



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

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2016

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....	5
➤ Aspects commerciaux.....	6
1 - Mode de détermination des tarifs	6
2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2016.....	6
3 – Chiffre d'affaires énergie.....	8
4 - Autres produits d'exploitation	8
5 - Statistiques de ventes	9
6 - Services offerts à la clientèle	13
7 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	15
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	16
➤ Bilan technique	17
1 - Effectifs de l'exploitation :	17
2 - Détail des ouvrages de production :	17
3 - Données de production :	18
4 - Qualité de service	19
5 - Qualité – Sécurité - Environnement.....	20
6 - Travaux significatifs – Faits marquants	20
7 - Unités d'œuvres 2016 de la concession.....	20
3 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES.....	22
➤ Bilan et compte de résultat de la concession.....	23
1– Principes de la comptabilité appropriée	23
2 – Méthodologie et clés de répartition analytique	29
3 - Actif, Passif et Résultat de la concession	33
4 - Revenu autorisé et chiffre d'affaires	38
4 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	42
1. Variation du patrimoine immobilier	43
2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	44
3. Suivi du programme contractuel d'investissements	46
4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année	46
5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	46
6 - Plan de Renouvellement	47
5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	48
1 - Etats des engagements à incidence financière	49

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 cotisations retraites en avantages en nature

Image de l'entreprise :

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

Performance :

2016 a été l'année de la poursuite de notre plan de transformation de l'entreprise « Engie PF 2020 » avec la mise en œuvre de différents projets visant tant à l'amélioration de la performance qu'au développement de l'entreprise.

Sécurité :

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

Tarif :

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

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

Concession de Ua Huka**Aspects juridiques et contractuels :**

- n/a

Aspects commerciaux :

- Les ventes d'énergie sur le périmètre de la concession augmentent de (+2,8 %) en 2016
- Le nombre de clients augmente de (+3%), la puissance souscrite augmente de (+0,9 %).
- Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh baisse de (-6,1%)

Aspects techniques :

- La puissance de pointe appelée a été de 132 kWh
- Le temps moyen de coupure par client sur incident (TMCi) est de 3h02 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^{er} mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité applicable sur l'ensemble des concessions ayant adopté le cahier des charges de la concession de Tahiti Nord, sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble desdites concessions.

Les tarifs applicables en 2016 avaient été fixés par :

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

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

Tranches tarifaires	Réf de mars 2015 à février 2016	Réf de mars à décembre 2016	Seuils de mars 2015 à février 2016	Seuils de mars à décembre 2016	Prix du kWh (XPF) Mars 2015 à février 2016	Prix du kWh (XPF) Mars à Déc. 2016
	BT Usage social 1ère tranche	TP0	P1	de 0 à 180 kWh	de 0 à 240 kWh/mois	19
BT Usage social 2ème tranche	TP1	P2	de 181 à 300 kWh	au-dessus de 240 kWh/mois	39	39
BT Usage social	TP2		au-dessus de 300 kWh		60	
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	P3	de 0 à 300 kWh	de 0 à 240 kWh/mois	27.5	24.5
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	P2	de 301 à 450 kWh	au-dessus de 240 kWh/mois	45	39
BT Usage domestiques	P3		au-dessus de 450 kWh		66	
BT Eclairage public	P3	P4			34	33
BT Usage professionnel	P4	P5	de 0 à 3000 kWh		39	35.75
BT Usage professionnel	P4'		au-dessus de 3000 kWh		43	
MT Tarif jour	P5	P6	de 0 à 16200 kWh	de 07h00 à 20h59	25	25
MT Tarif jour	P6		de 16201 à 48600 kWh		25	
MT Tarif jour	P7		au-dessus de 48600 kWh		25	
MT Tarif nuit	P8	P7	de 0 à 9000 kWh	de 21h à 06h59	22	22
MT Tarif nuit	P9		au-dessus de 9000 kWh		22	
MT Tarif uniforme	P10				39	
Prépaiement 2.2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P11	P8			22	22
Prépaiement 3.3 kVA de puissance souscrite	P12	P9			31	28
Prépaiement 4.4 kVA de puissance souscrite	P13				37	
Prépaiement 5.5 kVA de puissance souscrite	P14				39	
Prépaiement 6.6 kVA de puissance souscrite	P15	P10			42	37

PRIME D'ABONNEMENT (en F fcp/kVA)	Mars 2015 à février 2016	Mars à Décembre 2016
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "petits consommateurs" (puissance souscrite \leq 3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	395
Tarifs "classique" basse tension usages professionnels et autres usages	345	360
Moyenne tension	ANNUELLE	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	18 401	1533
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	11 501	1245

Taxes	Taux
Taxe municipale	2 XPF/kwh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%

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

3 - Chiffre d'affaires énergie

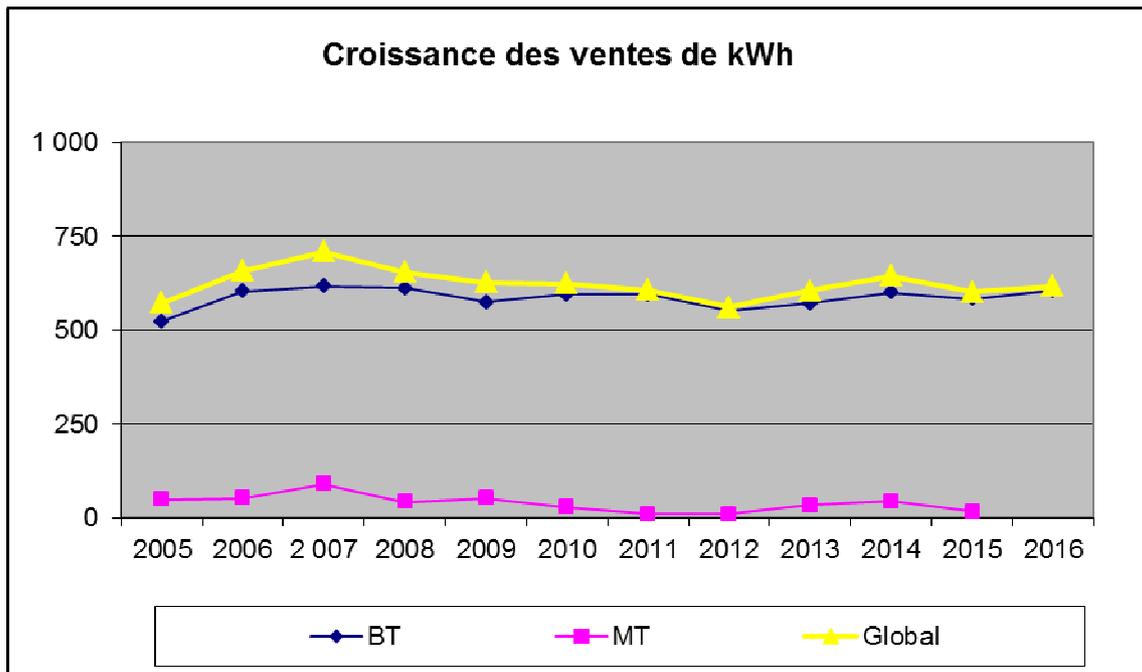
Tranches tarifaires	Réf antérieur 01/03/16	Réf postérieur 01/03/16	kWh vendus antérieur 01/03/2016	kWh vendus postérieur 01/03/2016	Total kWh vendus	Montant antérieur 01/03/2016	Montant postérieur 01/03/2016	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance souscrite au 31/12/2016
BT Usage social 1ère tranche	TP0	P1	42 723	223 765	266 488	811 737	4 251 535	5 063 272	6 219	1 639 684	524
BT Usage social 2ème tranche	TP1	P2	8 247	9 057	17 304	321 833	353 223	674 858			
BT Usage social	TP2		1 574		1 574	94 440		94 440			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	P3	10 231	40 320	50 551	281 359	987 858	1 269 217	937	378 857	80
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	P2	2 153	15 058	17 209	98 885	587 184	686 069			
BT Usage domestiques	P2'		494		494	27 884		27 884			
BT Eclairage public	P3	P4	2 433	9 220	11 653	82 722	304 260	386 982	264	94 370	22
BT Usage professionnel	P4	P5	46 414	183 833	230 247	1 810 146	6 572 088	8 382 234	4 224	1 515 307	355
BT Usage professionnel	P4'				0			0			
MT Tarif jour	P5	P8	2 331	4 528	6 857	80 808	113 150	173 758	240	387 938	20
MT Tarif jour	P6										
MT Tarif jour	P7										
MT Tarif nuit	P8	P7	2 400	3 138	5 538	52 800	89 038	121 838			
MT Tarif nuit	P9										
MT Tarif uniforme	P10										
MT Tarif interne		P8									
Prépaiement		P9		387	387		13 588	13 588	13		
Autres (employés...)				9 583	9 583		28 378	28 378	145	15 844	12
Total			119 000	498 865	617 865	3 639 992	13 278 296	16 918 288	12 043	4 011 798	1 013
Ventes totales								20 930 086			
Prix moyen								33,87			

