



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE NUKU HIVA**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE NUKU HIVA
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2015

SOMMAIRE

0 – FAITS MARQUANTS

1 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 1. Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2015
 2. Mode de détermination
 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

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
 1. Autorisation d'exploitation
 2. Effectifs et organigramme
 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 2015 de la concession
 9. Raccordement solaire

2 – 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. Variation des prix
 4. Commentaires
 5. Actif, Passif et Résultat de la concession

3 – 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

4 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

0 - FAITS MARQUANTS

Global société

L'année 2015 aura été une année de forte évolution du cadre contractuel et juridique de nos concessions avec :

- 1) Un audit de la C.R.E, commandé par la Pays, qui a permis d'échanger sur EDT, la TEP, le SECOSUD et le développement de l'hydroélectricité.
- 2) Les arrêtés 2099 et 2100 CM du 17 décembre 2015 relatifs au cadre réglementaire des délégations de service public dans le secteur de l'énergie ont défini les principes de la comptabilité appropriée s'y rapportant.
- 3) La signature en mars 2015 de l'avenant 16c d'octobre régularisant les actualisations tarifaires contractuelles des 1^{er} mars et 1^{er} juin 2014 et permettant une première baisse tarifaire au 01 mars 2015 d'une valeur moyenne de 4,3%
- 4) La signature au 29 décembre 2015 de l'avenant 17 autorisant :
 - La mise en place d'un revenu autorisé par activité et par concession, respectant les principes de la comptabilité appropriée et justifiant du chiffre d'affaires du concessionnaire.
 - La mise en place d'une formule d'indexation du revenu autorisé en lien direct avec les activités concernées et la nature de leurs charges.
 - Une baisse tarifaire moyenne de 5,3% à effet au 1er mars 2016, pour l'ensemble des consommateurs d'électricité, laquelle vient s'ajouter à la précédente baisse moyenne de 4,3% du 1er mars 2015.
 - la reprise d'actifs de distribution de la TEP
 - la simplification de la grille tarifaire.

Cet avenant 17 :

- répond aux principales critiques formulées à l'encontre de l'ancienne formule tarifaire
- intègre les suggestions du rapport de 2012 et 2015 de la CRE
- prépare les bases d'un mécanisme territorial de péréquation tarifaire par ailleurs souhaité par EDT.

Concession de Nuku Hiva

Aspects juridiques et contractuels :

- n/a

Aspects commerciaux :

- Les ventes d'énergie sur le périmètre de la concession baissent de (-0,6 %) en 2015
- Le nombre de clients stagne, la puissance souscrite diminue de (-0,5 %).
- Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh baisse de (-3,9%)

Aspects techniques :

- La production d'énergie d'origine renouvelable représente 39,91 % du total produit par le concessionnaire
- La puissance de pointe appelée a été de 866 kWh
- A fin 2015, on recensait 6 installations photovoltaïques déclarées dont 4 raccordées en service au réseau de distribution publique et 2 nouveaux raccordements solaires opérés sur 2015
- Le temps moyen de coupure par client sur incident (TMCi) est de 7h55 mn

Aspects financiers :

Revenu autorisé et chiffre d'affaires :

- l'article 11 du cahier des charges du concessionnaire traitait des tarifs et de la formule tarifaire lequel est applicable à l'ensemble des concessions EDT.
- 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.
- 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.
- Les charges retenues pour cette répartition sont l'ensemble des charges en dehors des coûts de combustibles (incluant huiles et urée), des énergies (hydroélectricité, solaire), de la redevance de transport.
- Ce nouveau mode de rémunération n'est applicable qu'à partir de 2016 mais permet néanmoins de ressortir des 2015 une marge spécifique par activité et concession.

Des éléments non récurrents ont été constatés :

- pour 14 MF en raison de l'impact de l'article 22 du cahier des charges « reprise des installations en fin de concession » sur la comptabilisation des biens « améliorants » mis en service depuis 2010 dont 11 MF en production et 3 MF en distribution
- Pour - 38 MF en raison du recalage des plans de renouvellement dont +28 MF en production et - 66 MF en distribution

1 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 1. Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2015
 2. Mode de détermination
 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°) - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2015

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	octobre 2013 à février 2015	mars 2015 à décembre 2015
BT Usage social	TP0	de 0 à 180 kWh	19,56	19,00
BT Usage social	TP1	de 181 à 300 kWh	49,36	39,00
BT Usage social	TP2	au dessus de 300 kWh	61,46	60,00
BT Usage domestique	P1	de 0 à 300 kWh	30,36	27,50
BT Usage domestique	P2	de 301 à 450 kWh	48,36	45,00
BT Usage domestique	P3	au dessus de 450 kWh	56,46	56,00
BT Eclairage public	P3		35,46	34,00
BT Usage professionnel	P4	de 0 à 3000 kWh	41,76	39,00
BT Usage professionnel	P4'	au-dessus de 3000 kWh	45,76	43,00
MT Tarif jour	P5	de 0 à 16200 kWh	27,16	26,00
MT Tarif jour	P6	de 16201 à 48600 kWh	27,16	26,00
MT Tarif jour	P7	au-dessus de 48600 kWh	27,16	26,00
MT Tarif nuit	P8	de 0 à 9000 kWh	23,56	22,00
MT Tarif nuit	P9	au dessus de 9000 kWh	23,56	22,00
MT Tarif uniforme	P10		39,33	39,00

Prime d'abonnement	ACE = 18,33 XPF
<p>Basse tension : Tarif Petits consommateurs Prime d'Abonnement = 14,36 X ACE x kVA de puissance souscrite soit : 263 XPF x kVA de puissance souscrite</p> <p>Basse tension : Tarif Usages Domestiques Prime d'Abonnement = 21,53 X ACE x kVA de puissance souscrite soit : 395 XPF x kVA de puissance souscrite</p> <p>Basse tension : Tarifs Usages Professionnels et Eclairage public Prime d'Abonnement = 18,81 x ACE x kVA de puissance souscrite soit : 345 XPF x kVA de puissance souscrite</p> <p>Moyenne tension : Prime d'Abonnement = 1003,86 x ACE x kVA de puissance souscrite/An jusqu'à 200 kVA soit : 18 401 XPF x kVA de puissance souscrite / An</p> <p>Moyenne tension : Prime d'Abonnement = 627,42 x ACE x kVA de puissance souscrite/An au-delà de 200 kVA soit : 11 501 XPF x kVA de puissance souscrite / An</p>	

Taxes	Taux
Taxe municipale	
Autres tarifs BT et MT	4 XPF/Kwh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%

Avance sur consommation	P2 = 45 XPF
<p>Tarif Usages Domestiques</p> <ul style="list-style-type: none"> - ASC = 37,5 x P2 x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 688 XPF x kVA de puissance souscrite <p>Autres Tarif Basse Tension</p> <ul style="list-style-type: none"> - ASC = 75 x P2 x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 375 XPF x kVA de puissance souscrite 	

2°) - Mode de détermination

Les tarifs de vente de l'électricité sont arrêtés par le Conseil des ministres.

La dernière actualisation est applicable depuis le mois de Mars 2015, en référence à l'arrêté n° 211 CM du 25 Février 2015, publié au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF).

3°) – Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur 01/03/2015	kWh vendus postérieur 01/03/2015	Total kWh vendus	Montant antérieur 01/03/2015	Montant postérieur 01/03/2015	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance souscrite au 31/12/2015
BT Usage social	TP0	179 943	887 629	1 067 572	3 519 788	16 864 951	20 384 739			
BT Usage social	TP1	32 325	135 663	167 988	1 595 554	5 290 857	6 886 411			
BT Usage social	TP2	5 004	15 713	20 717	307 546	942 780	1 250 326	25 086,6	6 566 401	2 136
BT Usage domestique	P1	92 938	443 617	536 555	2 821 574	12 199 730	15 021 304			
BT Usage domestique	P2	15 792	58 599	74 391	763 704	2 636 955	3 400 659			
BT Usage domestique	P2'	10 079	54 301	64 380	569 065	3 040 856	3 609 921	10 052,9	3 939 806	844
BT Eclairage public	P3	12 216	64 243	76 459	433 182	2 184 262	2 617 444	1 399,2	474 222	117
BT Usage professionnel	P4	194 687	949 570	1 144 257	8 130 140	37 033 230	45 163 370	26 419,8	8 955 809	2 146
BT Usage professionnel	P4'	24 031	135 012	159 043	1 099 659	5 805 516	6 905 175			
MT Tarif jour	P5	67 470	349 433	416 903	1 832 485	9 085 258	10 917 743	2 419,2	3 646 336	202
MT Tarif jour	P6	30 561	156 604	187 165	830 037	4 071 704	4 901 741			
MT Tarif jour	P7									
MT Tarif nuit	P8	34 086	171 623	205 709	803 067	3 775 706	4 578 773			
MT Tarif nuit	P9	8 168	47 026	55 194	192 439	1 034 572	1 227 011			
MT Tarif uniforme	P10									
Régul										
Prépaiement										
Prépaiement hors toti										
Autres (employés...)			30 375	30 375				383		32
Total		707 300	3 499 408	4 206 708	22 898 240	103 966 377	126 864 617	65 761	23 582 574	5 476

Prime d'abonnement	23 582 574
--------------------	------------

Ventes totales	150 447 191
----------------	-------------

Prix moyen	35,76
------------	-------

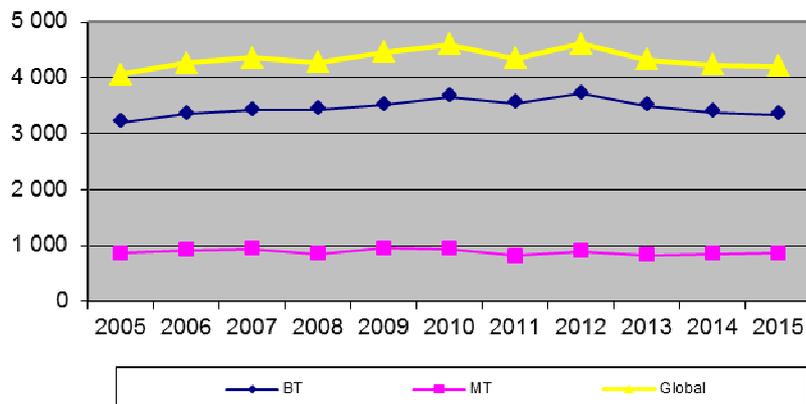
4°) – Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe : 337 667 XPF
- Frais de relance : 806 130 XPF
- Total : 1 143 797 XPF

5°) – Statistiques de ventes

Croissance des ventes de kWh



En basse tension les ventes décroissent légèrement d'une année sur l'autre et leur progression par tarif se répartit comme suit :

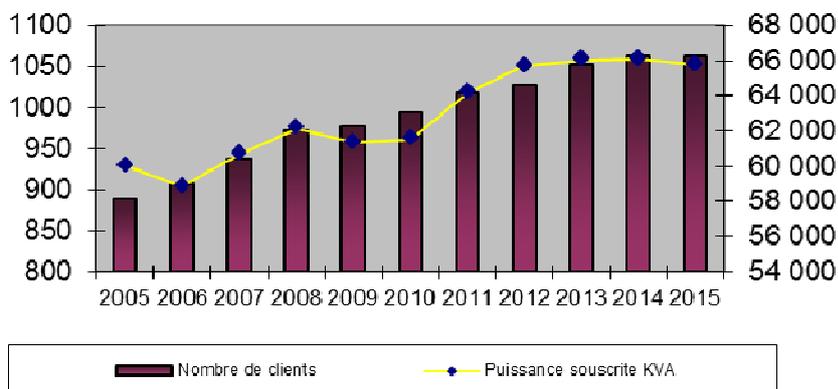
Evolution globale des ventes BT :	-1,3%
dont Usages domestiques	-1,6%
dont Eclairages Publics	-12,7%
dont Usages Professionnels	-0,1%

Ventes en volume au tarif MT en 2015	864 971
Ventes en volume au tarif MT en 2014	844 150
Ecart Annuel :	2,5%

En moyenne tension les ventes augmentent de +2,5% avec les variations principales sur

