026	509 573	-	267 527			-			25 478
BRCHT STATION CHLORATION	24/02/2007	240	20	24/02/2027	27 952	-	13 771			-			1 397
BRCHT/CPTAGES CP UAPOU 07	01/07/2007	240	20	01/07/2027	1 029 275	-	488 908			-			51 464
BRCHT UAPOU 2007	01/07/2007	240	20	01/07/2027	1 906 353	-	905 519			-			95 317
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2008	240	20	01/07/2028	835 074	-	354 909			-			41 754
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	240	20	01/07/2028	1 984 791	-	843 537			-			99 240
BRCHT/CPTAGE UA POU 2009	01/07/2009	240	20	01/07/2029	599 221	-	224 708			-			29 961
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	240	20	01/12/2029	746 569	-	264 409			-			37 328
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	240	20	01/07/2030	968 750	87 135	227 709			13 428			35 010
COMPTAGE TIERS UAPOU 2010	01/07/2010	240	20	01/07/2030	1 290 551	-	419 430			-			64 528
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	240	20	01/07/2031	523 416	48 537	95 403			8 838			17 333
COMPTAGE TIERS UAPOU 2011	01/07/2011	240	20	01/07/2031	811 876	-	223 267			-			40 594
BRCHT/CPTAGES UA POU	01/07/2012	240	20	01/07/2032	661 941	26 169	122 768			5 826			27 271
COMPTAGE TIERS UAPOU 2012	01/07/2012	240	20	01/07/2032	489 181	-	110 066			-			24 459
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2013	240	20	01/07/2033	763 159	45 733	87 820			13 087			25 071
COMPTAGE TIERS UAPOU 2013	01/07/2013	240	20	01/07/2033	837 874	-	146 629			-			41 894
CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	01/07/2013	240	20	01/07/2033	53 909	-	9 433			-			2 695
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2014	240	20	01/07/2034	625 982	18 820	59 428			7 536			23 763
COMPTAGE TIERS UA POU2014	01/07/2014	240	20	01/07/2034	559 659	-	69 957			-			27 983
CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	01/07/2014	240	20	01/07/2034	72 789	-	9 098			-			3 639
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2015	240	20	01/07/2035	2 773 542	13 458	194 558			8 972			129 705
COMPTAGE TIERS UAP 2015	01/07/2015	240	20	01/07/2035	375 370	-	28 153			-			18 769
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2016	240	20	01/07/2036	2 854 162	2 145	69 209			2 145			69 209
COMPTAGE TIERS UAP 2016	01/07/2016	240	20	01/07/2036	500 613	-	12 515			-			12 515
PR COMPTEURS								527 393			(5 114 633)		
PR RESEAUX AERIENS								116 476 031			63 242 425		
<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>					<b>361 509 205</b>	<b>5 408 270</b>	<b>141 491 160</b>	<b>116 476 031</b>	<b>270 227 888</b>	<b>472 301</b>	<b>58 127 792</b>	<b>4 342 336</b>	<b>13 844 663</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION UA POU</b>					<b>506 618 297</b>	<b>49 212 151</b>	<b>189 091 305</b>	<b>140 692 887</b>	<b>379 063 647</b>	<b>11 497 780</b>	<b>95 598 734</b>	<b>2 800 842</b>	<b>17 373 173</b>

### 3. Suivi du programme contractuel d'investissements

#### Total distribution

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
51	E4903	RENOUVEL. RESEAUX ILES	268 111
51	E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	86 991
51	E4901	REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	2 767 171
<b>51</b>		<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>3 122 273</b>
<b>51</b>		<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>	<b>3 122 273</b>

### 4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

4 MF ont été investies dans le renouvellement des immobilisations du domaine concédé

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant renouvellement
51	R51500	RENF SYSTEME DETECT/EXTINCT GAZ TGBT UA POU	1 739 411
<b>51</b>		<b>TOTAL PRODUCTION UA POU</b>	<b>1 739 411</b>

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant renouvellement
51	E4903	RENOUVEL. RESEAUX ILES	268 111
51	E4901	REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	2 767 171
<b>51</b>		<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>3 035 282</b>
<b>51</b>		<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>	<b>3 035 282</b>

## 5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant améliorant
51	E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	86 991
<b>51</b>		<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>86 991</b>
<b>51</b>		<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>	<b>86 991</b>

Ets		N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
51	tiers	B6970	FOURN & POSE BRCHT TAHITI TAHITI & ILES	86 432
51	concedant	E4950	TVX DE BRANCHEMENT ILES	86 432
51	tiers	E4950	TVX DE BRANCHEMENT ILES	414 181
<b>51</b>			<b>TOTAL FINANCEMENT CONCEDANT ET TIERS</b>	<b>587 045</b>

## 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<sup>ème</sup> de cette valeur réajustée pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.