4 - Autres produits d'exploitation

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

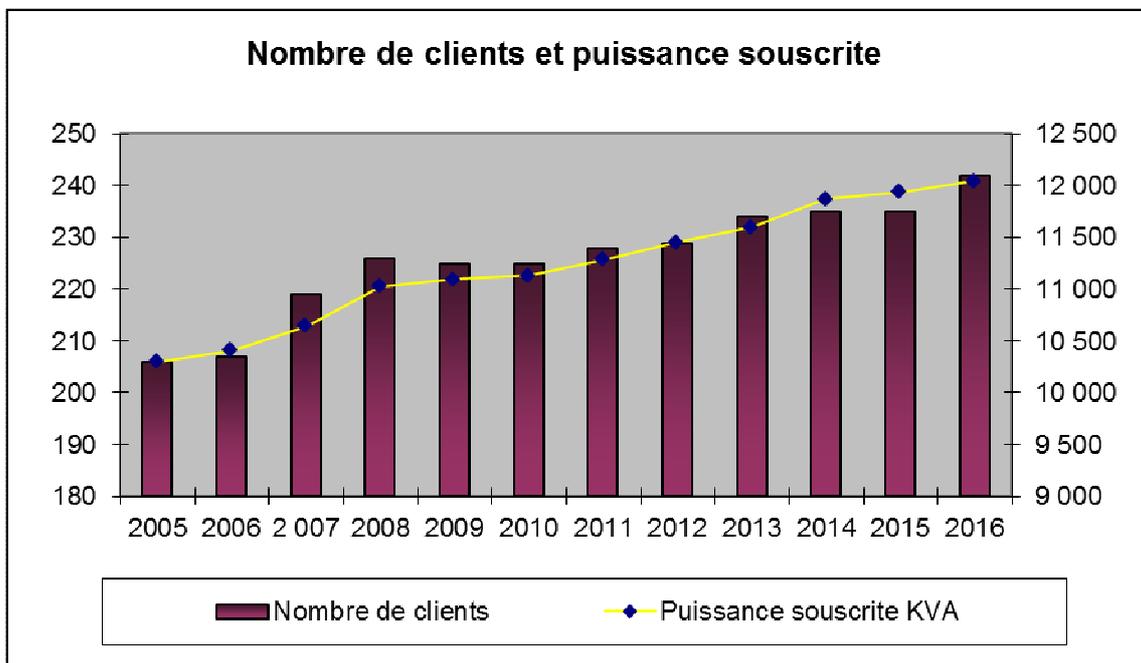
- Frais de perception de taxe :	26 184 XPF
- Frais de relance:	<u>290 640 XPF</u>
- Total	316 824 XPF

5 - Statistiques de ventes



- Les ventes d'électricité ont globalement augmenté de 2.8% (soit +17 MWh) entre 2015 et 2016 pour la concession de Ua Huka pour atteindre un volume global d'environ 618 MWh sur 2016.
- Cette évolution correspond en réalité à une hausse de 3.7% (+22 MWh) des volumes basse tension (qui représentent 98% des volumes), et à une baisse de 29.3% (-5 MWh) des ventes en moyenne tension.
-
- La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) a connu une évolution à la hausse de 2.1% (+7 MWh), qui représente 34% de l'augmentation des volumes basse tension. Cette croissance est entièrement liée à l'évolution des volumes du tarif « Petits Consommateurs » qui connaissent une progression de +2.7% alors que les volumes en tarif domestique « classique » stagnent par rapport à 2015, avec une évolution de -0.6%.
-
- Les tarifs domestiques représentent ainsi 58% des volumes basse tension en 2016, avec un poids très important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 47% des ventes basse tension.
-
- La hausse des volumes en tarifs domestiques s'explique par les 3 principaux facteurs suivants :
 - une augmentation de +4% du nombre de contrats souscrits à ces 2 tarifs
 -
 - le 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 qui n'ont pu que favoriser cette augmentation des ventes.
- L'augmentation marquée des ventes au tarif « Petits Consommateurs » est également liée à la suppression du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif.
- Avec un nombre de clients constant en 2016 par rapport à 2015, les ventes des clients professionnels en basse tension, qui représentent 38% des ventes basse tension, ont connu une croissance significative de +7.9% (+17 MWh) également expliquée par le double effet climatique et socio-économique.

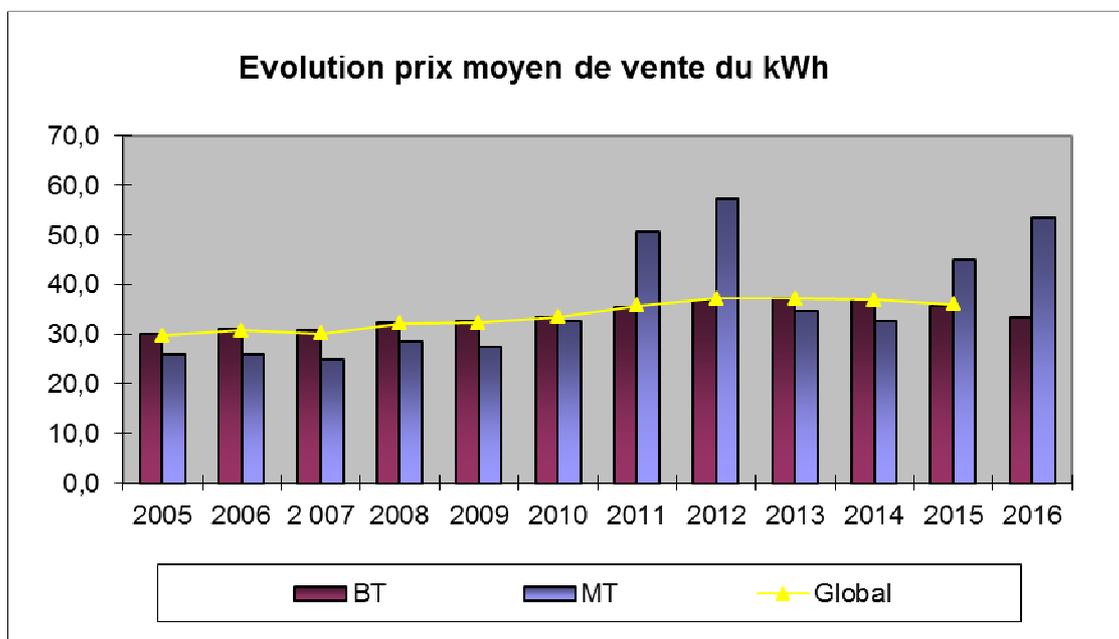
- Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1.9% des ventes en basse tension avec environ 12 MWh vendus sur 2016, ont pour leur part subi une baisse significative de -24.7% en 2016, soit -4 MWh.
- La forte baisse des ventes en moyenne tension correspond à la baisse des consommations de la station de pompage de Vaipaeae, unique site raccordé directement au réseau moyenne tension.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2015
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	241	+3%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>	<u>0%</u>
	242	+3%

La principale évolution concerne l'augmentation de 3.8% du nombre de clients en tarif « Petits Consommateurs » avec la souscription de 6 contrats supplémentaires à fin 2016.

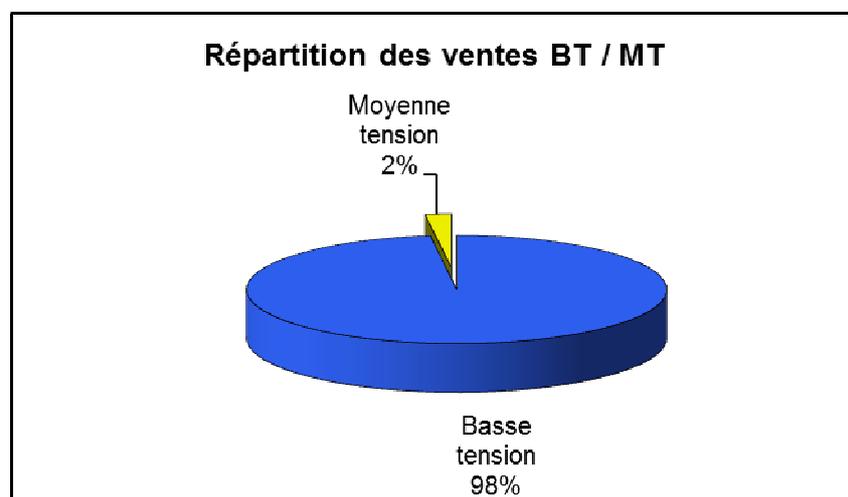
La puissance souscrite facturée s'élève à 12 043 kVA, à un niveau comparable à 2015, avec une évolution de +0.9% liée aux tarifs basse tension, la puissance souscrite facturée en moyenne tension restant stable par rapport à 2015.