- Hopital de Taioahae 5,6%
- Hotel Pearl Lodge 10,7%

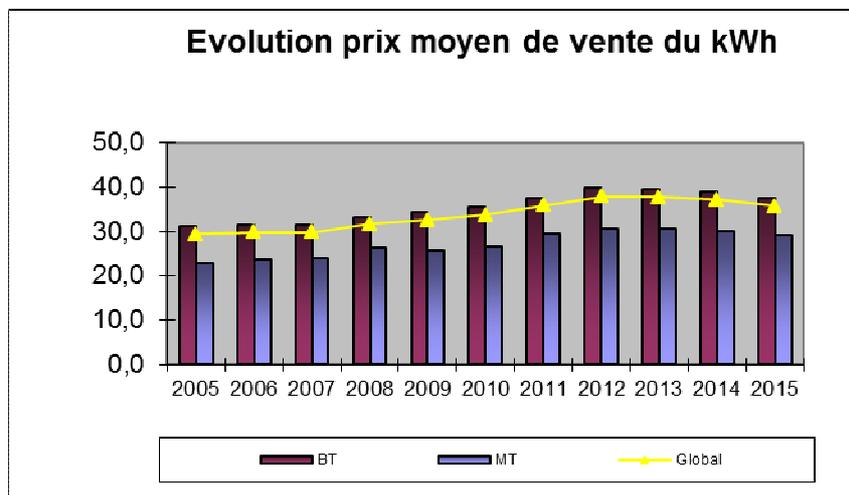
Nombre de clients et puissance souscrite



La concession compte 1 061 clients à fin 2015, dont :

		variation 2014
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 056	0,0%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>5</u>	0,0%
	1 061	0,0%

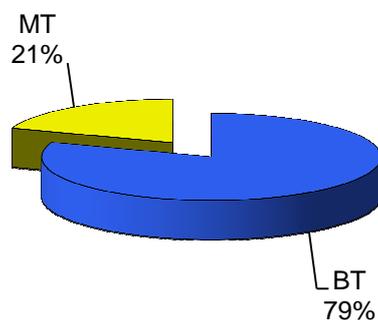
La puissance souscrite est de 65 761 kVA contre 66 082 en 2014 soit une baisse de -0,5 %.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation 2014
Tarifs basse tension	37,5	-3,9%
Tarifs moyenne tension	<u>29,2</u>	-2,8%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh :	35,8	-3,9%

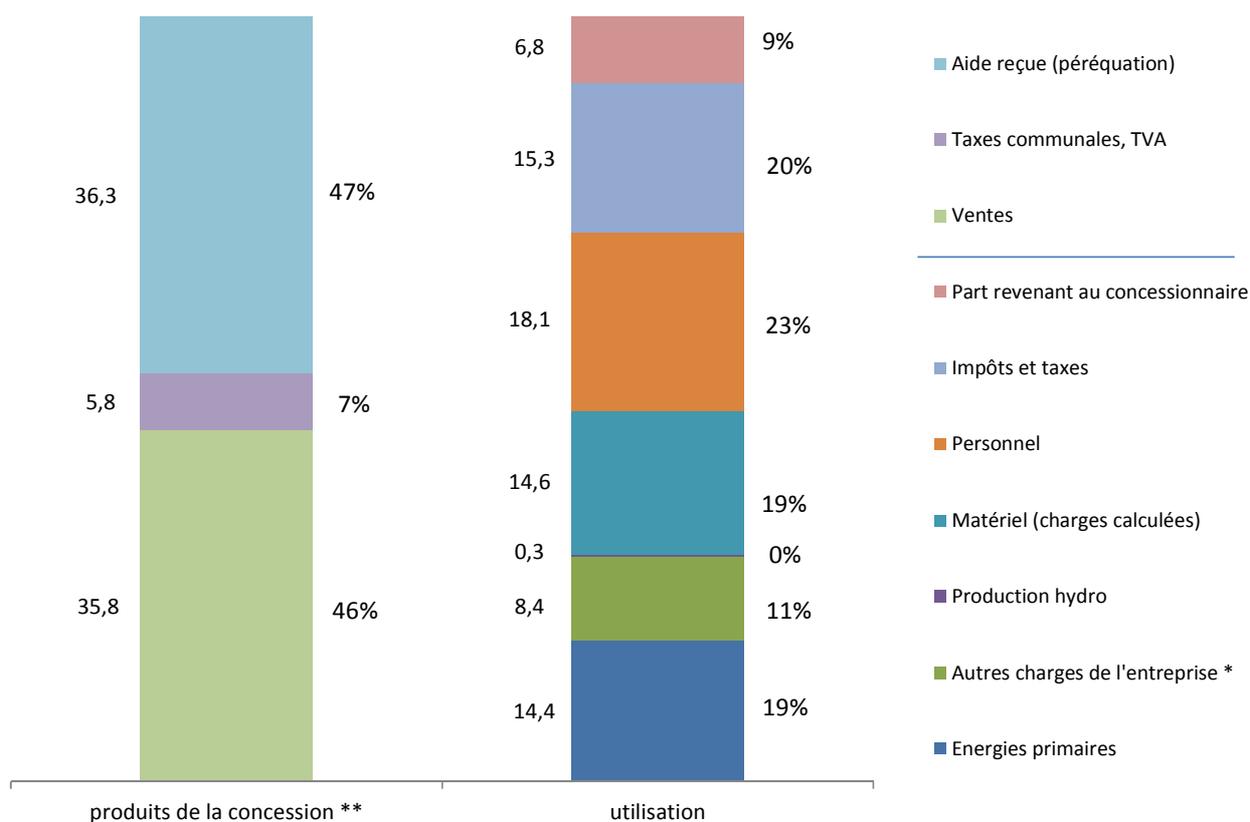
Il enregistre une diminution annuelle de (- 3,9 %).

Répartition des ventes BT / MT



Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva

2015 (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 41,60 F/KWh (53%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

Le coût d'achat des énergies renouvelables solaire.

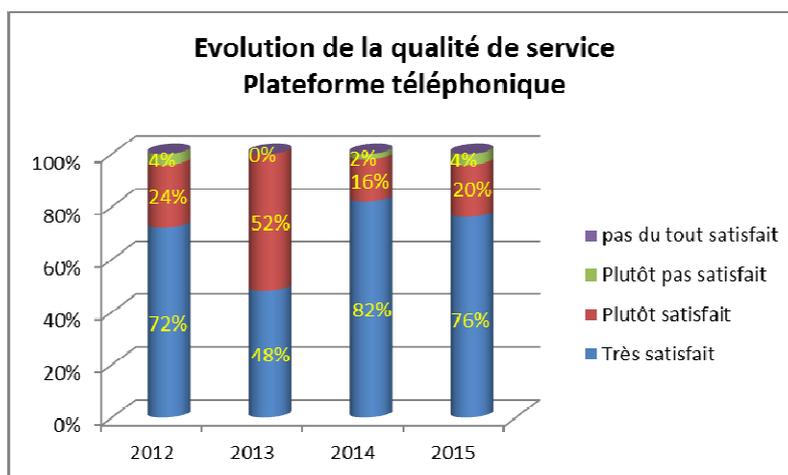
6°) Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

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

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.

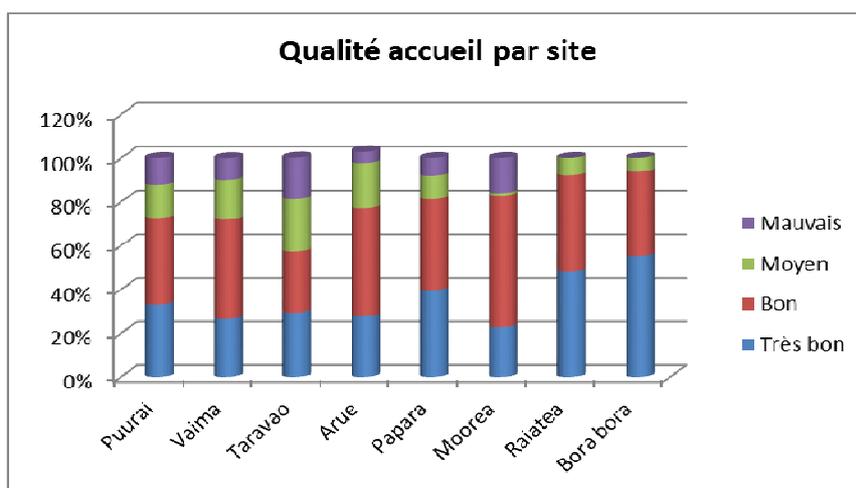
Indicateurs Centre de Relations		
Clients	2014	2015
Nombre d'appels	54 752	52 924
% traités	81%	81%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47
Webmails	2732	3 906

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 augmentation de 43% des demandes clients qui transitent par l'agence en ligne.

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.

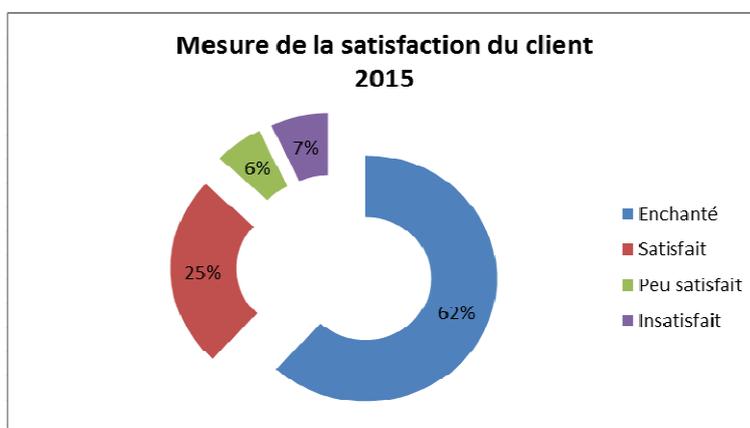
Evaluation accueil agence	2015
Très bon	30,6%
Bon	41,5%
Moyen	16,1%
Mauvais	11,7%



Le Baromètre d'Ecoute clients : Mesure de la satisfaction du client en agence

La mesure de la satisfaction du client s'ouvre aux agences et en continu sur les métiers d'accueil avec la mise en place de bornes interactives IPAD permettant aux clients de noter la qualité de service offerte par les agents commerciaux.

Cette expérience a débuté sur l'agence EDT de Faa'a- Puurai et s'est étendue sur l'agence du Vaima pour ensuite intégrer par la suite Taravao et les îles.



L'information clients par SMS

La création du service INFOS SMS remonte à 2011 date à laquelle le SMS Infos facture avait été proposé à 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, ce dernier complète le système de la relance par voie recommandée prévu au cahier des charges de la concession. Grâce à cette information rapide et simple, le client dispose immédiatement et personnellement à l'émission de la relance, de l'information relative à sa facture demeurée en impayés.

Nombre de souscriptions Services SMS en 2015

Concessionnaire	Auto-Relève	Coupure pour Travaux	Passage releveur	Facture	Relance	Total général
Tahiti Nord	6 891	5 337	4 714	7 277	25 282	49 501
Tahiti Sud	1 738	1 369	1 015	1 351	7 526	12 999
Moorea	1 382	902	125	1 084	3 972	7 465
Tahaa	91	8	9	227	1 063	1 398
Huahine	13	3	3	249	1 317	1 585
Bora bora	157	6	5	658	1 729	2 555
Maupiti	1	1	1	5	8	16
Taputapuataea	179	10	8	91	639	927
Tumaraa	74	3	3	46	247	373
Rangiroa	12	8	11	17	50	98
Hao	1	1	1	1	6	10
Tubuui	17	13	12	27	130	199
Rurutu	18	15	30	41	168	272
Rimatara	1		1	1	6	9
Raivavae				1	14	15
Ua Pou	118	1	3	120	278	520
Nuku Hiva	115	6	40	126	354	641
Hiva Oa	98			96	372	566
Ua Huka	6	2	2	7	27	44
Total général	10 912	7 685	5 983	11 425	43 188	79 193

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.

