



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

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE HIVA OA
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 thermique des centrales
 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 Hiva Oa

Aspects juridiques et contractuels :

- n/a

Aspects commerciaux :

- Les ventes d'énergie sur le périmètre de la concession augmentent de (+2,5 %) en 2015
- Le nombre de clients diminue de (- 0,1 %), la puissance souscrite augmente de (+0,3 %).
- Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh baisse de (-4,3%)

Aspects techniques :

- La production d'énergie d'origine renouvelable représente 21,14% du total produit par le concessionnaire
- La puissance de pointe appelée a été de 538 kWh
- A fin 2015, on recensait 1 installation photovoltaïque déclarée dont 1 raccordée en service au réseau de distribution publique et aucun nouveau raccordement solaire opéré sur 2015
- Le temps moyen de coupure par client sur incident (TMCi) est de 12h57 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 5 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 4,5 MF en production et 0,5 MF en distribution
- Pour - 192,5 MF en raison du recalage des plans de renouvellement -148,5 MF en production dont 142 MF sur des ouvrages hydroélectriques et -44 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	3 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	136 516	661 455	797 971	2 670 396	12 567 746	15 238 142			
BT Usage social	TP1	20 766	101 191	121 957	1 025 003	3 946 894	4 971 897			
BT Usage social	TP2	5 324	13 279	18 603	327 215	796 740	1 123 955	19 597	5 111 109	1 619
BT Usage domestique	P1	73 788	372 452	446 240	2 239 746	10 242 647	12 482 393			
BT Usage domestique	P2	11 551	58 273	69 824	558 234	2 622 285	3 180 519			
BT Usage domestique	P2'	2 736	32 313	35 049	165 304	1 809 528	1 974 832	11 769	4 613 692	1 002
BT Eclairage public	P3	11 689	60 874	72 563	414 490	2 069 716	2 484 206	673	228 182	56
BT Usage professionnel	P4	153 416	683 659	837 075	6 384 458	26 662 701	33 047 159	18 306	6 148 491	1 536
BT Usage professionnel	P4'	28 087	118 012	146 099	1 285 262	5 074 516	6 359 778			
MT Tarif jour	P5	31 799	200 048	231 847	863 661	5 201 248	6 064 909	1 620	2 441 746	135
MT Tarif jour	P6									
MT Tarif jour	P7									
MT Tarif nuit	P8	15 263	87 686	102 949	359 598	1 929 092	2 288 690			
MT Tarif nuit	P9									
MT Tarif uniforme	P10									
Régul										
Prépaiement										
Prépaiement hors tot										
Autres (employés...)			27 080	27 080			0	515		43
Total		490 935	2 416 322	2 907 257	16 293 367	72 923 113	89 216 480	52 480	18 543 220	4 391

Prime d'abonnement	18 543 220
--------------------	------------

Ventes totales	107 759 700
Prix moyen	37,07

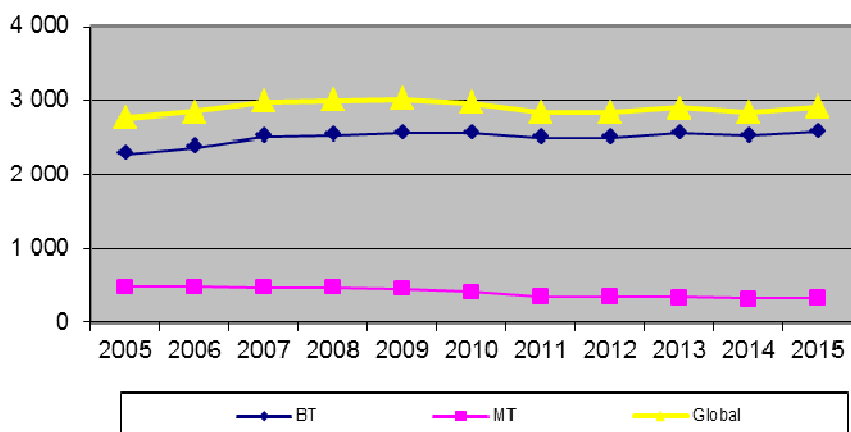
4°) – Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe : 173 894 XPF
- Frais de relance: 576 420 XPF
- Total 750 314 XPF

- 5°) – Statistiques de ventes

Croissance des ventes de kWh



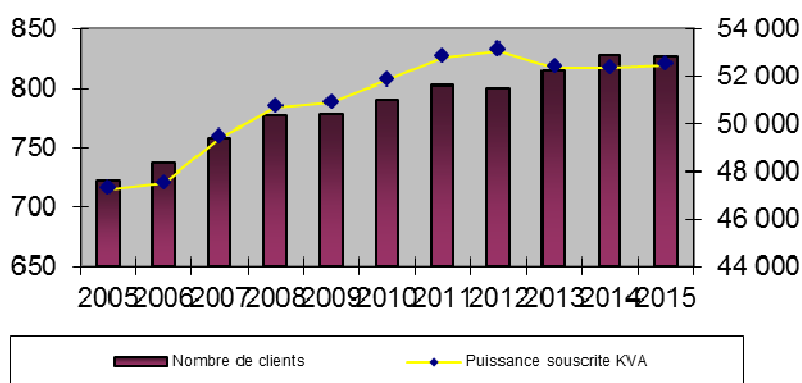
En basse tension les ventes progressent légèrement d'une année sur l'autre et leur progression par tarif se répartit comme suit :

Evolution globale des ventes BT :	2,2%
dont Usages domestiques	2,0%
dont Eclairages Publics	9,7%
dont Usages Professionnels	2,0%

Ventes en volume au tarif MT en 2015	334 796
Ventes en volume au tarif MT en 2014	318 156
Ecart Annuel :	5,2%

En moyenne tension les ventes augmentent de +5,2% dont GSMA + 7%

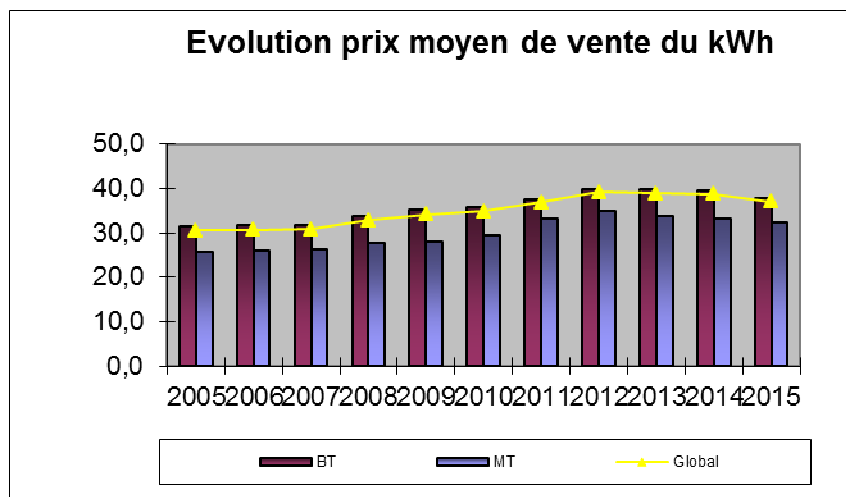
Nombre de clients et puissance souscrite



La concession compte 827 clients à fin 2015, en baisse annuelle de (-0,1 %), dont :

		variation 2014
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	824	-0,1%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>3</u>	0,0%
	827	-0,1%

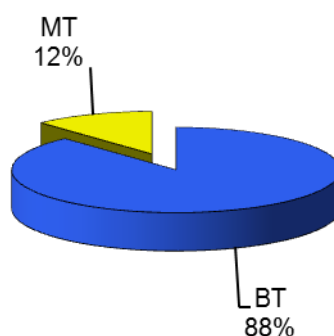
La puissance souscrite est de 52 480 kVA contre 52 344 en 2014 soit une hausse 0,3%.



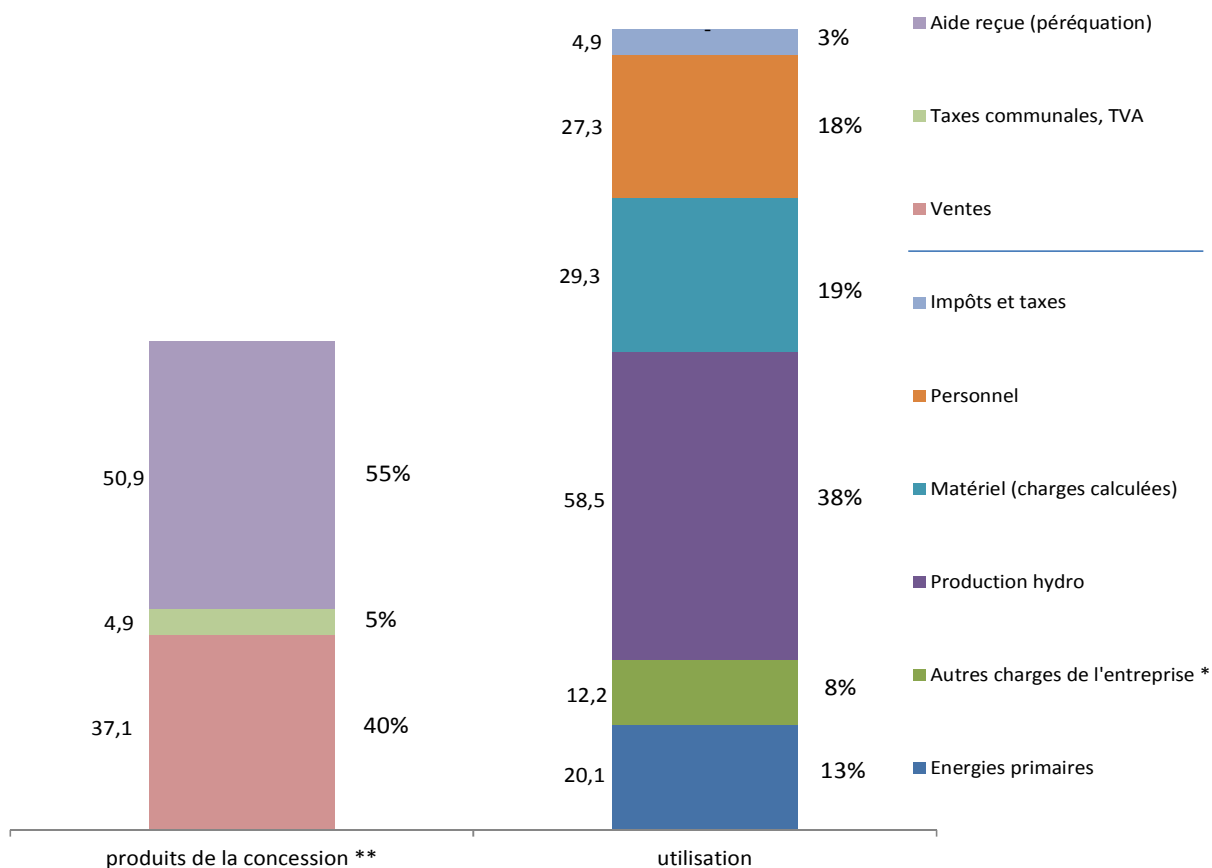
Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation 2014
Tarifs basse tension	37,7	-4,5%
Tarifs moyenne tension	<u>32,2</u>	-2,5%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh :	37,1	-4,3%

Il enregistre une diminution annuelle de (- 4,3 %).

