



**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 2017

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 – PRESENTATION	7
1.1- Le système électrique polynésien.....	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	9
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	14
➤ Aspects commerciaux	15
2.1 - Mode de détermination des tarifs.....	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	16
2.4 - Autres produits d'exploitation.....	17
2.5 - Statistiques de ventes.....	17
2.6 - Gestion des impayés.....	19
2.7 - Dépenses de la Commune	20
2.8 - Services offerts à la clientèle	20
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	22
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	23
➤ Bilan technique	24
3.1 - Autorisation d'exploitation	24
3.2 - Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa	24
3.3 - Détail des ouvrages de production	25
3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoo, Puamau, Nahoe :	25
3.5 - Qualité de service	29
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement.....	29
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	30
3.8 - Raccordement solaire	31
3.9 - Unités d'œuvres 2017 de la concession.....	31
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	33
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée.....	34
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	40
4.3 - Comptes de la concession.....	44
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	52
4.5 - Objectivation de la marge.....	56
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	59
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	60
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	61
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	66
5.4 - Dépenses de renouvellement	66
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	67
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	70
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	71
5.8 - Plan de Renouvellement	75
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	77

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Rapport de la chambre territoriale des comptes :

La Chambre Territoriale des Comptes (CTC) a rendu publics deux rapports d'observations définitives portant, l'un sur la politique de l'Énergie de la Polynésie française depuis 2007, et l'autre sur la SEM TEP.

Le premier rapport souligne l'absence de ligne directrice imprimée au secteur de l'énergie par les différents gouvernements qui se sont succédés de 2007 à 2013 : « la politique énergétique s'est principalement focalisée sur le niveau élevé du prix de l'électricité » ; ce qui a eu pour principal effet : « d'aigrir exagérément les relations de la collectivité avec le concessionnaire historique (EDT) et de creuser les malentendus ». La chambre relève que depuis 2014, le dialogue a été restauré avec le gouvernement. La formule tarifaire a ainsi été profondément modifiée à travers l'avenant 17, pour permettre une plus grande transparence, et procéder à deux baisses du prix de l'électricité (mars 2015 et mars 2016) qui s'ajoutent à celle d'octobre 2013, totalisant ainsi une réduction de plus de 10% des prix. Ce dialogue doit perdurer, la recommandation N°1 du rapport en est le reflet.

Dans sa recommandation n° 3, le rapport de la CTC indique qu'il faut « pérenniser » la méthode de contrôle instaurée par le concédant, et non la changer. Il confirme que la mesure de la rentabilité financière d'EDT, située à 8,81% entre 2007 et 2015, est inférieure à la « fourchette raisonnable » estimée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui est de « de 9 à 11% ». Ceci conforte les informations que nous avons déjà diffusées sur le taux de résultat de la concession, qui reste au niveau tout à fait raisonnable de 2 à 5% du chiffre d'affaires depuis plus de 10 ans. Cette mention dans un rapport officiel nous permettra de renforcer notre argumentation en réponse aux prétendues « marges au-delà du raisonnable » qui avait été évoquées dans le passé, y compris par des tribunaux.

Enfin, le rapport de la CTC souligne, et ce n'est pas le moindre des points positifs, les performances techniques du groupe, notamment la réduction du temps de coupure qui est remarquable par rapport aux autres pays du bassin Pacifique.

Si la CTC salue l'émergence d'une politique énergétique, elle souligne plusieurs points faibles de la réforme du système électrique souhaité par le Pays. La CTC souligne en effet que le choix du modèle « non intégré » fait par la Polynésie, à savoir séparant la production, le transport et la distribution, est « inédit » et « sans précédent » car contraire à ce qui se fait dans les outre-mer et en Corse. Elle poursuit en précisant que « très peu de territoires de population comparables à la Polynésie ont adopté un modèle similaire ».

La CTC souligne qu'il « reste plusieurs angles morts concernant des points importants ».

Le premier d'entre eux est le coût de ce projet de transition énergétique. La CTC précise : « A aucun moment, le coût global, et surtout les conditions de la soutenabilité financière du projet de transition énergétique n'ont été abordés ». « Le Plan de Transition Énergétique ne contient aucun chiffrage global ». « Ainsi, pour atteindre les objectifs que la Polynésie s'est fixés, 50% d'EnR dans trois ans, 70% dans 8 ans (sic), les financements sont conséquents mais ne sont pas encore fléchés ». « A ce stade la part que doit logiquement soutenir le tarif reste donc indéterminée ».

Enfin, plusieurs recommandations soulignent le besoin prioritaire d'établissement des règles de péréquation fiscale pour l'ensemble des usagers du service, la nécessité de relancer l'hydroélectricité, conforter l'énergie photovoltaïque et développer la maîtrise de l'énergie, notamment l'utilisation de la norme HQE pour les bâtiments, ce qui va dans le sens de nos projets de développement.

La publication de ces rapports devrait être de nature à éclaircir le débat sur le système énergétique de notre Pays et certaines idées reçues.

Comptabilité :

1) Méthode comptable :

En rappelant :

- Que le référentiel comptable utilisé par EDT pour ses charges calculées est celui du Plan Comptable des Entreprises Concessionnaires de 1975 lequel ne permet pas l’affichage d’un résultat annuel représentatif de l’avancement économique du contrat sur la période.
- Que Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d’opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- Elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement.
- Elle permet pour un patrimoine géré constant, d’avoir une charge globale d’amortissement constante sur toute la durée de la concession.

2) Loi de pays sur les provisions :

Une loi de pays a été adoptée par l’Assemblée, sans concertation des professionnels ni du CESC. Cette loi de pays est applicable aux contrats en cours, et risque d’avoir des impacts négatifs très conséquents sur les comptes des concessions, sans pour autant atteindre les objectifs d’amélioration du service public qu’elle se fixe.

Cette loi pose des difficultés significatives car, tout en laissant à la charge des concessionnaires leurs obligations en matière de renouvellement des ouvrages, elle leur demande de justifier les provisions déjà dotées « bien par bien », ce qui est réalisable pour les provisions de renouvellement constituées pour les ouvrages en matière de production mais ce qui ne l’est pas pour les ouvrages de réseaux, compte-tenu du nombre significatif de composants et de durées de vie variables.

La loi prévoit qu’en cas d’impossibilité de justifier les provisions « bien par bien », ces dernières sont transférées dans un fonds de travaux, considéré comme un « apport du concédant » et rémunéré comme tel. Le concessionnaire se trouvera donc privé des ressources financières régulièrement constituées pour faire face à ses obligations contractuelles de renouvellement.

De même la loi, ne permet plus aux concessionnaires de doter de nouvelles provisions si elles ne sont pas justifiées « bien par bien ». Elle ne précise pas non plus dans quel cadre et quelles limites, une autorité concédante peut décider de refuser de valider le plan de renouvellement présenté par son concessionnaire, rendant ainsi réputées « sans objet » les provisions correspondantes.

Compte-tenu des conséquences significatives que cette loi fait peser sur l’économie des concessions, EDT a introduit le 23 avril 2018 un recours contre cette loi de pays au Conseil d’Etat, ce qui empêche sa promulgation le temps de la procédure.

Performance :

2017 a été l’année de la poursuite de notre plan de transformation de l’entreprise « Engie PF 2020 » avec la mise en œuvre de différents projets visant tant à l’amélioration de la performance qu’au développement de l’entreprise.

Le projet le plus significatif arrivé à terme dans l’exercice est la réforme du quart.

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2017 écoulée :

1 accident du travail avec arrêt (hors trajet) cumulant 3 jours d'interruption du travail.

- Taux de fréquence = 1,19 (valeur cible $\leq 4,7$).
- Taux de gravité = 0,04 (valeur cible $\leq 0,12$).

1 accident du travail sans arrêt (hors trajet).

6 accidents de trajet, dont 3 avec arrêt cumulant 63 jours d'interruption du travail.

Tarif :

La formule de Revenu Autorisé de notre concession prévoit que les tarifs de l'électricité sont actualisés : « tous les ans au 1er mars », ou « À tout moment : en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE ».

Toutefois, depuis le 1er mars 2016, aucune mise à jour des tarifs n'a été opérée, malgré une hausse des prix des hydrocarbures, et de la redevance de transport due à la TEP.

L'autorité concédante s'appuie sur le fait que la formule de Revenu Autorisé ne serait pas encore en vigueur, du fait du retard pris par l'adoption d'une réglementation mettant en place une péréquation tarifaire sur tout le territoire de la Polynésie française (condition suspensive à l'application de la nouvelle formule).

Par deux fois, les demandes d'augmentation tarifaires d'EDT ont été rejetées, alors que la hausse des charges supportées par cette dernière est manifeste.

En cumul à fin 2017, le manque à gagner net s'établi à 307 MF. En cumul à fin 2018, si rien n'est fait, il devrait s'élever, toutes choses égales par ailleurs, à près de 1.500 MF.

A défaut de mesure prise par le gouvernement, soit pour remettre à jour les prix de l'électricité, soit à minima pour compenser les hausses de charges subies par le concessionnaire, EDT a introduit un recours devant le tribunal administratif, sur la base de la gestion déloyale du contrat par l'autorité concédante.

Principaux indicateurs

CLIENTS	nombre de contrats clients		836	
	BT		833	99,64%
	MT		3	0,36%
	puissance souscrite au 31/12	kVA	4 512	
	BT		4 377	97,01%
	MT		135	2,99%
	Puissance maximale appelée	MW	0,60	
	nombre de kWh vendus total		3 114 207	
	BT		2 764 781	88,78%
	MT		349 426	11,22%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	106 618 836	
	BT : Total		95 702 534	89,76%
	BT : par client		114 889	
	BT : par kVA de puissance souscrite		21 866	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		17 220 090	17,99%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		78 482 444	82,01%
	MT : Total		10 916 302	10,24%
	MT : par client		3 638 767	
	MT : par kVA de puissance souscrite		80 861	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		2 483 460	22,75%
MT : part variable en XPF et % du CA total		8 432 842	77,25%	
prix moyen de vente par kWh vendu		34,24		
BT		34,61		
MT		31,24		
TECHNIQUES	Rendement réseaux		0,89	
	énergie achetée			
	énergie solaire	kWh	4 285	1,20%
	énergie hydroélectrique	kWh	934 127	34,80%
	énergie thermique	kWh	2 566 634	64,00%
	énergie totale achetée		3 505 046	
	temps moyen de coupure			
	globale		9h43	
	origine production		0h44	
	origine transport			
origine distribution		8h59		
FINANCIERS	Patrimoine			
	longueur du réseaux hors branchement	km	69	
	valeur d'origine	k XPF	648 855	
	valeur nette économique	k XPF	322 009	
	Travaux réalisés			
	dépenses de renouvellement	k XPF	6 519	
	dépenses d'améliorant	k XPF	4 280	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	153 093	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	255 203	
	part revenant au concessionnaire	k XPF	190 732	
	coût des énergies et du transport	k XPF	64 471	
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	68 641		
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	148 584		

1 – PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

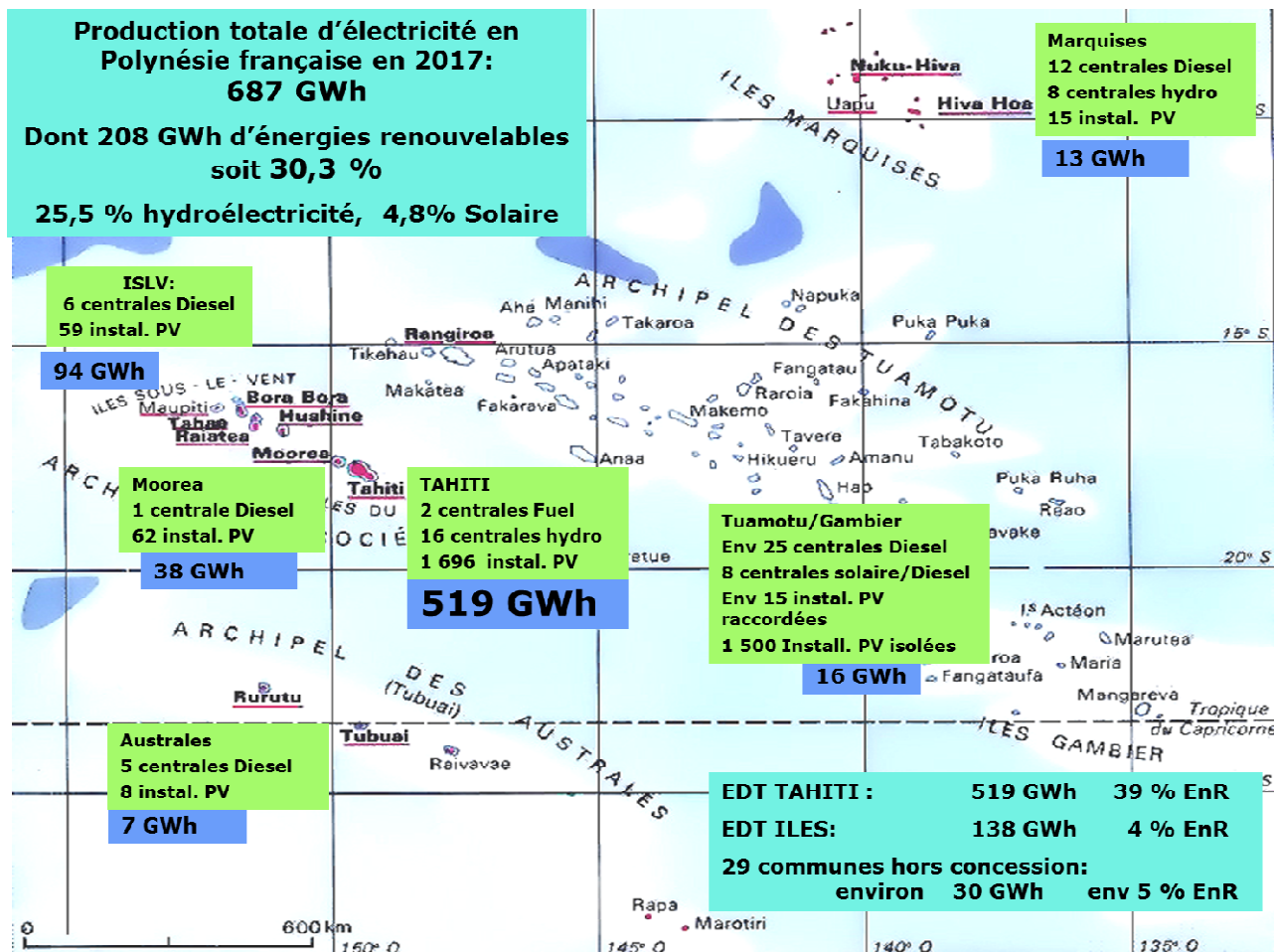
- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.1- Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



Ce système, est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 îles (sur un total de 118) pour une superficie proche de celle de l'Europe.

Dans les îles, les systèmes sont donc pour la plupart de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une île voisine.

Globalement le système polynésien n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régions communales soit de petites installations privées.

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions) à la Sem Te Mau Ito Api (1 concession) pour la commune de Makemo.

La production hydroélectrique, quant à elle, fait généralement l'objet de concessions ou d'autorisations de forces hydrauliques distinctes des concessions de distribution.

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

- Le développement des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.
- Sur Tahiti le renouvellement à court terme de la moitié des moyens thermiques existants et le démantèlement de l'ancienne centrale de Papeete

En matière de transport (Tahiti) :

Le bouclage du réseau de transport par le Nord en 90 kV lancé par la TEP en vue :

- De fiabiliser l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- D'augmenter la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et de permettre le développement de nouveaux projets hydro-électriques

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées
- Sur l'île de Tahiti, la mise en place d'un « réseau intelligent » ou smart-grid à savoir équipé de compteurs communicants et d'une informatique performante

En matière d'économie, de solidarité et d'indépendance :

- La mise en place par la Polynésie française d'un système de péréquation au bénéfice de toutes les exploitations indépendamment de leur mode de gestion (régie, délégation de service public).

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

En dehors de Tahiti, les systèmes électriques ne comportent pas de réseau de transport.

Sauf exception, les concessions de service public confiées à EDT dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production est essentiellement assurée par des centrales à gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

L'île de Makatea dispose quant à elle d'une centrale hybride solaire/gasoil.

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

Le groupe ENGIE, leader mondial des énergéticiens privés et de la transition énergétique, puise ses racines les plus anciennes dans la Compagnie universelle du canal maritime de Suez, fondée en 1858.

En 2016, Engie compte 153 090 salariés dans 70 pays, pour un chiffre d'affaires de 66,6 milliards d'euros.

Sa stratégie est fondée sur 3 grands axes, dits des « 3D » :

- une énergie Décarbonée (pétrole et charbon remplacés par les énergies renouvelables et le gaz naturel) ;
- Décentralisée (l'énergie est produite et stockée au plus près de son lieu de consommation) ;
- Digitalisée (capteurs, big data et outils numériques au service de l'efficacité énergétique et de la gestion des réseaux).

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de la longue expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité.

Au plan local, elle autorise la réalisation de synergies importantes de par la mise en commun de moyens et le partage d'expérience au quotidien.

La dimension internationale du groupe **optimise la performance**

- Par la mise en place à l'échelle du groupe d'un fonctionnement en réseau par métier, avec la fourniture d'outils et de méthodes chaque réseau étant animé et supervisé par des spécialistes de haut niveau (ex : dans le domaine des achats avec le bénéfice d'un réseau d'acheteurs spécialisés permettant l'accès à des marchés éloignés et à des tarifs négociés sur des volumes mondiaux).
- Par la disponibilité des compétences techniques et des savoir-faire existant dans tous les domaines et dans le monde entier.
- Par le partage d'expérience et le benchmark entre sociétés

Cette appartenance au groupe ENGIE **sécurise et renforce** le fonctionnement local

- Par la mise à disposition temporaire de moyens lorsque les circonstances l'exigent (ex : en cas de catastrophe naturelle)
- Par la fourniture de garanties pour le financement d'opérations trop importantes pour la structure locale.

Cette appartenance au groupe ENGIE **impose le respect des standards les plus exigeants** en matière de sécurité, de responsabilité sociétale et environnementale, ou encore d'éthique, ou de gestion des risques avec une assistance continue et des contrôles régulièrement effectués par la maison-mère.