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE

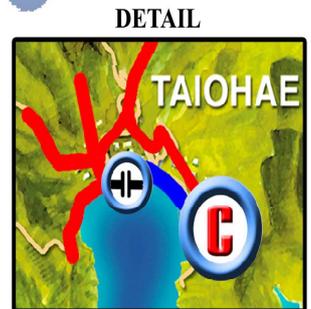
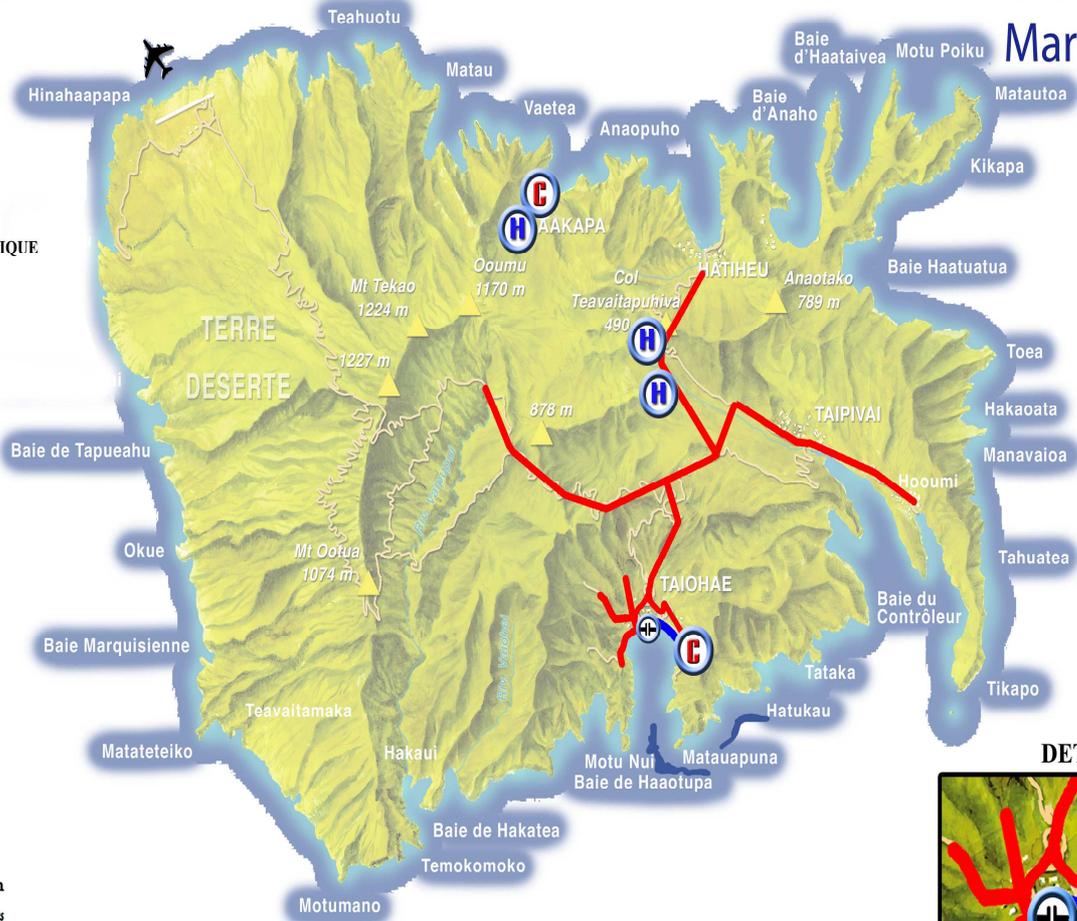
- Bilan technique
 1. Autorisation d'exploitation
 2. Effectifs et organigramme
 3. Détails des ouvrages de production
 4. Données de production
 5. Qualité de service
 6. Qualité – Sécurité – Environnement
 7. Travaux significatifs – Faits marquants
 8. Unités d'œuvres 2015 de la concession
 9. Raccordement solaire

Bilan technique

EDT
GDF SUEZ

NUKU HIVA
Réseau HTA
Mars 2015

- FEEDERS**
- TAIPIVAI
 - TAIOHAE
 -  CENTRALE THERMIQUE
 -  CENTRALE HYDROELECTRIQUE
 -  POINT DE BOUCLAGE
 -  AÉROPORT



E	MD	16/3/15	MODIF
D	MD	28/1/13	MODIF
C	MD	13/3/12	MODIF
B	MD	31/1/11	MODIF
A	MD	03/9/10	EMISSION ORIGINALE
INDICE	DESSINE PAR	DATE	DESIGNATION

1°) AUTORISATION D'EXPLOITATION :

La centrale électrique de NUKU HIVA fait l'objet des arrêtés d'exploitation suivants :

Type de text	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1127	08/03/2010	TAIOHAE-NUKU HIVA	Modif. Nouveau
Arrêté	9027	07/12/2009	TAIOHAE-NUKU HIVA	Nouveau
Arrêté	1574	19/04/1994	TAIOHAE-NUKU HIVA	Initial et abrogé

2°) EFFECTIFS ET ORGANIGRAMME :

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation est passé à 6 agents depuis mai 2015 :



3°) DETAIL DES OUVRAGES DE PRODUCTION :

Le parc de groupes électrogènes fixes de production est le suivant : (englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai)

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Numero d'immobilisation	Appellation	Numéro de série	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2015	HDM au 1er Janvier 2016	Heure de fonctionnement 2015
G1 AAKAPA	FG WILSON	BASE	50	40	32	G215	P50G215	FGWPPU1KCP00552	01/12/2009	25266	29726	44
G2 AAKAPA	FG WILSON	BASE	50	40	32	G268	P50G268	FGWPEP22VBMU06130	01/08/2013	10215	12294	20
G1 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G192	P400G192	FGWRPES7CCMC00370	01/12/2008	18455	22299	38
G2 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	675	540	432	G196	P635G196	FGWRPES9JATMO1113	02/07/2009	24612	25525	9
G3 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G153	P400G153	FGWRPES2TPDS04489	29/09/2006	31346	33046	17
G4 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	635	540	432	G197	P635G197	FGWRPES9KATMO0963	02/07/2009	17646	22911	52
G5 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	635	540	432	G228	P635G228	FGWRPES9CATMO1297	08/11/2010	15873	18238	23
G6 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G169	P450G169	FGWRPES7ECMC00335	16/04/2008	24518	25962	14
Turbine Taipivai 1	HYDROLEC		500	400	400	H001		PELTON AXE VERTICAL	01/01/1985	54922	62768	78
Turbine Taipivai 2	BOUVIER		275	220	220	H002		PELTON AXE VERTICAL	01/01/1997	17824	25162	73

4°) DONNEES DE PRODUCTION : englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai

Sortie de centrale, 2 966 MWh ont été produits en 2015 contre 3 256 MWh en 2014.

831 997 litres de gazole ont été consommés en 2015 contre 916 332 en 2014 et 3 412 litres d'huile ont été consommés en 2015 contre 2 390 litres en 2014.

La puissance de pointe appelée est de 866 kW (846kW pour Taiohae et Taipivai + 20 kW pour Aakapa) qui est stable sur les 3 années consécutives 2013 à 2015. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 464 kW.

1 960 540 kWh ont été produits dans les centrales hydroélectriques (Taipivai 1 & 2) contre 1 581 060 kWh en 2014.

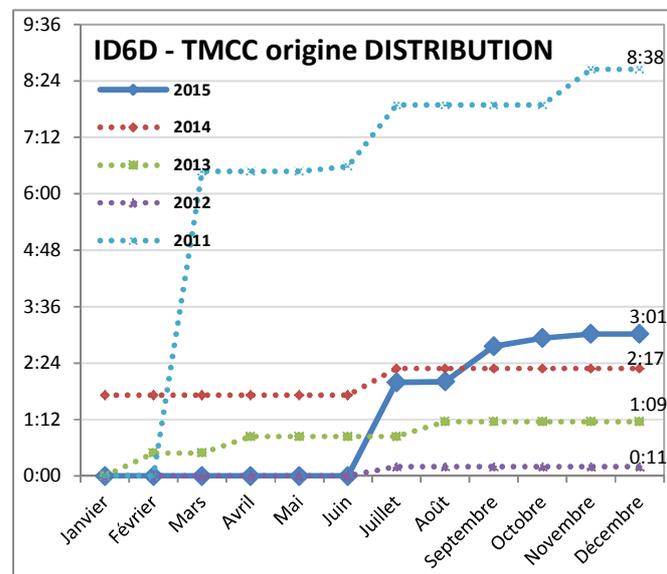
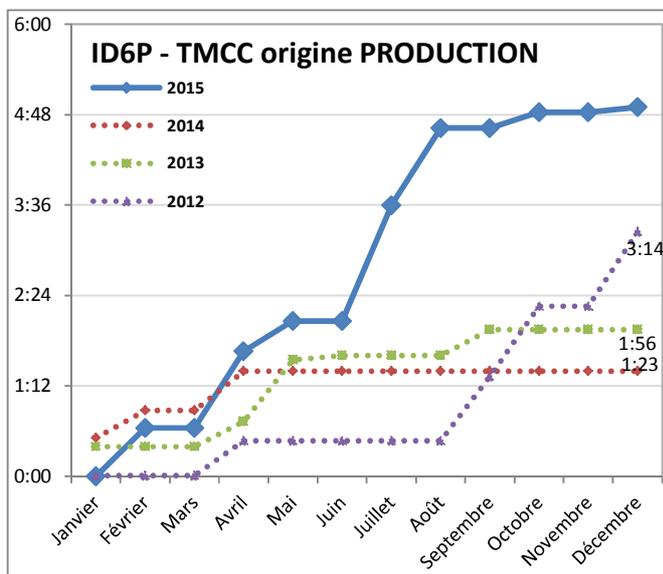
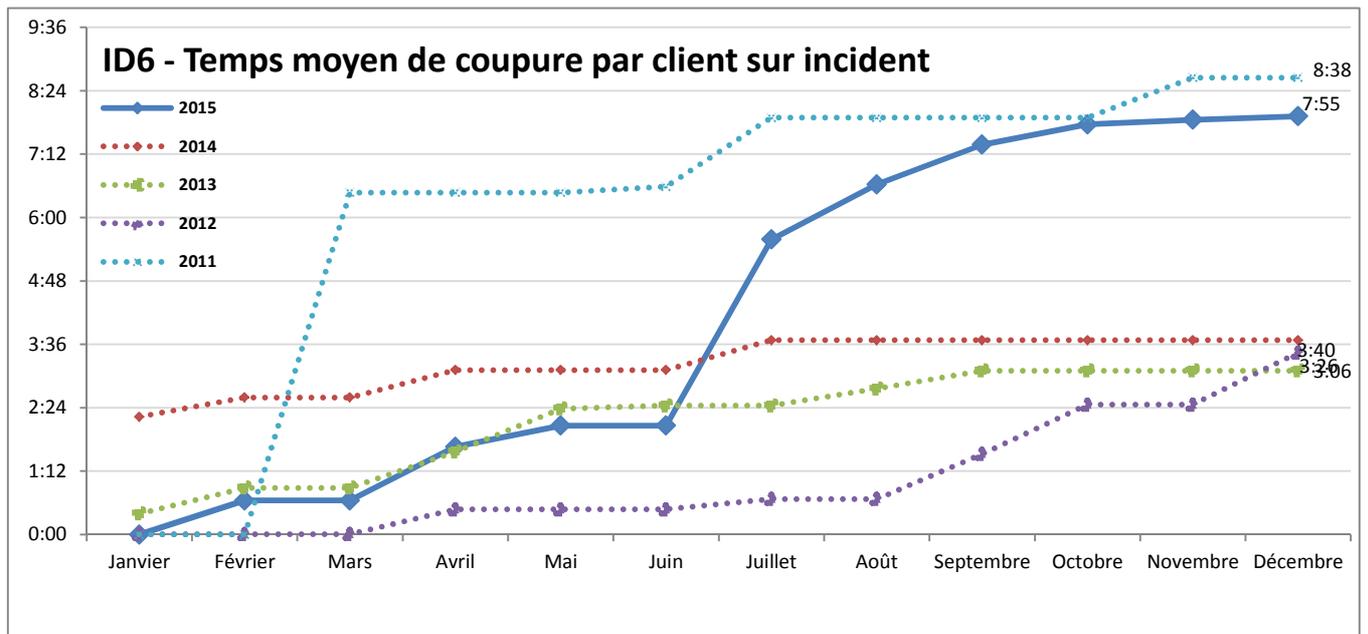
NUKU HIVA PRODUCTION	Energie Mensuelle BRUTE (kWh)	Energie Mensuelle Nette (kWh)	EnR kWh hydro	Pointe Maxi en kW	Conso gazole (l)	Conso spéc. (ml/kWh)
2015						
Janvier	207 538	204 281	227 930	763	56 700	273
Février	214 204	210 634	180 150	722	58 050	271
Mars	239 799	235 757	154 000	745	65 550	273
Avril	296 494	292 441	104 140	735	82 500	278
Mai	259 090	255 465	155 430	710	70 700	273
Juin	174 235	170 838	229 570	745	47 040	270
Juillet	252 209	248 781	146 170	754	70 649	280
Août	262 086	258 702	139 980	751	71 620	273
Septembre	326 765	323 030	71 110	782	90 580	277
Octobre	345 387	341 333	84 830	777	97 258	282
Novembre	225 017	221 439	216 830	780	63 150	281
Décembre	207 444	203 255	250 400	846	58 200	281
Total en Moyenne	3 010 268	2 965 956	1 960 540	846*	831 997	276

*A la pointe maxi de 846kW, il faut rajouter 20kW de la pointe maxi de Aakapa soit une pointe maxi totale de 866kW

5°) QUALITE DE SERVICE

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

8 black-out dont 7 d'origine production



6°) QUALITE – SECURITE – ENVIRONNEMENT

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Réalisation d'un exercice sécurex le 17/03 avec la participation des pompiers.