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

- Application de la formule  
Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2010 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.  
L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10<sup>ème</sup> de la valeur d'origine égal à :  $10 - (2020 - (\text{année de mise en service} + 1))$ .  
Soit :



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

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010 à 2016 s'élève à :
  - 3 MF en distribution
  - 7 MF en production

Le détail par chantier est reporté dans les tableaux suivants.

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
51	EXTENS* ATELIER STOCKAGECENTRALE HAKAHAU UA POU	01/01/2014	7	01/01/2021	655 479	100%	655 479	327 740
51	TVX GC GPE P400 HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	15/01/2021	10 737 932	100%	10 737 932	1 073 793
51	EXTENS*SALLE RANGEMENTCENTRALE UA POU	01/01/2015	6	01/01/2021	270 708	100%	270 708	162 425
51	MOTEUR FG WILSON P400 UAPOU HAKAHAU	01/08/2013	6	01/08/2018	6 115 169	0%	-	-
51	MOTEUR FG WILSON P400 UAPOU HAKAHAU	01/08/2013	6	01/08/2019	6 115 169	0%	-	-
51	MOTEUR FG WILSON P400 UAPOU HAKAHAU	15/11/2010	6	15/01/2018	5 848 040	28%	1 637 451	-
51	MOTEUR FG WILSON P400 UAPOU HAKAHAU	15/11/2010	6	15/01/2019	5 848 040	28%	1 637 451	-
51	ALTERNAT FG WILS P400 UAPOU HAKAHAU	01/08/2013	7	01/04/2024	2 669 320	0%	-	-
51	ALTERNAT FG WILS P400 UAPOU HAKAHAU	01/08/2013	7	01/10/2024	2 669 320	0%	-	-
51	ALTERNAT FG WILS P400 UAPOU HAKAHAU	15/11/2010	7	15/01/2018	2 552 716	28%	714 760	-
51	ALTERNAT FG WILS P400 UAPOU HAKAHAU	15/11/2010	7	15/01/2019	2 552 716	28%	714 760	-
51	ACCESSOIRE WILS P400 UAPOU HAKAHAU	01/08/2013	7	01/04/2023	4 194 801	0%	-	-
51	ACCESSOIRE WILS P400 UAPOU HAKAHAU	01/08/2013	7	01/04/2023	4 194 800	0%	-	-
51	ACCESSOIRE WILS P400 UAPOU HAKAHAU	15/11/2010	7	15/01/2018	3 892 729	28%	1 089 964	-
51	ACCESSOIRE WILS P400 UAPOU HAKAHAU	15/11/2010	7	15/01/2019	3 892 729	28%	1 089 964	-
51	F&P CUVE PRINCIPALE 50M3HAKAHAU UA POU	21/09/2010	10	21/01/2021	5 044 045	0%	-	-
51	COMB F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	15/01/2021	4 781 629	28%	1 338 856	133 886
51	AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAPS/EMPRISE CENTRALE UA POU	01/01/2011	10	01/01/2021	1 089 181	100%	1 089 181	217 836
51	EAU F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	15/01/2021	2 227 968	28%	623 831	62 383
51	ENER F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	15/01/2021	2 355 934	28%	659 662	65 966
51	SUPERVISION CENT UA POUINSTALLATION HAKAHAU	01/07/2012	9	01/07/2021	204 185	100%	204 185	61 256
51	SUPERVIS° GPE FGW UA POU400 CENTRALE HAKAHAU	01/07/2012	9	01/01/2021	489 155	100%	489 155	146 747
51	COFFRETS COMPTAGES UA POUCENTRALE UA POU	01/09/2013	7	01/01/2021	2 082 573	100%	2 082 573	833 029
51	RENOV.TGBT PRISMA UA POUCENTRALE G3 & G4	01/05/2015	6	01/01/2021	5 615 070	0%	-	-
51	PROTECT* TRANSF TR2 UAPOU	01/05/2015	6	01/01/2021	1 553 694	100%	1 553 694	932 216
51	ENVY F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	15/01/2021	1 029 832	28%	288 353	28 835
51	ENS DESHUILAGE SEREP UA POU CENTRALE HAKAHAU	01/01/2013	8	01/01/2021	3 710 281	100%	3 710 281	1 484 112
51	TUDE DDAE CENTRAL UA POU	01/01/2014	7	01/01/2021	2 105 784	100%	2 105 784	1 052 892
51	SECU F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	15/01/2021	2 528 869	28%	708 083	70 808
51	F&P SYST SECURITE UA POUINCENDIE CENTRALE HAKAHAU	10/09/2012	8	10/01/2021	6 800 123	43%	2 897 717	869 315
51	RENF SYSTEME DETECTION EXTINCTION GAZ UA POU	30/04/2016	5	30/01/2021	1 739 411	0%	-	-
<b>51</b>	<b>TOTAL PRODUCTION UA POU</b>				<b>105 567 402</b>		<b>36 299 826</b>	<b>7 523 239</b>
51	TRANSFO KENA O1011 UA POUFEEDER DEPART 1 HAKAHAU	01/07/2013	25	01/07/2038	359 410	0%	-	-
51	RENFORC POSTE 01032 VAIKAKA HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	01/01/2036	206 018	50%	103 009	20 602
51	RENFORC TRANSFO 01032VAIKAKA HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	01/01/2036	498 133	50%	249 067	49 813
51	RENFORC POSTE 01031 VIVII HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	01/01/2036	1 194 549	50%	597 275	119 455