Répartition des ventes BT / MT



Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Hiva Oa 2015 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

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

** Dont 42 F/KWh (45%) 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.

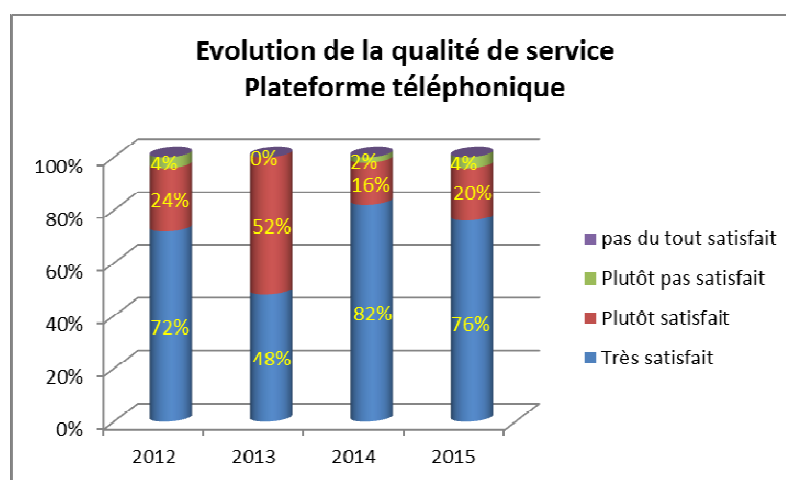
6°) Services offerts à la clientèle

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.

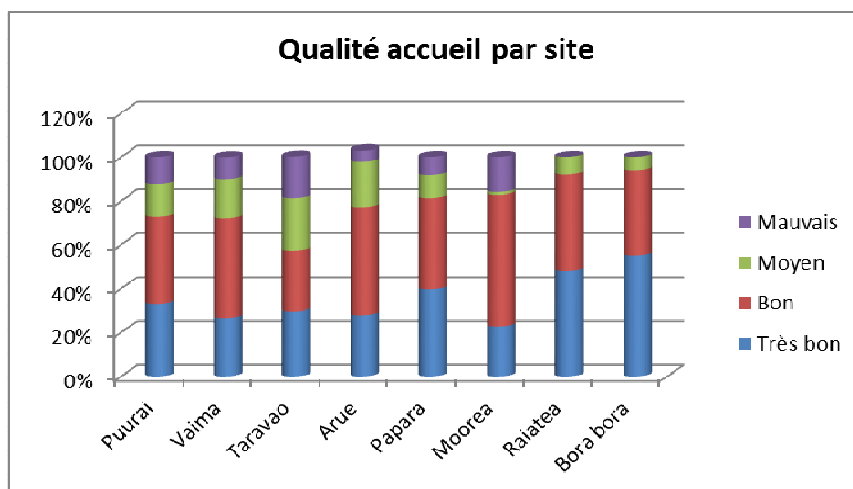
Indicateurs Centre de Relations		
Clients	2014	2015
Nombre d'appels	54 752	52 924
% traités	81%	81%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47
Webmails	2732	3 906

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.

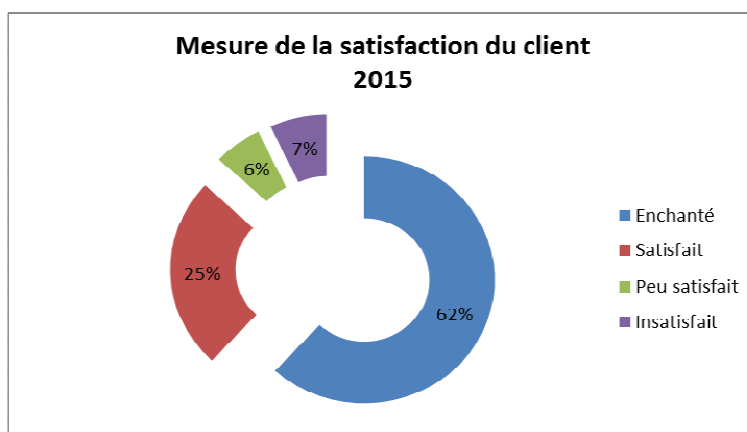
Evaluation accueil agence	2015
Très bon	30,6%
Bon	41,5%
Moyen	16,1%
Mauvais	11,7%



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
Taputapuatea	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
Tubuai	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.

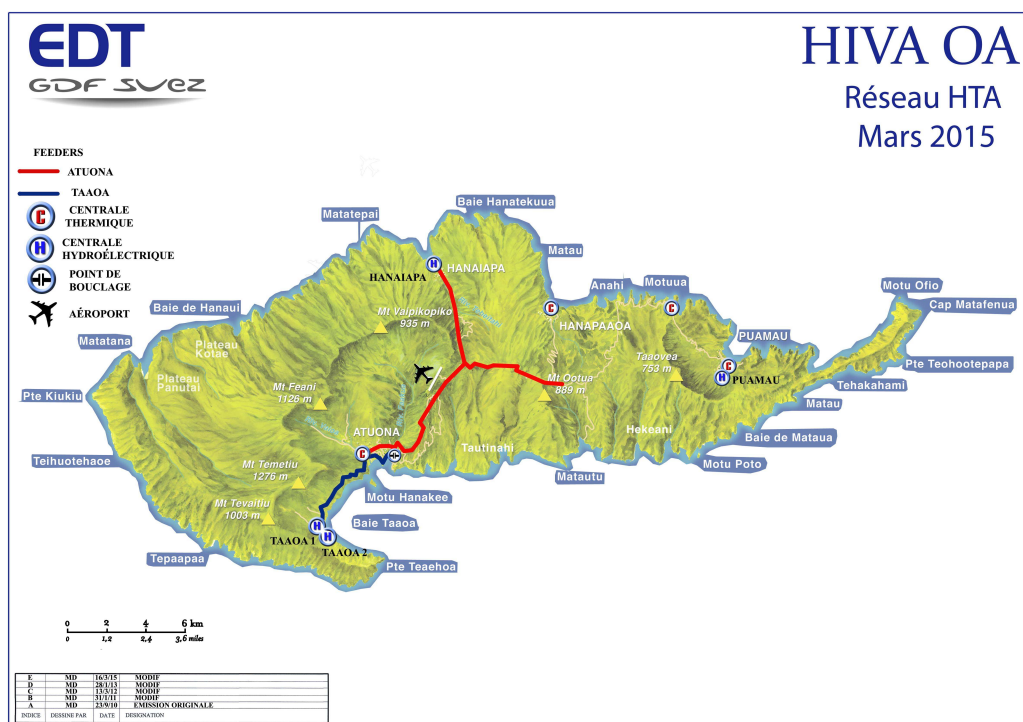
Conçus de façon ludique et autonome, le client peut désormais simuler de nombreuses situations de consommation :

- 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 thermique des centrales
 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



1. AUTORISATION D'EXPLOITATION :

La centrale électrique de HIVA OA ne dispose pas d'arrêtés d'exploitation. Suite au projet d'amélioration du stockage gazole de la centrale pour 2014, le dossier ICPE a été réalisé et déposé début août 2013 à la DIREN et est en cours d'instruction. Le projet est pour le moment mis en attente de réalisation.

Un nouveau plan de partage des sols a été réalisé et envoyé au service de l'urbanisme. Dès validation par ce dernier une nouvelle convention d'occupation des sols sera réalisée avec la commune d'Hiva Oa pour étendre le périmètre de la centrale, et valider l'attestation de conformité. Ce qui permettra de déposer le permis de construire pour le nouveau chemin d'accès à la centrale.

2. EFFECTIFS ET ORGANIGRAMME :

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de HIVA OA est de 6 agents en 2015 ;



Ces agents gèrent les centrales d'Atuona, Hanapaaaoa, Nahoe, Puamau, les centrales hydroélectriques et sont en soutien technique à Tahuata.