Le prix moyen de ventes H.T incluant la part fixe au kWh s'élève à :		variation / 2015
Tarifs basse tension	33,5 Fcp	-6,5%
Tarifs moyenne tension	<u>53,5 Fcp</u>	<u>+18,9 %</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,9 Fcp	-6,1%

La baisse de prix moyen du kWh pour les tarifs basse tension est directement liée aux baisses de prix de l'électricité au 1^{er} mars 2016 et aux modifications effectuées au niveau de la grille tarifaire en termes de définition des tranches (suppression de la tranche 3, augmentation du plafond de la tranche 1).

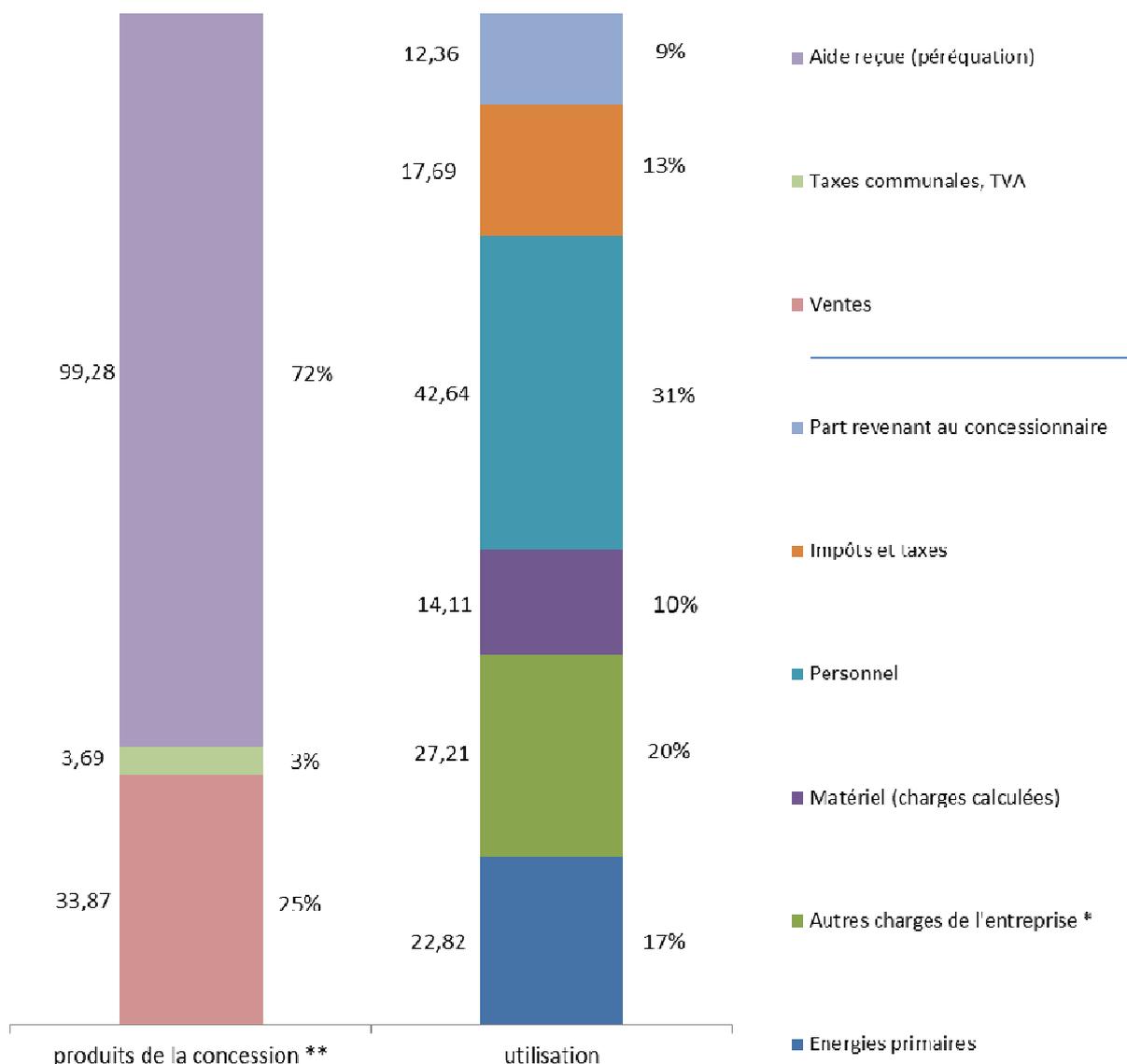
Pour le tarif moyenne tension, la hausse du prix est liée à la baisse des consommations et par voie de conséquence à l'augmentation du poids de la prime fixe dans le chiffre d'affaire total (55% du chiffre d'affaires total énergie + abonnement en 2016, contre 46% en 2015).



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

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka

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



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

** Dont 37,56 F/KWh (28 %) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- Le prix de vente HT de l'électricité
- La TVA

Les impôts comprennent :

- La TVA
- L'IS
- L'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes

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

Les énergies comprennent :

- Le coût d'achat des énergies fossiles fioul et gazole
- Le coût d'achat des énergies renouvelables solaire.

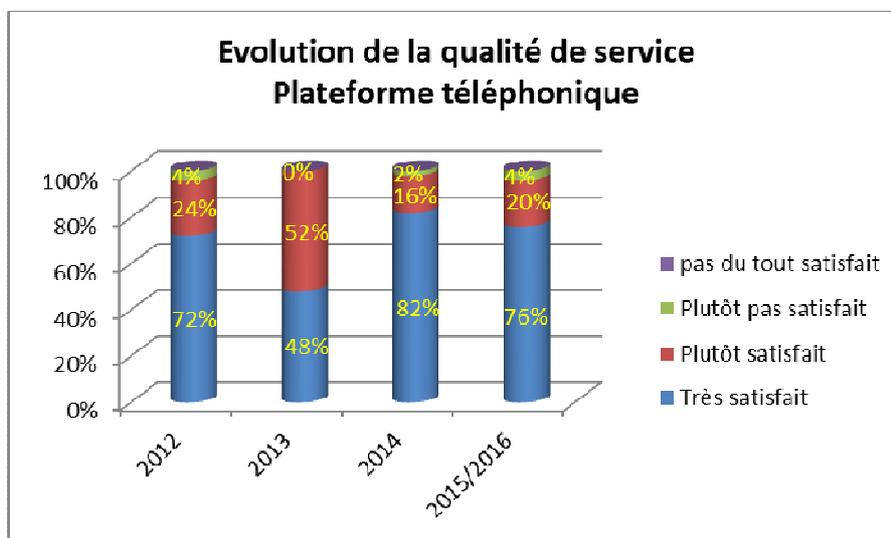
6 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

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

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

Campagnes d'appels mystères



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

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

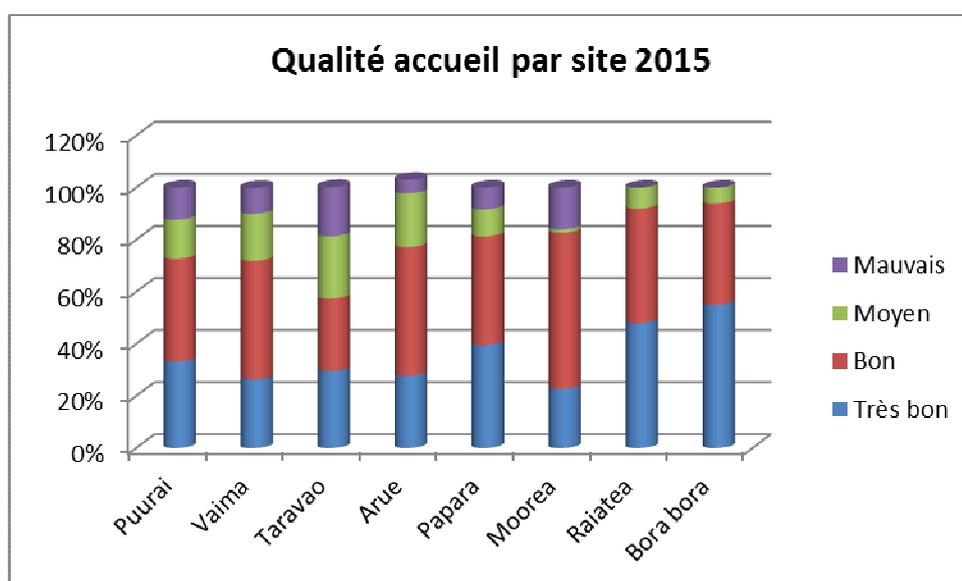
Les autres indicateurs de la qualité de service de la plateforme téléphonique du groupe EDT indiquent une évolution de la mission de la plateforme vers un centre de relations clients, on constate une baisse 13% des

demandes clients qui transitent par l'agence en ligne, ceci s'explique par une réorganisation des flux clients qui sont désormais traités par deux entités afin de répondre au mieux au client.