51	RENFORC TRANSFO 01031VIVII HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	01/01/2036	498 133	50%	249 067	49 813
51	RENFORC POSTE H16 51O1012 HUNANUI HOHOI UA POU	01/01/2011	25	01/01/2036	2 286 863	50%	1 143 432	228 686
51	TRANSFO H61 O1012 UA POUHUNANUI HOHOI HAKAHAU	01/01/2011	25	01/01/2036	456 262	50%	228 131	45 626
51	POSTE DP UA POU 2010CP	01/07/2010	25	01/07/2035	177 682	0%	-	-
51	REMP L IACM PAR IAM UA POU 0316A HAKAHETAU	13/01/2011	15	13/01/2026	842 316	41%	345 350	69 070
51	RESEAU 2010 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2010	25	01/07/2035	-	-	-	-
51	RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	25	01/07/2035	11 655 878	0%	-	-
51	EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOUVALLEE HAAKUTI	01/01/2011	25	01/01/2036	416 480	100%	416 480	83 296
51	EXT14A1 QT TAMRII UA POUVALLEE HAKAHA	26/01/2011	25	26/01/2036	271 870	100%	271 870	54 374
51	RESEAU CP UA POU 2011	01/07/2011	25	01/07/2036	3 061 396	0%	-	-
51	RESEAU 2011 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2011	25	01/07/2036	-	-	-	-
51	EXT 14A1 BTA QT TAMRIITUKOOVE HAKAHAU UA POU	01/01/2012	25	01/01/2037	1 496 400	100%	1 496 400	448 920
51	EXT 14A1 QT SCALLAMERAHAKAHAU UA POU	01/01/2012	25	01/01/2037	540 240	100%	540 240	162 072
51	RESEAU CP UA POU 2012	01/07/2012	25	01/07/2037	25 812 032	0%	-	-
51	RESEAU CP UA POU 2013 CP 2013	01/07/2013	25	01/07/2038	43 213 856	0%	-	-
51	RESEAU 2013 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2013	25	01/07/2038	-	-	-	-
51	EXT 14A1 QT AKA UA POUNATAAEFITUIETE HAAKUTI	03/09/2013	25	03/09/2038	121 615	100%	121 615	48 646
51	EXT 14A1 QT HIKUTINI UA POU A HAKAMOUI	10/10/2013	25	10/10/2038	248 645	100%	248 645	99 458
51	14A/09/2011/UA/P/JK/PQQUART BRUNEAU HAKAHAU UAP	01/01/2014	25	01/01/2039	520 386	100%	520 386	260 193
51	EXT 14A/793/2013/UA/P/JK/IH QT TEKITU HAKAHAU UAP	03/06/2014	25	03/06/2039	168 251	100%	168 251	84 126
51	RESEAU 2014 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2014	25	01/07/2039	-	-	-	-
51	RESEAU CP UA POU 2015CP 2015	01/07/2015	25	01/07/2040	22 149 121	0%	-	-
51	RESEAU 2015 CONCED UA POUFINANCEMENT UA POU	01/07/2015	25	01/07/2040	-	-	-	-
51	EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOUTEVAAEA A HAKAHAU	01/01/2011	35	01/01/2046	1 246 897	100%	1 246 897	249 379
51	BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	20	01/07/2030	968 750	28%	268 008	26 801
51	COMPTAGE TIERS UAPOU 2010FINANCEMENT	01/07/2010	20	01/07/2030	-	-	-	-
51	BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	20	01/07/2031	523 416	34%	176 399	35 280
51	COMPTAGE TIERS UAPOU 2011FINANCEMENT	01/07/2011	20	01/07/2031	-	-	-	-
51	BRCHT/CPTAGES UA POU CP 2012	01/07/2012	20	01/07/2032	661 941	18%	116 278	34 883
51	COMPTAGE TIERS UAPOU 2012FINANCEMENT UA POU	01/07/2012	20	01/07/2032	-	-	-	-
51	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2013	01/07/2013	20	01/07/2033	763 159	34%	261 201	104 480
51	COMPTAGE TIERS UAPOU 2013FINANCEMENT UA POU	01/07/2013	20	01/07/2033	-	-	-	-
51	CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	01/07/2013	20	01/07/2033	-	-	-	-
51	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2014	01/07/2014	20	01/07/2034	625 982	24%	150 415	75 208
51	COMPTAGE TIERS UA POU2014FINANCEMENT UA POU	01/07/2014	20	01/07/2034	-	-	-	-
51	CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	01/07/2014	20	01/07/2034	-	-	-	-
51	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2015	01/07/2015	20	01/07/2035	2 773 542	6%	179 066	107 440
51	COMPTAGE TIERS UAP 2015FINANCEMENT UA POU	01/07/2015	20	01/07/2035	-	-	-	-
51	RESEAU CP UA POU 2016CP 2016	01/07/2016	25	01/07/2041	268 111	0%	-	-
51	RESEAU 2016 CONCED UAPOUFINANCEMENT UA POU	01/07/2016	25	01/07/2041	-	-	-	-
51	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2016	01/07/2016	20	01/07/2036	2 854 162	3%	85 625	59 937
51	COMPTAGE TIERS UAP 2016FINANCEMENT UA POU	01/07/2016	20	01/07/2036	-	-	-	-
<b>51</b>	<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>				<b>126 881 496</b>		<b>9 183 104</b>	<b>2 517 559</b>
<b>51</b>	<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION UA POU</b>				<b>232 448 898</b>		<b>45 482 930</b>	<b>10 040 798</b>