Au cours des derniers exercices les concessions ont bénéficié de ce fait :

- De l'expérience de bureaux d'études de renommée mondiale, comme TRACTEBEL ENGINEERING pour l'étude du renouvellement des groupes thermiques de la Punaruu et des solutions gaz.
- De mission de spécialistes en informatique sur les schémas directeurs, la sécurité des systèmes d'information, en contrôle interne, gestion des risques,
- Des partages d'expériences et assistance sur les réseaux smart-grid, les bornes de paiement,
- Des polices d'assurances groupe, bénéficiant de conditions de couverture et de tarifs négociés au niveau mondial
- De l'affectation temporaire de personnels hautement qualifiés
- De l'expérience d'ENGIE Singapour filiale spécialisée en trading pour faire baisser le coût des approvisionnements en fioul.
- Du réseau d'acheteurs et des volumes internationaux pour faire baisser le coût en approvisionnement notamment du câble et des transformateurs.

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

En Polynésie le groupe est organisé en deux pôles énergie et services.

Le pôle énergie composé des sociétés EDT, MARAMA NUI, ELECTRA et TAHITI SUD ENERGIE est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 18 concessions de Tahiti et des îles
- MARAMA NUI assure en concession la production hydroélectrique dans 6 vallées de Tahiti.
- TAHITI SUD ENERGIE assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques

Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support.

Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque.

Pour le pôle énergie, il réalise en sous-traitance des opérations de maintenance des moteurs dans les îles et sur Tahiti des travaux sur les réseaux.

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Hiva Oa est de 7 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production 5 agents
- Gestion de clientèle 1 agent

avec l'assistance d'un patenté en sous-traitance technique.

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, ...)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux termités, cellules HTA oxydées, ...)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux
- le repérage des câbles souterrains pour répondre aux Déclarations d'Intention de Commencement des Travaux (DICT) des différentes entreprises travaillant au voisinage des réseaux,
- l'élagage des arbres et végétations à proximité des réseaux
- les mises hors tension des réseaux (consignation) pour travaux
- les visites de réseaux pour veiller à leur bon état de fonctionnement
- les dépannages réseaux (arbre tombé sur le réseau, ...) et clientèle (remplacement de disjoncteurs, ...)
- la relève des index de l'ensemble du parc de compteurs de la concession selon le planning annuel défini par la Direction Commerciale
- la réalisation de l'ensemble des interventions issues des opérations commerciales et contractuelles
- la mise sous tension des nouveaux clients, changements de puissance

PRODUCTION (thermique et hydro)

- la fourniture d'une énergie (tension, fréquence) de qualité en répondant aux exigences du cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune)
- la maintenance des groupes (révisions, vidange, ...) et installations hydro (captages, turbines, bassins, ...)
- les dépannages (avaries, ...)
- les relevés périodiques de gazole, d'huile, des effluents rejetés, de manière à suivre et vérifier la conformité et l'efficacité des moyens utilisés
- les appoints de réfrigérant et d'huiles
- l'approvisionnement en gazole
- la sécurité des équipements à l'aide d'un Système de Sécurité Incendie (SSI)

Ils assurent de manière générale, l'exploitation des moyens de distribution et production de manière à fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune) dans le respect de l'Arrêté d'exploitation de l'île et des normes diverses, telles que NFC18 510 ; NF EN 50 160... tout en assurant la sécurité des biens et des personnes.

Ils gèrent leur magasin de pièces de distribution et production, et assurent une astreinte clientèle et technique 24h/24.

L'agent commercial gère l'agence commerciale de Hiva Oa dont les principales activités consistent à :

- conseiller le client
- accompagner le client dans son utilisation de l'énergie électrique
- réceptionner et traiter les demandes des clients
- assurer les encaissements des factures
- mettre à jour les comptes clients après règlement
- enregistrer toutes les demandes de travaux simples ou complexes
- suivre les demandes de travaux simples (branchements, travaux forfaitaires)
- mettre à jour les contrats d'abonnement
- traiter les réclamations simples (explication de facture, correction de factures simples).

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

- des bureaux pour les services d'exploitation ;
- une agence commerciale ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 4 véhicules d'intervention 4x4 avec VHF sécurisé ;
- 1 nacelle automotrice ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Hiva Oa bénéficie directement :

- a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Îles) d'un effectif de 23 salariés

Il est chargé d'organiser, de suivre et d'assister les exploitations des îles dans les domaines de :

- la conduite et exploitation des ouvrages de production et de distribution,
- le service clientèle dans les petites îles,
- les travaux de branchements,
- les opérations de maintenance distribution et production,
- l'approvisionnement et l'expédition du combustible, huile et matériels nécessaires à l'exploitation,
- l'élaboration des propositions commerciales en éclairage public,
- la bonne application et respect des exigences décrites dans l'Arrêté d'exploitation de l'île, le cahier des charges en relation avec l'autorité concédante et la réglementation en vigueur (Code du Travail, ...)

- b) Des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan des services techniques :

- Travaux réseaux (renouvellement de câbles souterrains, étude de raccordement clientèle grand compte, ...)
- Etudes et Développement des réseaux (cartographie, ...)
- Etudes en matière de production (Etudes diverses, travaux sur centrales, commande groupes, dossiers administratifs)
- De la cellule Télécommunication Contrôle Electrique, TCE, (pour des interventions de dépannage, le contrôle et le réglage des protections BT et HTA)

Au plan de la gestion commerciale :

- Des services ou cellules spécialisées
 - Solutions énergétiques
 - Comptabilité clients et recouvrement
 - Facturation
 - Réclamation
- D'un réseau de près de 25 agences permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.

- D'outils performants
 - Un centre d'appel téléphonique disponible 24/24h,
 - Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux,
 - Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc.

Au plan du management et des autres supports, des services ou cellules spécialisées suivantes :

- Administration et finance
- Achats, approvisionnement
- Communication, marketing
- Digital et Services informatiques
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- Ressources humaines et formation

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 - 2.1 Mode de détermination des tarifs
 - 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017
 - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
 - 2.4 Autres produits d'exploitation
 - 2.5 Statistiques de ventes
 - 2.6 Gestion des impayés
 - 2.7 Dépenses de la Commune
 - 2.8 Services offerts à la clientèle
 - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

La dernière actualisation est applicable depuis le mois de Mars 2016, en référence à l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié par l'arrêté n° 223 CM du 02 Mars 2016, publié au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF).

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Prix du kWh (XPF)
BT Usage social 1ère tranche	P1	de 0 à 240 kWh/mois	19
BT Usage social 2ème tranche	P2	au-dessus de 240 kWh/mois	39
BT Usage domestiques 1ère tranche	P3	de 0 à 240 kWh/mois	24,5
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	au-dessus de 240 kWh/mois	39
BT Eclairage public	P4		33
BT Usage professionnel	P5		35,75
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	25
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	22
Prépaiement 2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22
Prépaiement 3,3 kVA de puissance souscrite	P9		28
Prépaiement 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		37

PRIME D'ABONNEMENT	XPF/kVA
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "petits consommateurs" (puissance souscrite ≤ 3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395
Tarifs "classique" basse tension usages professionnels et autres usages	360
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1533
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1245

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	XPF / kVA de puissance souscrite
	P = 39,00 XPF
Basse tension	
Tarif "petits consommateurs"	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Autres Tarifs Basse Tension	ASC = 50 x P x kVA ASC = 1 950 XPF x kVA
Moyenne tension	ASC = 100 x P x kVA ASC = 3 900 XPF x kVA

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur 01/03/16	kWh vendus postérieur 01/03/16	Total kWh vendus	Montant antérieur 01/03/16	Montant postérieur 01/03/16	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance au 31/12/17
BT Usage social 1ère tranche	P1	235	916 549	916 784	4 465	17 414 431	17 418 896	19 363	5 108 261	1 616
BT Usage social 2ème tranche	P2	5	83 037	83 042	195	3 238 443	3 238 638			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	2 850	430 753	433 603	78 395	10 062 952	10 141 347	12 813	4 868 075	1 073
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	-1 826	191 190	189 364	-85 396	7 109 717	7 024 321			
BT Eclairage public	P4		60 737	60 737		2 004 321	2 004 321	673	242 352	56
BT Usage professionnel	P5		1 081 251	1 081 251		38 654 921	38 654 921	19 342	7 001 402	1 632
MT Tarif jour	P6		248 490	248 490		6 212 250	6 212 250	1 620	2 483 460	135
MT Tarif nuit	P7		100 936	100 936		2 220 592	2 220 592			
Total		1 264	3 112 943	3 114 207	-2 341	86 917 627	86 915 286	53 812	19 703 550	4 512

Ventes totales
Prix moyen

106 618 836
34,24

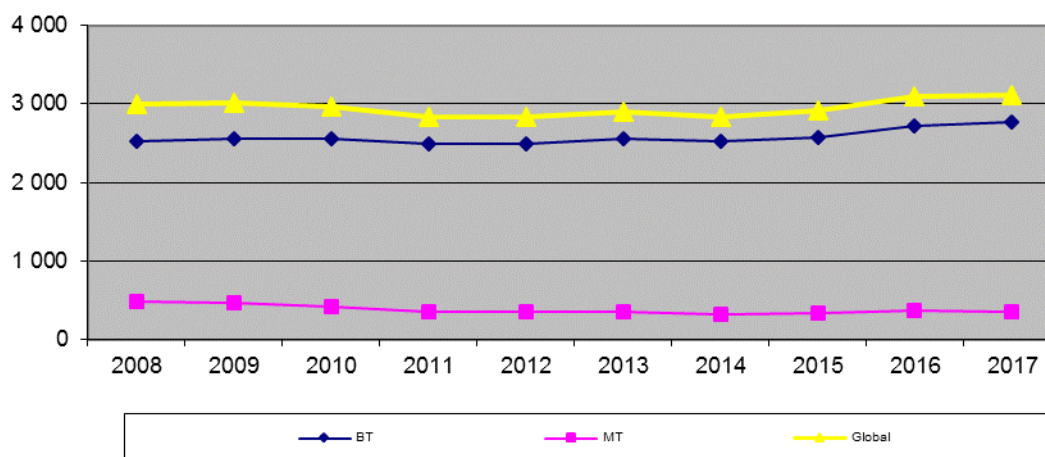
2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	185 023 XPF
- Frais de relance :	<u>544 824 XPF</u>
- Total	729 847 XPF

2.5 - Statistiques de ventes

Croissance des ventes de kWh



Les ventes d'électricité ont évolué de +0,8% (soit +26MWh) entre 2016 et 2017 pour s'établir à 3,1 GWh sur 2017.

Cette augmentation globale est liée à la hausse de 1,8% (+50 MWh) des ventes en basse tension (qui représentent 89% des volumes), qui vient largement compenser la baisse de 6,4% (-24 MWh) des ventes en moyenne tension.

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) est restée stable sur 2017, comparativement à 2016. Un léger basculement des ventes du tarif « classique » usages domestiques (qui reculent de 0,6%, soit -3,5 MWh) s'est néanmoins opéré vers le tarif « petits consommateurs », dont les ventes progressent de 0,3% (soit + 2,6 MWh), malgré la tendance inverse observée en termes d'évolution du nombre de clients dans chacun des tarifs.

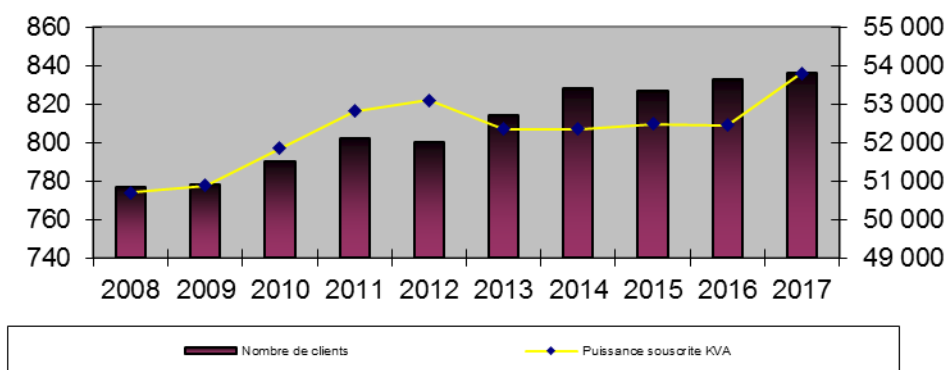
Les tarifs domestiques représentent 58% des volumes basse tension en 2017, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 36% des ventes basse tension

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 61 MWh vendus sur 2017, ont pour leur part diminué de près de 10% en 2017, soit -7 MWh.

Les ventes des clients professionnels en basse tension, qui représentent 39% des ventes basse tension, ont significativement progressé de +5,5% (+56 MWh), portées par la croissance du nombre de clients (+3,5%) mais surtout par l'augmentation des consommations de certains clients magasins.

La baisse des ventes en moyenne tension s'explique par la baisse de la consommation électrique du GSMA.

Nombre de clients et puissance souscrite



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2016
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	833	+0,4%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>3</u>	<u>0%</u>
	836	+0,4%

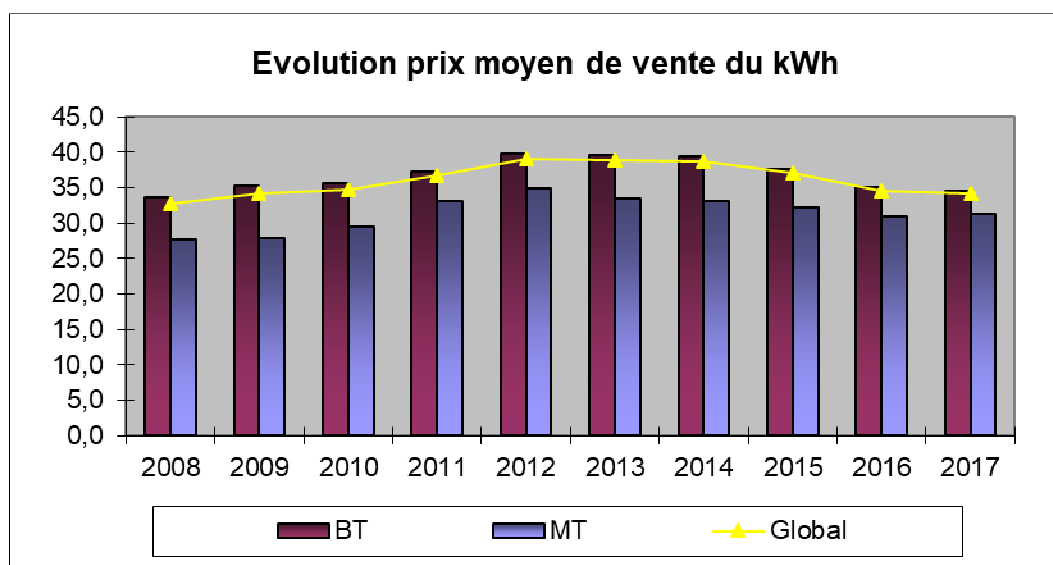
Les principales évolutions concernent :

- la baisse de 1% du nombre de contrats en tarif « petits consommateurs », avec 5 contrats en moins sur 2017, comparativement à 2016
- la hausse de 1,8% du nombre de contrats en tarif « classique usages domestiques », avec 3 contrats supplémentaires à fin 2017
- l'augmentation de 3,5% du nombre de clients en usages professionnels basse tension avec la souscription de 5 contrats supplémentaires

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2017 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 59%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 20%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Usages professionnels basse tension 18%
- Tarif Moyenne tension 1%

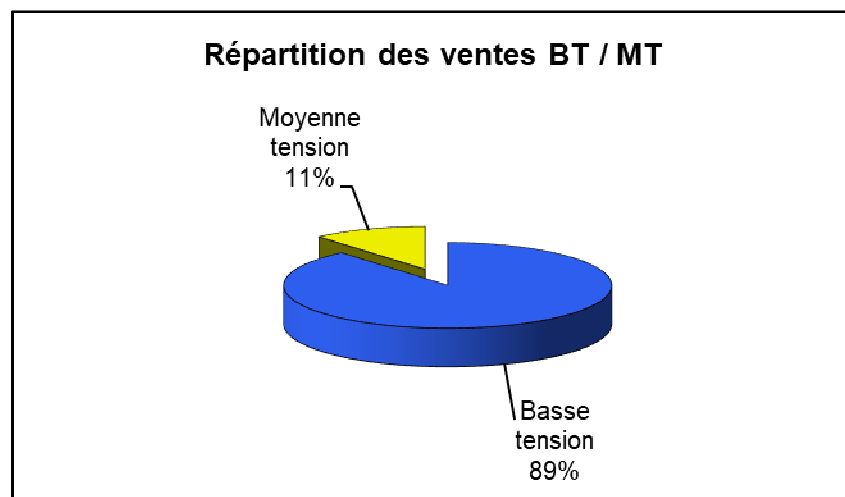
La puissance souscrite facturée s'élève à 5 812 kVA, soit une hausse de 2,6% par rapport à 2016, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2016
Tarifs basse tension	34,6 Fcp	-1,4%
Tarifs moyenne tension	31,2 Fcp	+1,2%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	34,2 Fcp	-1,1%

Le prix moyen de vente du kWh reste relativement stable par rapport à 2016, du fait d'un maintien des prix de l'électricité depuis le 1^{er} mars 2016. La légère baisse du prix moyen facturé en tarifs basse tension est liée à l'évolution du mix tarifs.

La légère hausse de prix moyen facturé en tarifs moyenne tension s'explique par la plus forte baisse de 8% des ventes facturées en tarif nuit, comparativement au tarif jour qui recule d'environ 6%.



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

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2017, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Hiva Oa, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/17, était de près de 23 Millions Fcp, ce qui représente 21% du chiffre d'affaires énergie 2017, soit un délai de créances clients de 75 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Hiva Oa, en moyenne 110 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 13% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Hiva Oa, en moyenne 4 clients, soit 0,4% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

Si la situation de non-paiement perdure, le recouvrement des impayés est alors généralement confié à des prestataires de recouvrement, sociétés spécialisées dans le domaine.

En cas d'échec de recouvrement, pour diverses raisons (client insolvable, introuvable, client en redressement ou liquidation judiciaire, ...), à l'issue notamment du délai légal de prescription, ces impayés sont alors passés en pertes (créances irrécouvrables).