Traitement des effluents

1 845 litres d'huile de vidange et 2 fûts de déchet solide souillé par du GO ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement (Société TOTAL et Fenua Ma).

7°) TRAVAUX SIGNIFICATIFS – FAITS MARQUANTS

La solution PG1 a été proposée : un seul renouvellement de groupe au lieu de 2 sur la période 2014-2020 avec toutefois deux groupes au lieu d'un seul arrivant en fin de vie en 2020.

G2 TAIQHAE (26000 H) a déclenché par basse pression huile, les coussinets de palier sont usés et le vilebrequin touché

G5 TAIQHAE (18000 H) a déclenché par basse pression huile peu de temps après sa sortie de révision de la partie haute du moteur comme préconisée par le constructeur, les coussinets de palier sont usés et le groupe peut être reconditionné.

8°) UNITES D'ŒUVRES 2015 DE LA CONCESSION

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

Puissance maxi appelée en kW	866
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	464
Puissance garantie en kW (PG2)	1 200
Nb de kWh vendus	4 206 708
Quantité en litre de combustible	831 997
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 965 956
Nb de kWh hydro acheté par tarif	1 960 540
Nb de kWh solaire acheté par tarif	38 460
Nb de km de réseaux hors branchements	66,6
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	4 102
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 061

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	0	32 124	0	6 336	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
28,8	1,3	-	30,1	95,7%	4,3%	30,8	5,7	36,5	84,3%	15,7%	59,6	7,0	66,6	89,4%	10,6%

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 moto pompe incendie avec Poly Diésel

Pour la visite/entretien de la nacelle avec Poly Diésel

9°) RACCORDEMENT SOLAIRE

Concessions	Nombre d'installations	Somme puissance installée	2015						
			Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
Nuku-Hiva	6	146	2	50	-	2	-	-	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. Variation des prix
 4. Commentaires
 5. Actif, Passif et Résultat de la concession

Bilan et compte de résultat de la concession

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2015 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 2015.

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 doit être présentée par activité ce qui a été rendu possible à partir de 2015 par l'avenant 17 lequel remplace la rémunération historique du concessionnaire « globale pour l'ensemble des activités et concessions » par une rémunération « spécifique par activité et concession ».

En raison du caractère déjà développé de la comptabilité analytique du concessionnaire, les comptes 2015 ont pu être présentés, avec un minimum de retraitements, dans le respect des principes de la comptabilité appropriée.

Ces comptes par concession, sont en cours d'audit par nos commissaires aux comptes, le résultat de cet audit sera porté à la connaissance du concédant et du service de contrôle à minima par incorporation au rapport du délégataire de l'année suivante

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'efficience à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de 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, sur Nuku Hiva

- Les imputations directes concernent 83% du total des dépenses de la concession de Nuku Hiva. 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.

NUKU HIVA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	74%	9%	83%
Frais répartis sur la concession	9%	8%	17%
Total	82%	18%	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) ou 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 les bornes « aval » des transformateurs élévateurs situés en sortie de centrale et à l'autre bout, les bornes « amont » des transformateurs abaisseurs de distribution.

- 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

Les dérogations à ce principes, justifiées par l'amélioration de la qualité de l'information communiquée sont le cas échéant décrites dans le présent document.

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	52
	Mise à disposition du personnel	204 426
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	2 163 276
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	232 347

Autres parties liées

Libellé	Description	52
Polydiesel	Travaux sous-traités : production	2 759 821
Ineo		2 646 981

1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf paragraphe :

4- 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

Des éléments non récurrents ont été constatés :

- pour 14 MF en raison de l'impact de l'article 22 du cahier des charges « reprise des installations en fin de concession » sur la comptabilisation des biens « améliorants » mis en service depuis 2010 dont 11 MF en production et 3 MF en distribution
- Pour - 38 MF en raison du recalage des plans de renouvellement dont +28 MF en production et - 66 MF en distribution

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

N/A

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 82% du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 18 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les créances ;
- des achats et ACE pour les comptes fournisseurs ;
- de la masse salariale pour la PIDR (provision pour indemnité départ à la retraite), et les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
 - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
- *La péréquation* est égale sur une concession donnée à la différence entre le Revenu Autorisé et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients
- *Les frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- *Le résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1;
Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points. Le taux de marché applicable pour les besoins est le taux Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 points
Cette rémunération est calculée sur la base du taux de marché de l'exercice considéré
 - le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,973% (-0,27%+2%)
 - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,796% (-0,27%+1%+0,82% surperformance financière)
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices
 - L'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% du résultat net
 - La contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% du résultat net

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

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

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

- **Principes de répartition des coûts indirects**

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

1. Les frais de siège :

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

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

Au sein des activités concédées, avant 2015, la quote-part revenant à chaque concession était déterminée au prorata du nombre des abonnés. A partir de 2015 elle est déterminée, à part égale en fonction de la masse salariale, du nombre d'abonnés et des immobilisations brutes de chaque concession. Dans un deuxième temps ces charges sont incorporées dans les processus de la concession au prorata des coûts de chaque 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 :

Avant 2015, l'ensemble des coûts étaient répartis au prorata des abonnés

Depuis 2015, 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

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 Nuku Hiva (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Nuku Hiva
Frais de siège	1 191,2	1 081,9	16,0	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	1,5%
Exploitation des îles	227,7	207,4	12,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	742,4	46,0
Clientèle îles	46,8	46,8	2,1	Nombre d'abonnés îles	23 451,0	1 061,0
Travaux production	89,1	62,1	4,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	31,4	2,3
Service à l'énergie	47,3	47,3	0,2	Contrats solaires	1 420,0	5,0
Service Grand compte	53,3	53,3	1,4	Contrats grands comptes	5 561,0	143,0

3°) – Variation des prix

Variation du prix achat des hydrocarbures

	Prix du Fioul	Prix du Go Tahiti	Prix du Go Iles	Arrêté CM
Jusqu'au 30/06/ 2008	38,680	56,200	40,000	Arrêté 773 Cm du 14/09/05
Acpt du 01/07/2008	53,740	77,270	54,240	arrêté 678 CM du 26/06/08 (simultané avec avenant 14 du 30/06/2008
Acpt du 02/2009	39,157	56,158	54,458	arrêté 226 CM du 06/02/09 (simultanée avenant 15 du 01/02/2009)
Acpt du 01/08/2009	44,157	58,458	60,158	arrêté 1205 CM du 29/07/09
Acpt du 08/2010	54,157	68,458	70,158	arrêté 1246 CM et 1248 CM du 28/07/10
Acpt du 05/2011	61,157	77,158	75,458	Arrêté 0544 & 0546 CM du 21/04/11
Acpt du 08/2011	62,836	78,837	77,137	Arrêté 1084 & 1087 CM du 27/07/11
Acpt du 03/2012	64,336	80,337	79,137	Arrêté 298 à 301 CM du 27/02/2012
Acpt du 12/2014	47,836	80,337	79,137	Arrêté 1747 CM du 26/11/2014
Acpt du 04/2015	32,866	69,538	71,238	Arrêté 278 CM du 13 mars 2015 Arrêté 344 CM du 25 mars 2015
Acpt du 08/2015	49,366	69,538	71,238	Arrêté 972 CM du 23 juillet 2015 Arrêté 344 CM du 25 mars 2015

Variation du prix de référence de vente de l'électricité

	Prix réf.	ACE	CM / Avenant
Jusqu'au 30/06/ 2008	29,02	16,12	Arrêté 774 CM du 14/09/2005
Acpt du 01/07/2008	32,48	16,54	Avenant 14 du 30/06/2008 - Convention N°80229
Acpt du 02/2009	30,98	17,17	Avenant 15 du 06/02/2009 - Convention N°90056
Acpt du 01/08/2009	31,89	17,25	Arrêté 1207 CM du 29/07/2009
Acpt du 08/2010	33,33	16,73	Arrêté 1249 CM du 28/07/2010
Acpt du 03/2011	33,67	17,03	Arrêté 0225 CM du 24/02/2011
Acpt du 05/2011	35,14	17,03	Arrêté 0547 CM du 21/04/2011
Acpt du 08/2011	35,49	17,03	absence d'actualisation
Acpt du 03/2012	35,96	17,70	Avenant 16 du 16/03/2012 - Convention N°1455
Acpt du 10/2013	35,52	18,10	Avenant 16b du 01/10/2013 - Convention N°5862 (incluant une baisse temporaire du P ref de 0,74)
Acpt du 03/2015	34,04	18,33	Arrêté 211 CM du 25/02/2015

4°) – Commentaires

Sur Hiva Oa, nous constatons une marge négative qui s'explique principalement par :

- le recalage des plans de renouvellement pour - 192,5 MF (-142 MF sur des ouvrages hydroélectriques, - 9,5 MF en production thermique et -44 MF en distribution)
- la baisse anticipée du revenu autorisé de distribution – 50 MF en raison d'un avenant à finaliser sur 2016.
- La mise au rebut d'immobilisations non complètement amorties pour -19 MF

5°) – Actif, Passif et Résultat de la concession

ACTIF	Nuku Hiva	
	2015	2014
Immobilisations concédées	872 120 533	845 982 226
Immobilisations privées	63 413 813	49 185 099
Immobilisations en-cours	22 516 800	5 358 879
Avances et acomptes		
Total immobilisations brutes	958 051 146	900 526 204
Amortissements et provisions	-420 802 237	-358 651 640
Immobilisations nettes	537 248 909	541 874 564
Stock	20 354 318	23 074 162
Créances clients	31 744 262	34 716 649
Autres créances	1 715 358	6 268 650
Charges constatées d'avance	534 240	
Provisions pour dépréciation	-8 005 934	-1 970 987
Stock et créances nets	46 342 244	62 088 475
Compte courant du concessionnaire	69 446 498	19 504 910
TOTAL ACTIF	653 037 651	623 467 949

PASSIF	Nuku Hiva	
	2015	2014
Capital		
Réserves		
Report à nouveau		
Résultat	33 516 828	3 611 163
Capitaux propres	33 516 828	3 611 163
Droits des tiers et concédants	50 855 673	50 356 623
Caducité et provision pour renouvellement	503 461 432	505 066 522
Autres provisions	15 626 076	9 704 432
- PIDR	7 193 966	7 104 320
- Autres provisions	8 432 110	2 600 112
Provision pour risques et charges	519 087 508	514 770 954
Compte courant du concessionnaire (emprunt)		
Emprunts et dettes financières		
Clients - avances sur consommation	6 426 078	8 286 278
Fournisseurs	17 591 791	24 376 612
Dettes fiscales et sociales	21 738 373	21 913 318
Autres dettes	153 000	153 000
Produits constatés d'avance	3 668 401	
Emprunts et dettes	49 577 643	54 729 208
TOTAL PASSIF	653 037 651	623 467 949