3. DETAIL DES OUVRAGES DE PRODUCTION :

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

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 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G172	P450G172	FGWRPES7PCM00288	01/03/2008	29374	34414	5040
G2 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G173	P450G173	FGWRPES7KCM00289	01/03/2008	29783	33409	3626
G3 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G174	P450G174	FGWRPES7ACM00279	01/03/2008	29874	35584	5710
G4 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G233	P450G233	FGWRPES2EPDS05784	01/01/2010	10270	10776	506
G1 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	50	40	32	G216	P50G216	FGWPPEU1VCPRO0426	01/12/2009	20106	25186	5080
G2 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	33	27	22	G270	P33G270	FGWPPEU21AAMU03042	01/08/2013	8201	8993	792
G1 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	G217	P50G217	FGWPPEU1JCPRO0424	01/12/2009	26342	30764	4422
G2 NAHOE	FG WILSON	BASE	33	27	22	G271	P33G271	FGWPPEU21AAMU03046	01/08/2013	6142	10480	4338
G1 PUAMAU	FG WILSON	BASE	100	80	64	G214	P100G214	FGWPPEU3CRPC00717	01/12/2009	23392	27763	4371
G2 PUAMAU	FG WILSON	BASE	65	40	32	G230	P65G230	FGWPEPP5CATS18271	01/04/2010	8741	8741	0
Turbine Puamau	BIWATER		75	60	60	H006		PELTON BIWATER	07/07/1988	69704	70299	595
Turbine Taaoa 1	BOUVIER		115	105	105	H003		PELTON AXE VERTICAL	01/01/1982	18481	27026	8545
Tubine Taaoa 2	BIWATER			320	320	H004		FRANCIS HORIZONTAL	01/01/1988	16	45	29
Turbine Hanaiape	BIWATER		75	60	60	H005		PELTON BIWATER	01/01/1982	84391	92375	7984

Groupes à renouveler en 2016 :

Trois groupes P400 à Atuona

Deux groupes à Puamau

Un groupe à Nahoe

4. DONNEES DE PRODUCTION Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoa, Puamau, Naohe :

4.1) Hiva Oa

Hiva Oa 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	214 805	209 086	71 447	491	67 843	316
Février	185 172	181 142	65 959	508	58 273	315
Mars	212 896	208 344	37 681	526	67 044	315
Avril	207 179	202 490	53 994	501	65 571	316
Mai	222 382	217 531	61 338	546	68 825	320
Juin	196 178	191 836	46 389	495	63 595	324
Juillet	195 165	191 050	79 854	475	63 067	323
Août	197 449	193 397	63 112		63 567	322
Septembre	218 153	213 886	40 970	532	68 839	316
Octobre	243 507	239 237	42 926	541	75 322	309
Novembre	222 350	217 811	61 122	530	69 686	313
Décembre	255 467	250 113	58 728	538	82 061	321
Total en Moyenne	2 570 703	2 515 923	683 520	538	813 693	317

4.2) Atuona

Sortie de centrale, 2 266 MWh ont été produits en 2015 contre 2 094 MWh en 2014.
 694 793 litres de gazole ont été consommés en 2015 contre 649 107 en 2014 et 2 467 litres d'huile ont été consommés.
 La puissance de pointe appelée est de 476 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 384 kW.

ATUONA 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	190 057	185 282	70 698	421	56 606	298
Février	167 381	163 810	64 913	438	49 910	298
Mars	192 583	188 643	35 502	456	57 744	300
Avril	185 510	181 535	53 827	431	55 671	300
Mai	200 251	196 111	60 886	476	59 525	297
Juin	176 145	172 478	45 194	425	53 295	303
Juillet	173 093	169 733	78 562	405	52 767	305
Août	178 788	175 291	63 112		53 517	299
Septembre	195 798	192 272	40 970	462	58 289	298
Octobre	221 087	217 571	42 926	471	66 122	299
Novembre	200 615	196 782	60 332	460	59 886	299
Décembre	231 157	226 623	58 400		71 461	309
Total en Moyenne	2 312 465	2 266 131	675 322	476	694 793	299

*L'hydro provient de Taaoa 1&2 et Hanaiaapa

4.3) Nahoe

Sortie de centrale, 50 903 kWh ont été produits en 2015 contre 48 832 kWh en 2014. 29 500 litres de gazole ont été consommés en 2015 contre 27 600 en 2014 et 419 litres d'huile ont été consommés.

La puissance de pointe appelée est de 13,6 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 32 kW.

NAHOE PRODUCTION	Energie Mensuelle BRUTE (kWh)	Energie Mensuelle Nette (kWh)	Conso gazole (l)	Conso spéc. (ml/kWh)
2015				
Janvier	4 956	4 606	2 600	525
Février	4 153	4 103	2 000	482
Mars	4 892	4 743	2 450	501
Avril	4 458	4 260	2 550	572
Mai	4 478	4 297	2 600	581
Juin	4 150	3 951	2 400	578
Juillet	5 124	4 877	2 700	527
Août	4 025	3 909	2 550	634
Septembre	3 979	3 789	2 250	565
Octobre	3 788	3 593	2 100	554
Novembre	4 049	3 874	2 300	568
Décembre	5 146	4 901	3 000	583
Total en Moyenne	53 198	50 903	29 500	555

4.4) Puamau

Sortie de centrale, 153 644 kWh ont été produits en 2015 contre 124 181 kWh en 2014. 63 800 litres de gazole ont été consommés en 2015 contre 52 470 en 2014 et 410 litres d'huile ont été consommés.

La puissance de pointe appelée est de 29,3 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 64 kW.

L'énergie hydro a chuté de 86% à la suite de la mise plus ou moins en arrêt de la turbine pour cause de vétusté de la conduite ne pouvant être réparée à cause de problème foncier.

PUAMAU PRODUCTION	Energie Mensuelle BRUTE (kWh)	Energie Mensuelle Nette (kWh)	EnR kWh (hydro)	Conso gazole (l)	Conso spéc. (ml/kWh)
2015					
Janvier	14 801	14 357	749	6 537	442
Février	11 189	10 853	1 046	4 463	399
Mars	11 285	10 946	2 179	4 700	416
Avril	13 387	12 985	167	5 400	403
Mai	13 920	13 502	452	4 700	503
Juin	11 710	11 359	1 195	5 700	487
Juillet	13 076	12 684	1 292	5 400	413
Août	10 647	10 328	0	5 200	488
Septembre	14 660	14 220	0	6 300	430
Octobre	14 751	14 308	0	4 600	312
Novembre	13 523	13 117	790	5 200	385
Décembre	15 447	14 984	328	5 600	363
Total en Moyenne	158 396	153 644	8 198	63 800	425

4.5) Hanapaaoa

Sortie de centrale, 45 245 kWh ont été produits en 2015 contre 43 075 kWh en 2014.

25 600 litres de gazole ont été consommés en 2015 contre 25 100 en 2014 et 411 litres d'huile ont été consommés.

La puissance de pointe appelée est de 11,45 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 32 kW.

HANAPAAOA PRODUCTION	Energie Mensuelle BRUTE (kWh)	Energie Mensuelle Nette (kWh)	Conso gazole (l)	Conso spéc. (ml/kWh)
2015				
Janvier	4 991	4 841	2 100	421
Février	2 449	2 376	1 900	776
Mars	4 136	4 012	2 150	520
Avril	3 824	3 709	1 950	510
Mai	3 733	3 621	2 000	536
Juin	4 173	4 048	2 200	527
Juillet	3 872	3 756	2 200	568
Août	3 989	3 869	2 300	577
Septembre	3 716	3 605	2 000	538
Octobre	3 881	3 765	2 500	644
Novembre	4 163	4 038	2 300	552
Décembre	3 717	3 605	2 000	538
Total en Moyenne	46 644	45 245	25 600	549

4.6) Hanaiapa

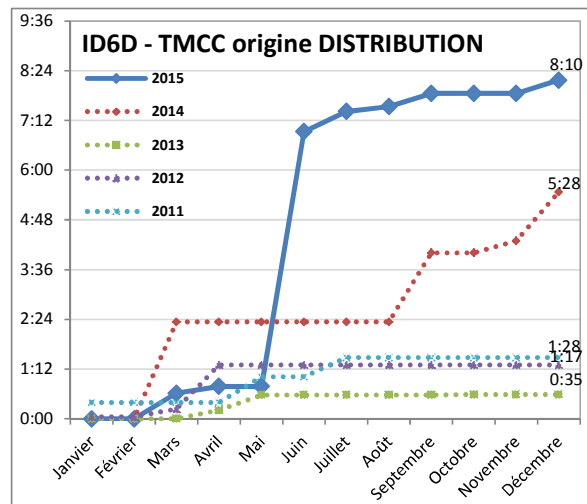
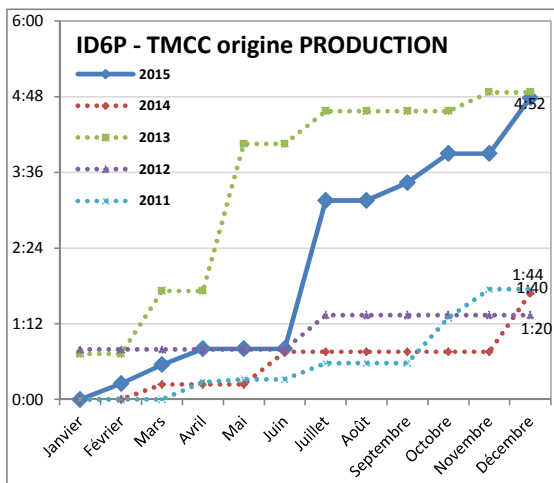
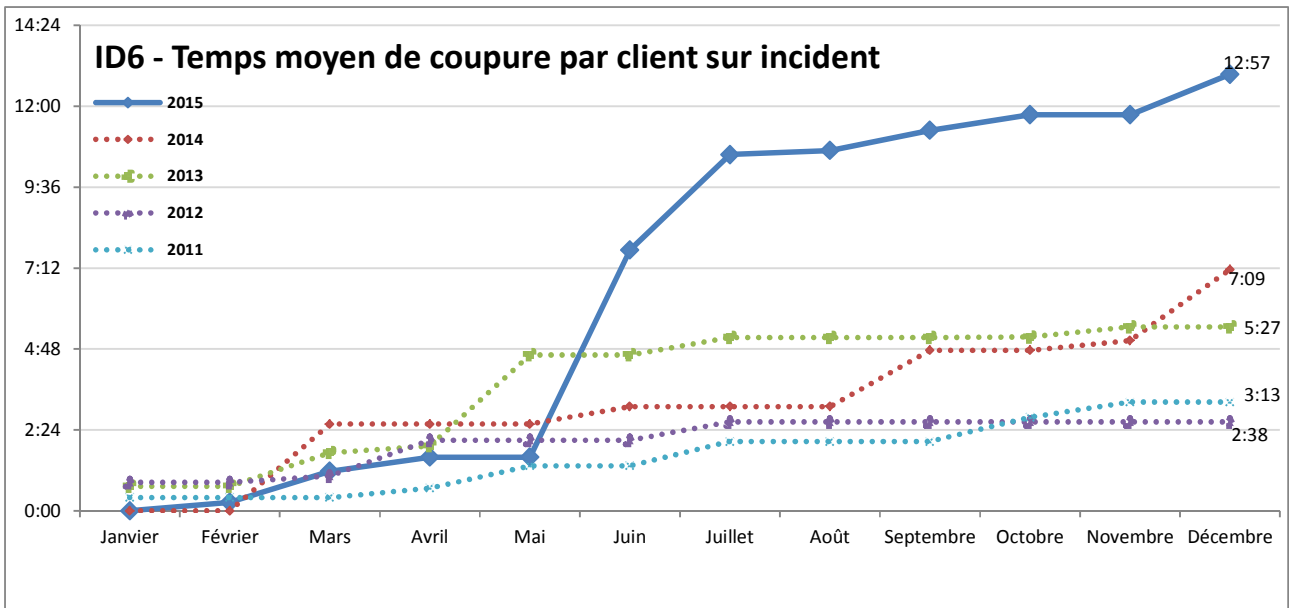
La puissance de pointe appelée est de 7,6 kW.