En 2017, seuls 27 894 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Hiva Oa.

Il est important au passage de souligner l'entrée en application en 2017 de la nouvelle loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016), qui réduit le délai de prescription pour le paiement des factures d'énergie et de travaux à 2 ans au lieu de 5 auparavant pour les clients domestiques.

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nb contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé	Prix moyen TTC
Domestique	1	11	33 161	3 014,64
Eclairage Public	14	61 338	2 563 814	41,80
Usages professionnels Basse Tension	39	116 203	6 210 445	53,44
Moyenne Tension	-	-	-	
Total	54	177 552	8 807 420	49,60

A fin 2017 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT était de 8,8 Millions XPF TTC, dont près de 2,6 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 54 compteurs.

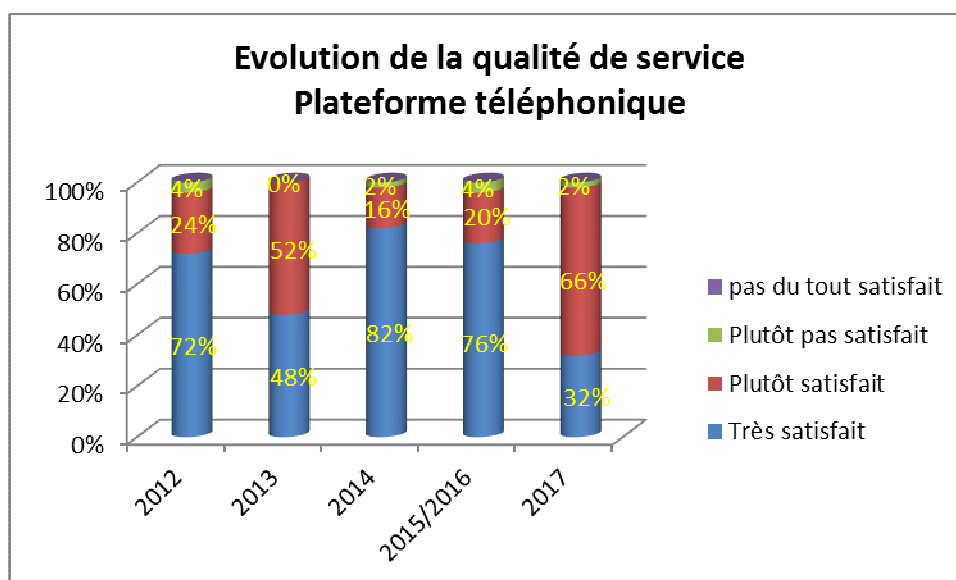
Le montant des dépenses de la commune pour des travaux commandés à EDT (branchements, ...), en dehors des travaux d'extension correspondant à l'article 14A1 du cahier des charges de concession, s'élève à 117 582 XPF TTC sur 2017.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services. Les clients peuvent désormais régler leur facture selon plusieurs choix de service : Directement en agence clientèle, sur l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf » ou également par téléphone via le module de télévente développé au sein de notre centre d'appel et depuis septembre 2017 l'acceptation de la carte privative sur la vente à distance.

Campagnes d'appels mystères



EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation globale de la qualité de l'accueil téléphonique avec 98% des clients traités qui se déclarent satisfaits du service rendu.

Indicateurs Centre de Relations				
Clients	2014	2015	2016	2017
Nombre d'appels	54 752	52 924	51 641	57 499
% traités	81%	81%	76%	72%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes	22 secondes	31 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47	2 mn 49	2 mn 40
Webmails	2732	3 906	3 395	2 258

Les autres indicateurs de la qualité de service de la plateforme téléphonique du groupe EDT indiquent une évolution de la mission de la plateforme vers un centre de relations clients, on constate une baisse des demandes clients qui transitent par l'agence en ligne, ceci s'explique par une réorganisation des flux clients qui sont désormais traités par deux entités afin de répondre au mieux au client. Il est important de noter également une refonte graphique complète de l'agence en ligne qui a facilité le self care client.

L'information clients par SMS

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

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

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

Nombre de souscriptions Services SMS à fin 2017

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Hiva oa	534	9	425	276	440	1 684

2.9 - 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 :

FORMULAIRE

CLIMATISATION	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
12000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
18000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
9000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
VENTILATEUR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
EAU CHAUDE SANITAIRE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
CHAUFFE EAU ELECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
ÉCLAIRAGE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
LAMPE À INCANDESCENCE / HALOGÈNE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
LAMPE LBC / LED	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
ELECTROMENAGER	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
ASPIRATEUR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
CAVE À VIN	<input type="text"/>	24	30	0.00
CONGÉLATEUR	<input type="text"/>	24	30	0.00
CUISINIÈRE ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
FER À REPASSER	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
FONTAINE À EAU	<input type="text"/>	24	30	0.00
FOUR ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00

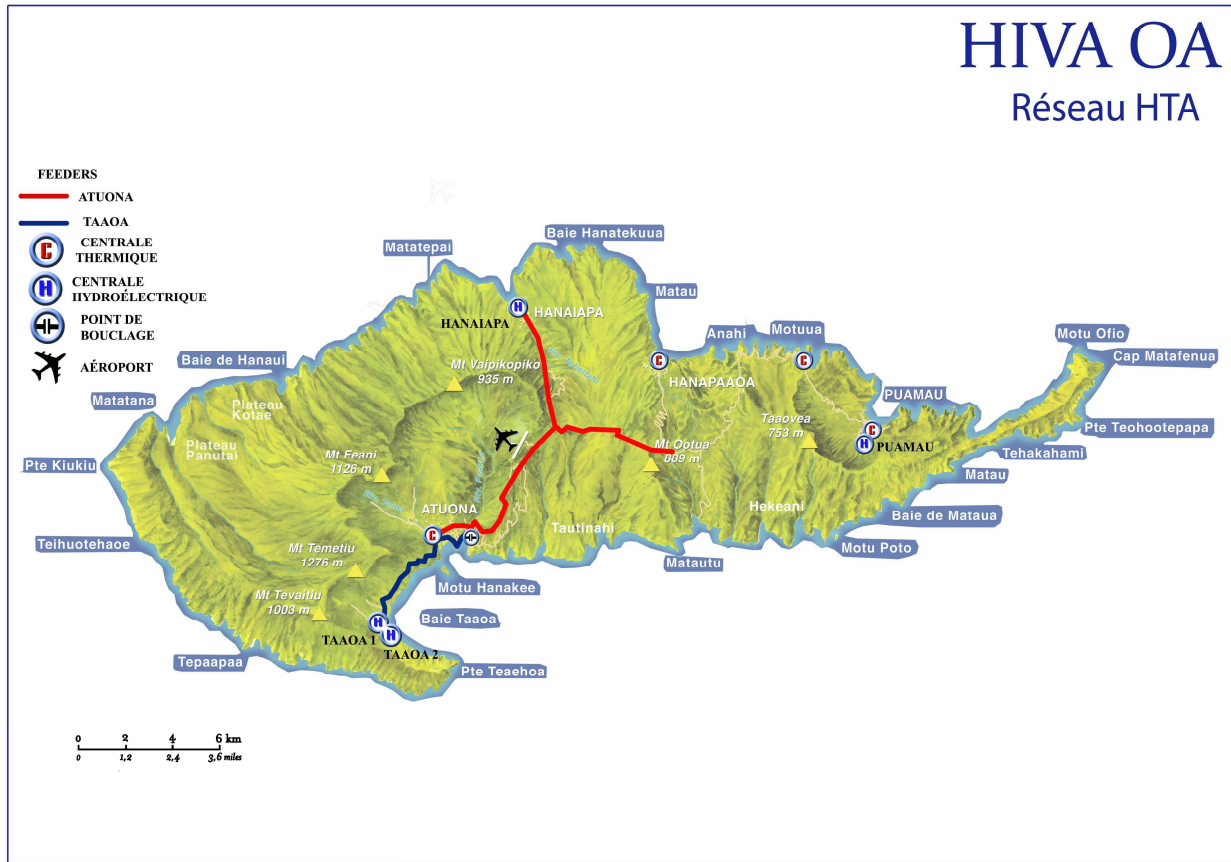
- Calculateur de puissance : il peut évaluer son éligibilité à un tarif plus favorable
- Calculateur de lampes : en un simple clic il compare la consommation de ses lampes avec des lampes économiques, le résultat est une aide à la décision d'équipement
- Simulation de factures : grâce à des données de consommation, le client peut avoir une idée de sa facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- Bilan énergie : dorénavant proposé en espace public et en espace client, cet outil permet au client de se positionner sur ses habitudes de consommation.

Le besoin de maîtriser sa consommation énergétique a été révélé par l'enquête sur les usages numériques des clients d'EDT, une mise en valeur de ces derniers a été faite sur la home page de l'agence en ligne. Une refonte de l'outil « Bilan énergie » a été effectuée en cours d'année dans un objectif de simplification pour le client.

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.7 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Unités d'œuvres 2017 de la concession

➤ **Bilan technique**



3.1 - Autorisation d'exploitation

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	7513	14/05/2017	ATUONA-HIVA OA	Nouveau

3.2 - Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de HIVA OA est de 6 agents en 2017.

Ces agents gèrent les centrales d'Atuona, Hanapaaoa, Nahoe, Puamau et les centrales hydroélectriques de Taaoa.

3.3 - Détail des ouvrages de production

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

site	Intitulé	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2017	HDM au 1er Janvier 2018	Nbre h de fonctionnement 2017
Centrale ATUONA	G1 ATUONA	FG WILSON	400	256	22/05/2017		3 964	3 964
Centrale ATUONA	G2 ATUONA	FG WILSON	400	256	01/03/2008	39 355	43 569	4 214
Centrale ATUONA	G3 ATUONA	FG WILSON	400	256	22/05/2017		2 645	2 645
Centrale ATUONA	G4 ATUONA	FG WILSON	400	256	01/01/2010	11 417	15 386	3 969
Centrale ATUONA	G5 HIVA OA	PRAMAC	80	64	01/07/2011	1 324		0
Centrale HANAPAAOA	G1 HANAPAAOA	FG WILSON	50	32	01/12/2009	28 854	35 039	6 185
Centrale HANAPAAOA	G2 HANAPAAOA	FG WILSON	33	22	01/08/2013	14 135		3 020
Centrale NAHOE	G1 NAHOE	FG WILSON	50	32	15/03/2016		6 972	5 540
Centrale NAHOE	G2 NAHOE	FG WILSON	33	22	01/08/2013	13 750	18 467	3 853
Centrale PUAMAU	G1 PUAMAU	FG WILSON	65	44	01/11/2016	1 154	5 839	3 021
Centrale PUAMAU	G2 PUAMAU	FG WILSON	65	44	01/11/2016	1 325	5 538	3 639
Hydro Puamau	Turbine Puamau	BIWATER	75	60	07/07/1988	70 299	70 299	0
Hydro Taaoa1	Turbine Taaoa 1	BOUVIER	115	105	01/01/1982	35 635	44 225	8 590
Hydro Taaoa2	Turbine Taaoa 2	BIWATER		320	01/01/1988	99	271	172
Hydro Hanaiapa	Turbine Hanaiapa	BIWATER	75	60	01/01/1982	98 002	6 514	6 514

3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoa, Puamau, Nahoe :

4.1) Hiva Oa

HIVA OA 2017	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	Pointe Maxi (kW)	Conso gazole (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	218 242	213 042	102 942	447	69 397	1 675
Février	207 432	202 418	77 886	546	65 360	1 519
Mars	214 322	209 424	94 309	540	66 622	1 680
Avril	221 046	216 336	81 424	500	64 388	1 578
Mai	225 985	221 103	77 588	-	71 767	1 699
Juin	229 402	224 456	75 632	505	67 100	1 681
Juillet	228 011	223 002	59 668	503	67 713	1 716
Août	221 540	216 596	62 600	501	65 209	1 641
Septembre	216 094	211 333	61 205	530	62 694	1 636
Octobre	207 050	201 929	83 214	489	61 792	1 778
Novembre	202 260	197 494	81 632	501	61 148	1 716
Décembre	215 637	210 584	76 027	-	65 558	1 700
TOTAL Thermique + Hydro	2 607 021	2 547 716	934 127	600	788 748	303

4.2) Atuona

Sortie de centrale thermique, 2 291 MWh ont été produits en 2017 contre 2 275 MWh en 2016.

684 648 litres de gazole ont été consommés en 2017 contre 705 405 en 2016 et 2 687 litres d'huile ont été consommés.

La puissance de pointe appelée est de 546 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

ATUONA 2017	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	Pointe Maxi (kW)	Conso gazole (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	194 692	190 307	102 942	447	60 197	309
Février	186 240	181 900	77 886	546	57 760	310
Mars	192 186	187 940	94 309	540	57 872	301
Avril	197 209	193 137	81 424	500	55 238	280
Mai	205 051	200 745	77 588	-	63 517	310
Juin	208 392	204 175	75 632	505	58 600	281
Juillet	205 596	201 362	59 668	503	58 863	286
Août	199 080	194 782	62 600	501	56 709	285
Septembre	195 312	191 278	61 205	496	54 594	280
Octobre	185 115	180 821	83 214	469	52 892	286
Novembre	180 513	176 513	81 632	501	52 048	288
Décembre	192 151	187 919	76 027	-	56 358	293
TOTAL (Thermique + Hydro)*	2 341 537	2 290 879	934 127	546	684 648	292

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

4.3) Nahoe

Sortie de centrale, 49 032 kWh ont été produits en 2017 contre 51 941 kWh en 2016.

25 000 litres de gazole ont été consommés en 2017 contre 28 000 en 2016 et 278 litres d'huile ont été consommés.

La puissance de pointe appelée est de 10 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 32 kW.

NAHOE 2017	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Conso gazole (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	4 720	4 470	2 500	530
Février	3 789	3 637	1 600	422
Mars	4 030	3 921	2 050	509
Avril	4 700	4 636	2 150	457
Mai	4 289	4 212	2 000	466
Juin	4 236	4 010	2 000	472
Juillet	4 053	3 829	2 050	506
Août	4 291	4 190	2 150	501
Septembre	3 774	3 557	1 900	503
Octobre	4 548	4 243	2 300	506
Novembre	4 166	3 927	2 000	506
Décembre	4 656	4 400	2 300	506
TOTAL	51 252	49 032	25 000	488

4.4) Puamau

Sortie de centrale thermique, 164 831 kWh ont été produits en 2017 contre 174 310 kWh en 2016.

53 900 litres de gazole ont été consommés en 2017 contre 59 000 en 2016 et 392 litres d'huile ont été consommés.

La puissance de pointe appelée est de 24 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 44 kW.

PUAMAU 2017	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Conso gazole (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	14 839	14 394	4 600	310
Février	13 643	13 234	4 200	308
Mars	14 277	13 849	4 600	322
Avril	15 059	14 607	4 900	325
Mai	13 121	12 727	4 100	312
Juin	13 391	12 989	4 500	336
Juillet	14 773	14 330	4 600	311
Août	14 502	14 067	4 300	297
Septembre	13 447	13 044	4 300	320
Octobre	14 128	13 704	4 400	311

Novembre	13 817	13 402	4 800	311
Décembre	14 932	14 484	4 600	311
TOTAL	169 929	164 831	53 900	317

4.5) Hanapaaoa

Sortie de centrale, 42 974 kWh ont été produits en 2017 contre 46 270 kWh en 2016.

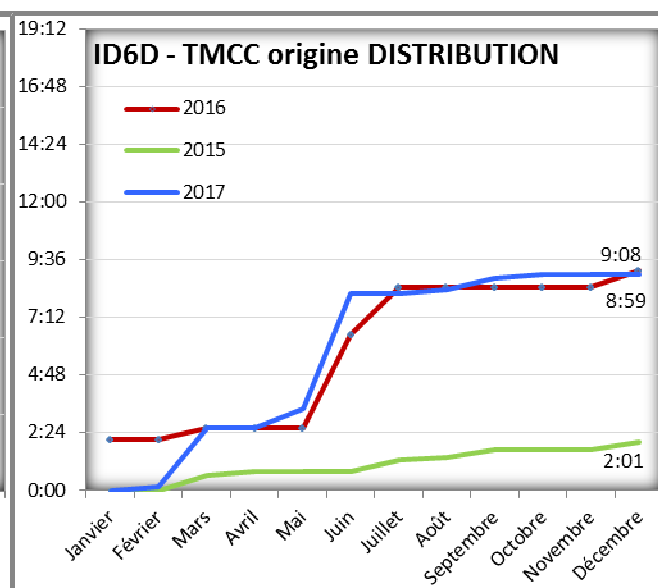
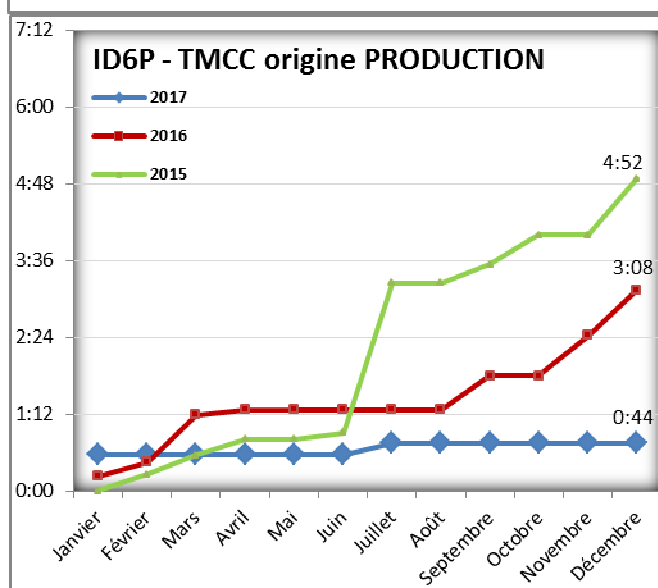
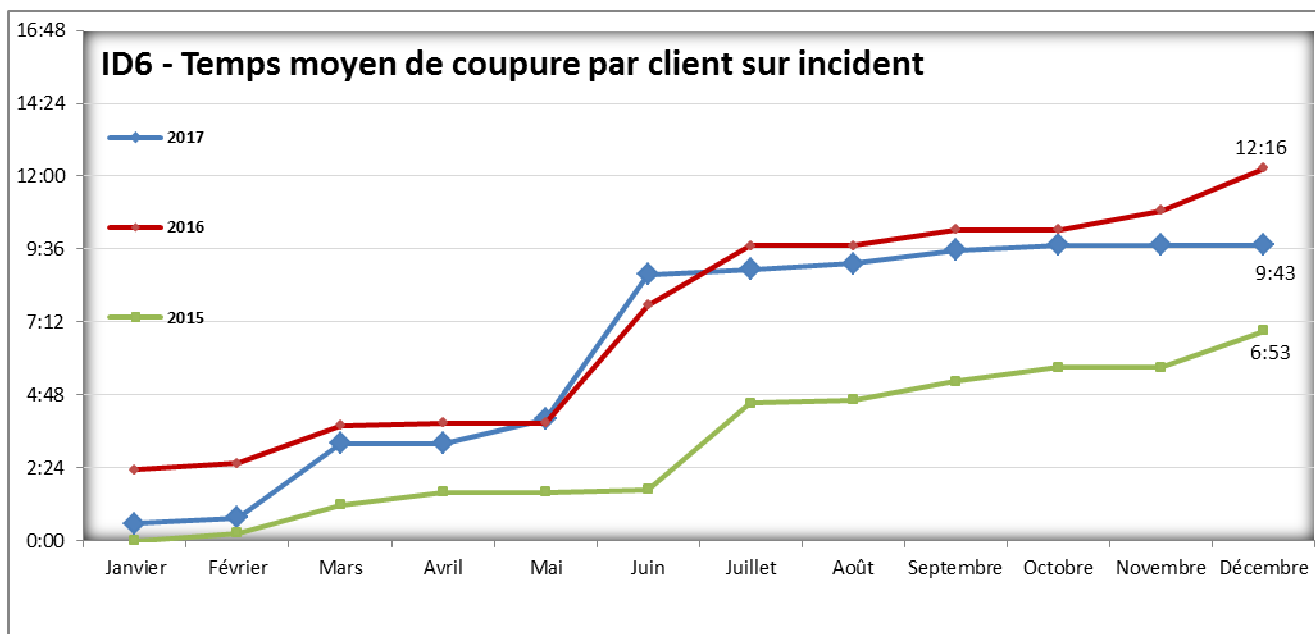
25 200 litres de gazole ont été consommés en 2017 contre 27 800 en 2016 et 263 litres d'huile ont été consommés.