Nuku Hiva 2015

Récurrent Non Récurrent Total

PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE

P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	146 787 956		146 787 956
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2014	1 316		1 316
	- Forfait FP1 2015	111 541		111 541
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-95 658 500	32 975 779	-62 682 721
	par UO : Puissance maximale majorée	-72 689		-47 631
	- Maintenance	-34 997 762		-34 997 762
	- AC	-4 263 464		-4 263 464
	- ACE	-3 667 603		-3 667 603
	- MO	-27 066 695		-27 066 695
	- AUTRES			
	- Conduite et Fonctionnement	-2 062 670	-1 222 548	-3 285 218
	- AC	-59 990		-59 990
	- ACE	-935 107		-935 107
	- MO	-113 126		-113 126
- AUTRES	-954 447	-1 222 548	-2 176 995	
- Amortissement des actifs de concession	-23 061 347	29 133 321	6 071 974	
- Dot. Amortissement Technique	-16 294 109		-16 294 109	
- Dot. Amortissement Caducité	-5 314 212		-5 314 212	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-1 453 026		-1 453 026	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		29 133 321	29 133 321	
- Quote part des activités support affectées	-35 536 721	5 065 006	-30 471 715	
- Fonctions supports	-24 745 916		-24 745 916	
- Frais de siège	-10 790 805	5 065 006	-5 725 799	

P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	7 164 263		7 164 263
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2014	3 256 483		3 256 483
	- Forfait FP2 2015	2,200		2,200
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-5 880 876	138 889	-5 741 987
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,8		-1,8
	- Maintenance	-4 403 225		-4 403 225
	- AC	-2 098 149		-2 098 149
	- ACE	-1 542 912		-1 542 912
	- MO	-762 164		-762 164
	- AUTRES (provision rév groupes...)			
- Quote part des activités support affectées	-1 477 651	138 889	-1 338 762	
- Fonctions supports	-814 256		-814 256	
- Frais de siège	-663 395	138 889	-524 506	

Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	59 215 177		59 215 177
	Par kWh produits sortie de centrale	18,2		18,2
	- Consommations	-59 215 177		-59 215 177
	- Fioul	1 740 750		1 740 750
	- Gasoil	-59 876 464		-59 876 464
	- Huile	-1 079 463		-1 079 463
- Urée				

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS			
	- Coûts directs			
	- Quote part des activités support affectées			
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	6 569 335		6 569 335
	- Coûts directs	-5 905 051		-5 905 051
	- AC	-2 971 462		-2 971 462
	- ACE	-1 843 755		-1 843 755
	- MO	-1 089 834		-1 089 834
	- AUTRES			
	- Quote part des activités support affectées	-1 189 226		-1 189 226

SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE

TOTAL DES PRODUITS	219 736 730		219 736 730
MARGE AVANT IS	51 887 900	33 114 668	85 002 568
- I.S.	-30 253 366	-19 307 587	-49 560 953
MARGENETTE	21 634 534	13 807 081	35 441 615
En % des produits	10%		16%

		Nuku Hiva 2015		
		Récurrent	Non Récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE				
REVENU AUTORISE		23 644 112		23 644 112
- UO kWh produits sortie de centrale 2015		1 960 540		1 960 540
- Tarif 2015		12		12
COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE		-12 493 459	11 346 486	-1 146 973
par UO : kWh produits sortie de centrale		-6,4		-0,6
- Maintenance		-4 401 667	-171 310	-4 572 977
- AC		-8 453		-8 453
- ACE		-1 327 090		-1 327 090
- MO		-2 604 771		-2 604 771
- AUTRES		-461 353	-171 310	-632 663
- Amortissement des actifs de concession		-3 485 887	11 517 796	8 031 909
- Dot. Amortissement Technique		-1 748 757		-1 748 757
- Dot. Amortissement Caducité		-1 737 130		-1 737 130
- Dot. Provision pour Renouvellement				
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles			11 517 796	11 517 796
- Quote part des activités support affectées		-4 605 905		-4 605 905
MARGE AVANT IS		11 150 653	11 346 486	22 497 139
Par UO		6		11
En % du revenu autorisé		47%		
- I.S.		-6 501 415	-6 615 596	-13 117 012
MARGE NETTE		4 649 238	4 730 890	9 380 128
En % du revenu autorisé		20%		40%

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	53 006 430		53 006 430
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) 2014	67		
- Forfait FD2 2015	795 534			795 534
COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE		-25 087 245	-66 897 614	-91 984 859
par UO : longueur des reseaux (hors branchement)		-376 516		-1 380 532
- Maintenance		1 134 079		1 134 079
- AC		5 363 393		5 363 393
- ACE		2 591 967		2 591 967
- MO		-6 821 281		-6 821 281
- AUTRES				
- Conduite et Fonctionnement		-5 365 326	-2 312 323	-7 677 649
- AC		-21 290		-21 290
- ACE		-240 103		-240 103
- MO		-15 973		-15 973
- AUTRES		-5 087 960	-2 312 323	-7 400 283
- Amortissement des actifs de concession		-8 323 219	-59 012 846	-67 336 065
- Dot. Amortissement Technique		-2 147 144		-2 147 144
- Dot. Amortissement Caducité		-4 858 348		-4 858 348
- Dot. Provision pour Renouvellement		-1 317 727		-1 317 727
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles			-59 012 846	-59 012 846
- Quote part des activités support affectées		-12 532 779	-5 572 445	-18 105 224
- Fonctions supports		-9 702 800		-9 702 800
- Frais de siège		-2 829 979	-5 572 445	-8 402 424

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 087 644		1 087 644
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	5 489 494		5 489 494
	- Coûts directs	-2 645 675		-2 645 675
	- AC	-1 919 181		-1 919 181
	- ACE	-789 450		-789 450
	- MO	-207 351		-207 351
	- AUTRES	270 307		270 307
	- Quote part des activités support affectées	-520 491		-520 491
	- Fonctions supports	-454 647		-454 647
	- Frais de siège	-65 844		-65 844
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	31 000 141		31 000 141
	- Coûts directs	-27 996 176		-27 996 176
	- AC	-12 656 910		-12 656 910
	- ACE	-11 290 750		-11 290 750
- MO	-3 778 209		-3 778 209	
- AUTRES	-270 307		-270 307	
- Quote part des activités support affectées	-4 104 278		-4 104 278	

SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION

TOTAL DES PRODUITS	90 583 709		90 583 709
MARGE AVANT IS	30 229 844	-66 897 614	-36 667 770
- I.S.	-17 625 584	39 004 816	21 379 232
MARGE NETTE	12 604 260	-27 892 798	-15 288 538
En % des produits	14%		-17%

Nuku Hiva 2015		
Récurrent	Non Récurrent	Total

FOURNITURE D'ELECTRICITE

ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	214 602 133	214 602 133
	- Achat d'électricité d'origine thermique	213 167 395	213 167 395
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique		
	- Achat d'électricité d'origine solaire	1 434 738	1 434 738
	COUTS D'ACHAT	-214 602 133	-214 602 133
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-213 167 395	-213 167 395
- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui			
- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP			
- Achat d'électricité d'origine solaire	-1 434 738	-1 434 738	

ETUDES & RACCORDEMENTS	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	412 131	412 131
	- Coûts directs	-239 182	-239 182
	- AC		
	- ACE	-140 400	-140 400
	- MO	-98 782	-98 782
	- AUTRES		
	- Quote part des activités support affectées	-1 711 918	-1 711 918
- Fonctions supports	-1 680 550	-1 680 550	
- Frais de siège	-31 368	-31 368	

GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	12 353 223	12 353 223	
	- UO UC : Nombre d'abonnés 2014	1 061	1 061	
	- Forfait FC 2015	11 643	11 643	
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	1 143 797	1 143 797	
	- Frais de relance	806 130	806 130	
	- Frais de perception de taxe	337 667	337 667	
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-15 605 220	368 550	-15 236 670
	par UO : Nombre d'abonnés	-14 708		-14 361
	- Affranchissements	-1 438 150		-1 438 150
	- Fonctionnement	-6 682 926		-6 682 926
	- AC	-45 226		-45 226
	- ACE	-1 688 722		-1 688 722
	- MO	-4 855 749		-4 855 749
- AUTRES	-93 229		-93 229	
- Quote part des activités support affectées	-7 484 144	368 550	-7 115 594	
- Fonctions supports	-5 723 789		-5 723 789	
- Frais de siège	-1 760 355	368 550	-1 391 805	

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	774 943	774 943
	- Coûts directs		
	- AC		
	- ACE		
	- MO		
	- AUTRES		
	- Quote part des activités support affectées		
- Fonctions supports			
- Frais de siège			

SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE

TOTAL DES PRODUITS	229 286 227		229 286 227
MARGE AVANT IS	-2 872 226	368 550	-2 503 676
- I.S.	1 674 658	-214 884	1 459 774
MARGE NETTE	-1 197 568	153 666	-1 043 902
En % des produits	-1%		0%

Nuku Hiva 2015		
Récurrent	Non Récurrent	Total

RESULTAT FINANCIER		
REVENU AUTORISE	-350 299	-350 299
- Intérêts sur emprunts bancaires		
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	189 718	189 718
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	160 582	160 582
MARGE AVANT IS		

TOTAL CONCESSION		
TOTAL DES PRODUITS	349 733 085	349 733 085
MARGE AVANT IS	90 396 173	-22 067 910
- I.S.	-52 705 707	12 866 748
MARGE NETTE	37 690 465	-9 201 162
<i>En % des produits</i>	10,8%	8,1%
<i>En % des immos brutes</i>	3,9%	-1,0%

IS : Report déficitaire

Rappel 2013/2014		2 015	2 014	2 013
Ventes d'ENERGIE aux clients		150 447 191	157 433 759	163 056 608
Péréquation		152 808 409	108 658 440	109 791 725
Revenu autorisé		303 255 600		
MARGE NETTE		28 489 304	3 069 489	5 670 861

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

	2014	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2015
Production	481 485 803	0	20 116 599	2 185 500	499 416 902
Distribution	364 496 423		13 799 051	5 591 843	372 703 631
Total	845 982 226	0	33 915 650	7 777 343	872 120 533

Le total des acquisitions sur l'exercice 2015 s'élèvent à 33,9 MF dont :

- 20,1 MF en production :
 - 10,5 MF en énergie,
 - 9,6 MF en groupe.

- 13,8 MF en distribution :
 - 5,8 MF pour le branchement et comptage,
 - 6,8 MF pour le réseau aérien,
 - 1,2 MF en réseau souterrain,

Le total des cessions sur l'exercice 2015 s'élèvent à 7,8 MF dont :

- 2,2 MF sur la production pour le groupe.

- 5,6 MF en distribution :
 - 2,1 MF pour le branchement et comptage
 - 3,5 MF pour le réseau aérien.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 22,5 MF contre 5,4 MF fin 2014 soit une hausse de 17,2 MF.