5. QUALITE DE SERVICE

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

La qualité de fourniture de l'énergie s'est dégradée en 2015 avec un TMCC de 12h57 par rapport à 7h09 en 2014

- **TMCC incidents production** : 4h52 – dû aux groupes vieillissants
- **TMCC incidents distribution** : 08h10mn – Les incidents sont dus aux chutes de branche, falcata dû au mauvais temps



6. QUALITE – SECURITE – ENVIRONNEMENT

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Réalisation d'un exercice sécuritaire le 19/03/2015 avec la participation des pompiers

Traitement des effluents :

615 litres d'huile de vidange et 1 fûts de filtres usagés et déchets souillés par du combustible ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2015(Société TOTAL et Fenua Ma).

7. TRAVAUX SIGNIFICATIFS – FAITS MARQUANTS

Nous avons toujours des problèmes fonciers et des problèmes d'implantation des ouvrages hydrauliques empêchant une exploitation et une maintenance normale des installations de Taaoa et de Puamau.

Un avenant N°3 au contrat de concession a été rédigé pour l'amélioration/sécurisation des ouvrages de la concession, hydraulique et thermique.

Maintenance réseau : 32 poteaux BT et 32 poteaux HT ont été remplacés au titre de la maintenance,

8. UNITES D'ŒUVRES 2015 DE LA CONCESSION

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

Hiva Oa

Puissance maxi appelée en kW	538
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	384
Puissance garantie en kW (PG2)	588
Nb de kWh vendus	2 907 257
Quantité en litre de combustible	813 693
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 515 923
Nb de kWh hydro acheté par tarif	683 520
Nb de kWh solaire acheté par tarif	5 668
Nb de km de réseaux hors branchements	65
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	2 720
Nombre d'abonnés (BT et HT)	827

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	0	0	5 668	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
26,3	0,6	-	26,9	97,8%	2,2%	35,7	2,4	38,1	93,7%	6,3%	62,0	3,0	65,0	95,4%	4,6%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a un contrat :

Pour l'élitage de 50 km de réseau avec un prestataire de l'île, Alec-Mu, jusqu'en 2017

Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie

Pour le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec INEO

Pour la visite/entretien de la nacelle avec Poly Diésel

Atuona & Hanaiapa :

Puissance maxi appelée en kW	484*
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	384
Puissance garantie en kW (PG2)	592
Nb de kWh vendus	
Quantité en litre de combustible	694 793
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 266 131
Nb de kWh hydro acheté par tarif	665 192
Nb de km de réseaux hors branchements	
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	
Nombre d'abonnés (BT et HT)	692

*Puissance maxi appelée : 476 kW pour Atuona et 7,6 kW pour Hanaiapa

Nahoe :

Puissance maxi appelée en kW	13,6
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	32
Puissance garantie en kW (PG2)	0
Nb de kWh vendus	
Quantité en litre de combustible	29 500
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	50 903
Nb de kWh hydro acheté par tarif	0
Nb de km de réseaux hors branchements	
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	
Nombre d'abonnés (BT et HT)	31

Puamau :

Puissance maxi appelée en kW	29,3
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	64
Puissance garantie en kW (PG2)	0
Nb de kWh vendus	
Quantité en litre de combustible	66 100
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	153 644
Nb de kWh hydro acheté par tarif	8 198
Nb de km de réseaux hors branchements	
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	
Nombre d'abonnés (BT et HT)	77

Hanapaaoa :

Puissance maxi appelée en kW	11,45
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	32
Puissance garantie en kW (PG2)	0
Nb de kWh vendus	
Quantité en litre de combustible	25 600
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	45 245
Nb de kWh hydro acheté par tarif	0
Nb de km de réseaux hors branchements	
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	
Nombre d'abonnés (BT et HT)	27

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
Hiva-Oa	1	9	-	-	-	-	-	-	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. 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 Hiva Oa

- Les imputations directes concernent 93% du total des dépenses de la concession de Hiva Oa. 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 7% 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.

HIVA OA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	88%	6%	93%
Frais répartis sur la concession	3%	4%	7%
Total	90%	10%	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 particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.
- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient leur coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps

1.7) – La permanence des méthodes

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	53
	Mise à disposition du personnel	206 221
Convention d'assistance	La société GDF SUEZ ENERGIES SERVICES s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants: - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	1 900 176
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	205 655

Autres parties liées

Libellé	Description	53
Cofély	Travaux sous-traités : réseaux et facility management	12 898 160
Polydiesel	Travaux sous-traités : production	4 592 660
Ineo		5 060 610

1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf paragraphe :

4- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE 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 5 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 4,5 MF en production et 0,5 MF en distribution
- Pour - 192,5 MF en raison du recalage des plans de renouvellement -148,5 MF en production dont 142 MF sur des ouvrages hydroélectriques et -44 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 Taputapuataea 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 Hiva Oa (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Hiva Oa
Frais de siège	1 191,2	1 081,9	14,1	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	1,3%
Exploitation des îles	227,7	207,4	12,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	742,4	46,4
Clientèle îles	46,8	46,8	1,7	Nombre d'abonnés îles	23 451,0	827,0
Travaux production	89,1	62,1	4,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	31,4	2,3
Service Grand compte	53,3	53,3	1,0	Contrats grands comptes	5 561,0	107,0

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	Hiva Oa	
	2015	2014
Immobilisations concédées	629 158 823	605 183 072
Immobilisations privées	40 656 502	36 120 815
Immobilisations en-cours	26 759 958	23 255 830
Avances et acomptes		
Total immobilisations brutes	696 575 283	664 559 717
Amortissements et provisions	-337 193 132	-332 353 665
Immobilisations nettes	359 382 151	332 206 052
Stock	9 492 853	13 579 216
Créances clients	22 737 228	24 223 706
Autres créances	1 228 647	4 373 980
Charges constatées d'avance	460 735	
Provisions pour dépréciation	-2 748 068	
Stock et créances nets	31 171 394	42 176 903
Compte courant du concessionnaire	70 079 645	45 518 157
TOTAL ACTIF	460 633 191	419 901 112

PASSIF	Hiva Oa	
	2015	2014
Capital		
Réserves		
Report à nouveau		
Résultat	-175 695 231	2 420 096
Capitaux propres	-175 695 231	2 420 096
Droits des tiers et concédants	43 494 383	44 041 677
Caducité et provision pour renouvellement	386 905 580	310 044 657
Autres provisions	152 194 045	11 545 540
- PIDR	8 414 520	7 835 349
- Autres provisions	143 779 525	3 710 191
Provision pour risques et charges	539 099 625	321 590 197
Compte courant du concessionnaire (emprunt)		
Emprunts et dettes financières		
Clients - avances sur consommation	4 475 578	5 556 381
Fournisseurs	27 925 325	25 624 479
Dettes fiscales et sociales	20 431 013	20 524 282
Autres dettes	144 000	144 000
Produits constatés d'avance	758 498	
Emprunts et dettes	53 734 414	51 849 142
TOTAL PASSIF	460 633 191	419 901 112

PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE

P1				
Puisance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	175 394 998		175 394 998
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2014	974		974
	- Forfait FP1 2015	180 077		180 077
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-63 845 375	-2 960 723	-66 806 099
	par UO : Puissance maximale majorée	-65 550		-68 589
	- Maintenance	-26 028 005		-26 028 005
	- AC	-3 154 386		-3 154 386
	- ACE	-2 691 109		-2 691 109
	- MO	-20 182 510		-20 182 510
	- AUTRES			
	- Conduite et Fonctionnement	-1 765 223	-491 163	-2 256 386
	- AC	-133 740		-133 740
	- ACE	-584 907		-584 907
	- MO	-145 593		-145 593
	- AUTRES	-900 983	-491 163	-1 392 146
	- Amortissement des actifs de concession	-12 619 303	-3 624 664	-16 243 967
	- Dot. Amortissement Technique	-6 076 390		-6 076 390
	- Dot. Amortissement Caducité	-1 419 742		-1 419 742
- Dot. Provision pour Renouvellement	-5 123 171		-5 123 171	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		-3 624 664	-3 624 664	
- Quote part des activités support affectées	-23 432 844	1 155 104	-22 277 741	
- Fonctions supports	-17 644 417		-17 644 417	
- Frais de siège	-5 788 427	1 155 104	-4 633 324	

P2				
Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	2 693 085		2 693 085
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2014	2 309 678		2 309 678
	- Forfait FP2 2015	1,166		1,166
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-3 237 728	74 132	-3 163 596
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,4		-1,4
	- Maintenance	-1 870 174		-1 870 174
	- AC	-1 042 801		-1 042 801
	- ACE	-7 379		-7 379
	- MO	-819 994		-819 994
	- AUTRES (provision rév groupes...)			
	- Quote part des activités support affectées	-1 367 554	74 132	-1 293 422
	- Fonctions supports	-1 074 011		-1 074 011
- Frais de siège	-293 543	74 132	-219 411	

Matières consommées				
REVENU AUTORISE : Matières consommées	58 165 375		58 165 375	
Par kWh produits sortie de centrale	25,2		25,2	
- Consommations	-58 165 375		-58 165 375	
- Fioul	1 324 011		1 324 011	
- Gasoil	-58 667 637		-58 667 637	
- Huile	-821 749		-821 749	
- Urée				