## 7. Plan de Renouvellement

### Distribution

	2017	2018	2019	2020	Total à renouveler
Transfos	1 500 000	-	-	1 568 518	<b>3 068 518</b>
IAT IAM	8 000 000	-	-	-	<b>8 000 000</b>
Réseaux HTA	33 600 000	15 225 000	15 453 375	15 685 176	<b>79 963 551</b>
Réseaux BT	8 000 000	8 120 000	8 241 800	8 365 427	<b>32 727 227</b>
Branchements et comptages	1 000 000	1 015 000	1 030 225	1 045 678	<b>4 090 903</b>
Réseau souterrain	10 000 000				<b>10 000 000</b>
<b>TOTAL</b>	<b>62 100 000</b>	<b>24 360 000</b>	<b>24 725 400</b>	<b>26 664 799</b>	<b>137 850 199</b>

### Production :

	2017	2018	2019	Total à renouveler
ACCESSOIRES GROUPES		5 342 369	5 422 504	<b>10 764 873</b>
ALTERNATEUR GROUPE		2 875 616	2 918 750	<b>5 794 366</b>
BLOC MOTEUR GROUPE		13 175 549	13 473 480	<b>26 649 029</b>
REGROUPEMENT FILIERES P.C	20 301 656			<b>20 301 656</b>
<b>TOTAL</b>	<b>20 301 656</b>	<b>21 393 534</b>	<b>21 814 734</b>	<b>63 509 924</b>

## **5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUE 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<sup>er</sup> décembre 2014 au 31 décembre 2020 (et couvre la période allant jusqu'au 31/12/2020)

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 0,20 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
AIR TAHITI	AGENCE UA POU

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

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

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

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

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

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

Cf. paragraphe :

1. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

➤ Aspects commerciaux

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

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

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