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

Composants	Date de mise en service	Durée Amort	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	
A.N CONSTRUCTION AAKAPA	01/01/1985	384	01/01/2017	6 365 512	5 167 758	-	-	-	299 439	-	-	-
BATIMENT AAKAPA NUKU HIVA	01/01/1985	420	01/01/2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	420	01/01/2027	6 077 582	-	4 067 783	-	-	-	-	-	182 709
FG WILSON P50E2 AAKAPA NU	01/12/2009	79	01/07/2016	2 750 615	2 344 627	-	2 079 020	-	442 895	1 887 368	-	-
FG WILSON P50-1 AAKAPA	01/08/2013	77	01/01/2020	3 215 370	1 110 069	-	787 133	-	459 339	787 133	-	-
A.N FILIERE AAKAPA	01/01/1985	300	01/01/2010	127 374	127 374	-	-	-	-	-	-	-
FILIERE AAKAPA	01/01/1985	300	01/01/2010	-	-	-	-	-	-	(844 692)	-	-
AN FILIERE CONCED NUKU	01/01/1992	300	01/01/2017	610 011	-	586 666	9 508 959	-	-	9 508 959	-	23 344
CESSION CENTRALE AAKAPA									-	1 022	-	-
TOTAL CENTRALE AAKAPA				19 146 464	8 749 828	4 654 449	12 375 112	-	1 201 673	11 339 790		206 053
RENOVAT* CLOTURE TAI OHAE	01/01/2014	-	01/01/2014	2 709 977	-	-	-	-	-	-	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	420	01/01/2027	15 787 900	-	10 566 989	-	-	-	-	-	474 628
A.N CONSTRUCTION TAI OHAE	01/01/1994	420	01/01/2029	78 289 881	-	44 277 249	-	-	-	-	-	(3 310 560)
CUVE CENTRALE TAI OHAE	01/01/1994	288	01/01/2018	11 137 965	-	6 299 134	3 956 209	-	-	3 956 209	-	6 299 134
BATIMENT TAI OHAE NUKU	01/01/1994	420	01/01/2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EXT BATIMENT TAI OHAE CENT	29/09/2006	268	29/01/2029	1 608 340	-	666 539	-	-	-	-	-	72 015
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	01/07/2014	174	01/01/2029	370 500	38 323	5	-	-	25 512	-	-	40
FG WILSON P400 NUKU HIVA	17/07/2015	84	17/07/2022	9 622 400	628 448	(2 228)	-	-	628 448	-	-	(2 228)
FG WILSON P450 TAI OHAE	01/12/2008	142	01/10/2020	7 807 833	-	7 807 833	-	-	(9 772 904)	(1 742 965)	-	7 807 833
MOTEUR FG WILSON P450 TAI OHAE	01/12/2008	97	01/01/2017	3 852 666	3 852 666	-	1 959 712	-	3 852 666	1 959 712	-	-
FG WILSON P635 TAI OHAE G2	02/07/2009	135	02/10/2020	14 116 014	-	12 896 815	-	-	(16 083 291)	(1 683 357)	-	12 896 815
MOTEUR FG WILSON P635 TAI OHAE G2	02/07/2009	84	02/07/2016	7 564 120	6 910 808	-	2 262 365	-	6 910 808	2 262 365	-	-
FG WILSON P400 P1 TAI OHAE	29/09/2006	124	29/01/2017	12 957 450	12 957 450	-	2 046 575	-	-	1 332 852	-	-
FG WILSON P635 TAI OHAE G4	02/07/2009	126	02/01/2020	21 680 134	19 863 867	-	-	-	3 612 464	(1 662 683)	-	-
FG WILSON P635 TAI OHAE	08/11/2010	119	08/10/2020	21 140 115	15 215 663	-	15 215 663	-	3 197 606	(1 812 613)	-	15 215 663
FG WILSON P400 TAI OHAE	16/04/2008	150	16/10/2020	11 323 888	-	11 323 888	-	-	(14 330 477)	-	-	11 323 888
MOTEUR FG WILSON P400 TAI OHAE	16/04/2008	105	01/01/2017	3 852 666	3 852 666	-	1 979 728	-	3 852 666	1 979 728	-	-
AN FILIERE CONCED NUKU	01/01/1992	300	01/01/2017	1 016 686	-	977 777	-	-	-	-	-	38 908
A.N FILIERE TAI OHAE	01/01/1994	321	01/10/2020	1 830 034	-	1 519 220	-	-	(1 415 616)	-	-	1 519 220
FILIERE TAI OHAE	01/01/1994	300	01/01/2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	268	29/01/2029	140 240	-	58 118	-	-	-	-	-	6 279
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	235	01/01/2029	1 998 909	-	671 974	-	-	-	-	-	102 072
COMB F&P GRPE P635 TAI OHA	08/11/2010	218	08/01/2029	544 832	154 271	99	-	-	29 871	-	-	120
AIRE DEPOTAGE TAI OHAE NUK	01/01/2011	216	01/01/2029	3 753 708	1 041 904	791	-	-	207 746	-	-	793
FILEAU GRPE P635 TAI OHAE	08/11/2010	218	08/01/2029	847 819	240 062	154	-	-	46 482	-	-	187
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	255	15/01/2029	4 268 852	-	1 649 506	-	-	-	-	-	200 887
CELLULE HTA CENT TAI OHAE	16/04/2008	248	16/12/2028	1 249 123	-	465 902	-	-	-	-	-	60 442
F.ENER GRPE P635 TAI OHAE	08/11/2010	218	08/01/2029	1 234 579	349 574	223	-	-	67 686	-	-	272
COFFRETS COMPTAGES TAI OHA	01/08/2013	185	01/01/2029	1 805 812	282 799	275	-	-	116 887	-	-	247
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	167	01/01/2029	160 954	10 544	58	-	-	10 544	-	-	58
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	01/08/2015	161	01/01/2029	4 295 141	133 183	206	-	-	133 183	-	-	206
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	268	29/01/2029	320 570	-	132 854	-	-	-	-	-	14 354
ETUDES DDAE CENTR.TAI OHAE	01/10/2009	231	01/01/2029	1 686 794	-	547 662	-	-	-	-	-	87 626
ENVT F&P GRPE P635 TAI OHA	08/11/2010	218	08/01/2029	111 083	31 453	22	-	-	6 090	-	-	25
SECURITE INCENDIE NUKU HI	30/06/2005	282	30/12/2028	12 638 561	-	5 648 509	-	-	-	-	-	537 811

Composants	Date de mise en service	Durée Amort	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	
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	268	29/01/2029	49 020	-	20 316	-	-	-	-	-	2 195
ARROSAGE MOUSSE CUVE	01/08/2008	245	01/01/2029	1 800 551	-	654 076	-	-	-	-	-	88 190
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	01/05/2011	212	01/01/2029	10 281 962	2 715 840	151	-	-	579 190	-	-	2 808
INST EVENTS TAI OHAE NUKU	01/04/2012	201	01/01/2029	215 870	48 296	34	-	-	12 846	-	-	42
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	268	29/01/2029	870 423	-	360 726	-	-	-	-	-	38 974
TOTAL CENTRALE TAI OHAE				274 943 372	68 327 817	121 760 540	12 204 589	-	(18 311 593)	4 589 249		53 478 944
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU	03/05/2013	-	03/05/2013	3 823 025	-	-	-	-	-	-	-	-
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	01/01/1985	408	01/01/2019	3 295 765	2 675 624	-	1 762 288	-	(11 233 860)	1 762 288	-	-
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	01/01/1985	429	01/10/2020	14 891 412	-	12 089 399	-	-	-	-	-	12 089 399
BATIMENT TAIPIVAI 1 NUKU	01/01/1985	420	01/01/2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	420	01/01/2027	16 575 222	-	11 093 952	-	-	-	-	-	498 297
HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1985	480	01/01/2025	19 527 781	-	15 150 664	-	-	-	-	-	486 346
A.N FILIERE TAIPIVAI 1	01/01/1985	378	01/07/2016	363 927	363 927	-	846 897	-	-	846 897	-	-
FILIERE TAIPIVAI 1	01/01/1985	300	01/01/2010	-	-	-	-	-	(1 747 469)	-	-	-
PROTECTION CENTRALE TAI P1	01/07/2015	63	01/10/2020	3 312 667	368 074	368 074	-	-	368 074	-	-	368 074
SUPERVIS* GE-SEPAM-HYDRO	01/08/2015	62	01/10/2020	2 725 437	257 117	257 117	-	-	257 117	-	-	257 117
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	93	01/10/2020	413 000	177 000	177 000	-	-	59 000	-	-	177 000
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	81	01/10/2020	391 800	130 600	130 600	-	-	65 300	-	-	130 600
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI 1	01/01/2011	300	01/01/2036	121 886 575	-	24 377 315	-	-	-	-	-	4 875 463
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 1				187 206 611	3 972 342	63 644 121	2 609 185	-	(10 484 369)	861 716		18 882 296
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 2	01/01/1997	420	01/01/2032	7 534 687	-	4 090 261	-	-	-	-	-	215 277
BATIMENT TAIPIVAI 2 NUKU	01/01/1997	420	01/01/2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAI P	01/01/2013	228	01/01/2032	804 400	126 821	190	-	-	42 264	-	-	73
F&P VENTILAT* FORCEE TAI P	01/01/2014	216	01/01/2032	422 754	46 880	92	-	-	23 458	-	-	28
BOUVIER HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1997	480	01/01/2037	3 972 591	-	1 518 933	-	-	-	-	-	116 841
A.N FILIERE TAIPIVAI 2	01/01/1997	300	01/01/2022	150 770	-	106 148	-	-	-	-	-	7 437
FILIERE TAIPIVAI 2	01/01/1997	300	01/01/2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARMOIRE AUTOMATE TAI P 2	01/06/2014	211	01/01/2032	3 019 037	271 680	177	-	-	171 484	-	-	215
COMMUNICAT*CPL TAIPIVAI 2	01/08/2014	209	01/01/2032	1 841 216	149 624	140	-	-	105 600	-	-	116
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	228	01/01/2032	375 000	59 122	89	-	-	19 703	-	-	34
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 2				18 120 455	654 128	5 716 029	-	-	362 508	-		340 022
TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA				499 416 902	81 704 116	195 775 138	27 188 886	-	(27 231 781)	16 790 755		72 907 315
TRANSFO N2012 TAI OHAE NUK	01/07/2014	300	01/07/2039	1 143 042	-	68 583	-	-	-	-	-	45 722
TRANSFO NUKU HIVA 99	01/01/1999	300	01/01/2024	164 978	-	112 184	-	-	-	-	-	6 599
TRANSFO NUKU HIVA 2000	01/01/2000	300	01/01/2025	4 372 098	-	2 798 144	-	-	-	-	-	174 884
TRANSFO NUKU HIVA 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	1 032 448	-	536 874	-	-	-	-	-	41 298
TRANSFO ELEVATEUR NUKU	01/11/2004	300	01/11/2029	1 484 046	-	662 876	-	-	-	-	-	59 362
TRANSFO POSTE CP DP NUKU	01/07/2006	300	01/07/2031	97 816	-	37 172	-	-	-	-	-	3 912
TRANSF N1011 TAI OHAE NUKU	01/01/2011	300	01/01/2036	819 062	54 023	109 789	-	-	10 776	-	-	21 987
POSTE PROTECT* CENT NUKU	01/11/2004	300	01/11/2029	7 614 826	-	3 401 289	-	-	-	-	-	304 593
POSTE N1011 TAI OHAE NUKU	01/01/2011	300	01/01/2036	1 956 526	129 046	262 259	-	-	25 741	-	-	52 520
AUT COMPOS N1011 TAI OHAE	01/01/2011	300	01/01/2036	4 597 063	303 207	616 206	-	-	60 482	-	-	123 401
TELECOM NUKU HIVA 97	01/01/1997	180	01/01/2012	299 720	-	-	85 628	-	-	-	-	-
TELECOM NUKU HIVA 98	01/01/1998	180	01/01/2013	438 415	438 415	-	125 252	-	-	-	-	-
RES.AERIEN NUKU HIVA 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	100 452	-	52 235	-	-	-	-	-	4 018
EXT BTA AER QTIER TEIKIHA	30/05/2005	300	30/05/2030	469 466	-	198 795	-	-	-	-	-	18 779
RESEAUX NUKU HIVA 2005	01/06/2005	300	01/06/2030	91 656	-	38 799	-	-	-	-	-	3 666
RESEAUX CP 51906 2005NUKU	01/06/2005	300	01/06/2030	692 060	-	292 971	-	-	-	-	-	27 683
RESEAUX HTA/BTA NUKU HIVA	12/07/2005	300	12/07/2030	2 204 103	-	923 028	-	-	-	-	-	88 164
EXT BTA QTIER KIMITETE	13/12/2005	300	13/12/2030	516 898	-	207 794	-	-	-	-	-	20 676