Campagne de visites mystères

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

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



L'information clients par SMS



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

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

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

Nombre de souscriptions Services SMS à fin 2016

Concession	Facture	Passage releveur	Coupure pour travaux	Auto-relève	Relance	Total général
Ua Huka	61	36	35	31	6	169

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.

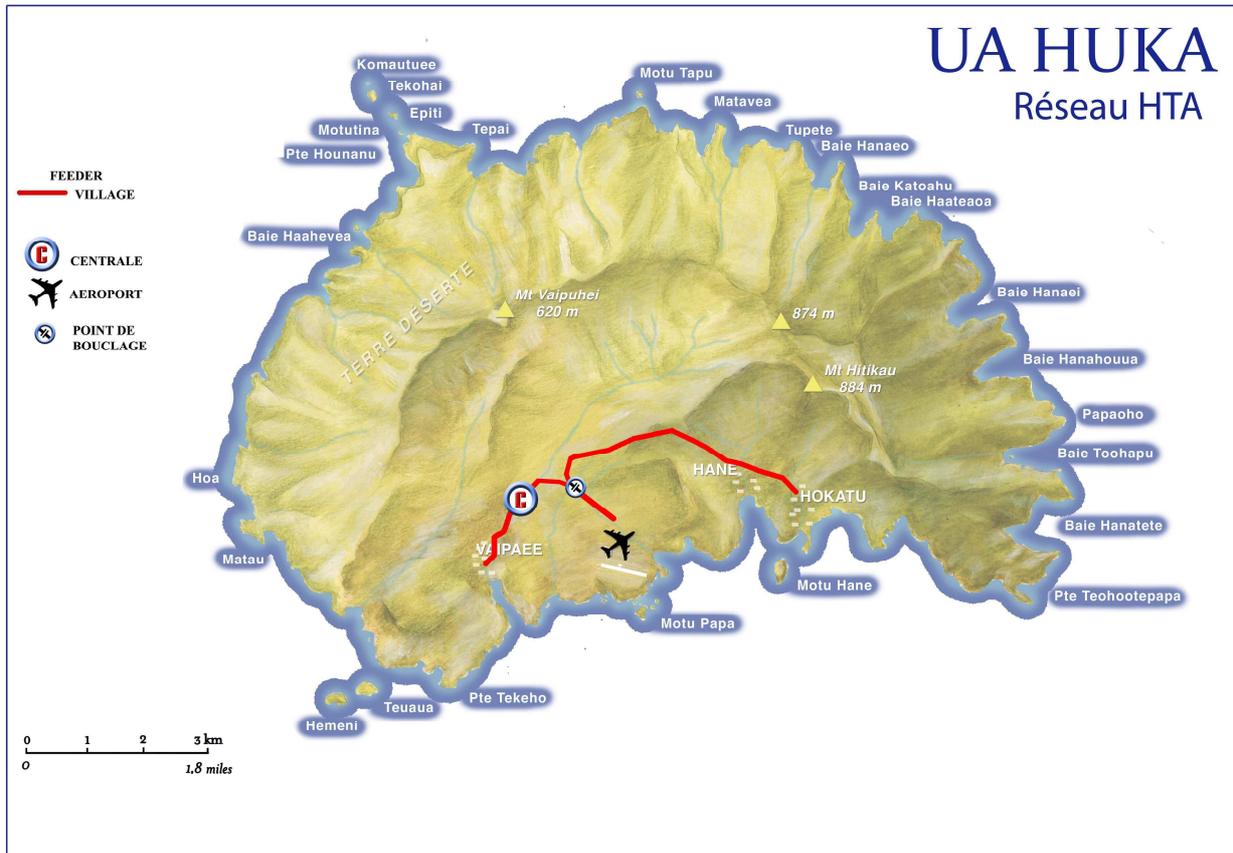


2 - OBLIGATIONS DE SERVICE

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

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Ua Huka



1 - Effectifs de l'exploitation :

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA HUKA est resté inchangé, soit 2 agents en 2016.

2 - Détail des ouvrages de production :

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2017	Nbre heure de fonction
G1 UA HUKA	FG WILSON	250	160	18/04/2008	23 167	3 527
G2 UA HUKA	FG WILSON	250	160	18/04/2008	26 224	1 247
G3 UA HUKA	FG WILSON	250	160	18/04/2008	24 713	2 328

3 - Données de production :

Sortie de centrale, 685 375 kWh ont été produits en 2016 contre 669 970 kWh en 2015.

231 917 litres de gazole ont été consommés en 2016 contre 234 354 litres en 2015, 830 litres d'huile ont été consommés contre 933 litres en 2015

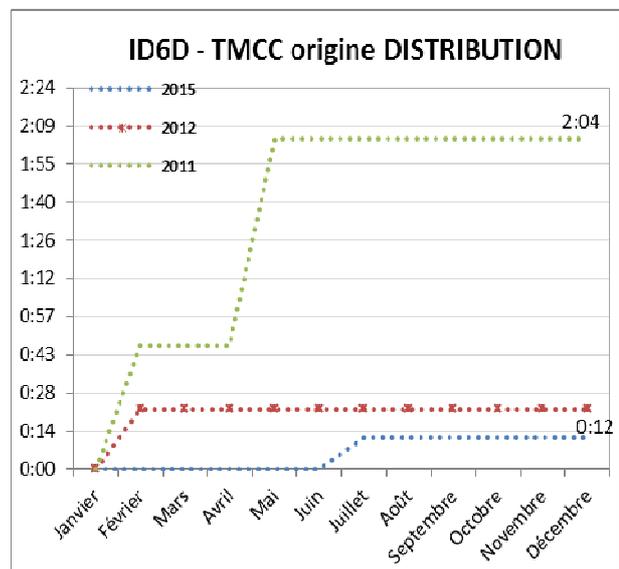
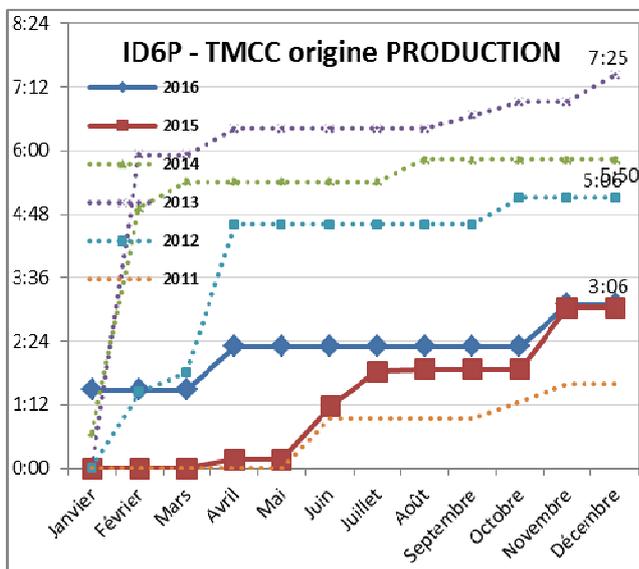
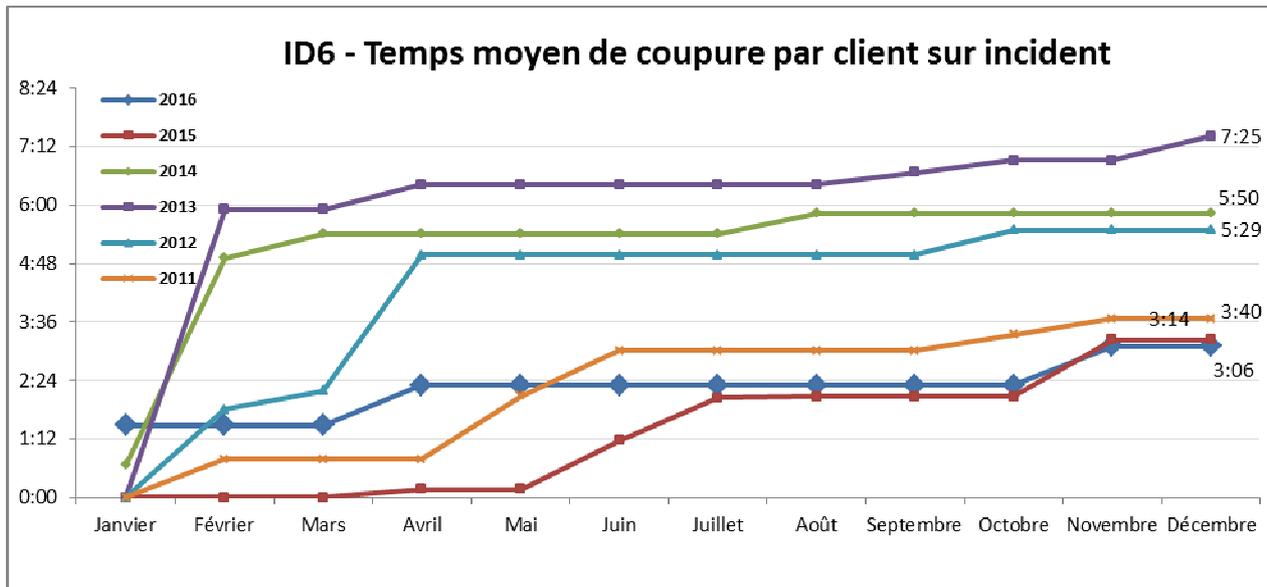
La puissance de pointe appelée est de 132 kW pour 2016, similaire à la pointe de l'année 2015 qui était de 135 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 160 kW.