La puissance de pointe appelée est de 20 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 32 kW.

HANAPAAOA 2017	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Conso gazole (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	3 991	3 871	2 100	526
Février	3 760	3 647	1 800	479
Mars	3 829	3 714	2 100	548
Avril	4 078	3 956	2 100	515
Mai	3 524	3 418	2 150	610
Juin	3 383	3 282	2 000	591
Juillet	3 589	3 481	2 200	613
Août	3 667	3 557	2 050	559
Septembre	3 561	3 454	1 900	534
Octobre	3 259	3 161	2 200	675
Novembre	3 764	3 651	2 300	611
Décembre	3 898	3 781	2 300	590
TOTAL	44 303	42 974	25 200	569

3.5 - Qualité de service

Le TMCC 2017 est de 9h43 en baisse par rapport à celui de 2016, essentiellement dû aux orages de mars et à une chute de cocotier sur le réseau en Juin.



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Ce type d'exercice est annuel et permet la formation des agents de première intervention. Le POI de 2017 a eu lieu en novembre avec la participation des pompiers de l'île.

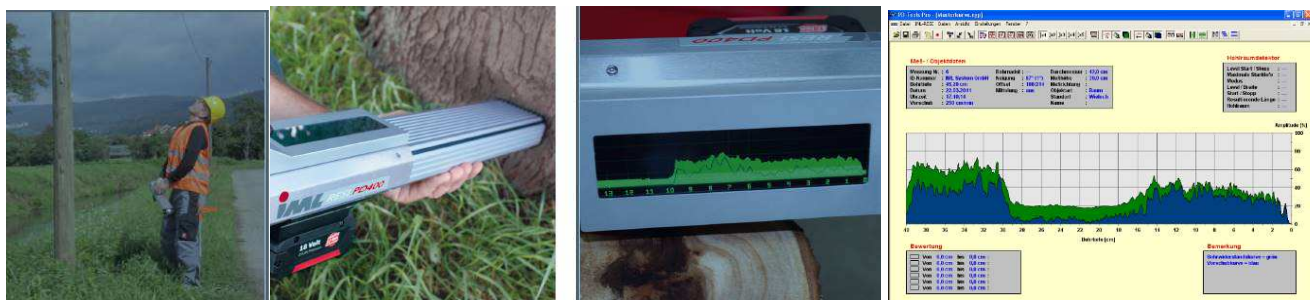
Traitement des effluents :

1230 litres d'huile de vidange et 6 fûts de filtres usagés et déchets souillés par du combustible ont été rapatriés sur Tahiti en 2017 (Société TOTAL).

3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

- Mise en exploitation du nouveau P50 à Naohe en mars en remplacement du GE1 arrivé en fin de vie.
- Renouvellement des groupes G1 et G3 effectué en juin 2017 et remplacement des automates 6000 des groupes GE2 et GE4 Atuona par des COMAP .
- En novembre : mise en place de la protection découplage cellule CM et Sepam S42 à la centrale de Taaoa.
- En décembre : début des rénovations des centrales de Taaoa et Puamau.
- L'électrification de Taaoa et la rénovation du bassin de la centrale hydroélectrique de Taaoa2 est prévue en avril 2018.
- Suite à l'effondrement du pont de Hanapaaoa en mai 2017 l'acheminement des fûts de Gazole est devenu problématique pour cette vallée. La réparation du pont a commencé en avril 2018 par l'entreprise BOYER.
- En distribution, les opérations sur les ouvrages concernent principalement :
 - o Le remplacement de l'ensemble des interrupteurs aérien à commande manuelle HTA (IACM) par des IAM (Interrupteurs Aériens Manuels). Ces nouveaux équipements permettent les manœuvres des réseaux par les agents dans de meilleures conditions de sécurité.
 - o le renouvellement de 25 supports bois des lignes aériennes HTA et BT, et de branchements sur le réseau
 - o la création de nouveaux branchements
 - o les extensions article 14a1

Une campagne de recensement et d'un audit de l'état des supports bois du réseau est prévu en 2018. Le recensement permettra la mise à jour du Système d'Information Géographique SIG. L'audit des poteaux, basé sur l'utilisation d'un résistographe à aiguille, permettra d'évaluer l'état et la résistance mécanique des poteaux.



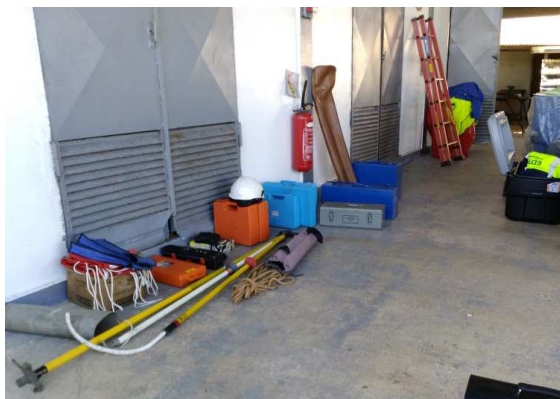
Formation :

Un programme de formation métier par un expert de la distribution s'est achevé en novembre 2017 sur l'ensemble des concessions des îles, La formation de terrain se déroule sur une semaine, avec des travaux de réseaux encadrés par le formateur : utilisation d'outillage spécifique, dépannage branchement, entretien transformateur ou poste, travaux en nacelle, etc. avec une revue des outillages et des processus tels que la consignation, et des rappels systématiques sur tous les aspect de sécurité au travail et pour les Tiers.

Un agent en formation sur une manœuvre de Cut-out



Revue d'outillages



Une formation itinérante « Travaux en hauteur et bucherons / Sauvetage JAG Rescue kit (sauvetage d'un agent en hauteur) » a également été menée sur l'ensemble des exploitations des îles. La formation bucherons porte sur le maniement des tronçonneuses.

3.8 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2017	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
1	9	0	0	0	0	0	0	0

3.9 - Unités d'œuvres 2017 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	600
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	364
Puissance garantie en kW (PG2)	524
Nb de kWh vendus	3 114 207
Quantité en litre de combustible	788 748
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 547 716
Nb de kWh hydro acheté par tarif	934 127
Nb de kWh solaire acheté par tarif	4 285
Nb de km de réseaux hors branchements	65
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	2 785
Nombre d'abonnés (BT et HT)	836

L'écart éventuel entre l'UO « longueur de réseaux » et les valeurs du tableau « Répartition des longueurs de réseau » provient du fait que, depuis l'avenant 17, l'UO ne prend pas en compte les corrections d'erreurs effectuées dans notre SIG. Seules les extensions terrain sont intégrées.

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	4 285	0

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT ss branchements			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marine	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Hiva Oa	28,1	0,2	-	28,3	38,5	2,6	41,1	66,6	2,8	69,4	96%	4%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a un contrat :

Pour l'élagage de 50 km de réseau avec un prestataire de l'île, Alec Mu, jusqu'en 2018

Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie

Pour le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES

Pour la visite/entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- 4.1 Principe de la comptabilité appropriée
- 4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique
- 4.3 Actif, Passif et Résultat de la concession
- 4.4 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et Produits comptabilisés
- 4.5 Objectivation de la marge

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2016 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2016.

Les comptes y sont présentés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre), séparant ce qui est récurrent de ce qui ne l'est pas.

La marge de l'entreprise est présentée par activité, en marge brute d'une part puis en marge nette pour mettre en évidence la part revenant aux actionnaires.

Les grands principes qui la régissent sont :

- 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

4.1.1) – 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.

4.1.2) – La séparation des services délégués

A l'exception des services mutualisés pour des raisons de coordination et d'efficacité à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

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

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

4.1.3) – 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...)

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...)

4.1.4) – La prééminence de l'imputation directe

Dans le respect de ce principe toute dépense engagée au bénéfice d'une concession ou d'une activité y est toujours directement affectée.

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Hiva Oa, en 2017 :

- Les imputations directes concernent 77% 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 23% 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	64%	13%	77%
Frais répartis sur la concession	14%	9%	23%
Total	78%	22%	100%

4.1.5) – La non compensation des produits et des charges

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

4.1.6) – La justification du périmètre de charges

La structure de la comptabilité analytique colle à l'organisation de l'entreprise permettant la connaissance parfaite des dépenses engagées par chaque service.

Pour sa part, l'organisation de l'entreprise répond à diverses contraintes :

- la contrainte métiers avec des responsables « techniques » par métier

- la contrainte contractuelle avec la gestion d'un patrimoine important (centrales et réseaux) confié à l'entreprise pour l'exécution d'un service de qualité ce qui nécessite des responsables pour chaque contrat de concession, sous tous leurs aspects à savoir qualité de service, gestion budgétaire, sécurité etc...
- Les contraintes de la taille des exploitations et de l'isolement géographique qui obligent à la superposition d'un maximum de moyens sur place dans les îles avec l'existence de services mutualisés à forte valeur ajoutée, ce qui permet d'améliorer l'efficacité et d'optimiser les dépenses.

Il ressort de cette organisation que les périmètres de charge sont parfaitement définis.

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
 - le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
 - la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un service dispatching spécifique doté de moyens propres (locaux, immobilisations et personnels), ce service d'une dizaine de personnes fonctionne 24h sur 24h.
- Dans les autres îles, cette fonction est assurée en astreinte par l'exploitant, ses coûts ne sont pas différenciés.

Transport :

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un réseau de transport lequel fait l'objet d'une délégation de service public confiée à la TEP, ses moyens sont distincts de ceux d'EDT.
- Ce réseau qui relie les centres de production au réseau de distribution a pour frontière la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs production, situées en sortie de centrale, avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport, et à l'autre bout, la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs de distribution avec les bornes « aval » des disjoncteurs du transport pour l'île de Tahiti.
- L'avenant 17 formalise l'accord d'EDT pour homogénéiser ses frontières et intégrer dans ses actifs des transformateurs rattachés historiquement à la concession de Transport.

Distribution :

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, la frontière 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.

4.1.7) – La permanence des méthodes

- Revenu autorisé :
- En 2017, le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs. Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
 - Pour 2016 au revenu autorisé
 - Pour 2017 au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés. (principe de péréquation)

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 (entre les facturations émises et le revenu autorisé), comptabilisé en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent

- Changements de présentation
 - Pour tenir compte de la signature d'un contrat de vente d'énergies à TSE, les lignes « Facturations P1, P2 et matières consommées » ont été ajoutées au compte de résultat analytique
 - La mise en œuvre d'une nouvelle méthode de calcul des charges d'amortissement a nécessité l'ajout des lignes suivantes :
 - Reprise Provision pour Renouvellement
 - Dotation provision pour risque
 - Reprise lissée caducité
 - Charge lissée sur biens financés
 - Charge lissée de renouvellement
 - Reprise sur travaux de renouvellement
 - Reprise provision pour risque
 - Les frais de siège facturés à TSE sont calculés selon la règle décrite dans la convention d'exploitation déléguée EDT-TSE. Ils viennent en déduction des frais de siège qui sont répartis entre les concessions EDT
 - Le calcul de l'I.S. a été modifié pour isoler le cout de l'IRCM et de la CST. La présentation est maintenant la suivante pour chaque activité :

MARGE AVANT IS
- I.S.
- IS report déficitaire 2017
MARGE NETTE CONCESSION
MARGE NETTE ACTIONNAIRE

- Pour les processus Productions et distribution, la rémunération calculée selon la méthode de la Base d'Actifs Régulés tel que définie par la « CRE » en métropole a été ajoutée
- Concernant le bilan, les postes suivants ont été détaillés :
 - Les droits des tiers et concédants ont été éclatés en 3 : droits des tiers et concédants apports gratuits, droit du concédant PRU et droit du concédant autres
 - Les poste Caducité et provision pour renouvellement ont été séparés

4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

Le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- Elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement.
- Elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

4.1.9) - 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 de personnel	215 771
Convention d'assistance	La société GDF SUEZ ENERGIES SERVICES s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	2 298 435
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	822 323
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de GDF-SUEZ	189 410

Autres parties liées

Libellé	Description	53
Polydiésel	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	358 200
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: production	2 568 596

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

4.1.12) Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité.

En rappelant :

- Que depuis 1991 et en l'absence de système de péréquation externe, l'équilibre financier des concessions d'EDT s'apprécie dans leur globalité
- Que l'avenant 17 a introduit un revenu autorisé spécifique par concession et activité permettant l'obtention d'une marge spécifique par concession et activité.
- Que l'application de cette nouvelle formule était différée à la mise en place de la péréquation laquelle faisait partie des accords ayant conduit à la signature du dit avenant.
- Que le nouveau gouvernement a différé la mise en place de la péréquation et refusé la mise en application de la nouvelle formule et de ses revenus autorisés,

Il en découle que l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés. Cette marge spécifique est calculée par activité et en global pour chaque concession, deux niveaux de marge sont ressortis, avant et après impôts sur les résultats et distribution.

- La marge avant impôt permet de ressortir la performance brute de l'activité et de la concession
- La marge après impôts permet de connaître et de comparer la rentabilité de l'activité ou de la concession pour la société et ou ses actionnaires

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)
- pour les activités de production et de distribution par comparaison à la méthode de la **Base d'Actifs Régulée** telle que définie par la « CRE » en métropole
- pour la concession par comparaison au compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant 17 du 29 décembre 2015 faisant ressortir les niveaux de marge attendus par les signataires, de la date de signature de cet avenant jusqu'à la fin de la concession.

4.1.13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé

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

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

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

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

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

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 90 % 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 10 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les autres créances qui n'ont pas été imputées directement sur la bonne concession;
- des achats et ACE pour les comptes fournisseurs ;
- de la masse salariale pour la PIDR (provision pour indemnité départ à la retraite), et les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
 - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire

- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe,

La péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le CA énergie péréqué de la concession :

Le CA péréqué de chaque concession est égal au CA facturé aux clients de la concession, corrigé de l'écart en pourcentage, sur l'ensemble des concessions d'EDT, entre le Revenu autorisé et le CA facturé aux clients.

Sur 2017 et en raison de la contestation par la Polynésie de l'applicabilité du « revenu autorisé », le « CA péréqué » est obtenu par la répartition par activité et concession, du CA facturé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT, au prorata du « revenu autorisé » de chaque activité et concession.

- *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 1,671% (- 0,329 % + 2%)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,355% (-0,329% + 1% + 0,684% surperformance financière)

- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

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

La marge nette actionnaire est calculée en ajoutant les charges suivantes :

- L'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% de la marge nette concession si elle est positive
- La contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% de la marge nette concession si elle est positive

➤ Principes de répartition des coûts indirects

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

4.2.1. Les frais de siège :

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

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

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

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

4.2.2. 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.

4.2.3. Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.4. 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

4.2.5. Les coûts informatiques :

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

4.2.6. 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

4.2.7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

- Le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire
- Le service Grand Comptes : au prorata du nombre de clients grands comptes
- Le service relève, intervention et branchement : au prorata du temps passés
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés.