Composants	Date de mise en service	Durée Amort	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	
EP VILL HOOUMI NUKU HIVA	01/01/2006	300	01/01/2031	684 233	-	273 690	-	-	-	-	-	27 369
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	300	01/07/2031	31 458	-	11 951	-	-	-	-	-	1 258
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	300	01/07/2031	409 948	-	155 781	-	-	-	-	-	16 398
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	300	01/07/2031	739 384	-	280 964	-	-	-	-	-	29 576
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	300	01/07/2031	2 983 591	-	1 133 767	-	-	-	-	-	119 344
RESEAU 15% EXT NUKU 06	01/07/2006	300	01/07/2031	441 198	-	167 656	-	-	-	-	-	17 648
RENF RES BTA CP NUKUHIVA	01/07/2006	300	01/07/2031	5 200 250	-	1 976 095	-	-	-	-	-	208 010
EXT RES BTA VILL AAKAPA	01/01/2007	300	01/01/2032	1 204 444	-	433 602	-	-	-	-	-	48 178
EXT BTA TEKOHUOTETUA MROS	01/01/2007	300	01/01/2032	202 230	-	72 801	-	-	-	-	-	8 089
RESEAUX CP NUKU HIVA 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	8 987 186	-	3 055 642	-	-	-	-	-	359 487
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	307 437	-	104 528	-	-	-	-	-	12 297
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	467 440	-	158 931	-	-	-	-	-	18 697
RESEAUX NUKU HIVA 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	1 776 749	-	604 095	-	-	-	-	-	71 070
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	195 161	-	66 354	-	-	-	-	-	7 807
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	300	01/01/2033	1 063 828	-	340 424	-	-	-	-	-	42 553
EXT SOUT 14A BTAS HANGAR	30/04/2008	300	30/04/2033	547 670	-	155 046	-	-	-	-	-	22 655
EXT BTA QT AHSNA NUKU HIV	28/05/2008	300	28/05/2033	209 171	-	63 519	-	-	-	-	-	8 367
RESEAUX CP NUKU HIVA 2008	01/07/2008	300	01/07/2033	14 847 351	-	4 454 205	-	-	-	-	-	593 894
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	300	01/07/2033	991 776	-	297 533	-	-	-	-	-	39 671
EXT BTA QT TEIHIHEEKUA	13/08/2008	300	13/08/2033	53 370	-	15 763	-	-	-	-	-	2 135
RESEAUX CP NUKU HIVA 2009	01/07/2009	300	01/07/2034	2 872 197	-	746 772	-	-	-	-	-	114 888
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	300	01/12/2034	495 420	-	120 553	-	-	-	-	-	19 817
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	300	01/12/2034	1 096 599	-	266 839	-	-	-	-	-	43 864
EXT BTA QTIER PIRIOTUA M	01/01/2010	300	01/01/2035	591 072	141 764	94	-	-	23 550	-	-	93
EXT BTA QTIER AUGEREAU J	30/06/2010	300	30/06/2035	821 785	180 899	(17)	-	-	32 752	-	-	119
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	01/07/2010	300	01/07/2035	11 969 459	-	2 633 279	-	-	-	-	-	478 778
RESEAUX 2010 CONCED NUKU	01/07/2010	300	01/07/2035	177 111	-	38 963	-	-	-	-	-	7 084
MIS CONFORM. BTA TAI OHAE	01/01/2011	300	01/01/2036	2 411 812	-	482 362	-	-	-	-	-	96 473
MEC BT QT SALMON TAI OHAE	11/04/2011	300	11/04/2036	946 170	-	178 722	-	-	-	-	-	37 847
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	300	01/07/2036	81 443 414	32 434	14 627 382	-	-	7 182	-	-	3 250 555
RESEAUX 2011 CONCED NUKU	01/07/2011	300	01/07/2036	2 878 575	-	518 143	-	-	-	-	-	115 143
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	19/07/2011	300	19/07/2036	1 918 765	341 646	(104)	-	-	76 489	-	-	262
MISE CONFORM BTA TAI OHAE	01/01/2012	300	01/01/2037	1 187 812	11 394	178 655	-	-	2 842	-	-	44 670
RESEAU STAT° CONCASSAGE	01/01/2012	300	01/01/2037	6 493 798	-	1 039 008	-	-	-	-	-	259 752
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	300	01/07/2037	39 205 099	21 438	5 467 276	-	-	6 113	-	-	1 562 091
RESEAUX 2012 CONCED NUKU	01/07/2012	300	01/07/2037	594 196	-	83 188	-	-	-	-	-	23 768
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	28/08/2012	300	28/08/2037	185 349	24 765	10	-	-	7 398	-	-	16
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	01/01/2013	300	01/01/2038	1 630 987	195 411	307	-	-	65 111	-	-	129
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	01/01/2013	300	01/01/2038	74 327	8 905	14	-	-	2 967	-	-	6
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	300	01/07/2038	20 873 029	-	2 087 303	-	-	-	-	-	834 921
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	300	01/07/2038	355 921	35 588	4	-	-	14 213	-	-	24
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	300	01/07/2038	685 075	-	68 507	-	-	-	-	-	27 403
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	300	01/07/2038	829 621	-	82 962	-	-	-	-	-	33 185
RESEAUX 2014 CONCED NUKU	01/07/2014	300	01/07/2039	4 071 237	-	244 274	-	-	-	-	-	162 849
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	300	01/07/2039	447 020	-	26 821	-	-	-	-	-	17 881
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	300	01/07/2039	722 904	43 385	(11)	-	-	28 888	-	-	28
ART14A/N°051/14/BM/NT	01/11/2014	300	01/11/2039	737 625	34 333	89	-	-	29 482	-	-	23
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAO	05/02/2015	300	05/02/2040	953 898	34 370	182	-	-	34 370	-	-	182
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	12/05/2015	300	12/05/2040	151 203	3 858	(11)	-	-	3 858	-	-	(11)
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	300	01/07/2040	4 400 894	3 610	84 408	-	-	3 610	-	-	84 408

Composants	Date de mise en service	Durée Amort	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 2015 CONCED NUK	01/07/2015	300	01/07/2040	1 266 259	-	25 325	-	-	-	-	-	25 325
EXT BTSOU QT TAATA NUKU	31/12/2008	420	31/12/2043	538 698	-	109 020	-	-	-	-	-	15 391
MEC RESEAU SOUT TAI OHAE	01/01/2011	420	01/01/2046	29 973 475	1 412 040	2 869 885	-	-	281 612	-	-	574 773
MEC BT QT SALMON TAI OHAE	11/04/2011	420	11/04/2046	2 558 164	-	345 148	-	-	-	-	-	73 090
MIS CONFORM BTS TAI OHAE	01/01/2012	420	01/01/2047	2 205 936	42 828	209 280	-	-	10 684	-	-	52 343
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	420	01/07/2048	1 927 791	-	137 700	-	-	-	-	-	55 080
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	420	01/07/2048	374 113	-	26 722	-	-	-	-	-	10 689
EXT 14A/112/13/NK/BT	04/04/2014	420	04/04/2049	628 860	31 286	7	-	-	17 945	-	-	22
RESEAUX SOUT TIERS NUKU H	01/07/2014	420	01/07/2049	3 755 826	-	160 964	-	-	-	-	-	107 309
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	420	01/07/2050	90 153	1 291	(3)	-	-	1 291	-	-	(3)
RSX SOUT TIERS NUK 2015	01/07/2015	420	01/07/2050	1 131 147	-	16 159	-	-	-	-	-	16 159
COMPTAGE NUKU HIVA 1992	01/01/1992	240	01/01/2012	6 376 196	-	6 376 196	-	9 205 342	-	-	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 94	01/01/1994	240	01/01/2014	515 938	515 938	-	-	190 562	-	-	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 95	01/01/1995	240	01/01/2015	609 000	609 000	-	-	232 005	-	-	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 96	01/01/1996	240	01/01/2016	1 064 250	1 064 250	-	-	409 795	-	-	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 97	01/01/1997	285	01/10/2020	660 000	-	627 000	-	-	53 212	23 853	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 98	01/01/1998	273	01/10/2020	1 019 999	-	918 000	-	-	(594 000)	(225 143)	-	627 000
COMPTAGE NUKU HIVA 2000	01/01/2000	249	01/10/2020	580 664	-	464 530	-	-	(867 000)	(326 720)	-	918 000
COMPTAGE NUKU HIVA 2001	01/01/2001	240	01/01/2021	2 559 426	-	1 919 568	-	-	(435 496)	(162 745)	-	464 530
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	240	01/01/2022	414 546	-	290 181	-	-	-	-	-	127 971
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	240	01/01/2022	1 081 466	-	757 025	-	-	-	-	-	20 728
COMPTAGE NUKU HIVA 2003	01/01/2003	240	01/01/2023	1 780 403	-	1 157 260	-	-	-	-	-	54 074
POSE COMPTEUR 2004 NUKU	01/07/2004	240	01/07/2024	487 564	-	280 347	-	-	-	-	-	89 020
BRANCHEMENT NUKU 2004	01/07/2004	240	01/07/2024	1 198 366	-	689 059	-	-	-	-	-	24 378
COMPATGE NUKU HIVA 2005	01/06/2005	240	01/06/2025	1 777 995	-	940 858	-	-	-	-	-	59 919
POSE COMPTEURS NUKU 2005	01/07/2005	240	01/07/2025	60 580	-	31 804	-	-	-	-	-	88 900
COMPTAGES CP NUKU HIVA 05	01/07/2005	240	01/07/2025	243 609	-	127 894	-	-	-	-	-	3 029
BRCHT AERIEN PUHETINI A	01/06/2006	240	01/06/2026	48 150	-	23 072	-	-	-	-	-	12 180
BRCHT NUKU HIVA 2006	01/07/2006	240	01/07/2026	547 080	-	259 863	-	-	-	-	-	2 408
NVEAUX CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2006	240	01/07/2026	799 714	-	379 866	-	-	-	-	-	27 354
BRCHT NUKUHIVA 2007	01/07/2007	240	01/07/2027	2 356 017	-	1 001 308	-	-	-	-	-	39 985
BRCHT/CPTAGES CP NUKUHIVA	01/07/2007	240	01/07/2027	905 741	-	384 940	-	-	-	-	-	117 801
BRCHT/CPTAGE CP NUKU HIVA	01/07/2008	240	01/07/2028	916 516	-	343 695	-	-	-	-	-	45 287
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	240	01/07/2028	1 741 957	-	653 235	-	-	-	-	-	45 826
BRCHT/CPTAG.NUKU HIVA2009	01/07/2009	240	01/07/2029	1 821 555	-	592 007	-	-	-	-	-	87 098
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	240	01/12/2029	894 437	-	272 059	-	-	-	-	-	91 078
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA2010	01/07/2010	240	01/07/2030	1 339 213	160 858	207 427	-	-	29 135	-	-	44 722
COMPTAGE TIERS NUK 2010	01/07/2010	240	01/07/2030	1 238 863	-	340 687	-	-	-	-	-	37 826
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	01/07/2011	240	01/07/2031	1 649 414	258 950	112 169	-	-	-	-	-	61 943
COMPTAGE TIERS NUKU 2011	01/07/2011	240	01/07/2031	1 820 439	-	409 599	-	-	57 354	-	-	25 117
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2012	240	01/07/2032	1 098 125	28 944	163 227	-	-	-	-	-	91 022
COMPTAGE TIERS NUKU 2012	01/07/2012	240	01/07/2032	1 432 291	-	250 652	-	-	8 252	-	-	46 654
CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	01/07/2012	240	01/07/2032	73 245	-	12 818	-	-	-	-	-	71 615
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2013	240	01/07/2033	1 478 068	10 927	173 831	-	-	-	-	-	3 662
COMPTAGE TIERS NUKU 2013	01/07/2013	240	01/07/2033	1 117 214	-	139 652	-	-	4 364	-	-	69 539
CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	01/07/2013	240	01/07/2033	53 909	-	6 738	-	-	-	-	-	55 861
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2014	240	01/07/2034	183 044	10 537	3 191	-	-	-	-	-	2 695
COMPTAGE TIERS NUKU 2014	01/07/2014	240	01/07/2034	1 720 953	-	129 072	-	-	7 016	-	-	2 136
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2015	240	01/07/2035	4 321 208	34 992	73 038	-	-	-	-	-	86 048
COMPTAGE TIERS NUK 2015	01/07/2015	240	01/07/2035	1 357 135	-	33 928	-	-	34 992	-	-	73 038
EQUIP CELLULES NUKU 1995	01/01/1995	300	01/01/2020	18 247 995	15 328 317	-	-	7 288 804	-	-	-	33 928
RENOUVELLEMENT PROG DIST NUKU HIVA								66 095 927	729 920	402 628	-	-
CESSION DIST NUKU HIVA								-	-	66 095 927	-	-
TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA				372 703 631	21 848 369	77 563 322	83 633 315	-	-	842 568	-	(3 742 955)
>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA				872 120 533	103 552 485	273 338 460	110 822 201	618 349 292	(224 894)	66 650 368		10 707 609
									(27 456 675)	83 441 123	(2 752 266)	83 614 924

3. Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant
52	91906	530069-QP15% /EXTENSIONS	270 307	100%
52	B5903	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	503 308	0%
52	B5906	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	1 549 448	0%
52	B5907	RENOUV RESEAUX HT AERIEN TAHITI & ILES	325 322	0%
52	B5927	RENOUV RESEAUX HT AERIENTAHITI & ILES	404 467	0%
52	E4900	540110-NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 396 822	100%
52	E4901	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	2 924 386	0%
52	E4902	540110-RENOUVEL. TRANSFO.ILES	347 932	0%
52	E4903	540110-RENOUVEL. RESEAUX ILES	1 090 263	0%
52		FINANCEMENT CONCEDANT	1 266 259	100%
52		FINANCEMENT TIERS	2 615 436	100%
52		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	12 693 950	
52	403491	532071 14A1 052/14/BM/nt TAIQHAE 52201400349	953 898	100%
52	415670	532071 14A1 COURR 1924 TAIPIVAI 52201401567	151 203	100%
52		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 105 101	
52		TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	13 799 051	