UA HUKA PRODUCTION	Energie mensuelle brute (kWh)	Energie mensuelle nette (kWh)	Pointe max (kW)	Conso gazole (l)	Conso spéc (ml/kWh)
2016					
Janvier	61 036	60 617	128	21 446	351
Février	57 605	57 180	126	18 895	328
Mars	57 322	56 572	123	19 246	336
Avril	57 572	57 087	117	18 792	326
Mai	58 844	58 484	124	19 109	325
Juin	55 164	54 734	125	19 877	360
Juillet	56 352	55 900	125	19 832	352
Août	53 903	52 792	111	19 353	359
Septembre	54 321	53 331	114	18 740	345
Octobre	58 357	57 592	122	18 835	323
Novembre	56 662	55 782	122	19 000	335
Décembre	58 237	57 283	132	18 792	323
TOTAL	685 375	677 354	132	231 917	338

4 - Qualité de service

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

- **TMCC incidents production : 3h02-** dû au problème de fiabilité des groupes P250.
- **TMCC incidents distribution : 0** incident du réseau HTA en 2016



5 - Qualité – Sécurité - Environnement

Régularisation de l'arrêté d'exploitation :

Le dossier ICPE a été déposé à la DIREN en décembre 2014 et est en cours d'instruction. Un PV de conformité du poteau incendie doit être délivré par la Commune.

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

L'exercice annuel 2016 a été décalé en début 2017 compte tenu de problème de logistique et de disponibilité des intervenants.

Traitement des effluents :

2 fûts d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement (Société TOTAL).

6 - Travaux significatifs – Faits marquants

Production :

- Remplacement du bloc moteur du GE1 et du GE3

7 - 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	132
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	160
Puissance garantie en kW (PG2)	160
Nb de kWh vendus	617 865
Quantité en litre de combustible	231 917
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	677 354
Nb de kWh hydro acheté par tarif	0
Nb de km de réseaux hors branchements	21,3
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	850
Nombre d'abonnés (BT et HT)	238

Achat d'énergie solaire en kwh par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
UA HUKA	0	0	0	0	0

Répartition des longueurs Réseau

RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
7,4	2,7	-	10,1	73,1%	26,9%	10,7	0,4	11,1	96,4%	3,6%	18,1	3,1	21,3	85,3%	14,7%

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

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 chiffres 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 coûts 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 Huka, en 2015 :

- Les imputations directes concernent 83% du total des dépenses de la concession de Ua Huka. 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 17% 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 HUKA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	76%	7%	83%
Frais répartis sur la concession	9%	7%	17%
Total	86%	14%	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 particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.
- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient 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 ou 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	54
	Mise à disposition de personnel	65 826
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	671 515
Assurance	Assurance multirisques	209 141

Autres parties liées

Libellé	Description	54
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	593 142
Ineo	Travaux sous traités	350 759

1.10) – L'identification des contrats à long terme

Cf paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

1.11) – Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

L'objectivation de la marge a été formalisée sur le compte de résultat de la concession, en pourcentage

- du total des produits (revenu autorisé et produits des activités annexes)
- du montant des immobilisations brutes

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

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

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

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

- Pour les concessions globalement bénéficiaires, ce taux est appliqué le résultat comptable de chaque activité, même s'il est négatif.
- Pour les concessions globalement déficitaires, aucun impôt n'est appliqué

• **Principes de répartition des coûts indirects**

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

1. Les frais de siège :

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

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

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

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

2. Les coûts d'implantation Puurai :

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

3. Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4. Les coûts du frêt du magasinage :

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

5. Les coûts informatiques :

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

6. Le service de support aux îles situé à Puurai :

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

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

7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés

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

8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale

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

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

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Montant réparti sur Ua huka (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua huka
Frais de siège	1 253,7	1 189,5	5,6	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	0%
Exploitation des îles	172,6	158,0	4,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	791,8	17,9
Clientèle îles	38,6	38,6	0,4	Nombre d'abonnés îles	23 756,0	242
Suivi et développement	67,5	65,9	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	91,8	0,2
Travaux production	61,5	43,2	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	24,3	0,2
Service Grand compte	54,1	54,1	0,3	Contrats grands comptes	5 614,0	36
Marketing & E-services	39,7	39,7	0,1	Nombre d'abonnés	87 390,0	242
Magasins	39,2	20,6	0,2	Sorties de stock valorisées	564 353,0	2 796,0

3 - Actif, Passif et Résultat de la concession

ACTIF	Ua huka	
	2016	2015
Immobilisations concédées	214 746 502	214 091 277
- Production	93 842 365	
- Distribution	120 904 137	
Immobilisations privées	11 126 333	11 126 333
Immobilisations financières	-	-
Immobilisations en-cours	6 234 006	429 459
- Production	4 896 096	
- Distribution	1 298 223	
- Privé	39 687	
Avances et acomptes	-	-
Total immobilisations brutes	232 106 841	225 647 069
Amortissements et provisions	- 95 466 051	- 86 402 642
- Production	- 49 701 403	
- Distribution	- 36 426 499	
- Privé	- 9 338 149	
Immobilisations nettes	136 640 790	139 244 427
Stock	6 644 902	6 123 224
Créances clients	5 089 182	4 575 043
Autres créances	2 074 440	247 221
Charges constatées d'avance	-	38 734
Provisions pour dépréciation	- 30 786	- 134 457
Stock et créances nets	13 777 738	10 849 765
Placements et trésorerie	-	-
Compte courant du concessionnaire	-	-
TOTAL ACTIF	150 418 528	150 094 192

PASSIF	Ua huka	
	2016	2015
Capital		
Réserves		
Report à nouveau		
Résultat	7 174 184	6 098 872
Capitaux propres	7 174 184	6 098 872
Droits des tiers et concédants	12 714 855	13 496 585
- Production	9 307 516	
- Distribution	3 407 339	
Caducité et provision pour renouvellement	62 493 290	58 072 294
- Production	31 200 681	
- Distribution	31 292 609	
Autres provisions	2 446 712	2 163 934
- PIDR	2 446 712	2 163 934
- Autres provisions	-	-
Provision pour risques et charges	64 940 002	60 236 228
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	54 901 413	59 694 379
Emprunts et dettes financières	-	-
- Emprunts	-	-
- Soldes créditeurs de banque	-	-
Clients - avances sur consommation	537 362	878 030
Fournisseurs	4 443 056	4 799 443
Dettes fiscales et sociales	5 707 656	4 890 654
Autres dettes	-	-
Produits constatés d'avance	-	-
Emprunts et dettes	10 688 074	10 568 127
TOTAL PASSIF	150 418 528	150 094 192

		Ua huka 2015			Ua huka 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	49 861 044		49 861 044	50 033 032		50 033 032
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2015	292		292	292,00		292
	- Forfait FP1 2016	170 757		170 757	171 346,00		171 346
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-42 080 009		-42 080 009	-35 740 743	-1 951 035	-37 691 778
	par UO : Puissance maximale majorée	-144 110		-144 110	-122 400		-129 081
	- Maintenance	-19 752 368		-19 752 368	-18 915 221		-18 915 221
	- AC	-2 247 813		-2 247 813	-2 341 300		-2 341 300
	- ACE	-4 902 547		-4 902 547	-2 698 255		-2 698 255
	- MO	-12 602 008		-12 602 008	-13 875 666		-13 875 666
	- Conduite et Fonctionnement	-164 393		-164 393	-475 834		-475 834
	- AC						
	- ACE	-110 575		-110 575	-278 750		-278 750
	- MO	-108 597		-108 597	-132 359		-132 359
	- AUTRES	54 779		54 779	-64 725		-64 725
- Amortissement des actifs de concession	-7 015 392		-7 015 392	-2 731 217	-1 951 035	-4 682 252	
- Dot. Amortissement Technique	-1 759 012		-1 759 012				
- Dot. Amortissement Caducité	-2 588 062		-2 588 062	-2 606 798		-2 606 798	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-2 668 318		-2 668 318	-124 419	-1 951 035	-2 075 454	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles							
- Quote part des activités support affectées	-15 147 856		-15 147 856	-13 618 471		-13 618 471	
- Fonctions supports	-11 387 218		-11 387 218	-10 067 682		-10 067 682	
- Frais de siège	-3 760 638		-3 760 638	-3 550 789		-3 550 789	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	5 893 401		5 893 401	5 718 194		5 718 194
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2015	688 401		688 401	669 970		669 970
	- Forfait FP2 2016	8,561		8,561	8,535		8,535
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-1 018 959		-1 018 959	-258 931		-258 931
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,480		-1,480	-0,386		-0,386
	- Maintenance	-769 072		-769 072	-162 864		-162 864
	- AC	-166 056		-166 056	-70 994		-70 994
	- ACE	-262 080		-262 080	-10 000		-10 000
	- MO	-340 936		-340 936	-81 870		-81 870
	- Quote part des activités support affectées	-249 887		-249 887	-96 067		-96 067
- Fonctions supports	-158 824		-158 824	-80 494		-80 494	
- Frais de siège	-91 063		-91 063	-15 573		-15 573	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	17 243 052		17 243 052	14 099 510		14 099 510
	Par kWh produits sortie de centrale	25,05		25,05	21,04		21,04
	- Consommations	-17 243 052		-17 243 052	-14 099 510		-14 099 510
	- Fioul	315 676		315 676			
	- Gasoil	-17 275 543		-17 275 543	-13 821 526		-13 821 526
	- Huile	-283 185		-283 185	-277 984		-277 984
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	509 104		509 104	1 671 012		1 671 012
	- Coûts directs	-421 835		-421 835	-4 892 604		-4 892 604
	- AC	-460 425		-460 425	-3 116 319		-3 116 319
	- ACE	57 822		57 822	-1 649 562		-1 649 562
	- MO	-19 232		-19 232	-126 723		-126 723
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-245 389		-245 389	-3 492		-3 492	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	73 506 601		73 506 601	71 521 748		71 521 748
	MARGE AVANT IS	12 497 358		12 497 358	16 526 468	-1 951 035	14 575 433
	- I.S.	-7 286 615		-7 286 615	-8 776 579	1 036 121	-7 740 458
	- IS report déficitaire 2016						
	MARGE NETTE	5 210 743		5 210 743	7 749 889	-914 914	6 834 975
	En % des produits	7%		7%	11%		10%
	En % des immos brutes				8%		7%