ACTIVITES ANNEXES				
PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS				
- Coûts directs				
- Quote part des activités support affectées				
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	10 751 992		10 751 992	
- Coûts directs	-9 859 196		-9 859 196	
- AC	-374 379		-374 379	
- ACE	-7 691 096		-7 691 096	
- MO	-1 793 721		-1 793 721	
- AUTRES				
- Quote part des activités support affectées	-2 393 534		-2 393 534	

SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE

TOTAL DES PRODUITS	247 005 450		247 005 450
MARGE AVANT IS	109 504 242	-2 886 591	106 617 651
- I.S.	-63 846 713	1 683 034	-62 163 680
MARGE NETTE	45 657 528	-1 203 557	44 453 971
En % des produits	18%		18%

Hiva Oa 2015		
Récurrent	Non Récurrent	Total

PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE			
REVENU AUTORISE	8 243 251		8 243 251
- UO kWh produits sortie de centrale 2015	683 520		683 520
- Tarif 2015	12		12
COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	-29 922 755	-140 069 722	-169 992 477
par UO : kWh produits sortie de centrale	-43,8		-248,7
- Maintenance	-16 512 778	-141 600 000	-158 112 778
- AC	-2 272 290		-2 272 290
- ACE	-5 510 852		-5 510 852
- MO	-8 729 636		-8 729 636
- AUTRES		-141 600 000	-141 600 000
- Amortissement des actifs de concession	-3 127 620	1 530 278	-1 597 342
- Dot. Amortissement Technique	-468 834		-468 834
- Dot. Amortissement Caducité	-2 634 497		-2 634 497
- Dot. Provision pour Renouvellement	-24 289		-24 289
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		1 530 278	1 530 278
- Quote part des activités support affectées	-10 282 357		-10 282 357
MARGE AVANT IS	-21 679 504	-140 069 722	-161 749 226
Par UO	-32		-237
En % du revenu autorisé	-263%		
- I.S.	12 640 287	81 667 991	94 308 278
MARGENETTE	-9 039 217	-58 401 731	-67 440 948
En % du revenu autorisé	-110%		-818%

Hiva Oa 2015		
Récurrent	Non Récurrent	Total

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	-10 987 145		-10 987 145
		- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) 2014	65	
	- Forfait FD2 2015	-169 033		-169 033
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-70 784 038	-45 213 604	-115 997 642
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-1 088 985		-1 784 579
	- Maintenance	-12 580 948		-12 580 948
	- AC	-533 243		-533 243
	- ACE	-3 697 659		-3 697 659
	- MO	-8 350 046		-8 350 046
	- AUTRES			
	- Conduite et Fonctionnement	-18 850 933	-315 442	-19 166 375
	- AC	-64 115		-64 115
	- ACE	-206 843		-206 843
	- MO	-185 694		-185 694
	- AUTRES	-18 394 281	-315 442	-18 709 723
	- Amortissement des actifs de concession	-25 524 408	-43 270 678	-68 795 086
	- Dot. Amortissement Technique	-189 133		-189 133
	- Dot. Amortissement Caducité	-5 394 266		-5 394 266
	- Dot. Provision pour Renouvellement	-19 941 009		-19 941 009
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		-43 270 678	-43 270 678
	- Quote part des activités support affectées	-13 827 749	-1 627 484	-15 455 233
	- Fonctions supports	-7 410 240		-7 410 240
	- Frais de siège	-6 417 509	-1 627 484	-8 044 993

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 488 960		1 488 960
		PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	1 737 247	
	- Coûts directs	-600 094		-600 094
	- AC	-961 976		-961 976
	- ACE	782 982		782 982
	- MO	-837 690		-837 690
	- AUTRES	416 590		416 590
	- Quote part des activités support affectées	-1 319 725		-1 319 725
	- Fonctions supports	-1 053 718		-1 053 718
	- Frais de siège	-266 007		-266 007
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	44 463 497		44 463 497
	- Coûts directs	-40 716 702		-40 716 702
	- AC	-18 869 125		-18 869 125
	- ACE	-16 715 162		-16 715 162
	- MO	-4 715 825		-4 715 825
	- AUTRES	-416 590		-416 590
	- Quote part des activités support affectées	-5 592 628		-5 592 628

SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION

TOTAL DES PRODUITS	36 702 559		36 702 559
MARGE AVANT IS	-82 310 628	-45 213 604	-127 524 232
- I.S.	47 991 411	26 361 902	74 353 312
MARGE NETTE	-34 319 217	-18 851 703	-53 170 920
En % des produits	-94%		-145%

Hiva Oa 2015		
Récurrent	Non Récurrent	Total

FOURNITURE D'ELECTRICITE

ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	236 387 460	236 387 460
	- Achat d'électricité d'origine thermique	236 253 458	236 253 458
- Achat d'électricité d'origine hydraulique			
- Achat d'électricité d'origine solaire	134 002	134 002	
COUTS D'ACHAT	-236 387 460	-236 387 460	
- Achat d'électricité d'origine thermique	-236 253 458	-236 253 458	
- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui			
- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP			
- Achat d'électricité d'origine solaire	-134 002	-134 002	

ETUDES & RACCORDEMENTS	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	46 624	46 624
	- Coûts directs		
- AC			
- ACE			
- MO			
- AUTRES			
- Quote part des activités support affectées	-5 285	-5 285	
- Fonctions supports	-5 285	-5 285	
- Frais de siège			

GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	22 992 732	22 992 732
	- UO UC : Nombre d'abonnés 2014	828	828
- Forfait FC 2015	27 769	27 769	
PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	750 314	750 314	
- Frais de relance	576 420	576 420	
- Frais de perception de taxe	173 894	173 894	
COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-17 393 490	398 248	-16 995 242
par UO : Nombre d'abonnés	-21 007		-20 526
- Affranchissements	-1 120 971		-1 120 971
- Fonctionnement	-12 991 421		-12 991 421
- AC	-10 404		-10 404
- ACE	-1 290 262		-1 290 262
- MO	-11 700 952		-11 700 952
- AUTRES	10 197		10 197
- Quote part des activités support affectées	-3 281 098	398 248	-2 882 850
- Fonctions supports	-1 704 148		-1 704 148
- Frais de siège	-1 576 950	398 248	-1 178 702

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	399 553	399 553
	- Coûts directs	-90 401	-90 401
- AC	-8 832	-8 832	
- ACE			
- MO	-81 569	-81 569	
- AUTRES			
- Quote part des activités support affectées	-137 720		-137 720
- Fonctions supports	-111 818		-111 818
- Frais de siège	-25 902		-25 902

SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE

TOTAL DES PRODUITS	260 576 683	260 576 683	
MARGE AVANT IS	6 562 327	398 248	6 960 575
- I.S.	-3 826 181	-232 200	-4 058 380
MARGE NETTE	2 736 146	166 049	2 902 195
En % des produits	1%		1%

Hiva Oa 2015		
Récurrent	Non Récurrent	Total

RESULTAT FINANCIER			
REVENU AUTORISE		-817 485	-817 485
- Intérêts sur emprunts bancaires			
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché		442 740	442 740
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière		374 745	374 745
MARGE AVANT IS			

TOTAL CONCESSION			
TOTAL DES PRODUITS		315 457 000	315 457 000
MARGE AVANT IS		12 076 437	-187 771 669
- I.S.		-7 041 196	109 480 726
MARGE NETTE		5 035 241	-78 290 943
<i>En % des produits</i>		1,6%	-55,7%
<i>En % des immos brutes</i>		0,7%	-11,2%

IS : Report déficitaire

102 439 530

Rappel 2013/2014		2 015	2 014	2 013
Ventes d'ENERGIE aux clients		107 759 700	109 850 150	112 848 481
Péréquation		148 059 113	126 809 239	-156 357 754
Revenu autorisé		255 818 813		
MARGE NETTE		-175 695 232	2 057 081	3 801 144

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	239 799 968	0	9 797 372	1 524 798	248 072 542
Distribution	365 383 104		46 701 943	30 998 766	381 086 281
Total	605 183 072	0	56 499 315	32 523 564	629 158 823

Le total des acquisitions sur l'exercice 2015 s'élèvent à 56,5 MF dont :

- 9,8 MF en production :
 - 9,1 MF en énergie,
 - 0,7 MF en sécurité.
- 46,7 MF en distribution :
 - 5,7 MF pour le branchement et comptage,
 - 41,0 MF en réseau aérien.

Le total des cessions sur l'exercice 2015 s'élèvent à 32,5 MF dont :