4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

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

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant
52	B5903	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	503 308
52	B5906	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	1 549 448
52	B5907	RENOUV RESEAUX HT AERIEN TAHITI & ILES	325 322
52	B5927	RENOUV RESEAUX HT AERIENTAHITI & ILES	404 467
52	E4901	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	2 924 386
52	E4902	540110-RENOUVEL. TRANSFO.ILES	347 932
52	E4903	540110-RENOUVEL. RESEAUX ILES	1 090 263
52		TOTAL DES INVESTISSEMENTS DE RENOUVELLEMENT NUKU HIVA	7 145 126

5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant
52	91906	530069-QP15% /EXTENSIONS	270 307
52	E4900	540110-NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 396 822
52		FINANCEMENT CONCEDANT	1 266 259
52		FINANCEMENT TIERS	2 615 436
52	403491	532071 14A1 052/14/BM/nt TAIHAE 52201400349	953 898
52	415670	532071 14A1 COURR 1924 TAIPIVAI 52201401567	151 203
52	R14007	540111 FOURN BLOC 24V PRALIM CELLULES 8CONCESSION	160 954
52	R15019	510065 ACHAT GROUPE P400 FG WILSON	9 622 400
52	R52100	511066 SUPERVISION GE-SEPAM-HYDRO NUKU HIVA	2 725 437
52	R52402	520068 TABLEAU HTA CENTRALE NUKU HIVA	4 295 141
52	R52501	520068 PROTECT° CENTRALE TAIPIVAI 1	3 312 667
52		TOTAL DES INVESTISSEMENTS AMELIORANTS NUKU HIVA	26 770 524

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

Soit :

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

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 et 2015 s'élève à 24 MXPF.

Ets	Composants	date de mise en service	durée amort	date de fin de vie	taux améliorant	Valeur Brute Concessionnaire	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concessi
52	FG WILSON P50-1 AAKAPAFGWPEP22VBMU06130 NUKU	01/08/2013	84	01/01/2020	0%	3 215 370		
	FG WILSON P635 TAI0HAE FGWRPES9CATM01297	08/11/2010	84	08/11/2017	100%	21 140 115	21 140 115	
	COMB F&P GRPE P635 TAI0HAE NUKU HIVA	08/11/2010	218	08/01/2029	100%	544 832	544 832	54 483
	AIRE DEPOTAGE TAI0HAE NUKU HIVA	01/01/2011	216	01/01/2029	100%	3 753 708	3 753 708	750 742
	FIL.EAU GRPE P635 TAI0HAE NUKU HIVA	08/11/2010	218	08/01/2029	100%	847 819	847 819	84 782
	F.ENER GRPE P635 TAI0HAE NUKU HIVA	08/11/2010	218	08/01/2029	100%	1 234 579	1 234 579	123 458
	COFFRETS COMPTAGES TAI0HAE CENTRALE NUKU HIVA	01/08/2013	185	01/01/2029	100%	1 805 812	1 805 812	722 325
	ENVV F&P GRPE P635 TAI0HAE NUKU HIVA	08/11/2010	218	08/01/2029	100%	111 083	111 083	11 108
	SYST EXTINC INCENDIE NUKU DETECT* CENTRALE TAI0HAE	01/05/2011	212	01/01/2029	100%	10 281 962	10 281 962	2 056 392
	INST EVENTS TAI0HAE NUKULOCAL SYST DETEC*&EXTINC*	01/04/2012	201	01/01/2029	100%	215 870	215 870	64 761
	TERRAIN TAIPVAI 1 NUKU(EX TERRE TEUAKUENUU)	03/05/2013	-	03/05/2013	100%	3 823 025	3 823 025	1 529 210
	TVX SECU CANAL DEVERSEURCENT TAIPVAI 1 NUKU HIVA	01/01/2013	84	01/01/2020	100%	413 000	413 000	
	CONDUITE FORCEE TAIPVAI1	01/01/2011	300	01/01/2036	0%	121 886 575		
	F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIPVAI 2 NUKU	01/01/2013	228	01/01/2032	100%	804 400	804 400	321 760
	TVX SECU CANAL DEVERSEURCENT TAIPVAI 2 NUKU HIVA	01/01/2013	228	01/01/2032	100%	375 000	375 000	150 000
	RENOVAT* CLOTURE TAI0HAE CENTRALE	01/01/2014	-	01/01/2014	0%	2 709 977		
	F&P CLOTURE STOCKAGE GOSECURITE CENTRALE TAI0HAE	01/07/2014	174	01/01/2029	100%	370 500	370 500	185 250
	F&P GARDE CORPS BASSINTAIPVAI 1 NUKU HIVA	01/01/2014	72	01/01/2020	100%	391 800	391 800	
	F&P VENTILAT* FORCEE TAIPVAI 2 + CLIM 9000 BTU	01/01/2014	216	01/01/2032	100%	422 754	422 754	211 377
	ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2REGULATION TURBINE	01/06/2014	211	01/01/2032	100%	3 019 037	3 019 037	1 509 519
	COMMUNICAT*CPL TAIPVAI 2& TAIPVAI 1	01/08/2014	209	01/01/2032	100%	1 841 216	1 841 216	920 608
	FG WILSON P400 NUKU HIVAG309 FGWPES21VCDH02585	17/07/2015	84	17/07/2022	100%	9 622 400	9 622 400	5 773 440
	FILIERE NRJ FOURN BLOC24VR ALIM CELL TAI0HAE NUKU	01/02/2015	167	01/01/2029	100%	160 954	160 954	96 572
	NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA CENTRALE TAI0HAE	01/08/2015	161	01/01/2029	100%	4 295 141	4 295 141	2 577 085
	SUPERVIS* GE-SEPAM-HYDROTAIPVAI1 NUKUHIVA	01/08/2015	53	01/01/2020	100%	2 725 437	2 725 437	
	PROTECTION CENTRALE TAIP1TAIPVAI 1 À NUKU HIVA	01/07/2015	54	01/01/2020	100%	3 312 667	3 312 667	
	TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA					199 325 033	71 513 111	17 142 872

Ets	Composants	date de mise en service	durée amort	date de fin de vie	taux améliorant	Valeur Brute Concessionnaire	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concessi
52	TRANSF N1011 TAI0HAE NUKUZONE ADM FEEDER TAI0HAE	01/01/2011	300	01/01/2036	33%	819 062	270 290	54 058
	POSTE N1011 TAI0HAE NUKUZONE ADM FEEDER TAI0HAE	01/01/2011	300	01/01/2036	33%	1 956 526	645 654	129 131
	AUT COMPOS N1011 TAI0HAEZONE ADM NUKU FEED TAI0HAE	01/01/2011	300	01/01/2036	33%	4 597 063	1 517 031	303 406
	EXT BTA QTIER PIriotua MTAIPVAI NUKU HIVA (14A1)	01/01/2010	300	01/01/2035	100%	591 072	591 072	59 107
	EXT BTA QTIER AUGEREU JTERRE AVAU N. HIVA (14A1)	30/06/2010	300	30/06/2035	100%	821 785	821 785	82 179
	RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	300	01/07/2036	0%	81 443 414	180 162	36 032
	EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKUJOHANNA TAI0HAE	19/07/2011	300	19/07/2036	100%	1 918 765	1 918 765	383 753
	MISE CONFORM BTA TAI0HAESERVITUDE POULAILLER NUKU	01/01/2012	300	01/01/2037	6%	1 187 812	71 269	21 381
	RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	300	01/07/2037	0%	39 205 099	153 171	45 951
	EXT 14A1 QT TEIKHAA NUKU HIVA / TAI0HAE	28/08/2012	300	28/08/2037	100%	185 349	185 349	55 605
	EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA A TAI0HAE	01/01/2013	300	01/01/2038	100%	1 630 987	1 630 987	652 395
	EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HIVA A HOUMI	01/01/2013	300	01/01/2038	100%	74 327	74 327	29 731
	RESEAUX CP NUKU HIVA 2013 CP 2013	01/07/2013	300	01/07/2038	100%	355 921	355 921	142 368
	MEC RESEAU SOUT TAI0HAEZONE ADMINISTRATIVE	01/01/2011	420	01/01/2046	33%	29 973 475	9 891 247	1 978 249
	MIS CONFORM BTS TAI0HAESERVITUDE POULAILLER NUKU	01/01/2012	420	01/01/2047	17%	2 205 936	375 009	112 503
	BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010	01/07/2010	240	01/07/2030	44%	1 339 213	584 903	58 490
	BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA2011	01/07/2011	240	01/07/2031	70%	1 649 414	1 150 625	230 125
	BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA2012	01/07/2012	240	01/07/2032	15%	1 098 125	165 444	49 633
	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2013	01/07/2013	240	01/07/2033	6%	1 478 068	87 431	34 972
	RESEAUX CP NUKU HIVA 2014CP 2014 QP 15%EXT EDT	01/07/2014	300	01/07/2039	100%	722 904	722 904	361 452
	ART14A/N°051/14/BM/NTTAIAHOAE	01/11/2014	300	01/11/2039	100%	737 625	737 625	368 813
	EXT 14A/112/13/NK/BTOROVINI TAI0HAE NUKU HIVA	04/04/2014	420	04/04/2049	100%	628 860	628 860	314 430
	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2014	01/07/2014	240	01/07/2034	77%	183 044	140 467	70 234
	RESEAUX CP NUKU HIVA 2015CP 2015	01/07/2015	300	01/07/2040	4%	4 400 894	180 154	108 092
	EXT 14A1 QT HIRIGA À TAI0HAE À NUKU HIVA	05/02/2015	300	05/02/2040	100%	953 898	953 898	572 339
	ELEC 14A 1924/14/TAIPVAIRSX AERIEN BT	12/05/2015	300	12/05/2040	100%	151 203	151 203	90 722
	RESEAUX CP NUKU HIVA 2015CP 2015	01/07/2015	240	01/07/2050	100%	90 153	90 153	54 092
	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2015	01/07/2015	420	01/07/2035	32%	4 321 208	1 396 822	838 093
	TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA					184 721 202	25 672 528	7 237 336

7. Plan de Renouvellement

Distribution

	2016	2017	2018	2019	2020	Total à renouveler
TRANSFOS	-	-	-	-	-	-
IAT IAM	8 449 015	-	-	-	-	8 449 015
Postes DP	-	1 522 500	1 545 338	-	-	3 067 838
BRANCHEMENT ET COMPTAGES	12 226 892	-	-	-	-	12 226 892
TELECOM	-	-	-	-	-	-
RESEAU AERIEN	21 700 000	11 469 500	6 490 418	6 587 774	13 373 181	59 620 872
RESEAU SOUTERRAIN	-	-	-	-	-	-
CELLULES	-	-	-	-	27 147 309	27 147 309
TOTAL	42 375 907	12 992 000	8 035 755	6 587 774	40 520 490	110 511 926

Production :

	2016	2017	2018	2019	2020	Total à renouveler
BATIMENT		4 060 331				4 060 331
GROUPE	5 000 000				5 307 251	10 307 251
FILIERES			10 303 091			10 303 091
BATIMENT			15 454 636			15 454 636
GROUPE	10 000 000	27 407 236			19 106 103	56 513 339
FILIERES						-
BATIMENT				5 228 818		5 228 818
GROUPE	3 000 000					3 000 000
TOTAL	18 000 000	31 467 567	25 757 727	5 228 818	24 413 354	104 867 466

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) Baux

Bailleur	Objet du bail
TERRITOIRE PF - HAKAPEHI NUK	LOC.TERRAIN 1200M2 - HAKAPEHI NUKU HIVA
TERRITOIRE PF - TAIPIVAI NUK	LOC.TERRAIN 4535M2 - TAIPIVAI NUKU HIVA
COMMUNE NUKU HIVA	AGENCE NUKU HIVA
COMMUNE NUKU HIVA	AGENCE NUKU HIVA

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

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

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

f) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

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

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

1. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

➤ Aspects commerciaux

h) Contrat de supports communs avec l'OPT

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

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