		Ua huka 2015			Ua huka 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	10 037 845		10 037 845	10 050 219		10 050 219
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) 2015	21		21	21		21
	- Forfait FD2 2016	472 147		472 147	472 729		472 729
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-8 409 648		-8 409 648	-10 212 537		-10 212 537
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-395 562		-395 562	-480 364		-480 364
	- Maintenance	-1 014 274		-1 014 274	-2 031 039		-2 031 039
	- AC	-9 475		-9 475	-220 097		-220 097
	- ACE	-420 000		-420 000	-1 034 022		-1 034 022
	- MO	-584 799		-584 799	-776 920		-776 920
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-145 305		-145 305	-128 394		-128 394
	- AC	-8 559		-8 559			
	- ACE	-73 165		-73 165	-72 906		-72 906
	- MO	-7 987		-7 987			
	- AUTRES	-55 594		-55 594	-55 488		-55 488
	- Amortissement des actifs de concession	-5 980 340		-5 980 340	-5 988 852		-5 988 852
	- Dot. Amortissement Technique	-633 389		-633 389	-633 391		-633 391
- Dot. Amortissement Caducité	-4 702 222		-4 702 222	-4 710 736		-4 710 736	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-644 729		-644 729	-644 725		-644 725	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles							
- Quote part des activités support affectées	-1 269 729		-1 269 729	-2 064 252		-2 064 252	
- Fonctions supports	-518 169		-518 169	-371 203		-371 203	
- Frais de siège	-751 560		-751 560	-1 693 049		-1 693 049	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	490 140		490 140	483 525		483 525
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	252 832		252 832	179 170		179 170
	- Coûts directs				-79 764		-79 764
	- AC						
	- ACE						
	- MO				-79 764		-79 764
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-5 430		-5 430	-132 846		-132 846
	- Fonctions supports	-5 430		-5 430	-117 106		-117 106
	- Frais de siège				-15 740		-15 740
	MARGE AVANT IS	737 542		737 542	450 085		450 085
	En % des produits	99%		99%	68%		68%
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	201 446		201 446	4 567 838		4 567 838
- Coûts directs	-99 566		-99 566	-1 318 106		-1 318 106	
- AC	-28 335		-28 335	-1 128 940		-1 128 940	
- ACE				-169 283		-169 283	
- MO	-71 231		-71 231	-19 883		-19 883	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-122 441		-122 441	-68 081		-68 081	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	10 982 263		10 982 263	15 280 752		15 280 752	
MARGE AVANT IS	2 345 178		2 345 178	3 469 418		3 469 418	
- I.S.	-1 367 362		-1 367 362	-1 842 476		-1 842 476	
MARGE NETTE	977 816		977 816	1 626 942		1 626 942	
En % des produits	9%		9%	11%		11%	
En % des immos brutes				1%		1%	

		Ua huka 2015			Ua huka 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	72 997 497		72 997 497	69 850 736		69 850 736
	- Achat d'électricité d'origine thermique	72 997 497		72 997 497	69 850 736		69 850 736
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique						
	- Achat d'électricité d'origine solaire						
COUTS D'ACHAT	-72 997 497		-72 997 497	-69 850 736		-69 850 736	
- Achat d'électricité d'origine thermique	-72 997 497		-72 997 497	-69 850 736		-69 850 736	
- Achat d'électricité d'origine hydraulique							
- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP							
- Achat d'électricité d'origine solaire							
GESTION ADMINISTRATIVE							
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement							
- Quote part des activités support affectées							
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	1 189 335		1 189 335	1 192 390		1 192 390
	- UO UC : Nombre d'abonnés 2015	235		235	235		235
	- Forfait FC 2016	5 061		5 061	5 074		5 074
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	332 003		332 003	316 824		316 824
	- Frais de relance	309 270		309 270	290 640		290 640
	- Frais de perception de taxe	22 733		22 733	26 184		26 184
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-4 184 713		-4 184 713	-4 639 100	41 442	-4 597 658
	par UO : Nombre d'abonnés	-17 807		-17 807	-19 741		-19 565
	- Affranchissements	-318 538		-318 538	-326 994		-326 994
	- Fonctionnement	-3 006 518		-3 006 518	-3 516 527	41 442	-3 475 085
	- AC				-10 319		-10 319
	- ACE				-183 970		-183 970
	- MO	-2 943 883		-2 943 883	-3 314 919		-3 314 919
- AUTRES	-62 635		-62 635	-7 319	41 442	34 123	
- Quote part des activités support affectées	-859 657		-859 657	-795 579		-795 579	
- Fonctions supports	-485 674		-485 674	-433 723		-433 723	
- Frais de siège	-373 983		-373 983	-361 856		-361 856	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	312 326		312 326	198 000		198 000
	- Autres						
	- Frais de coupure	312 326		312 326	198 000		198 000
	- Coûts directs	-19 911		-19 911			
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-19 911		-19 911			
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-38 259		-38 259				
- Fonctions supports	-31 936		-31 936				
- Frais de siège	-6 323		-6 323				
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	74 831 161		74 831 161	71 557 950		71 557 950	
MARGE AVANT IS	-2 409 218		-2 409 218	-2 931 886	41 442	-2 890 444	
- I.S.	1 404 701		1 404 701	1 557 013	-22 008	1 535 005	
- IS report déficitaire 2016							
MARGE NETTE	-1 004 518		-1 004 518	-1 374 873	19 434	-1 355 439	
En % des produits	-1%		-1%	-2%		-2%	

		Ua huka 2015			Ua huka 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2015						
	REVENU AUTORISE Rendement de production				144 383		144 383
	- Rendement de référence						
	- Rendement 2016						
	- kWh produits 2016						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
REVENU AUTORISE Rendement de distribution							
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh fournis aux client finaux 2016							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	1 712 158		1 712 158	1 032 116		1 032 116
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-1 712 158		-1 712 158	-1 032 116		-1 032 116
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	MARGE AVANT IS						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	88 034 686		88 034 686	89 686 212		89 686 212
	TOTAL DES CHARGES	-75 601 368		-75 601 368	-72 477 830	-1 909 593	-74 387 423
	MARGE AVANT IS	12 433 317		12 433 317	17 208 382	-1 909 593	15 298 789
	- I.S.	-7 249 276		-7 249 276	-9 138 718	1 014 112	-8 124 606
	MARGE NETTE	5 184 042		5 184 042	8 069 665	-895 481	7 174 184
	En % des produits	5,9%		5,9%	9,0%		8,0%
	En % des immos brutes				3,8%		3,3%

3.1) – Commentaires sur les états financiers

Des éléments non récurrents sur 2016 ont été constatés :

- **Production**
 - 2 MF d'impact négatif de provision pour renouvellement

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).