- 1,5 MF en production :
 - 1,3 MF pour l'an filières,
 - 0,2 MF pour la sécurité.
- 31,0 MF en distribution :
 - 3,7 MF pour le branchement et comptage,
 - 27,3 MF en réseau aérien.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 26,8 MF contre 23,3 MF fin 2014 soit une hausse de 3,5 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 CONSTRUCT ATUONA	01/01/1975	504	01/01/2017	31 016 931	31 016 931	-	-	-	-	-	-	-
BATIMENT ATUONA HIVA OA	01/01/1975	504	01/01/2017	-	-	-	-	-	-	(4 217 574)	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	420	01/01/2027	10 530 056	-	7 404 255	-	-	-	-	-	284 164
CLOISONNEMENT PARE FEU	08/08/2008	17	08/01/2010	2 341 827	2 341 827	-	-	-	-	-	-	-
FG WILSON P400 HIVA OA	01/03/2008	100	01/07/2016	10 813 821	10 813 821	-	3 935 806	-	350 975	1 137 595	-	-
FG WILSON P400 HIVA OA	01/03/2008	100	01/07/2016	10 813 821	10 813 821	-	3 935 806	-	350 975	1 137 595	-	-
FG WILSON P400 HIVA OA	01/03/2008	106	01/01/2017	10 813 822	10 813 822	-	3 910 760	-	350 975	1 112 550	-	-
FG WILSON P450 ATUONA	01/01/2010	108	01/01/2019	8 701 799	7 309 511	-	4 653 604	-	1 392 287	1 056 033	-	-
A.N FILIERE ATUONA	01/01/1975	549	01/10/2020	4 418 781	-	4 418 781	-	-	(4 418 781)	-	-	4 418 781
FILIERE ATUONA HIVA OA	01/01/1975	300	01/01/2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	345	01/10/2020	3 083 681	-	2 972 444	19 017 919	-	-	19 017 919	-	111 237
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/12/2007	154	15/10/2020	5 004 406	-	5 004 406	-	-	(5 004 406)	-	-	5 004 406
SUPERVIS*GE SEPAM ATUONA	01/03/2013	290	01/03/2037	1 330 639	164 954	229	-	-	54 983	-	-	78
COFFRETS COMPTAGES ATUONA	01/09/2013	282	01/03/2037	1 839 892	182 446	238	-	-	78 198	-	-	95
ACHAT TGBT ATUONA HIVA	01/08/2015	259	01/03/2037	9 060 389	78 616	96 295	-	-	78 616	-	-	96 295
ETUDES DDAE CTRLR HIVA OA	01/01/2014	276	01/01/2037	1 556 782	135 090	282	-	-	67 590	-	-	96
CENTRALE DE DETECTION	24/06/2005	184	24/10/2020	3 055 718	-	3 055 718	-	-	(3 055 718)	-	-	3 055 718
SYST EXTINCT INCENDIE	08/08/2008	146	08/10/2020	1 686 411	-	1 686 411	-	-	(1 686 411)	-	-	1 686 411
F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	01/09/2010	121	01/10/2020	666 222	666 222	666 222	-	-	-	-	-	666 222
RENFORC SECURITE ATUONA	01/03/2012	300	01/03/2037	6 139 767	941 373	59	-	-	244 972	-	-	619
INST EVENTS ATUONA HIVA	01/03/2012	300	01/03/2037	184 222	28 246	2	-	-	7 350	-	-	19
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	01/10/2015	257	01/03/2037	255 000	-	2 977	-	-	-	-	-	2 977
CESSION CENTRALE ATUONA										3 713 417		
TOTAL CENTRALE ATUONA				123 313 987	75 306 679	25 308 320	35 453 895	-	(11 188 396)	22 957 535		15 327 119
A.N CONSTRUCT HANAPAOA	01/01/1985	384	01/01/2017	1 586 404	1 220 878	-	945 330	-	91 381	945 330	-	-
BATIMENT HANAPAOA HIVA OA	01/01/1985	384	01/01/2017	-	-	-	-	-	-	(636 066)	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	420	01/01/2027	1 851 438	-	1 301 847	-	-	-	-	-	49 963
FG WILSON P50E2 HANAPAAOA	01/12/2009	85	01/01/2017	2 843 553	2 423 848	-	608 661	-	457 861	481 264	-	-
FG WILSON P33-1 HANAPAAOA	01/08/2013	41	01/01/2017	2 304 963	795 761	-	881 172	-	329 281	822 165	-	-
A.N FILIERE HANAPAOA	01/01/1985	429	01/10/2020	291 886	-	291 886	-	-	(291 886)	-	-	291 886
FILIERE HANAPAOA HIVA OA	01/01/1985	300	01/01/2010	-	-	-	-	-	-	(295 403)	-	-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	300	01/01/2017	74 127	-	71 453	-	-	-	-	-	2 674
TOTAL CENTRALE HANAPAAOA				8 952 371	4 440 487	1 665 186	2 435 163	-	586 637	1 317 290		344 523
A.N CONSTRUCTION HANAIAPA	01/01/1988	420	01/01/2023	1 641 108	-	1 077 485	-	-	-	-	-	80 517
BATIMENT HANAIAPA HIVA OA	01/01/1988	420	01/01/2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	420	01/01/2027	5 461 744	-	3 840 449	-	-	-	-	-	147 390
BIWATER 105KVA HANAIAPA	01/01/1982	480	01/01/2022	9 425 794	-	7 952 959	-	-	-	-	-	245 473
A.N FILIERE HANAIAPA	01/01/1988	393	01/10/2020	301 952	-	301 952	-	-	(301 952)	-	-	301 952
FILIERE HANAIAPA HIVA OA	01/01/1988	300	01/01/2013	-	-	-	-	-	-	(333 340)	-	-
TOTAL CENTRALE HANAIAPA				16 830 598	-	13 172 845	-	-	(301 952)	(333 340)		775 332
A.N CONSTRUCT NAOHE	01/01/1985	384	01/01/2017	1 586 404	1 220 878	-	945 330	-	91 381	945 330	-	-
BATIMENT NAOHE HIVA OA	01/01/1985	420	01/01/2020	-	-	-	-	-	-	(636 066)	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	345	01/10/2020	1 851 438	-	1 301 847	-	-	-	-	-	49 963
FG WILSON P50E2 NAOHE	01/12/2009	85	01/01/2017	2 843 554	2 423 849	-	606 728	-	457 861	479 332	-	-
FG WILSON P33-1 NAOHE	01/08/2013	35	01/07/2016	2 304 963	795 761	-	711 020	-	329 281	652 013	-	-

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 FILIERE NAOHE	01/01/1985	429	01/10/2020	291 886	-	291 886	-	-	(291 886)	-	-	291 886
FILIERE NAOHE HIVA OA	01/01/1985	300	01/01/2010	-	-	-	-	-	-	(295 403)	-	-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	300	01/01/2017	696 794	-	671 658	-	-	-	-	-	25 136
TOTAL CENTRALE NAOHE				9 575 039	4 440 488	2 265 391	2 263 078	-	586 637	1 145 206		366 985
A.N CONSTRUCT PUAMAU 80M2	01/01/1988	420	01/01/2023	1 641 108	-	1 077 485	-	-	-	-	-	80 517
BATIMENT PUAMAU 80M2 HIVA	01/01/1988	420	01/01/2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	420	01/01/2027	6 834 894	-	4 805 985	-	-	-	-	-	184 446
PELTON BIWATER PUAMAU	01/01/1988	480	01/01/2028	10 188 824	-	7 062 974	-	-	-	-	-	260 488
A.N FILIERE PUAMAU 80M2	01/01/1988	393	01/10/2020	301 951	-	301 951	-	-	(301 951)	-	-	301 951
FILIERE PUAMAU 80M2 HIVA	01/01/1988	300	01/01/2013	-	-	-	-	-	-	(333 341)	-	-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	300	01/01/2017	163 079	-	157 196	-	-	-	-	-	5 882
TOTAL CENTRALE PUAMAU 80M2				19 129 856	-	13 405 591	-	-	(301 951)	(333 341)		833 284
A.N CONSTRUCT PUAMAU 50M2	01/01/1992	300	01/01/2017	1 969 329	1 890 185	-	-	-	1 890 185	-	-	(1 001 012)
BATIMENT PUAMAU 50M2 HIVA	01/01/1992	420	01/01/2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	420	01/01/2027	3 857 164	-	2 712 181	-	-	-	-	-	104 089
FG WILSON P100P2 PUAMAU	01/12/2009	79	01/07/2016	4 527 273	3 859 053	-	-	-	728 968	(362 463)	-	-
FG WILSON P60 PUAMAU HIVA	01/04/2010	75	01/07/2016	3 649 085	2 932 301	-	-	783 051	573 428	391 823	-	-
FILIERE PUAMAU 50M2 HIVA	01/01/1992	300	01/01/2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CUVE GASOIL 5000L PUAMAU	01/01/2014	156	01/01/2027	1 061 473	-	163 304	-	-	-	-	-	81 652
F&P PASSERELLE ACCES CUVE	01/01/2015	144	01/01/2027	481 983	40 028	137	-	-	40 028	-	-	137
TOTAL CENTRALE PUAMAU 50M2				15 546 307	8 721 567	2 875 622	783 051	-	3 232 609	29 360		(815 134)
A.N CONSTRUCT TAAOA 36M2	01/01/1982	420	01/01/2017	2 516 365	2 340 802	-	-	-	175 562	-	-	-
BATIMENT TAAOA 36M2 HIVA	01/01/1982	420	01/01/2017	-	-	-	-	702 982	-	24 289	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	420	01/01/2027	2 476 299	-	1 741 220	-	-	-	-	-	66 825
BOUVIER 115KVA TAAOA	01/01/1982	480	01/01/2022	10 188 823	-	8 596 757	-	-	-	-	-	265 344
A.N FILIERE TAAOA 36M2	01/01/1982	465	01/10/2020	462 991	56 762	462 991	-	-	(406 229)	-	-	462 991
FILIERE TAAOA 36M2 HIVA	01/01/1982	300	01/01/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUPERVIS*GE SEPAM TAAOA36	01/01/2013	48	01/01/2017	443 547	332 660	332 660	-	-	110 886	-	-	332 660
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	36	01/01/2017	328 621	219 080	219 080	-	-	109 540	-	-	219 080
TOTAL CENTRALE TAAOA 36M2				16 416 646	2 949 304	11 352 708	702 982	-	(10 241)	24 289		1 346 900
A.N CONSTRUCT TAAOA 62M2	01/01/1988	348	01/01/2017	6 783 244	-	4 453 612	1 442 123	-	-	1 442 123	-	332 804
BATIMENT TAAOA 62M2 HIVA	01/01/1988	420	01/01/2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	420	01/01/2027	5 122 313	-	3 601 777	-	-	-	-	-	138 231
BIWATER FH TAAOA	01/01/1988	480	01/01/2028	24 453 178	-	16 951 132	-	-	-	-	-	625 171
A.N FILIERE TAAOA 62M2	01/01/1988	393	01/10/2020	1 248 064	-	1 248 064	-	-	(1 248 064)	-	-	1 248 064
FILIERE TAAOA 62M2 HIVA	01/01/1988	300	01/01/2013	-	-	-	782 754	-	-	-	-	-
SUPERVIS*GE SEPAM TAAOA62	01/01/2013	120	01/01/2023	443 547	132 870	195	-	-	44 282	-	-	73
FOURNIT. SUPERVIS* TAAOA	01/01/2014	108	01/01/2023	257 392	57 085	113	-	-	28 564	-	-	35
TOTAL CENTRALE TAAOA 62M2				38 307 738	189 955	26 254 893	2 224 877	-	(1 175 218)	1 442 123		2 344 378
TOTAL PRODUCTION HIVA OA				248 072 542	96 048 479	96 300 557	43 863 048	-	(8 571 875)	26 249 122		20 523 387
TRANSFO TAPEATA HIVA OA	01/07/2014	300	01/07/2039	498 133	-	29 888	-	-	-	-	-	19 925
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	01/11/2004	300	01/11/2029	1 418 071	-	633 407	-	-	-	-	-	56 723
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	01/07/2005	300	01/07/2030	159 217	-	66 874	-	-	-	-	-	6 369
TRANSFO TAAOA HIVA OA	01/01/2006	300	01/01/2031	272 556	-	109 020	-	-	-	-	-	10 902
POSTE RTE TAAOA HIVA OA	01/01/2006	300	01/01/2031	475 488	-	190 195	-	-	-	-	-	19 019
TRANSFO POSTE CP DP HIVA OA	01/07/2006	300	01/07/2031	1 458 621	-	554 277	-	-	-	-	-	58 345
POSTE HIVA OA 2001	01/01/2001	300	01/01/2026	488 377	-	293 024	-	-	-	-	-	19 535
POSTE HIVA OA 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	13 541 752	-	7 041 710	-	-	-	-	-	541 670
POSTE DP HIVA OA 2009	01/07/2009	300	01/07/2034	456 261	-	118 627	-	-	-	-	-	18 251
RES.AERIEN HIVA OA 98	01/01/1998	300	01/01/2023	28 454 284	-	20 487 083	-	-	-	-	-	1 138 172