4.2.8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Montant réparti sur Hiva Oa (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Hiva Oa
Frais de siège	937,7	916,2	13,7	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	1%
Exploitation des îles	202,5	185,1	13,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	847,3	56,3
Clientèle îles	35,9	35,9	1,2	Nombre d'abonnés îles	24 052,0	836
Exploitation réseau Tahiti	391,9	299,6	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	278,3	0,1
Suivi et développement	94,6	87,1	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	93,8	0,2
Travaux production	79,5	53,9	6,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,7	2,1
Travaux réseau	91,7	53,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	50,4	0,1
Gestion administrative du solaire	21,9	21,9	0,0	Contrats solaires	1 797,0	2
Service Grand compte	52,6	52,6	1,1	Contrats grands comptes	5 174,0	109
Marketing & E-services	71,3	71,3	0,8	Nombre d'abonnés	78 276,0	836
Magasins	31,3	17,2	0,1	Sorties de stock valorisées	633 246,0	4 291,0

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Hiva Oa		
	2017	2016 retraité	2016
Immobilisations concédées *	648 854 707	662 526 623	662 526 623
- Production	253 436 485	272 213 929	272 213 929
- Distribution	395 418 222	390 312 694	390 312 694
Immobilisations privées	119 400 232	37 625 856	37 625 856
Immobilisations en-cours	44 877 465	37 001 973	37 001 973
- Production	20 504 979	24 037 446	24 037 446
- Distribution	19 016 084	12 664 905	12 664 905
- Privées	5 356 402	299 622	299 622
Total immobilisations brutes	813 132 404	737 154 452	737 154 452
Amortissements et provisions **	-387 343 837	-365 364 042	-356 519 699
- Production	-212 577 507	-204 012 442	-195 168 099
- Distribution	-143 737 584	-128 309 718	-128 309 718
- Privés	-31 028 746	-33 041 882	-33 041 882
Immobilisations nettes	425 788 567	371 790 410	380 634 753
Stock	13 726 325	15 517 214	15 517 214
Créances clients	23 206 511	22 851 501	22 851 501
Autres créances	731 243	6 240 717	6 240 717
Provisions pour dépréciation	-2 759 062	-2 384 848	-2 384 848
Stock et créances nets	34 905 017	42 224 584	42 224 584
Compte courant du concessionnaire	0	264 322 748	264 322 748
TOTAL ACTIF	460 693 584	678 337 742	687 182 085

* Dont financement tiers et concédant

- Production 41 826 768
- Distribution 53 025 224

** Dont ATO financement tiers et concédant

- Production - 33 050 789
- Distribution - 20 266 616

1 Amortissement et provisions

en 2016 ce poste regroupait l'amortissement des biens sur leur durée de vie de sorte à faire apparaître la Valeur économique de l'ensemble des biens gérés et ce quel que soit leur mode de financement,

en 2017 ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir :
en production : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens) et pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise prévu à l'article 22 concernant les acquisitions des biens améliorant au cours des 10 dernières années de la concession.

en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

Les amortissements techniques pour ordres pratiqués sur les biens non renouvelables financés par le concessionnaire figurant en 2016 :

- à l'actif en « amortissement et provisions »
- au passif en « droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre »

ont été annulés à l'actif et au passif dans les comptes 2016 retraités et dans les comptes 2017 pour simplifier la lecture du bilan.

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Hiva Oa		
	2017	2016 retraité	2016
Résultat	68 641 035	150 982 271	150 982 271
Capitaux propres	68 641 035	150 982 271	150 982 271
Droits des tiers et concédants apports gratuit	41 534 587	43 361 660	43 361 660
- Production	8 775 979	9 803 526	9 803 526
- Distribution	32 758 608	33 558 134	33 558 134
Droits des concédants PRU	0	0	7 390 348
- Production	0	0	7 390 348
Amortissements techniques pour ordre	0	0	-64 428 369
- Production	0	0	-64 428 369
Droits du concédant exigible en nature	41 534 587	43 361 660	-13 676 361
Caducité	138 131 759	184 175 678	341 727 022
- Production	0	0	157 551 344
- Distribution	138 131 759	184 175 678	184 175 678
Provisions pour renouvellement	0	147 091 063	53 079 570
- Production	0	134 072 533	40 061 040
- Distribution	0	13 018 530	13 018 530
Autres provisions	20 979 273	94 581 270	96 923 787
- PIDR	11 215 373	9 491 270	9 491 270
- Autres provisions	9 763 900	85 090 000	87 432 517
Provision pour risques et charges	159 111 032	425 848 011	491 730 379
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	8 115 976	0	
Clients - avances sur consommation	3 125 300	2 924 740	2 924 740
Fournisseurs	24 827 347	30 546 130	30 546 130
Dettes fiscales et sociales	22 719 793	24 454 309	24 454 309
Passif de renouvellement	132 567 749	0	0
- Production	130 892 903	0	0
- Distribution	1 674 846	0	0
Autres dettes	0	167 521	167 521
Produits consatés d'avance	50 767	53 097	53 097
Emprunts et dettes	183 290 956	58 145 797	58 145 797
TOTAL PASSIF	460 693 584	678 337 739	687 182 086

2 Les provisions pour renouvellement utilisées comptabilisées à fin 2016 ont été transférées dans le poste d'amortissement à l'actif **(1)**

3 En production, la caducité comptabilisée à fin 2016 a été transférée en amortissement **(1)**

En distribution, la caducité comptabilisée reste au bilan, elle est reprise de manière lissée par résultat (avenant 17) le complément de produit dégagé étant utilisé pour financer la baisse des tarifs opérés en mars 2016

4 En Production, les provisions pour renouvellement antérieurement comptabilisées ont été transférées en passif de renouvellement **(5)**

En distribution, les provisions pour renouvellement ont été reprise, une provision pour risque a été dotée à due concurrence

5 Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de coté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement, il comprend à l'ouverture les provisions pour renouvellement constituées ainsi que l'amortissement technique des biens renouvelables dans les cas de remise gratuite.

Ce montant est complété chaque année par l'amortissement sur la durée résiduelle de la concession de la part non financée du plan de renouvellement

4.3.3. COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Hiva Oa 2016			Hiva Oa 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée	175 997 904		175 997 904	168 961 436	4 983 958	173 945 394
	- UO UPI1 : Puissance maximale majorée -1	974,00		974	974,00		974
	- Forfait FP1	180 696		180 696	181 398		181 398
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-47 802 455	-14 607 123	-62 409 578	-74 604 333	1 397 282	-73 207 051
	par UO : Puissance maximale majorée	-49 078		-64 076	-76 596		-75 161
	- Maintenance	-35 901 182		-35 901 182	-39 003 642	94 419	-38 909 223
	- AC	-3 644 101		-3 644 101	-3 882 311		-3 882 311
	- ACE	-7 237 536		-7 237 536	-10 543 005		-10 543 005
	- MO	-25 019 545		-25 019 545	-24 578 326		-24 578 326
	- AUTRES					94 419	94 419
	- Conduite et Fonctionnement	-3 137 134	-256 856	-3 393 990	-1 441 342		-1 441 342
	- AC	-42 290		-42 290	-45 000		-45 000
	- ACE	-1 732 716		-1 732 716	-364 326		-364 326
	- MO	-129 685		-129 685	-259 414		-259 414
	- AUTRES	-1 232 443	-256 856	-1 489 299	-772 602		-772 602
	- Amortissement des actifs de concession	11 015 362	-14 350 267	-3 334 905	-1 448 813		-1 448 813
	- Dot. Amortissement Technique	2 571 074	-8 129 344	-5 558 270			
	- Dot. Amortissement Caducité	-1 419 743		-1 419 743			
	- Dot. Provision pour Renouvellement	9 018 127	-7 495 647	1 522 480			
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles	845 904	1 274 724	2 120 628			
	- Reprise Provision pour Renouvellement						
	- Dotation provision pour risque						
- Reprise lissée caducité							
- Charge lissée sur biens financés				-4 628 440		-4 628 440	
- Charge lissée de renouvellement				3 179 627		3 179 627	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-19 779 501		-19 779 501	-32 710 536	1 302 863	-31 407 673	
- Fonctions supports	-14 243 531		-14 243 531	-27 438 697		-27 438 697	
- Frais de siège	-5 536 970		-5 536 970	-5 271 839	1 302 863	-3 968 976	
P2	REVENU AUTORISE: Rémunération des autres charges de production	2 946 146		2 946 146	2 852 044	84 128	2 936 172
	- UO UPI2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 515 923		2 515 923	2 536 020		2 536 020
	- Forfait FP2	1,171		1,171	1,176		1,176
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-5 436 268		-5 436 268	-3 427 159	37 411	-3 389 748
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,161		-2,161	-1,351		-1,337
	- Maintenance	-2 692 738		-2 692 738	-2 371 717		-2 371 717
	- AC	-349 945		-349 945	-1 043 874		-1 043 874
	- ACE	-88 600		-88 600	-25 176		-25 176
	- MO	-2 254 193		-2 254 193	-1 302 667		-1 302 667
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
- Quote part des activités support affectées	-2 743 530		-2 743 530	-1 055 442	37 411	-1 018 031	
- Fonctions supports	-2 333 115		-2 333 115	-904 065		-904 065	
- Frais de siège	-410 415		-410 415	-151 377	37 411	-113 966	
Matières consommées	REVENU AUTORISE: Matières consommées	49 535 565		49 535 565	50 783 715	1 497 998	52 281 713
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	19,69		19,69	20,02		20,62
	- Consommations	-49 535 565		-49 535 565	-53 104 135		-53 104 135
	- Fioul						
	- Gasoil	-48 639 167		-48 639 167	-52 236 906		-52 236 906
- Huile	-896 396		-896 396	-867 229		-867 229	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées				-428		-428
	- Fonctions supports				-428		-428
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	33 126 555		33 126 555	25 403 406		25 403 406
	- Coûts directs	-32 101 802		-32 101 802	-3 311 261		-3 311 261
	- AC	-20 974 307		-20 974 307	-402 361		-402 361
- ACE	-9 198 940		-9 198 940	-3 055 044		-3 055 044	
- MO	-1 928 555		-1 928 555	146 144		146 144	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-1 024 753		-1 024 753	354 649		354 649	

		Hiva Oa 2016			Hiva Oa 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS		261 606 170		261 606 170	248 000 601	6 566 085	254 566 686
MARGE AVANT IS		125 705 327	-14 607 123	111 098 204	113 907 934	8 000 778	121 908 712
- I.S.					-22 376 197	-1 571 681	-23 947 878
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION		147 888 620	-17 184 851	130 703 769	91 531 737	6 429 097	97 960 834
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		125 705 327	-14 607 123	111 098 204	77 801 976	5 464 732	83 266 708
En % des produits		48%		42%	31%	-83%	33%
Rémunération base actif régulée 11% IS déduit		0		0			4 673 609

SPECIFIQUE MARQUISES (hydro)

		Hiva Oa 2016			Hiva Oa 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
REVENU AUTORISE		8 892 332		8 892 332	10 773 316	317 787	11 091 103
- LO kWh produits sortie de centrale		737 341		737 341	-934 127		-934 127
- Tarif		12,06		12,06	-12,06		-12,06
COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE		-34 791 209	56 510 000	21 718 791	-28 335 127	2 010 109	-26 325 018
par UD : kWh produits sortie de centrale		47,18		-29,46	30,33		28,18
- Maintenance		-11 689 241	56 510 000	44 820 759	-14 613 598	1 403 640	-13 209 958
- AC		-1 046 504		-1 046 504	-2 761 294		-2 761 294
- ACE		-2 287 160		-2 287 160	-3 295 344		-3 295 344
- MO		-8 355 577		-8 355 577	-8 556 960		-8 556 960
- AUTRES			56 510 000	56 510 000		1 403 640	1 403 640
- Conduite et Fonctionnement		-786 911		-786 911	-495 280		-495 280
- AC					-22 862		-22 862
- ACE		-786 911		-786 911	-457 997		-457 997
- MO					-14 421		-14 421
- AUTRES							
- Amortissement des actifs de concession		-9 539 121		-9 539 121	-2 909 074		-2 909 074
- Dot. Amortissement Technique		-7 138 075		-7 138 075			
- Dot. Amortissement Caducité		-2 634 497		-2 634 497			
- Dot. Provision pour Renouvellement		502 101		502 101			
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		-268 650		-268 650			
- Charge lissée sur biens financés					-2 909 074		-2 909 074
- Charge lissée de renouvellement							
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées		-12 775 936		-12 775 936	-10 317 175	606 469	-9 710 706
- Fonctions supports		-9 845 341		-9 845 341	-7 863 190		-7 863 190
- Frais de siège		-2 930 595		-2 930 595	-2 453 985	606 469	-1 847 516

		Hiva Oa 2016			Hiva Oa 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	571 181		571 181	-19 881 301		-19 881 301
	- Coûts directs	-571 181		-571 181	-2 426 360		-2 426 360
	- AC				-1 468 953		-1 468 953
	- ACE	-571 181		-571 181	-791 187		-791 187
	- MO				-166 220		-166 220
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées				-144 668		-144 668

		Hiva Oa 2016			Hiva Oa 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
TOTAL DES PRODUITS		9 463 513		9 463 513	-9 107 985	317 787	-8 790 198
MARGE AVANT IS		-25 898 877	56 510 000	30 611 123	-40 014 140	2 327 896	-37 686 244
- I.S.					7 860 421	-457 294	7 403 126
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION		-25 898 877	56 510 000	30 611 123	-32 153 720	1 870 602	-30 283 118
MARGE NETTE ACTIONNAIRE					-27 330 662	1 590 011	-25 740 650
En % des produits					300%	-500%	293%
Rémunération base actif régulée 11% IS déduit							

		Hiva Oa 2016			Hiva Oa 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	-11 028 420		-11 028 420	-10 587 184	-312 297	-10 899 481
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	65		65	65		65
	- Forfait FD2	-169 668		-169 668	-170 322		-170 322
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-12 883 076	24 765 129	11 882 053	8 105 028	1 402 300	9 507 329
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-198 201		182 801	124 693		146 267
	- Maintenance	-15 064 565		-15 064 565	-11 490 706		-11 490 706
	- AC	-192 814		-192 814	-276 858		-276 858
	- ACE	-5 114 726		-5 114 726	-3 243 793		-3 243 793
	- MO	-9 757 025		-9 757 025	-7 970 055		-7 970 055
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-548 488	-538	-549 026	-1 008 752		-1 008 752
	- AC	-211 317		-211 317	-69 374		-69 374
	- ACE	-218 936		-218 936	-41 398		-41 398
	- MO	-562 798		-562 798	-579 371		-579 371
	- AUTRES	444 563	-538	444 025	-318 609		-318 609
	- Amortissement des actifs de concession	13 932 222	24 765 667	38 697 889	34 456 824		34 456 824
	- Dot. Amortissement Technique	-6 503 134		-6 503 134			
	- Dot. Amortissement Caducité	21 801 327	-2 796 894	19 004 433			
	- Dot. Provision pour Renouvellement	-1 365 971		-1 365 971			
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		27 562 561	27 562 561			
- Reprise Provision pour Renouvellement					9 633 802	9 633 802	
- Dotation provision pour risque					-9 633 802	-9 633 802	
- Reprise lissée caducité				46 043 920		46 043 920	
- Charge lissée sur biens financés				-13 166 883		-13 166 883	
- Charge lissée de renouvellement				-1 674 846		-1 674 846	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée				3 254 633		3 254 633	
- Quote part des activités support affectées	-11 202 245		-11 202 245	-13 852 337	1 402 300	-12 450 037	
- Fonctions supports	-5 069 526		-5 069 526	-8 178 141		-8 178 141	
- Frais de siège	-6 132 719		-6 132 719	-5 674 196	1 402 300	-4 271 896	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 459 641		1 459 641	1 752 771		1 752 771
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	3 759 764		3 759 764	1 539 083		1 539 083
	- Coûts directs	-3 539 351		-3 539 351	-266 388		-266 388
	- AC	-956 742		-956 742	-513 814		-513 814
	- ACE	-1 163 089		-1 163 089	-192 526		-192 526
	- MO	-1 217 862		-1 217 862	-1 700 212		-1 700 212
	- AUTRES	-201 658		-201 658	2 140 164		2 140 164
	- Quote part des activités support affectées	-1 713 406		-1 713 406	-1 994 099	20 995	-1 973 104
	- Fonctions supports	-1 309 520		-1 309 520	-1 909 145		-1 909 145
	- Frais de siège	-403 886		-403 886	-84 954	20 995	-63 959
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	14 332 275		14 332 275	9 995 250		9 995 250
	- Coûts directs	-12 442 191		-12 442 191	-7 998 835		-7 998 835
	- AC	-4 106 297		-4 106 297	-6 119 224		-6 119 224
- ACE	-5 960 212		-5 960 212	1 091 070		1 091 070	
- MO	-1 954 863		-1 954 863	-2 970 681		-2 970 681	
- AUTRES	-420 819		-420 819				
- Quote part des activités support affectées	-2 420 559		-2 420 559	-2 994 689		-2 994 689	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	8 523 260		8 523 260	2 699 920	-312 297	2 387 623	
MARGE AVANT IS	-24 475 323	24 765 129	289 806	-2 449 064	1 110 999	-1 338 064	
- IS.				481 097	-218 246	262 851	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION	-28 794 498	29 135 446	340 948	-1 967 967	892 753	-1 075 214	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-24 475 323	24 765 129	289 806	-1 672 772	758 840	-913 932	
En % des produits	-287%		3%	-62%	243%	-38%	
Rémunération base actif régulée 7% IS déduit	0		0			11 171 565	

		Hiva Oa 2016			Hiva Oa 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	237 466 170		237 466 170	233 467 384	6 886 729	240 354 114
	- Achat d'électricité d'origine thermique	228 479 615		228 479 615	222 597 195	6 566 085	229 163 280
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	8 892 332		8 892 332	10 773 316	317 787	11 091 103
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	94 223		94 223	96 874	2 858	99 731
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE						
	COÛTS D'ACHAT	-237 466 170		-237 466 170	-233 471 810	-6 883 872	-240 355 682
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-228 479 615		-228 479 615	-222 597 195	-6 566 085	-229 163 280
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-8 892 332		-8 892 332	-10 773 316	-317 787	-11 091 103
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire	-94 223		-94 223	-101 300		-101 300	
GESTION ADMINISTRATIVE	-18 044		-18 044	-22 948	421	-22 527	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-18 044		-18 044	-22 948	421	-22 527	
- Fonctions supports	-16 035		-16 035	-21 244		-21 244	
- Frais de siège	-2 009		-2 009	-1 704	421	-1 283	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	120 546		120 546	53 910		53 910
	- Coûts directs	-29 017		-29 017			
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES	-29 017		-29 017				
- Quote part des activités support affectées	-44 931		-44 931				
- Fonctions supports	-32 079		-32 079				
- Frais de siège	-12 852		-12 852				
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	23 108 861		23 108 861	22 368 571	659 819	23 028 391
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	827		827	833		833
	- Forfait FC	27 943		27 943	28 080,00		28 080
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	698 181		698 181	729 847		729 847
	- Frais de relance	512 280		512 280	544 824		544 824
	- Frais de perception de taxe	185 901		185 901	185 023		185 023
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-16 770 822	310 236	-16 460 586	-23 233 102	344 256	-22 888 846
	par UO : Nombre d'abonnés	-20 279		-19 904	-27 891		-27 478
	- Affranchissements	-1 125 559		-1 125 559	-1 147 508		-1 147 508
	- Fonctionnement	-13 783 731	310 236	-13 473 495	-13 714 458		-13 714 458
- AC	-175 412		-175 412	-74 240		-74 240	
- ACE	-1 513 314		-1 513 314	-516 491		-516 491	
- MO	-12 000 868		-12 000 868	-13 259 952		-13 259 952	
- AUTRES	-94 137	310 236	216 099	136 225		136 225	
- Quote part des activités support affectées	-1 861 532		-1 861 532	-8 371 136	344 256	-8 026 880	
- Fonctions supports	-723 731		-723 731	-6 978 156		-6 978 156	
- Frais de siège	-1 137 801		-1 137 801	-1 392 980	344 256	-1 048 724	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	282 000		282 000	374 204		374 204
	- Autres						
	- Frais de coupure	282 000		282 000	374 204		374 204
	- Coûts directs						
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	261 675 758		261 675 758	256 993 916	7 546 549	264 540 465	
MARGE AVANT IS	7 346 774	310 236	7 657 010	266 056	1 007 354	1 273 410	
- IS.				-52 264	-197 886	-250 150	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION	8 643 264	364 984	9 008 247	213 791	809 468	1 023 260	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	7 346 774	310 236	7 657 010	181 723	688 048	869 771	
En % des produits	3%		3%	0%	-9%	0%	