$$\text{Revenu Autorisé} = \text{RE} + \text{CE}$$

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

$$\text{RE} = \text{C} + \text{D} + \text{P} + \text{RF} + \text{PGR}$$

Correction faite des estimations de l'avenant 17b, ces variations par rapport à 2015 sont :

	nb UO			Forfaits av					Revenu de		
	exercice N-1	nb UO exercice N	variation en % / N-1	Forfait 2015	17b	réguls	Forfait 2016	variation en %/ N-1	l'exploitatio n exercice N-1	Revenu de l'exploitatio n exercice N	variation en %/ N-1
Activité de production											
puissance maximale majorée	292	292		170 757	171 346	0	171 346	0,3%	49 861 044	50 033 032	0,3%
nb de kWh produits	688 401	669 970	-2,7%	8,561	8,535	0,000	8,535	-0,3%	5 893 401	5 718 194	-3,0%
Activité de dispatching											
nb de km de réseaux HTA											
Activité de distribution											
nb de km de réseaux (hors branchem	21,260	21,260		472 147	472 729	0	472 729	0,1%	10 037 845	10 050 219	0,1%
Activité de fourniture											
nb de clients (abonnements)	235	235		5 061	5 074	0	5 074	0,3%	1 189 335	1 192 390	0,3%
RE - "Forfaits"									66 981 625	66 993 834	0,0%
Résultat financier									1 712 158	1 032 116	-39,7%
Partage des gains de rendement										144 383	
RE (Revenu de l'exploitation)									68 693 783	68 170 334	-0,8%

4.1.2) – Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

CE : CUHPTF + E + T

		2015			2016		
		l/kwh	Prix	Cout	l/kwh	Prix	Cout
carburant : GO	C	234 354	72,37	16 959 867	231 917	59,60	13 821 525
carburant : Fuel	C						
urée	U						
huiles	H	933	303,52	283 185	830	334,92	277 985
énergie achetée Hydr	E						
nergie achetée Solair	E	0	0	0	0	0	0
prod ENR EDT							
transport	T						
CE Total				17 243 052			14 099 510

Coût unitaire des combustibles

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

4.2) – Revenu autorisé et chiffre d'affaires

- Le revenu autorisé 2015 a été fixé concession par concession en répartissant le chiffre d'affaires contractuel 2015 du concessionnaire pour l'ensemble de ses concessions au prorata des charges de chaque activité dans chaque concession.
Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients correspond à *la péréquation*.
- A compter du 1^{er} mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.
 - Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et les facturations adressées aux clients correspond à *la péréquation*.
 - Sur l'ensemble des concessions où 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.

		Ua Huka			
Rappel des exercices précédents		2 016	2 015	2 014	2 013
	CA ENERGIE	20 930 086	21 682 734	23 763 344	22 481 183
	Péréquation	61 339 757	64 254 101	52 104 238	56 132 990
	Revenu autorisé	82 269 843	85 936 835	0	0
	MARGENETTE	7 174 184	5 184 042	467 672	793 127

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. Plan de Renouvellement

1. Variation du patrimoine immobilier

	2015	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2016
Production	93 441 241	0	401 124	0	93 842 365 (1)
Distribution	120 650 036	0	254 101	0	120 904 137 (2)
Total	214 091 277	0	655 225	0	214 746 502

(1) dont 0,4 MF Filières

(2) dont 0,2 MF Comptages

Le total des acquisitions sur l'exercice 2016 s'élèvent à 0,6 MF dont :

- 0,4 MF en production en combustible.
- 0,2 MF en distribution pour le branchement et comptage.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 6,2 MF contre 0,4 MF fin 2015 soit une hausse de 5,8 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 PRIJ)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
BATIMENT UA HUKA	01/01/2000	420	35	01/01/2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-
APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	288	24	01/01/2031	15 955 746	-	6 648 230	-	-	-	-	-	664 823
REAMENAG BAT CENTRALE	01/03/2009	310	25,83	01/01/2035	6 491 218	-	1 968 305	-	-	-	-	-	251 273
ARMOIRE SECURITE UA HUKA	01/08/2013	257	21,41	01/01/2035	395 848	-	63 150	-	-	-	-	-	18 483
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	18/04/2008	84	7	18/04/2015	3 811 343	3 811 343	-	482 107	-	-	482 107	-	-
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	18/04/2008	84	7	18/04/2015	3 811 343	3 811 343	-	482 107	-	-	482 107	-	-
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	18/04/2008	84	7	18/04/2015	3 811 343	3 811 343	-	482 107	-	-	482 107	-	-
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	18/04/2008	84	7	18/04/2015	1 657 889	1 657 889	-	209 711	-	-	209 711	-	-
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	18/04/2008	84	7	18/04/2015	1 657 889	1 657 889	-	209 711	-	-	209 711	-	-
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	18/04/2008	84	7	18/04/2015	1 657 889	1 657 889	-	209 711	-	-	209 711	-	-
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	18/04/2008	84	7	18/04/2015	4 859 940	4 859 940	-	-	-	-	-	-	-
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	18/04/2008	84	7	18/04/2015	4 859 939	4 859 939	-	-	-	-	-	-	-
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	18/04/2008	84	7	18/04/2015	4 859 939	4 859 939	-	-	-	-	-	-	-
FILIERE UA HUKA	01/01/2002	300	25	01/01/2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMENAG NV STOCKAGE GASOIL	01/08/2013	257	21,41	01/01/2035	13 110 153	-	2 091 502	-	-	-	-	-	612 147
F&P SONDE CUVE GO UA HUKA	01/05/2016	224	18,66	01/01/2035	401 124	-	14 326	-	-	-	-	-	14 326
RENOV.TGBT TRANSFO SEPAM	01/03/2009	300	25	01/03/2034	13 546 582	-	4 244 594	-	-	-	-	-	541 863
FOURN BLOC 24V POUR ALIM	01/02/2015	239	19,91	01/01/2035	160 954	-	15 489	-	-	-	-	-	8 081
ISNTAL COFFRET COMPTAGE	01/04/2015	237	19,75	01/01/2035	2 413 318	-	213 838	-	-	-	-	-	122 193
AIR DEPOTAGE UA HUKA	01/04/2007	300	25	01/04/2032	6 054 335	-	2 361 189	-	-	-	-	-	242 173
DDAE ENVIRONNEMENT UAHUKA	18/04/2008	300	25	18/04/2033	602 000	-	209 563	-	-	-	-	-	24 080
SYST EXTINC INCENDIE HUKA	01/01/2011	288	24	01/01/2035	3 468 573	-	867 144	-	-	-	-	-	144 524
ACHAT GROUPES MOTOIMPES	01/10/2015	231	19,25	01/01/2035	255 000	-	16 559	-	-	-	-	-	13 247
TOTAL PRODUCTION UA HUKA					93 842 365	30 987 514	18 713 889	2 075 454	41 190 886	-	2 075 454	2 606 798	2 657 213
TRANSFO UA HUKA 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	227 161	127 209	-	53 464	-	9 086	4 087	-	-
TRANSFOS UA HUKA CP 2005	01/07/2005	300	25	01/07/2030	633 142	291 248	-	131 359	-	25 326	11 422	-	-
POSTE CP UA HUKA 20070	01/07/2007	300	25	01/07/2032	1 518 215	-	576 923	-	-	-	-	-	60 728
TRANSFO VAIPAAE UA HUKA	23/07/2008	300	25	23/07/2033	1 065 000	-	359 497	-	-	-	-	-	42 600
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	300	25	01/01/2038	498 156	-	79 704	-	-	-	-	-	19 926
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	300	25	01/01/2038	498 156	-	79 704	-	-	-	-	-	19 926
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	300	25	01/01/2038	498 156	-	79 704	-	-	-	-	-	19 926
TRANSFO SOCLE UA HUKA	01/01/2013	300	25	01/01/2038	1 855 951	-	296 952	-	-	-	-	-	74 238
POSTE UA HUKA 2000	01/01/2000	300	25	01/01/2025	5 062 637	3 442 593	-	1 542 242	-	202 506	118 634	-	-
RES.AERIEN UA HUKA 2002	01/01/2002	300	25	01/01/2027	2 671 684	1 603 009	-	853 238	-	106 867	75 710	-	-
RES.AERIEN UA HUKA 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	30 999	17 360	-	8 086	-	1 240	622	-	-
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	262 613	-	147 063	210 730	-	-	16 210	-	10 504
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	592 818	-	331 980	475 700	-	-	36 592	-	23 712
RESEAU CP 41906 2004 HUKA	01/07/2004	300	25	01/07/2029	87 035	43 516	-	19 625	-	3 481	1 570	-	-
RESEAUX UA HUKA 2004	01/07/2004	300	25	01/07/2029	591 344	-	295 675	429 025	-	-	34 322	-	23 654
RENF QTIER TEIKIHUANAKA	01/01/2005	300	25	01/01/2030	3 727 358	1 789 129	-	806 799	-	149 094	67 233	-	-
RESEAUX UA HUKA 2005	01/06/2005	300	25	01/06/2030	449 010	-	208 040	301 873	-	-	26 061	-	17 961
RENF RES BTA CP UA HUKA	01/07/2006	300	25	01/07/2031	116 877	-	49 088	-	-	-	-	-	4 675
EXT BTA QTIER FOURNIER UA	31/05/2007	300	25	31/05/2032	1 683 437	-	650 929	-	-	-	-	-	67 338
EXT BTA QTIER TEATIU UA	31/05/2007	300	25	31/05/2032	1 050 584	-	406 224	-	-	-	-	-	42 024
RESEAUX CP UA HUKA 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	3 110 097	-	1 181 838	-	-	-	-	-	124 404