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	
RES.AERIEN HIVA OA 99	01/01/1999	300	01/01/2024	17 565 223	-	11 944 353	-	-	-	-	-	702 609
RES.AERIEN HIVA OA 2000	01/01/2000	300	01/01/2025	1 082 378	-	692 720	-	-	-	-	-	43 295
RES.AERIEN HIVA OA 2001	01/01/2001	300	01/01/2026	984 853	-	590 910	-	-	-	-	-	39 394
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	300	01/01/2026	553 742	-	332 247	-	-	-	-	-	22 150
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	300	01/01/2026	329 672	-	199 708	-	-	-	-	-	12 996
RES.AERIEN HIVA OA 2002	01/01/2002	300	01/01/2027	9 276 957	-	5 195 093	-	-	-	-	-	371 078
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	300	01/01/2027	4 008 274	-	2 244 634	-	-	-	-	-	160 331
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	300	01/01/2027	1 469 968	-	829 146	-	-	-	-	-	58 256
RES.AERIEN HIVA OA 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	7 504 388	-	3 902 282	-	-	-	-	-	300 176
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	2 313 321	-	1 202 928	-	-	-	-	-	92 533
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	339 799	-	177 418	-	-	-	-	-	13 532
RESEAU BTA QTIER TAHAKU	01/01/2004	300	01/01/2029	739 415	-	354 920	-	-	-	-	-	29 576
RESEAUX HTA/BTA MAKE MAKE	13/04/2005	300	13/04/2030	5 422 605	-	2 324 488	-	-	-	-	-	216 904
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	300	01/06/2030	945 482	-	400 251	-	-	-	-	-	37 819
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	300	01/06/2030	1 831 295	-	775 250	-	-	-	-	-	73 252
RESEAUX CP 51906 2005HIVA	01/06/2005	300	01/06/2030	103 217	-	43 698	-	-	-	-	-	4 129
RESEAUX BTA QTIER DESOUZA	12/07/2005	300	12/07/2030	1 161 034	-	486 213	-	-	-	-	-	46 441
EXT BTA LOTISS PAEPAENUI	30/12/2005	300	30/12/2030	1 856 869	-	742 956	-	-	-	-	-	74 275
EXT BTA QTIER AVAORU	30/12/2005	300	30/12/2030	518 346	-	207 398	-	-	-	-	-	20 734
RESEAU HT/BT RTE TAAAO	01/01/2006	300	01/01/2031	13 278 365	-	5 311 347	-	-	-	-	-	531 134
RESEAU HTA HIVA OA	01/01/2006	300	01/01/2031	6 393 277	-	2 557 310	-	-	-	-	-	255 731
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	300	01/07/2031	4 089 633	-	1 554 058	-	-	-	-	-	163 585
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	300	01/07/2031	682 244	-	259 255	-	-	-	-	-	27 290
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	01/07/2006	300	01/07/2031	514 799	-	195 624	-	-	-	-	-	20 592
RESEAUX CP HIVA OA 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	2 985 290	-	1 015 000	-	-	-	-	-	119 411
RESEAUX HIVAOA 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	444 867	-	151 257	-	-	-	-	-	17 795
RESEAUX HIVA OA 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	5 247 849	-	1 784 269	-	-	-	-	-	209 914
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	624 692	-	212 398	-	-	-	-	-	24 988
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	300	01/01/2033	82 308	-	26 336	-	-	-	-	-	3 292
EXT BTA AERIEN QT HEITAA	03/06/2008	300	03/06/2033	286 156	-	86 735	-	-	-	-	-	11 446
BTA AERIEN QT TEHEVINI	03/06/2008	300	03/06/2033	268 764	-	81 466	-	-	-	-	-	10 750
EXT BTA AERINNE QTIER	18/06/2008	300	18/06/2033	706 188	-	212 877	-	-	-	-	-	28 248
RESEAUX CP HIVA OA 2008	01/07/2008	300	01/07/2033	14 653 113	-	4 395 934	-	-	-	-	-	586 124
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	300	01/07/2033	3 535 241	-	1 060 575	-	-	-	-	-	141 410
BTA AERIENNE QT PETERANO	03/07/2008	300	03/07/2033	516 637	-	154 876	-	-	-	-	-	20 666
RESEAUX CP HIVA OA 2009	01/07/2009	300	01/07/2034	2 970 258	-	772 265	-	-	-	-	-	118 810
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	300	01/12/2034	53 245	-	12 957	-	-	-	-	-	2 130
RESEAUX CP HIVA OA 2010	01/07/2010	300	01/07/2035	17 720 169	-	3 898 438	-	-	-	-	-	708 807
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAU	01/01/2011	300	01/01/2036	408 614	81 669	55	-	-	-	16 291	-	54
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONA	01/01/2011	300	01/01/2036	251 986	50 364	32	-	-	-	10 046	-	34
RESEAUX CP HIVA OA 2011	01/07/2011	300	01/07/2036	29 719 762	-	5 349 557	-	-	-	-	-	1 188 791
RESEAUX 2011 CONCED HIVA	01/07/2011	300	01/07/2036	128 862	-	23 195	-	-	-	-	-	5 155
EXT 14A1 QT TOUATEKINA	01/01/2012	300	01/01/2037	2 018 134	322 654	246	-	-	-	80 478	-	247
RESEAUX CP HIVA OA 2012	01/07/2012	300	01/07/2037	29 338 223	54 204	4 053 147	-	-	-	15 455	-	1 158 074
RESEAUX 2012 CONCED HIVA	01/07/2012	300	01/07/2037	2 385 724	-	334 001	-	-	-	-	-	95 429
RESEAUX CP HIVA OA 2013	01/07/2013	300	01/07/2038	47 737 306	-	4 773 730	-	-	-	-	-	1 909 492
RESEAUX 2013 CONCED HIVA	01/07/2013	300	01/07/2038	118 659	-	11 865	-	-	-	-	-	4 746
RESEAUX 2014 CONCED HIVA	01/07/2014	300	01/07/2039	176 100	-	10 566	-	-	-	-	-	7 044
RESEAUX CP HIVA OA 2014	01/07/2014	300	01/07/2039	911 575	-	54 694	-	-	-	-	-	36 463
RESEAUX CP HIVA OA 2015	01/07/2015	300	01/07/2040	37 381 279	8 348	739 278	-	-	-	8 348	-	739 278

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 HIV	01/07/2015	300	01/07/2040	3 616 581	-	72 332	-	-	-	-	-	72 332
EXT BTA AERO SOUTERAIN	03/06/2008	420	03/06/2043	426 747	-	92 396	-	-	-	-	-	12 193
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	01/07/2004	240	01/07/2024	252 086	-	144 949	-	-	-	-	-	12 604
COMPATGE HIVA OA 2005	01/06/2005	240	01/06/2025	1 076 213	-	569 497	-	-	-	-	-	53 810
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	01/07/2005	240	01/07/2025	296 026	-	155 412	-	-	-	-	-	14 802
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	240	01/07/2025	362 260	-	190 186	-	-	-	-	-	18 113
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	240	01/07/2025	40 611	-	21 321	-	-	-	-	-	2 030
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2006	240	01/07/2026	648 693	-	308 131	-	-	-	-	-	32 435
BRCHT HIVA OA 2006	01/07/2006	240	01/07/2026	1 478 092	-	702 095	-	-	-	-	-	73 905
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2007	240	01/07/2027	791 243	-	336 277	-	-	-	-	-	39 562
BRCHT HIVA OA 2007	01/07/2007	240	01/07/2027	1 274 706	-	541 748	-	-	-	-	-	63 735
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2008	240	01/07/2028	1 121 749	-	420 655	-	-	-	-	-	56 087
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	240	01/07/2028	2 129 913	-	798 719	-	-	-	-	-	106 495
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	01/07/2009	240	01/07/2029	3 705 338	-	1 204 235	-	-	-	-	-	185 267
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	240	01/12/2029	1 252 398	-	380 938	-	-	-	-	-	62 620
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	01/07/2010	240	01/07/2030	2 068 982	91 798	477 172	-	-	16 627	-	-	86 822
COMPTAGE TIERS HIVA 2010	01/07/2010	240	01/07/2030	2 168 225	-	596 261	-	-	-	-	-	108 411
BRCHT/CPTAGE HIVA OA	01/07/2011	240	01/07/2031	4 531 385	88 117	931 444	-	-	19 517	-	-	207 052
COMPTAGE TIERS HIVA 2011	01/07/2011	240	01/07/2031	1 565 347	-	352 202	-	-	-	-	-	78 267
BRCHT/CPTAGES HIVA OA	01/07/2012	240	01/07/2032	3 198 812	34 803	524 990	-	-	9 923	-	-	150 018
COMPTAGE TIERS HIVA 2012	01/07/2012	240	01/07/2032	845 783	-	148 012	-	-	-	-	-	42 289
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2013	240	01/07/2033	6 792 771	11 525	837 572	-	-	4 603	-	-	335 036
COMPTAGE TIERS HIVA 2013	01/07/2013	240	01/07/2033	1 526 320	-	190 790	-	-	-	-	-	76 316
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	01/07/2013	240	01/07/2033	37 757	-	4 720	-	-	-	-	-	1 888
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2014	240	01/07/2034	2 263 268	5 858	163 887	-	-	3 900	-	-	109 263
COMPTAGE TIERS HIVA OA 2014	01/07/2014	240	01/07/2034	1 089 732	-	81 730	-	-	-	-	-	54 487
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2015	240	01/07/2035	4 532 710	3 946	109 372	-	-	3 946	-	-	109 372
COMPTAGE TIERS HIV 2015	01/07/2015	240	01/07/2035	1 133 616	-	28 340	-	-	-	-	-	28 340
RENOUVELLEMENT PROG DIST HIVA OA								43 993 583	-	43 993 583	-	-
CESSION DIST HIVA OA									-	19 941 009	-	(23 638 236)
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA				381 086 281	753 286	111 649 444	43 993 583	-	189 133	63 934 592		(9 089 363)
>>>> TOTAL PAR CONCESSION HIVA OA				629 158 823	96 801 765	207 950 001	87 856 631	460 559 338	(8 382 742)	90 183 714	4 835 423	11 434 023

3. Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant
53	91907	530069-QP15% /EXTENSIONS	416 590	100%
53	B5903	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	245 866	0%
53	B5906	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	245 866	0%
53	E4900	540110-NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	157 508	100%
53	E4901	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	4 375 202	0%
53	E4903	540110-RENOUVEL. RESEAUX ILES	930 715	0%
53	E4906	540110-RENOUV OCR HT ILES	159 705	0%
53	E4921	540114-RENOUV SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	35 382 537	0%
53		FINANCEMENT CONCEDANT	3 616 581	100%
53		FINANCEMENT TIERS	1 171 373	100%
53		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	46 701 943	
53		TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA	46 701 943	

4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

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

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant
53	B5903	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	245 866
53	B5906	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	245 866
53	E4901	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	4 375 202
53	E4903	540110-RENOUVEL. RESEAUX ILES	930 715
53	E4906	540110-RENOUV OCR HT ILES	159 705
53	E4921	540114-RENOUV SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	35 382 537
53	R53303	510065 ACHAT 1 TGBT POUR CENT HIVA OA	4 983 214
53	R53502	540057 ACHAT GROUPE MOTOPOMPES PORTATIFS	255 000
53		TOTAL DES INVESTISSEMENTS DE RENOUVELLEMENT HIVA OA	46 578 105

5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant
53	91907	530069-QP15% /EXTENSIONS	416 590
53	E4900	540110-NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	157 508
53		FINANCEMENT CONCEDANT	3 616 581
53		FINANCEMENT TIERS	1 171 373
53	R53303	510065 ACHAT 1 TGBT POUR CENT HIVA OA	4 077 175
53	R53401	540111 F&P PASSERELLE ACCES CUVE STOCKAGE	481 983
53		TOTAL DES INVESTISSEMENTS AMELIORANTS HIVA OA	9 921 210

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

Soit :

année légale	Indemnité en 10 ^{ème} 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 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 8,5 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 concession
53	FG WILSON P450 ATUONA FGWRPES2EPDS05784	01/01/2010	84	01/01/2019	100%	8 701 799	8 701 799	-
	F&P MOTO POMPE MOBILE HIVA	01/09/2010	36	01/09/2013	100%	902 928	902 928	-
	FG WILSON P60 PUAMAU HIVA FGWPEPP5CATS18271	01/04/2010	84	30/06/2016	0%	3 649 085	-	-
	RENFORC SECURITE ATUONAINCENDIE CENTRALE HIVA OA	01/03/2012	300	01/03/2037	100%	6 139 767	6 139 767	1 841 930
	INST EVENTS ATUONA HIVALOCAL SYST DETEC* & EXTINC*	01/03/2012	300	01/03/2037	100%	184 222	184 222	55 267
	SUPERVIS*GE SEPAM ATUONACENTRALE HIVA OA	01/01/2013	290	01/03/2037	100%	1 330 639	1 330 639	532 256
	COFFRETS COMPTAGES ATUONA CENTRALE HIVA OA	01/09/2013	282	01/03/2037	100%	1 839 892	1 839 892	735 957
	FG WILSON P33-1 HANAPAAOA FGWPEP21AAMU03042 HIVA OA	01/08/2013	84	01/08/2020	0%	2 304 963	-	-
	FG WILSON P33-1 NAHOEFGWPEP21AAMU03046 HIVA OA	01/08/2013	84	01/08/2020	0%	2 304 963	-	-
	SUPERVIS*GE SEPAM TAAOA36M2 CENTRALE HIVA OA	01/01/2013	48	01/01/2017	100%	443 547	443 547	-
	SUPERVIS*GE SEPAM TAAOA62M2 CENTRALE HIVA OA	01/01/2013	120	01/01/2023	100%	443 547	443 547	177 419
	ETUDES DDAE CTRL E HIVA OAA TUONA	01/01/2014	276	01/01/2037	100%	1 556 782	1 556 782	778 391
	CUVE GASOIL 5000L PUAMAU50 M2 HIVA OA	01/01/2014	156	01/01/2027	0%	1 061 473	-	-
	F&P GARDE CORPS BASSINTAAOA 1 HIVA OA	01/01/2014	36	01/01/2017	100%	328 621	328 621	-
	FOURNIT. SUPERVIS* TAAOA62 M2 (ANTENNE WIFI) HIVA	01/01/2014	108	01/01/2023	100%	257 392	257 392	128 696
	ACHAT TGBT ATUONA HIVA OA CENTRALE	01/08/2015	259	01/03/2037	45%	9 060 389	4 077 175	2 446 305
	ACHAT GROUPES MOTO POMPESPORTATIFS ATUONA 1	01/10/2015	257	01/03/2037	0%	255 000	-	-
	F&P PASSERELLE ACCES CUVE STOCKAGE PUAMAU 50M2 HIV	01/01/2015	144	01/01/2027	100%	481 983	481 983	289 190
	TOTAL PRODUCTION HIVA OA					41 246 992	26 688 294	6 985 410
	Ets	Composants	date de mise en service	durée amort	date de fin de vie	taux améliorant	Valeur Brute Concessionnaire	Montant de la part améliorante
53	RESEAUX CP HIVA OA 2010	01/07/2010	300	01/07/2035	0%	17 720 169	-	-
	BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	01/07/2010	240	01/07/2030	16%	2 068 982	333 789	33 379
	EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAU HIVA OA	01/01/2011	300	01/01/2036	100%	408 614	408 614	81 723
	EXT14A1 BT QT VAHAPUTONAA TUONA HIVA OA	01/01/2011	300	01/01/2036	100%	251 986	251 986	50 397
	RESEAUX CP HIVA OA 2011	01/07/2011	300	01/07/2036	0%	29 719 762	-	-
	BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2011	01/07/2011	240	01/07/2031	9%	4 531 385	391 543	78 309
	EXT 14A1 QT TOUATEKINAPUAMAU HIVA OA	01/01/2012	300	01/01/2037	100%	2 018 134	2 018 134	605 440
	RESEAUX CP HIVA OA 2012	01/07/2012	300	01/07/2037	1%	29 338 223	387 273	116 182
	BRCHT/CPTAGES HIVA OACP 2012	01/07/2012	240	01/07/2032	6%	3 198 812	198 934	59 680
	RESEAUX CP HIVA OA 2013 CP 2013	01/07/2013	300	01/07/2038	0%	47 737 306	-	-
	BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2013	01/07/2013	240	01/07/2033	1%	6 792 771	92 211	36 884
	TRANSFO TAPEATA HIVA OA	01/07/2014	300	01/07/2039	0%	498 133	-	-
	RESEAUX CP HIVA OA 2014CP 2014	01/07/2014	300	01/07/2039	0%	911 575	-	-
	BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2014	01/07/2014	240	01/07/2034	3%	2 263 268	78 086	39 043
	RESEAUX CP HIVA OA 2015CP 2015	01/07/2015	300	01/07/2040	1%	37 381 279	416 590	249 954
	BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2015	01/07/2015	240	01/07/2035	3%	4 532 710	157 508	94 505
	TOTAL PRODUCTION HIVA OA					189 373 109	4 734 668	1 445 496

7. Plan de Renouvellement

Distribution

	2016	2017	2018	2019	2020	Total à renouveler
TRANSFOS	-	-	-	-	-	-
IAT IAM	12 500 000	-	-	-	-	12 500 000
Postes DP	-	-	-	-	-	-
BRANCHEMENT ET COMPTAGES	1 000 000	1 015 000	1 030 225	1 045 678	2 122 727	6 213 630
TELECOM	-	-	-	-	-	-
RESEAU AERIEN	1 500 000	5 379 500	5 460 193	5 542 095	11 250 454	29 132 242
RESEAU SOUTERRAIN	-	-	-	-	-	-
TOTAL	15 000 000	6 394 500	6 490 418	6 587 774	13 373 181	47 845 872

Production :

	2016	2017	2018	2019	2020	Total à renouveler
BATIMENT		25 377 070				25 377 070
GRUPE	30 000 000	15 226 242	20 606 181	15 686 455		81 518 878
BATIMENT		2 537 707				2 537 707
GRUPE		7 105 580				7 105 580
GRUPE	3 500 000	2 537 707	3 606 082			9 643 789
GRUPE	9 000 000	1 421 116				10 421 116
BATIMENT	3 500 000					3 500 000
GRUPE		3 552 790				3 552 790
TOTAL	46 000 000	32 381 142	24 212 263	15 686 455	0	118 279 860

5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 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
COMMUNE DE HIVA OA (1)	AGENCE HIVA OA
COMMUNE DE HIVA OA (2)	AGENCE HIVA OA (ANN.)

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 confondue, contre rémunération.

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