		Hiva Oa 2016			Hiva Oa 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production	267 633		267 633	1 189 734	35 094	1 224 829
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution	1 058 494		1 058 494			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
MARGE AVANT IS				1 189 734	35 094	1 224 829	
- I.S.				-233 713	-6 894	-240 607	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION				956 022	28 200	984 222	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				812 618	23 970	836 589	
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-1 050 844		-1 050 844	-2 386 766	-70 404	-2 457 170
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	510 881		510 881	1 235 131		1 235 131
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	539 964		539 964	1 260 681		1 260 681
	MARGE AVANT IS	1		1	109 046	-70 404	38 642
	- I.S.				-21 421	13 830	-7 591
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION				87 625	-56 574	31 051
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE				74 481	-48 088	26 393
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	304 172 037		304 172 037	264 018 909	7 198 943	271 217 851
	TOTAL DES CHARGES	-220 168 008	66 978 242	-153 189 766	-191 009 343	5 212 775	-185 796 568
	MARGE AVANT IS	84 004 029	66 978 242	150 982 271	73 009 566	12 411 718	85 421 283
	- I.S.				-14 342 078	-2 438 171	-16 780 249
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	98 828 269	78 797 932	177 626 201	58 667 488	9 973 547	68 641 035
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	84 004 029	66 978 242	150 982 271	49 867 365	8 477 515	58 344 879
	En % des produits	26,8%		48,2%	18,9%	-118%	21,5%
	Rémunération base actif régulée IS déduit	0		0			15 845 174

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production thermique : + 8 MF**
 - + 7 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Production hydraulique : + 2 MF**
 - + 1MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Distribution : + 1 MF**
 - + 0 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part) *
 - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)

* L'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris sur l'exercice en non récurrent (voir paragraphe 4.4.2)

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2016 et 2017 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : -40 MF

Les explications relatives aux produits comptabilisés sous le vocable « **Revenu Autorisé** » sont données au paragraphe 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.

Ce poste baisse de - **6 MF**

Les explications relatives aux autres produits qui baissent de - **34 MF** sont :

- **Production thermique : - 8 MF**
 - - 8 MF sur les travaux immobilisés
- **Production hydraulique : -20 MF**
 - - 20 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : - 6 MF**
 - - 2 MF sur les travaux vendus
 - - 4 MF sur les travaux immobilisés

Commentaires sur la variation des charges : - 29 MF

- **Production thermique : - 2 MF**
 - + 27 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - + 12 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - +15 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
 - - 2 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 3 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles..)
 - - 30 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Production hydraulique : - 4 MF**
 - - 6 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 2 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
- **Distribution : - 28 MF**
 - -21 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - MF au titre de la conduite et la maintenance des réseaux
 - - 3 MF au titre des travaux vendus
 - - 4 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : + 4 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - - 2 MF au titre de l'achat des énergies renouvelables
 - + 6 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : + 1 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 11 MF

La marge récurrente a été impactée par 2 phénomènes aux impacts contraires :

- La non actualisation des tarifs

- La non reconnaissance par le ministère du revenu autorisé conduisant par prudence à comptabiliser le CA facturé aux clients. Cela génère un manque à gagner de 11 MF sur l'exercice.
- La mise en place de la méthode lissée de comptabilisation des charges calculées laquelle stabilise le niveau des charges calculées à un niveau moindre que 2016 à savoir une hausse de 12 MF sur la production thermique, une baisse de 7 MF sur la production hydraulique et une baisse de 20 MF en distribution

La marge non récurrente a été impactée principalement par la reprise de l'écart CA – RA constaté à fin 2016 soit un impact positif de 7 MF.

4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés

L'avenant 17 du 29 décembre 2015 réforme en profondeur le mode de rémunération du concessionnaire lequel n'est plus rémunéré par un Tarif mais par un revenu autorisé spécifique par activité et concession.

4.4.1) – Revenu autorisé

Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de deux éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE) et les « Coûts d'Energie » (CE).

$$\begin{array}{rclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ 255\,203\,011 & = & 190\,732\,006 & + & 64\,471\,006 \end{array}$$

4.4.1.1) – Revenu d'Exploitation (RE)

La composante RE est calculée par application de forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres, lesquelles sont représentatives du service rendu.

A titre d'intéressement à la bonne gestion, la rémunération du concessionnaire intègre :

- un terme RF au titre de la surperformance des placements des excédents de trésorerie
- un terme PGR au titre de l'amélioration des rendements

$$RE = C + D + P + RF + PGR$$

Correction faite des estimations de l'avenant 17b, ces variations par rapport à 2016 sont :

	nb UO exercice N-1	nb UO exercice N	variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	variation en % / N-1
Activité de production									
puissance maximale majorée	974	974	0,0%	180 696	181 398	0,4%	175 997 904	176 681 652	0,4%
nb de kWh produits	2 515 923	2 536 020	0,8%	1,171	1,176	0,4%	2 946 146	2 982 360	1,2%
Activité de dispatching									
nb de km de réseaux HTA	0,0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	0	0,0%
Activité de distribution									
nb de km de réseaux (hors branchements)	65,000	65,000	0,0%	-169 668	-170 322	0,4%	-11 028 420	-11 070 930	0,4%
Activité de fourniture									
nb de clients (abonnements)	827	833	0,7%	27 943	28 080	0,5%	23 108 861	23 390 640	1,2%
RE - "Forfaits"							191 024 491	191 983 722	0,5%
Résultat financier							-1 050 844	-2 495 812	137,5%
Partage des gains de rendement							1 326 127	1 244 096	
RE (Revenu de l'exploitation)							191 299 774	190 732 006	-0,3%

4.4.1.2) – Coûts d'Energie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

CE : CUHPTF + E + T

		2016			2017		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
carburant : GO	C	820 205	59,30	48 639 168	788 748	66,23	52 236 905
carburant : Fuel	C						
urée	U						
huiles	H	2 871	312,22	896 397	2 788	311,06	867 229
énergie achetée Hydro	E						
énergie achetée Solaire	E	3 986	23,64	94 223	4 285	23,64	101 300
prod ENR EDT		737 341	12,06	8 892 332	934 127	12,06	11 265 572
transport	T						
CE Total		58 522 120			64 471 006		

Prix des combustibles

	Gazole lles	Arrêté CM
Acpt du 01/2017	63,622	Arrêté 2237 CM du 21 décembre 2016
Acpt du 02/2017	68,938	Arrêté 75 CM du 25 janvier 2017 Arrêté 73 CM du 25 janvier 2017
Acpt du 03/2017	70,415	Arrêté 175 CM du 22 février 2017
Acpt du 04/2017	71,066	Arrêté 359 CM du 30 mars 2017 Arrêté 357 CM du 30 mars 2017
Acpt du 05/2017	68,27	Arrêté 503 CM du 21 avril 2017 Arrêté 501 CM du 21 avril 2017
Acpt du 06/2017	68,37	Arrêté 684 CM du 24 mai 2017
Acpt du 07/2017	64,673	Arrêté 898 CM du 21 juin 2017 Arrêté 896 CM du 21 juin 2017
Acpt du 08/2017	62,543	Arrêté 1190 CM du 25 juillet 2017
Acpt du 09/2017	62,805	Arrêté 1498 CM du 31 août 2017 Arrêté 1496 CM du 31 août 2017
Acpt du 10/2017	63,841	Arrêté 1668 CM du 21 septembre 2017
Acpt du 11/2017	66,771	Arrêté 1919 CM du 26 octobre 2017 Arrêté 1917 CM du 26 octobre 2017
Acpt du 12/2017	66,771	Arrêté 2202 CM du 24 novembre 2017

4.4.2) - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et Produits comptabilisés

- Le revenu autorisé 2015 a été fixé concession par concession en répartissant le chiffre d'affaires contractuel 2015 du concessionnaire pour l'ensemble de ses concessions au prorata des charges de chaque activité dans chaque concession.
Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients correspond à *la péréquation*.

- A compter du 1^{er} mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.
 - Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et les facturations adressées aux clients correspond à *la péréquation*.
 - Sur l'ensemble des concessions ou la péréquation est nulle, l'écart existant entre les facturations adressées aux clients et le revenu autorisé est pris en compte dans les tarifs de la période suivante ; cet écart n'est donc pas intégré au chiffre d'affaires du concessionnaire, il est comptabilisé en produits constatés d'avance ou facture à établir selon qu'il soit positif ou négatif.
- En 2017, malgré une hausse importante du prix des combustibles d'une part et de la redevance TEP d'autre part (+ 40%), le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs s'abritant pour se justifier sur la non applicabilité de la formule tarifaire de l'avenant 17 et donc de l'absence d'opposabilité de la notion de revenu autorisé.
Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
 - Pour 2016 au revenu autorisé
 - Pour 2017 au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés. (principe de péréquation)

Ce refus d'actualisation associé à cette remise en cause des avenants 17 et 17b se traduit en récurrent par une baisse du CA du concessionnaire de 837 MF avec impact sur Hiva Oa de 11.MF

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé soit 540 MF comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent avec un impact positif pour Hiva Oa de 7 MF

		Hiva Oa			
		2017	2016	2015	2014
CA facturé dans la concession	A	106 618 836	106 873 132	107 759 700	109 850 150
péréquation	B	137 432 919	150 147 705	148 059 113	126 809 239
CA péréqué	C=A+B	244 051 755	257 020 837	255 818 813	236 659 389
écart RA/CA 2017		11 151 257	-7 198 943	n/a	n/a
Revenu autorisé		255 203 011	249 821 894	255 818 813	n/a
annulation écart RA/CA 2017		-11 151 257	n/a	n/a	n/a
reprise écart RA/CA 2016 dette		7 198 943	n/a	n/a	n/a
Produits comptabilisés		251 250 698	249 821 894	255 818 813	236 659 389

Le détail du calcul du revenu autorisé est détaillé au § 4.4.1

Les produits comptabilisés (hors activités annexes) sont donc égaux au CA 2017 péréqué majoré de la reprise de l'écart RA/CA ou trop perçu 2016.

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2017	Réalisé 2016
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur) Rendement (kWh) Energie vendue / Energie Produit	3 114 207 87,8%	3 088 527 92,4%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	4 285	3 986
Achat Electra 40F/kWh		
Total Production Photovoltaïque	4 285	3 986
Production hydro	934 127	737 341
Production Total EnR	938 412	741 327
Production brute thermique à produire	2 607 021	2 601 938
Production Nette thermique à produire	2 566 634	2 536 020
Total production (EDT et Autres)	37 942 116	3 343 265
<i>Total production sur 30 jours / Variation en % N / N-1</i>		
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,303	0,315
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	39 900	42 600
Achat Matière première	794 748	817 505
Stock Final	45 900	39 900
Consommation Matière 1ière	788 748	820 205
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,303	0,315
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	66,23 F	59,30 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	311,06 F	312,22 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	2 567 685	2 953 799
Achat Matière première	52 724 829	48 253 054
Stock Final	3 055 609	2 567 685
Consommation Matière 1ière	52 236 905	48 639 168
Huile	867 229	896 397
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	53 104 134	49 535 565
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	101 300	94 223
(CE) TOTAL achat de matières premières	53 205 434	49 629 788

4.5 - Objectivation de la marge

Deux méthodes peuvent être utilisées pour cette objectivation à savoir :

- La comparaison au compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant 17 du 29 décembre 2015 faisant ressortir les niveaux de marge attendus par les signataires, de la date de signature de cet avenant jusqu'à la fin de la concession.
- La comparaison à la méthode de la « Base d'actif régulée » telle que mise en place en métropole pour les activités de production et de distribution d'énergie.

4.5.1. L'objectivation de la marge à partir de la base d'actifs régulée

4.5.1.1 Extraits du rapport CRE du 14/12/2012 : L'objectivation de la marge à partir de la base d'actifs régulée

2.3.1. Le juste niveau de rémunération du concessionnaire devrait être objectif

D'une façon générale, les interlocuteurs rencontrés par la mission ont affirmé que le concessionnaire bénéficierait de marges élevées. Pourtant, aucun n'a été en mesure de préciser les critères quantitatifs précis sur lesquels se fonde cette opinion, ni quel devrait être le juste niveau de rémunération de l'opérateur.

C'est pourtant un élément clé du débat. La réponse est équivoque et ne peut résulter que d'une négociation entre les parties. Toutefois, en pareille situation, le raisonnement financier classique se fonde sur une analyse des comparables, c'est-à-dire des entreprises exerçant dans une activité identique ou, à tout le moins, présentant le même niveau de risque pour l'actionnaire. Le critère typiquement retenu est le niveau de rémunération des capitaux investis.

A titre de comparaison :

1. les niveaux de rémunération des capitaux investis retenus pour les activités d'EDF et des producteurs tiers¹¹ dans les îles bénéficiant de la CSPE¹² est le suivant :

- a. 7,25 % nominal pour les actifs de distribution ; il s'agit du niveau retenu au niveau national pour le calcul du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ;
- b. 11 % nominal pour les actifs de production mis en service à partir de 2005¹³ (taux normatif, fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie).

¹¹ Y compris, dans certains cas, des filiales de la branche Services du groupe GDF-SUEZ

¹² Les collectivités régionales et départementales d'outre-mer (y compris Mayotte), Saint-Pierre et Miquelon (sous statut de département au moment de la promulgation de la loi de 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qui a institué la CSPE), la Corse et les îles bretonnes de Ouessant, Molène et Sein

¹³ Avant 2005, le taux de 7,25 % qui correspondait au niveau estimé d'une activité régulée à faible risque dans le secteur de l'électricité était également appliqué à la rémunération des actifs de production

4.5.1.2 extraits du rapport Horwath du 16/10/2015 : modalités de calcul de la Base d'actif régulée

9.5.1 Méthode de détermination,

a. les immobilisations à prendre dans la base d'actif régulé

A un instant T, ces investissements seront représentés par :

- La valeur brute de ces immobilisations
- Diminué des amortissements techniques
- Diminué des éventuelles dépréciations

.....

b. Les immobilisations à exclure de la BAR

Par hypothèse, ne peuvent être considérées comme des immobilisations directement affectées aux activités productives :

- Les immobilisations encours

- Les immobilisations financières
- Les immobilisations affectées aux autres activités

.....

d. Le mode d'amortissement de l'immobilisation

il doit refléter le plus fidèlement l'utilisation qui en est faite

9.6 Récapitulation des composantes du coût de la rémunération du délégataire

La rémunération allouée à l'opérateur, nette de la valorisation des dettes gratuites et des dettes financières se compose des éléments suivants :

- BAR : représente les actifs qui seront rémunérés (actif net d'amortissement). Ce sont les actifs dédiés à l'activité à la fin N-1 majorés des investissements de l'année N
- DETTE : c'est la somme des ressources financières gratuites à savoir les droits des tiers et du concédant + provisions pour amortissement de caducité + provisions pour renouvellement
- P : représente le taux sans risque, l'OAT 10 ans par exemple
- Tbar : représente la rémunération de la BAR, elle est égale à $T_m * \beta$
- T_m : représente la prime de risque du marché des actions majorée éventuellement d'une prime de risque additionnelle
- β : représente le risque spécifique de l'activité
- R (rémunération allouée à l'investisseur) : $BAR \times Tbar - DETTE \times T$

4.5.1.3. Application aux activités de production et de distribution de la concession

	Hiva Oa		
	Production	Distribution	Cumul prod + dist
BAR (VNC 31/12/2016)	77 045 830	262 002 976	
Tbar	11%	7%	
BAR x Tbar	8 475 041	18 340 208	26 815 250
DETTE (à fin 2016)			
1/3 & concédant	9 803 526	35 019 591	
caducité	157 551 344	179 397 218	
PRU	7 390 348	4 778 460	
PR	40 061 037	13 018 533	
PRC	0	0	
ressource gratuite	214 806 255	232 213 802	447 020 057
T (OAT 10 ans)	0,68%	0,68%	
DETTE x T	1 464 979	1 583 698	3 048 677
Rémunération brute allouée à l'investisseur	7 010 063	16 756 510	
impôt France	33%	33%	
Rémunération nette allouée à l'investisseur	4 673 609	11 171 565	15 845 174

	Production	Distribution	cumul Prod + distrib
Rémunération nette allouée à l'investisseur	4 673 609	11 171 565	15 845 174
marge nette réalisée *			
- sur l'exercice	97 960 834	(1 075 214)	96 885 620
- moyenne depuis 2016	104 529 519	(392 704)	104 136 815
écart			
- sur l'exercice	93 287 225	(12 246 779)	81 040 446
- moyenne depuis 2016	99 855 910	(11 564 269)	88 291 641

* il est à noter qu'en Polynésie la société actionnaire subira un prélèvement de 15% (inexistant en métropole) lors de la remontée de ce résultat, il serait donc plus correct de réduire la marge nette réalisée de ce prélèvement avant de la comparer à la "rémunération nette allouée à l'investisseur" telle que calculée en métropole.

La marge nette de la concession, avant retenue à la source évoquée précédemment est inférieure à celle autorisée par la CRE pour des activités similaires en France ou dans les DOM.