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	317 785	-	120 757	-	-	-	-	-	12 712
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	97 468	-	37 040	-	-	-	-	-	3 899
RESEAUX CP UA HUKA 2008	01/07/2008	300	25	01/07/2033	2 148 084	-	730 346	-	-	-	-	-	85 923
EXT BTA VAIPAEE UA HUKA	23/07/2008	300	25	23/07/2033	7 891 809	-	2 663 922	-	-	-	-	-	315 673
EXT BTA QT PAUTEHEA	18/08/2008	300	25	18/08/2033	528 798	-	177 030	-	-	-	-	-	21 152
RENOV.ECLAIR.PUBL.UA HUKA	01/01/2009	300	25	01/01/2034	367 819	-	117 704	-	-	-	-	-	14 713
RESEAUX CP UA HUKA 2009	01/07/2009	300	25	01/07/2034	14 567 855	-	4 370 355	-	-	-	-	-	582 714
RESEAU CP UA HUKA 2010	01/07/2010	300	25	01/07/2035	1 909 547	-	496 483	-	-	-	-	-	76 382
RESEAUX CP UA HUKA 2011	01/07/2011	300	25	01/07/2036	10 713 209	-	2 356 904	-	-	-	-	-	428 528
RESEAUX 2011 CONCED HUKA	01/07/2011	300	25	01/07/2036	62 032	-	13 646	-	-	-	-	-	2 481
RESEAUX CP UA HUKA 2012	01/07/2012	300	25	01/07/2037	7 852 081	-	1 413 374	-	-	-	-	-	314 083
ELECT RESEAU AERIEN FESTI	01/01/2013	300	25	01/01/2038	2 908 182	-	465 308	-	-	-	-	-	116 327
RESEAUX CP UA HUKA 2013	01/07/2013	300	25	01/07/2038	14 403 564	-	2 016 500	-	-	-	-	-	576 143
RESEAUX 2013 CONCED UA HU	01/07/2013	300	25	01/07/2038	36 733	-	5 142	-	-	-	-	-	1 469
RESEAUX 2015 CONCED UAH	01/07/2015	300	25	01/07/2040	65 406	-	3 924	-	-	-	-	-	2 616
EXTENSION BTSOUT VAIPAEE	23/07/2008	420	35	23/07/2043	7 817 357	-	1 884 851	-	-	-	-	-	223 353
ELECT RESEAU SOUT FESTIVA	01/01/2013	420	35	01/01/2048	13 150 658	-	1 502 932	-	-	-	-	-	375 733
COMPTAGE UA HUKA 2000	01/01/2000	240	20	01/01/2020	20 752	17 639	-	5 360	-	1 037	401	-	-
COMPTAGE UA HUKA 2000	01/01/2000	240	20	01/01/2020	272 016	-	231 214	306 115	-	-	23 547	-	13 600
COMPTAGE UA HUKA 2001	01/01/2001	240	20	01/01/2021	150 348	-	120 278	158 929	-	-	12 226	-	7 518
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	240	20	01/01/2022	154 801	116 100	-	42 744	-	7 740	3 288	-	-
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	240	20	01/01/2022	558 094	-	418 572	557 174	-	-	42 859	-	27 905
COMPTAGE UA HUKA 2003	01/01/2003	240	20	01/01/2023	306 378	-	214 466	288 269	-	-	22 175	-	15 319
POSE COMPTEUR 2004 UA HUK	01/07/2004	240	20	01/07/2024	95 148	59 467	-	20 631	-	4 758	1 650	-	-
BRANCHEMENT UA HUKA 2004	01/07/2004	240	20	01/07/2024	124 700	-	77 937	104 975	-	-	8 398	-	6 235
BRCHT UA HUKA 2006	01/07/2006	240	20	01/07/2026	653 727	-	343 205	462 273	-	-	44 026	-	32 686
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2006	240	20	01/07/2026	296 260	155 536	-	53 960	-	14 813	5 139	-	-
APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	12	1	01/01/2008	2 653 463	-	2 653 463	-	-	-	-	-	-
BRCHT UAHUKA 2007	01/07/2007	240	20	01/07/2027	658 452	-	312 766	421 272	-	-	44 345	-	32 923
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2007	240	20	01/07/2027	1 238 449	588 263	-	49 054	-	61 923	5 163	-	-
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2008	240	20	01/07/2028	753 793	320 364	-	111 145	-	37 690	13 076	-	-
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	240	20	01/12/2029	98 743	-	34 970	47 104	-	-	6 650	-	4 937
COMPTAGE TIERS UAH 2010	01/07/2010	240	20	01/07/2030	246 533	-	80 125	107 920	-	-	16 603	-	12 327
BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	01/07/2010	240	20	01/07/2030	156 589	50 891	-	17 654	-	7 830	2 716	-	-
BRCHT/CPTAGE UA HUKA 2011	01/07/2011	240	20	01/07/2031	137 361	-	37 774	-	-	-	-	-	6 868
COMPTAGE TIERS UAHUKA2011	01/07/2011	240	20	01/07/2031	158 745	-	43 654	-	-	-	-	-	7 937
COMPTAGE TIERS UAHUKA2012	01/07/2012	240	20	01/07/2032	52 915	-	11 907	-	-	-	-	-	2 646
COMPTAGE TIERS UAHUKA2013	01/07/2013	240	20	01/07/2033	291 195	-	50 960	-	-	-	-	-	14 560
COMPTAGE TIERS UAHUKA2014	01/07/2014	240	20	01/07/2034	185 690	-	23 211	-	-	-	-	-	9 284
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2015	240	20	01/07/2035	182 556	-	13 692	-	-	-	-	-	9 128
COMPTAGE TIERS UAH 2015	01/07/2015	240	20	01/07/2035	134 511	-	10 089	-	-	-	-	-	6 726
COMPTAGE TIERS UAH 2016	01/07/2016	240	20	01/07/2036	181 235	-	4 531	-	-	-	-	-	4 531
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2016	240	20	01/07/2036	72 866	-	1 822	-	-	-	-	-	1 822
TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA					120 904 137	8 622 324	27 804 175	7 586 720	45 715 449	633 391	644 725	4 710 736	3 922 469
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA HUKA					214 746 502	39 609 838	46 518 064	9 662 174	86 906 335	633 391	2 720 179	7 317 534	6 579 682

3. Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
54	E4901	REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	72 866
54		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	72 866
54		TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA	72 866

Total production

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
54	R54500	F&P SONDE RADAR A ONDES GUIDEES UA HUKA	401 124
54		TOTAL PRODUCTION UA HUKA	401 124

4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

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

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant renouvellement
54	E4901	REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	72 866
54		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	72 866
54		TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA	72 866

5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant Améliorant
54	R54500	F&P SONDE RADAR A ONDES GUIDEES UA HUKA	401 124
54		TOTAL PRODUCTION UA HUKA	401 124

Ets		N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
54	tiers	E4950	TVX DE BRANCHEMENT ILES	181 235
54			TOTAL FINANCEMENT CONCEDANT ET TIERS	181 235

6 - Plan de Renouvellement

Distribution

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
COMPTEURS	404 072	207 831	985 459	421 316	296 120	-
POSTE DP (ILES)	-	-	-	-	-	7 553 953
RESEAU AERIEN	-	-	-	-	-	-
TRANSFO (ILES)	-	-	-	-	-	-
TOTAL	404 072	207 831	985 459	421 316	296 120	7 553 953

	2026	2027	2028	2029	2030	Total à renouveler
COMPTEURS	1 279 565	2 228 609	1 015 306	132 995	542 977	7 514 250
POSTE DP (ILES)	-	-	-	-	-	7 553 953
RESEAU AERIEN	-	4 282 025	1 313 183	984 345	6 059 717	12 639 270
TRANSFO (ILES)	-	-	325 588	-	918 705	1 244 293
TOTAL	1 279 565	6 510 634	2 654 077	1 117 340	7 521 399	28 951 766

Production :

	2 017	2 027	Total à renouveler
ACCESSOIRES GROUPES	12 568 947		12 568 947
ALTERNATEUR GROUPE	5 602 800		5 602 800
AN FILIERES		3 025 762	3 025 762
BLOC MOTEUR GROUPE	12 880 350		12 880 350
TOTAL	31 052 097	3 025 762	34 077 859

5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

1 - Etats des engagements à incidence financière

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

Durée : 1^{er} décembre 2014 au 31 décembre 2020 (et couvre la période allant jusqu'au 31/12/2020)

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 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) 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.

e) 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.

f) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

1. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

➤ Aspects commerciaux

g) 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 confondue, contre rémunération.

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