- - 16% pour les résultats de l'exercice
- - 25% pour le résultat moyen depuis 2016

5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

- 5.1. Variation du patrimoine immobilier
- 5.2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
- 5.3. Suivi du programme contractuel d'investissements
- 5.4. Dépenses de renouvellement
- 5.5 Méthode relative aux charges calculées
- 5.6. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année
- 5.7. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
- 5.8. Plan de Renouvellement

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2016	Acquisition	Cession	2017	
Production	272 213 929	5 693 753	-24 471 197	253 436 485	(1)
Distribution	390 312 694	5 105 528	0	395 418 222	(2)
Total	662 526 623	10 799 281	-24 471 197	648 854 707	

(1) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Groupe		Moteur - Groupe		Alternateur - Groupe		Accessoires Groupe	Energie-Commande
R53501	F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	2 559 028								2 559 028
R53700	POSE GROUPE P50 G294 NAOHE HIVA OA	573 018	1	573 018						
R53701	POSE 2 GROUPE P400 G291 & G292 ATUONA HIVA OA	2 561 707			2	1 139 824	2	497 542	924 341	
	TOTAL PRODUCTION HIVA OA	5 693 753	1	573 018	2	1 139 824	2	497 542	924 341	2 559 028

(2) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchement & Comptages
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	259 340	259 340
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	3 384 731	3 384 731
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	3 644 071	3 644 071
CR3004	342042 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR RPCLTM CP	53 910	53 910
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	1 407 547	1 407 547
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA	1 461 457	1 461 457
	TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA	5 105 528	5 105 528

Cessions :

(1) dont 21,6 MF Groupe FG Wilson P400 et 2,8 MF Groupe FG Wilson P50

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 42,8 MF contre 36,7 MF fin 2016 soit une hausse de 6,1 MF.

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

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
A.N CONSTRUCT ATUONA	01/01/1975	42	31 016 931		31 016 931		-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35		10 530 056		7 972 583	2 557 473
CLOISONNEMENT PARE FEU	08/08/2008	1	2 341 827		2 341 827		-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	01/11/2016	7	4 465 125		716 961		3 748 164
CPL MOTEUR FG WILSON P450	01/05/2017	7	569 912		58 453		511 459
MOTEUR FG WILSON P400 HIV	01/03/2008	8	5 676 469		5 676 469		-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	01/11/2016	7	4 465 125		716 961		3 748 164
CPL MOTEUR FG WILSON P450	01/05/2017	7	569 912		58 453		511 459
MOTEUR FG WILSON P450 HIV	01/01/2010	8	5 848 040		5 848 040		-
ALTERNAT FG WILSON P450 HIV	01/11/2016	7	1 946 593		340 258		1 606 335
CPL ALTERNAT FG WILSON P450	01/05/2017	7	248 771		25 515		223 256
ALTERNAT FG WILSON P400 HIV	01/03/2008	8	2 477 824		2 477 824		-
ALTERNAT FG WILSON P450 HIV	01/11/2016	7	1 946 593		340 258		1 606 335
CPL ALTERNAT FG WILSON P450	01/05/2017	7	248 771		25 515		223 256
ALTERNAT FG WILSON P450 HIV	01/01/2010	15	2 552 716		2 235 893		316 823
ACCESSOIRE FG WILSON P450	01/11/2016	7	3 622 270		581 625		3 040 645
CPL ACCESSOIRE WILSON P450	01/05/2017	7	462 171		47 402		414 769
ACCESSOIRE WILSON P400 HIVA	01/03/2008	8	2 659 528		2 659 528		-
ACCESSOIRE FG WILSON P450	01/11/2016	7	3 622 270		581 625		3 040 645
CPL ACCESSOIRE WILSON P450	01/05/2017	7	462 170		47 402		414 768
ACCESSOIRE WILSON P450 HIVA	01/01/2010	11	301 043		273 157		27 886
A.N FILIERE ATUONA	01/01/1975	46	4 418 781		4 418 781		-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	26		2 907 422		2 907 422	-
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/12/2007	13	5 004 406		5 004 406		-
SUPERVIS ^{GE} SEPAM ATUONA	01/01/2013	24	1 330 639		275 305		1 055 334
COFFRETS COMPTAGES ATUONA	01/09/2013	24	1 839 892		339 270		1 500 622
ACHAT TGBT ATUONA HIVA	01/08/2015	22	9 060 389		1 014 483		8 045 906
ETUDES DDAE CTRL HIVA OA	01/01/2014	23	1 556 782		270 744		1 286 038
CENTRALE DE DETECTION	24/06/2005	15	3 055 718		3 055 718		-
SYST EXTINGUANT INCENDIE	08/08/2008	12	1 686 411		1 686 411		-
F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	01/09/2010	10	666 222		666 222		-
RENFORC SECURITE ATUONA	01/03/2012	25	6 139 767		1 432 614		4 707 153
INST EVENTS ATUONA HIVA	01/03/2012	25	184 222		42 986		141 236
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	01/10/2015	21	255 000		26 791		228 209
DETECT [°] /EXTINGUANT [°] GAZ TGBT	30/04/2016	21	1 278 431		102 037		1 176 394
TOTAL CENTRALE ATUONA			111 980 721	13 437 478	74 405 865	10 880 005	40 132 329

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
A.N CONSTRUCT HANAPAOA	01/01/1985	32	1 586 404		1 586 404		-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35		1 851 438		1 401 773	449 665
FG WILSON P50E2 HANAPAAOA	01/12/2009	8	2 843 553		2 843 553		-
FG WILSON P33-1 HANAPAAOA	01/08/2013	4	2 304 963		2 304 963		-
A.N FILIERE HANAPAOA	01/01/1985	36	291 886		291 886		-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	25		74 127		74 127	-
TOTAL CENTRALE HANAPAAOA			7 026 806	1 925 565	7 026 806	1 475 900	449 665
A.N CONSTRUCTION HANAIAPA	01/01/1988	35	1 641 108		1 238 520		402 588
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35		5 461 744		4 135 229	1 326 515
BIWATER 105KVA HANAIAPA	01/01/1982	40	9 425 794		8 443 904		981 890
A.N FILIERE HANAIAPA	01/01/1988	33	301 952		301 952		-
TOTAL CENTRALE HANAIAPA			11 368 854	5 461 744	9 984 376	4 135 229	2 710 993
A.N CONSTRUCT NAOHE	01/01/1985	32	1 586 404		1 586 404		-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	25		1 851 438		1 851 438	-
FG WILSON P50 G294 NAOHE	01/11/2016	5	2 221 429		518 334		1 703 095
CPL WILS P50 G294 NAOHE	01/01/2017	4	573 018		143 254		429 764
FG WILSON P33-1 NAHOE	01/08/2013	5	2 304 963		1 927 663		377 300
A.N FILIERE NAOHE	01/01/1985	36	291 886		291 886		-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	25		696 794		696 794	-
TOTAL CENTRALE NAOHE			6 977 700	2 548 232	4 467 541	2 548 232	2 510 159
A.N CONSTRUCT PUAMAU 80M2	01/01/1988	35	1 641 108		1 238 520		402 588
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35		6 834 894		5 174 877	1 660 017
PELTON BIWATER PUAMAU	01/01/1988	40	10 188 824		7 583 949		2 604 875
A.N FILIERE PUAMAU 80M2	01/01/1988	33	301 951		301 951		-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	25		163 079		163 079	-
TOTAL CENTRALE PUAMAU 80M2			12 131 883	6 997 973	9 124 420	5 337 956	4 667 480
A.N CONSTRUCT PUAMAU 50M2	01/01/1992	25	1 969 329		1 969 329		-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35		3 857 164		2 920 359	936 805
FG WILSON P50 G1 PUAMAU	29/09/2016	5	4 463 084		1 120 730		3 342 354
FG WILSON P50 G2 PUAMAU	29/09/2016	5	4 463 084		1 120 730		3 342 354
CUVE GASOIL 5000L PUAMAU	01/01/2014	13	1 061 473		326 608		734 865
F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	01/01/2017	10	2 559 028		255 903		2 303 125
F&P PASSERELLE ACCES CUVE	01/01/2015	12	481 983		120 495		361 488
TOTAL CENTRALE PUAMAU 50M2			14 997 981	3 857 164	4 913 795	2 920 359	11 020 991
A.N CONSTRUCT TAAOA 36M2	01/01/1982	35	2 516 365		2 516 365		-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35		2 476 299		1 874 870	601 429

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BOUVIER 115KVA TAAOA	01/01/1982	40	10 188 823		9 127 445		1 061 378
A.N FILIERE TAAOA 36M2	01/01/1982	39	462 991		462 991		-
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA36	01/01/2013	8	443 547		379 350		64 197
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	7	328 621		265 202		63 419
TOTAL CENTRALE TAAOA 36M2			13 940 347	2 476 299	12 751 353	1 874 870	1 790 423
A.N CONSTRUCT TAAOA 62M2	01/01/1988	29	6 783 244		6 783 244		-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35		5 122 313		3 878 238	1 244 075
BIWATER FH TAAOA	01/01/1988	40	24 453 178		18 201 473		6 251 705
A.N FILIERE TAAOA 62M2	01/01/1988	33	1 248 064		1 248 064		-
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA62	01/01/2013	10	443 547		221 774		221 773
FOURNIT. SUPERVIS° TAAOA	01/01/2014	9	257 392		114 396		142 996
TOTAL CENTRALE TAAOA 62M2			33 185 425	5 122 313	26 568 951	3 878 238	7 860 549
TOTAL PRODUCTION HIVA OA			211 609 717	41 826 768	149 243 107	33 050 789	71 142 589
TRANSFO TAPEATA HIVA OA	01/07/2014	25	498 133		69 738		428 395
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	01/11/2004	25	1 418 071		746 853		671 218
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	01/07/2005	25	159 217		79 611		79 606
TRANSFO TAAOA HIVA OA	01/01/2006	25	272 556		130 824		141 732
POSTE RTE TAAOA HIVA OA	01/01/2006	25	475 488		228 234		247 254
TRANSFO POSTE CP DP HIVAO	01/07/2006	25	1 458 621		670 967		787 654
POSTE HIVA OA 2001	01/01/2001	25	488 377		332 094		156 283
POSTE HIVA OA 2003	01/01/2003	25	13 541 752		8 125 050		5 416 702
POSTE DP HIVA OA 2009	01/07/2009	25	456 261		155 128		301 133
RES.AERIEN HIVA OA 98	01/01/1998	25	28 454 284		22 763 427		5 690 857
RES.AERIEN HIVA OA 99	01/01/1999	25	17 565 223		13 349 571		4 215 652
RES.AERIEN HIVA OA 2000	01/01/2000	25	1 082 378		779 310		303 068
RES.AERIEN HIVA OA 2001	01/01/2001	25	984 853		669 698		315 155
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	25		553 742		376 546	177 196
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	25		329 672		225 700	103 972
RES.AERIEN HIVA OA 2002	01/01/2002	25	9 276 957		5 937 250		3 339 707
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	25		4 008 274		2 565 296	1 442 978
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	25		1 469 968		945 659	524 309
RES.AERIEN HIVA OA 2003	01/01/2003	25	7 504 388		4 502 633		3 001 755
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	25		2 313 321		1 387 994	925 327
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	25		339 799		204 482	135 317
RESEAU BTA QTIER TAHAUKU	01/01/2004	25	739 415		414 073		325 342
RESEAUX HTA/BTA MAKE MAKE	13/04/2005	25	5 422 605		2 758 296		2 664 309
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	25		945 482		475 890	469 592

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	25		1 831 295		921 754	909 541
RESEAUX CP 51906 2005HIVA	01/06/2005	25	103 217		51 955		51 262
RESEAUX BTA QTIER DESOUZA	12/07/2005	25	1 161 034		579 096		581 938
EXT BTA LOTISS PAEPAENUI	30/12/2005	25	1 856 869		891 506		965 363
EXT BTA QTIER AVAEORU	30/12/2005	25	518 346		248 866		269 480
RESEAU HT/BT RTE TAAAO	01/01/2006	25	13 278 365		6 373 616		6 904 749
RESEAU HTA HIVA OA	01/01/2006	25	6 393 277		3 068 772		3 324 505
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	25		4 089 633		1 881 229	2 208 404
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	25		682 244		313 835	368 409
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	01/07/2006	25	514 799		236 808		277 991
RESEAUX CP HIVA OA 2007	01/07/2007	25	2 985 290		1 253 823		1 731 467
RESEAUX HIVA OA 2007	01/07/2007	25		444 867		186 847	258 020
RESEAUX HIVA OA 2007	01/07/2007	25		5 247 849		2 204 097	3 043 752
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	624 692		262 373		362 319
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25		82 308		32 920	49 388
EXT BTA AERIEN QT HEITAA	03/06/2008	25	286 156		109 627		176 529
BTA AERIEN QT TEHEVINI	03/06/2008	25	268 764		102 967		165 797
EXT BTA AERINNE QTIER	18/06/2008	25	706 188		269 372		436 816
RESEAUX CP HIVA OA 2008	01/07/2008	25	14 653 113		5 568 183		9 084 930
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25		3 535 241		1 343 394	2 191 847
BTA AERIENNE QT PETERANO	03/07/2008	25	516 637		196 207		320 430
RESEAUX CP HIVA OA 2009	01/07/2009	25	2 970 258		1 009 885		1 960 373
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25		53 245		17 217	36 028
RESEAUX CP HIVA OA 2010	01/07/2010	25	17 720 169		5 316 052		12 404 117
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAU	01/01/2011	25	408 614		114 413		294 201
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONA	01/01/2011	25	251 986		70 555		181 431
RESEAUX CP HIVA OA 2011	01/07/2011	25	29 719 762		7 727 138		21 992 624
RESEAUX 2011 CONCED HIVA	01/07/2011	25		128 862		33 504	95 358
EXT 14A1 QT TOUATEKINA	01/01/2012	25	2 018 134		484 350		1 533 784
RESEAUX CP HIVA OA 2012	01/07/2012	25	29 338 223		6 454 409		22 883 814
RESEAUX 2012 CONCED HIVA	01/07/2012	25		2 385 724		524 859	1 860 865
RESEAUX CP HIVA OA 2013	01/07/2013	25	47 737 306		8 592 714		39 144 592
RESEAUX 2013 CONCED HIVA	01/07/2013	25		118 659		21 357	97 302
RESEAUX 2014 CONCED HIVA	01/07/2014	25		176 100		24 654	151 446
RESEAUX CP HIVA OA 2014	01/07/2014	25	911 575		127 620		783 955
RESEAUX CP HIVA OA 2015	01/07/2015	25	37 381 279		3 738 128		33 643 151
RESEAUX 2015 CONCED HIV	01/07/2015	25		3 616 581		361 658	3 254 923

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX CP HIVA OA 2016	01/07/2016	25	1 715 706		102 942		1 612 764
RESEAUX 2016 TIERS HIVA O	01/07/2016	25		2 217 245		133 035	2 084 210
EXT BTA AERO SOUTERAIN	03/06/2008	35	426 747		116 782		309 965
RSX SOUT TIERS 2016 HIVA	01/07/2016	35		338 343		14 500	323 843
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	01/07/2004	20	252 086		170 157		81 929
COMPATGE HIVA OA 2005	01/06/2005	20		1 076 213		677 118	399 095
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	01/07/2005	20	296 026		185 015		111 011
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	362 260		226 412		135 848
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	40 611		25 382		15 229
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2006	20	648 693		373 000		275 693
BRCHT HIVA OA 2006	01/07/2006	20		1 478 092		849 904	628 188
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2007	20	791 243		415 401		375 842
BRCHT HIVA OA 2007	01/07/2007	20		1 274 706		669 219	605 487
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2008	20	1 121 749		532 830		588 919
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20		2 129 913		1 011 710	1 118 203
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	01/07/2009	20	3 705 338		1 574 769		2 130 569
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20		1 252 398		506 178	746 220
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	01/07/2010	20	2 068 982		775 868		1 293 114
COMPTAGE TIERS HIVA 2010	01/07/2010	20		2 168 225		813 083	1 355 142
BRCHT/CPTAGE HIVA OA	01/07/2011	20	4 531 385		1 472 699		3 058 686
COMPTAGE TIERS HIVA 2011	01/07/2011	20		1 565 347		508 736	1 056 611
BRCHT/CPTAGES HIVA OA	01/07/2012	20	3 198 812		879 675		2 319 137
COMPTAGE TIERS HIVA 2012	01/07/2012	20		845 783		232 590	613 193
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2013	20	6 792 771		1 528 374		5 264 397
COMPTAGE TIERS HIVA 2013	01/07/2013	20		1 526 320		343 422	1 182 898
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	01/07/2013	20		37 757		8 496	29 261
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2014	20	2 263 268		396 071		1 867 197
COMPTAGE TIERS HIVA OA 2014	01/07/2014	20		1 089 732		190 704	899 028
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2015	20	4 532 710		566 589		3 966 121
COMPTAGE TIERS HIV 2015	01/07/2015	20		1 133 616		141 702	991 914
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2016	20	3 877 908		290 843		3 587 065
COMPTAGE TIERS HIVA 2016	01/07/2016	20		1 077 211		80 791	996 420
COMPTAGE TIERS HIVA 2017	01/07/2017	20		1 461 457		36 536	1 424 921
BRCHT/COMPTAGE HIVA OA	01/07/2017	20	3 644 071		91 102		3 552 969
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA			342 392 998	53 025 224	124 285 103	20 266 616	250 866 503
>>>> TOTAL PAR CONCESSION HIVA OA			554 002 715	94 851 992	273 528 210	53 317 405	322 009 092

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchement & Comptages
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	259 340	259 340
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	3 384 731	3 384 731
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	3 644 071	3 644 071
	TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA	3 644 071	3 644 071

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	prévu	réalisé	écart
ACCESSOIRES GROUPE	15 634 683	-	15 634 683
ALTERNATEUR GROUPE	8 415 619	-	8 415 619
BATIMENT	45 940 925	-	45 940 925
BLOC MOTEUR GROUPE	19 279 418	2 561 707	16 717 711
GROUPE	3 552 500	573 018	2 979 482
TOTAL	92 823 145	3 134 725	89 688 420

dont

renouvellement reporté

écart

89 688 420

commentaires

prévu en 2018

renouvellement anticipé

-

renouvellement besoin annulé ou modifier

écart de coût sur renouvellement effectué

total pour vérif

89 688 420

Distribution :

	prévu	réalisé	écart
Transfos	1 500 000	-	1 500 000
IAT IAM	6 000 000	-	6 000 000
Réseaux HTA	18 000 000	-	18 000 000
Réseaux BT	8 000 000	-	8 000 000
Branchements et comptages	3 500 000	3 384 731	115 269
Réseau souterrain	7 500 000	-	7 500 000
TOTAL	44 500 000	3 384 731	41 115 269

dont	écart
<i>renouvellement reporté</i>	41 115 269
<i>renouvellement anticipé</i>	-
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>	
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	
<i>total pour vérif</i>	<hr/> 41 115 269

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

En matière de délégation de services public, le provisionnement des coûts futurs de renouvellement est une obligation, cette dernière est définie aux articles 7 et 24 de la concession « Le concessionnaire est tenu d'établir, d'exploiter, d'entretenir et de renouveler à ses frais les ouvrages faisant partie de la concession, de manière qu'ils soient maintenus en bon état de service »

« le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante tous les ouvrages et le matériel de la concession en bon état d'entretien »

La méthode de comptabilisation de cette obligation issue du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 a pour but de sécuriser le maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations concédées ; à cette fin, et par la combinaison des amortissements de caducité, amortissements techniques et provisions pour renouvellement, le concessionnaire doit mettre de côté les ressources financières nécessaires au financement des renouvellements.

Outre sa difficulté de compréhension pour des non professionnels, cette méthode a pour inconvénient :

- D'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession.
- De générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants
- De ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée.
- De ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux laquelle est une obligation nouvelle en Polynésie, non applicable en métropole en raison des exclusions du règlement CRC n°2004-06 et notamment celle en faveur des contrats de délégation de service public

Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Sont directement visés par ces arrêtés §218-9, les charges de renouvellements.

- Les opérateurs sujets à une obligation de maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations peuvent anticiper le surcoût des immobilisations qu'elles jugent devoir renouveler avant le terme du contrat de délégation. Ce surcoût est appréhendé au travers d'une provision pour renouvellement.

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- o elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement.
- o Elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

5.5.3 Impact sur l'exercice

La nouvelle méthode a été mise en place de manière prospective sans retraitement du passé

Le montant global des investissements au bilan au 31/12/2017, déduction faite des investissements financés par les tiers ou le concédant et de l'indemnité de fin de concession est amorti sur la durée de la concession.

La dotation de l'exercice correspond à cette base amortissable, diminuée des charges calculées déjà comptabilisées, divisée par la durée résiduelle de la concession

Production :

Amortissement des biens au bilan			
Vo cloture		253 436 485	
- financements tiers et concédant		(41 826 768)	
- IFC biens au bilan cumulé		(9 470 457)	
base amortissable		202 139 260	
doté à l'ouverture		171 989 204	(A)
	Caducité	157 551 344	
	PRU	7 390 348	
	PRC article 22	2 342 517	
	Amort article 22	<u>4 704 995</u>	
reste à amortir		30 150 056	
nb années restantes		4	
dotation exercice		7 537 514	(B)
dotations cumulées		179 526 718	(A) + (B)

Amortissement comptable (actif)

Détermination du passif de renouvellement			
Besoin évalué 31/12/2016		129 393 661	
Ajustement du besoin 2017		(29 376 112)	
IFC Prévis. sur renouvellement		-	
doté à l'ouverture		134 072 530	(A)
	Amort	98 716 488	
	Annul amort art 22	(4 704 995)	
	PR	<u>40 061 037</u>	
reste à doter		(34 054 981)	
nb années restantes		4	
dotation exercice		(8 513 745)	(B)
reprises sur trvx renouvellement		5 334 118	©
Passif de renouvellement		130 892 903	(A) + (B) + ©

Passif de renouvellement (passif)

Distribution :

Amortissement des biens au bilan		
Vo cloture		395 418 222
- financements tiers et concédant		(53 025 224)
- IFC renouvelInt cumul		(179 421 381)
base amortissable		162 971 617
doté à l'ouverture		110 304 085 (A)
	Amortissement	<u>110 304 085</u>
reste à amortir		52 667 532
nb années restantes		4
dotation exercice		13 166 883 (B)
dotations cumulées		123 470 968 (A) + (B)

Amortissement comptable (actif)

Détermination du passif de renouvellement		
Besoin évalué 31/12/2016		137 250 167
Ajustement du besoin 2017		-
IFC Prèvis. sur renouvellement		(127 166 052)
doté à l'ouverture		- (A)
		<u>-</u>
reste à doter		10 084 115
nb années restantes		4
dotation exercice		2 521 029 (B)
dotations plan de renouvellement		- ©
reprises sur trvx renouvellement		(846 183) (D)
Passif de renouvellement		1 674 846 (A) + (B) + © + (D)

Passif de renouvellement (passif)

Reprise lissée caducité art LP4		
caducité & PRU cpt 229 ouverture		184 175 678 (A)
	Caducité	179 397 218
	PRU	<u>4 778 460</u>
reprise lissée		(46 043 920) (B)
caducité cpt 229 clôture		138 131 759 (A) + (B)

Caducité (passif)

Reprise lissée Prov risque		
doté à l'ouverture		13 018 533 (A)
	PR	<u>13 018 533</u>
dotation exercice		(3 254 633) (B)
Provision pour risque		9 763 900 (A) + (B)

Provision pour risque (passif)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
R53501	F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	2 559 028	100%	2 559 028
	TOTAL PRODUCTION HIVA OA	2 559 028		2 559 028

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	259 340	100%	259 340
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	259 340		259 340
CR3004	342042 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR RPCLTM CR3003	53 910	100%	53 910
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	1 407 547	100%	1 407 547
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA	1 461 457		1 461 457
	TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA	1 720 797		1 720 797

5.7 - 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.

Bien de production

Cette indemnité sera égale au montant réajusté conformément à l'Article 27, des dépenses dûment justifiées par le concessionnaire, sauf déduction pour chaque ouvrage de 1/10^{ème} de cette valeur réajustée pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.

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

- Application de la formule
Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2010 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.
L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10^{ème} de la valeur d'origine égal à : 10 – (2020 – (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	2016 entière	7
du 01/01 au 31/12	2017 entière	8
du 01/01 au 31/12	2018 entière	9
du 01/01 au 31/12	2019 entière	10
du 01/01 au 30/09	2020 partielle	10

Bien de distribution

La valeur non amortie des ouvrages justifiant du montant de l'indemnité de fin de concession sera égale au montant des dépenses immobilisées et justifiées par le concessionnaire après déduction d'un amortissement calculé de façon linéaire sur la durée de vie contractuelle du bien auquel il se rapporte.

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010 à 2017 s'élève à :
 - 142 MF en distribution
 - 11 MF en production

Le détail par chantier est reporté dans les tableaux suivants :

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
BLOC MOTEUR GROUPE	01/01/2010	7	5 848 040	760 245	5 924 065	100%	5 924 065	592 406
ALTERNATEUR GROUPE	01/01/2010	7	2 552 716	331 853	2 585 901	100%	2 585 901	258 590
ACCESSOIRES GROUPES	01/01/2010	9	301 043	39 136	304 957	100%	304 957	30 496
ENERGIE	01/01/2013	24	1 330 639	172 983	1 399 832	100%	1 399 832	559 933
ENERGIE	01/09/2013	24	1 839 892	239 186	1 935 566	100%	1 935 566	774 227
ENERGIE	01/08/2015	22	9 060 389	1 177 851	9 767 099	45%	4 395 195	2 637 117
ENVIRONNEMENT	01/01/2014	23	1 556 782	202 382	1 657 973	100%	1 657 973	828 986
SECURITE	01/09/2010	10	666 222	86 609	674 883	100%	674 883	67 488
SECURITE	01/03/2012	25	6 139 767	798 170	6 379 218	100%	6 379 218	1 913 765
SECURITE	01/03/2012	25	184 222	23 949	191 407	100%	191 407	57 422
SECURITE	01/10/2015	21	255 000	33 150	274 890	0%	-	-
GROUPE	01/08/2013	7	2 304 963	299 645	2 424 821	0%	-	-
GROUPE	01/08/2013	7	2 304 963	299 645	2 424 821	0%	-	-
GROUPE	01/04/2010	7	-	-	-	0%	-	-
COMBUSTIBLE	01/01/2014	13	1 061 473	137 991	1 130 469	0%	-	-
SECURITE	01/01/2015	12	481 983	62 658	519 578	100%	519 578	311 747
ENERGIE	01/01/2013	8	443 547	57 661	466 611	100%	466 611	186 645
SECURITE	01/01/2014	7	328 621	42 721	349 981	100%	349 981	174 991
ENERGIE	01/01/2013	10	443 547	57 661	466 611	100%	466 611	186 645
ENERGIE	01/01/2014	9	257 392	33 461	274 122	100%	274 122	137 061
BLOC MOTEUR GROUPE	01/11/2016	5	1 946 593	253 057	2 123 733	0%	-	-
BLOC MOTEUR GROUPE	01/11/2016	7	1 946 593	253 057	2 123 733	0%	-	-
ALTERNATEUR GROUPE	01/11/2016	7	4 465 125	580 466	4 871 451	0%	-	-
ALTERNATEUR GROUPE	01/11/2016	7	4 465 125	580 466	4 871 451	0%	-	-
ACCESSOIRES GROUPES	01/11/2016	7	3 622 270	470 895	3 951 897	0%	-	-
ACCESSOIRES GROUPES	01/11/2016	7	3 622 270	470 895	3 951 897	0%	-	-
SECURITE	30/04/2016	21	1 278 431	166 196	1 394 768	0%	-	-
GROUPE	01/11/2016	5	2 221 429	288 786	2 423 579	0%	-	-
GROUPE	29/09/2016	5	4 463 084	580 201	4 869 225	0%	-	-
GROUPE	29/09/2016	5	4 463 084	580 201	4 869 225	0%	-	-
BLOC MOTEUR GROUPE	01/05/2017	7	569 912	74 089	629 183	0%	-	-
BLOC MOTEUR GROUPE	01/05/2017	7	569 912	74 089	629 183	0%	-	-
ALTERNATEUR GROUPE	01/05/2017	7	248 771	32 340	274 643	0%	-	-
ALTERNATEUR GROUPE	01/05/2017	7	248 771	32 340	274 643	0%	-	-
ACCESSOIRES GROUPES	01/05/2017	7	462 171	60 082	510 237	0%	-	-
ACCESSOIRES GROUPES	01/05/2017	7	462 170	60 082	510 236	0%	-	-
GROUPE	01/01/2017	4	573 018	74 492	632 612	0%	-	-
ENERGIE	01/01/2017	10	2 559 028	332 674	2 825 167	100%	2 825 167	2 260 134
PRODUCTION HIVA OA			75 548 958	9 821 365	80 889 668		30 351 067	10 977 652

Composants	date de mise en service	durée amortissement	date de fin de vie	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	Indemnité fin de concession sur biens existants et non-renouvelables	Indemnité fin de concession prévisionnelle sur biens à renouveler
TRANSFO TAPEATA HIVA OA	01/07/2014	25	01/07/2039	498 133	64 757	530 512	397 869	
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	01/11/2004	25	01/11/2029	1 418 071	-	1 418 071	515 450	
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	01/07/2005	25	01/07/2030	159 217	-	159 217	62 093	
TRANSFO TAAOA HIVA OA50KVA SECOURS FEED DATU	01/01/2006	25	01/01/2031	272 556	-	272 556	111 786	
POSTE RTE TAAOA HIVA OASECOURS FEED DATU	01/01/2006	25	01/01/2031	475 488	-	475 488	195 017	
TRANSFO POSTE CP DP HIVA OHIVA OA	01/07/2006	25	01/07/2031	1 458 621	-	1 458 621	627 154	
POSTE HIVA OA 2001	01/01/2001	25	01/01/2026	488 377	-	488 377	102 639	
POSTE HIVA OA 2003	01/01/2003	25	01/01/2028	13 541 752	-	13 541 752	3 928 606	
POSTE DP HIVA OA 2009CP	01/07/2009	25	01/07/2034	456 261	-	456 261	250 941	
RES.AERIEN HIVA OA 98	01/01/1998	25	01/01/2023	28 454 284	-	28 454 284	2 564 656	
RES.AERIEN HIVA OA 99	01/01/1999	25	01/01/2024	17 565 223	-	17 565 223	2 285 345	
RES.AERIEN HIVA OA 2000	01/01/2000	25	01/01/2025	1 082 378	-	1 082 378	184 189	
RES.AERIEN HIVA OA 2001	01/01/2001	25	01/01/2026	984 853	-	984 853	206 980	
RESEaux HIVA OA 2001	01/01/2001	25	01/01/2026	-	-	-	-	
RESEaux HIVA OA 2001	01/01/2001	25	01/01/2026	-	-	-	-	
RES.AERIEN HIVA OA 2002	01/01/2002	25	01/01/2027	9 276 957	-	9 276 957	2 320 509	
RESEaux HIVA OA 2002	01/01/2002	25	01/01/2027	-	-	-	-	
RESEaux HIVA OA 2002	01/01/2002	25	01/01/2027	-	-	-	-	
RES.AERIEN HIVA OA 2003CHANTIER 280400	01/01/2003	25	01/01/2028	7 504 388	-	7 504 388	2 177 103	
RESEaux HIVA OA 2003	01/01/2003	25	01/01/2028	-	-	-	-	
RESEaux HIVA OA 2003	01/01/2003	25	01/01/2028	-	-	-	-	
RESEAU BTA QTIER TAHAKUOHIVA OA	01/01/2004	25	01/01/2029	739 415	-	739 415	244 124	
RESEaux HTA/BTA MAKE MAKEATUONA HIVA OA	13/04/2005	25	13/04/2030	5 422 605	-	5 422 605	2 067 847	
RESEaux HIVA OA 2005	01/06/2005	25	01/06/2030	-	-	-	-	
RESEaux HIVA OA 2005	01/06/2005	25	01/06/2030	-	-	-	-	
RESEaux CP 51906 2005HIVA	01/06/2005	25	01/06/2030	103 217	-	103 217	39 914	
RESEaux BTA QTIER DESOUZATAAOA HIVA OA	12/07/2005	25	12/07/2030	1 161 034	-	1 161 034	454 190	
EXT BTA LOTISS PAEPAENUIHIVA OA ART14A	30/12/2005	25	30/12/2030	1 856 869	-	1 856 869	761 172	
EXT BTA QTIER AVAEORUTAAOA A HIVA OA ART14A	30/12/2005	25	30/12/2030	518 346	-	518 346	212 482	
RESEAU HT/BT RTE TAAAOHIVA OA	01/01/2006	25	01/01/2031	13 278 365	-	13 278 365	5 446 006	
RESEAU HTA HIVA OAROUTE DE TAAOA	01/01/2006	25	01/01/2031	6 393 277	-	6 393 277	2 622 147	
RESEaux HIVA OA 2006FINANCEMENT TIERS	01/07/2006	25	01/07/2031	-	-	-	-	
RESEaux HIVA OA 2006FINANCEMENT CONCEDANT	01/07/2006	25	01/07/2031	-	-	-	-	
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	01/07/2006	25	01/07/2031	514 799	-	514 799	221 345	
RESEaux CP HIVA OA 2007	01/07/2007	25	01/07/2032	2 985 290	-	2 985 290	1 403 073	
RESEaux HIVA OA 2007FINANCEMENT CONCEDANT	01/07/2007	25	01/07/2032	-	-	-	-	
RESEaux HIVA OA 2007FINANCEMENT TIERS	01/07/2007	25	01/07/2032	-	-	-	-	
15% QUOTE PART EDT 2007TRAVAUX EXTENSIONS REMB	01/07/2007	25	01/07/2032	624 692	-	624 692	293 603	
RESEAU 2008 CONCEDANTFINANCEMENT	01/01/2008	25	01/01/2033	-	-	-	-	
EXT BTA AERIEN QT HEITAAART 14A1	03/06/2008	25	03/06/2033	286 156	-	286 156	145 068	
BTA AERIEN QT TEHEVINIDE TAAOA	03/06/2008	25	03/06/2033	268 764	-	268 764	136 251	
EXT BTA AERINNE QTIERLO LONG HANAPAAOA 14AI	18/06/2008	25	18/06/2033	706 188	-	706 188	359 165	
RESEaux CP HIVA OA 2008	01/07/2008	25	01/07/2033	14 653 113	-	14 653 113	7 473 393	
RESEaux 2008 TIERSFINANCEMENT	01/07/2008	25	01/07/2033	-	-	-	-	
BTA AERIENNE QT PETERANOART 14AI	03/07/2008	25	03/07/2033	516 637	-	516 637	263 609	
RESEaux CP HIVA OA 2009	01/07/2009	25	01/07/2034	2 970 258	-	2 970 258	1 633 626	
RESEaux 2009 CONCEDANTFINANCEMENT	01/12/2009	25	01/12/2034	-	-	-	-	
RESEaux CP HIVA OA 2010	01/07/2010	25	01/07/2035	17 720 169	2 303 622	17 950 531	10 590 243	
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAUHIVA OA	01/01/2011	25	01/01/2036	408 614	53 120	419 238	255 785	
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONAATUONA HIVA OA	01/01/2011	25	01/01/2036	251 986	32 758	258 538	157 739	
RESEaux CP HIVA OA 2011	01/07/2011	25	01/07/2036	29 719 762	3 863 569	30 492 476	19 209 726	

Composants	date de mise en service	durée amortissement	date de fin de vie	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	Indemnité fin de concession sur biens existants et non-renouvelables	Indemnité fin de concession prévisionnelle sur biens à renouveler
RESEAUX 2011 CONCED HIVA OA FINANCEMENT	01/07/2011	25	01/07/2036	-	-	-	-	-
EXT 14A1 QT TOUATEKINAPUAMAU HIVA OA	01/01/2012	25	01/01/2037	2 018 134	262 357	2 096 841	1 363 222	-
RESEAUX CP HIVA OA 2012	01/07/2012	25	01/07/2037	29 338 223	3 813 969	30 482 414	20 423 985	-
RESEAUX 2012 CONCED HIVA HIVA OA FINANCEMENT	01/07/2012	25	01/07/2037	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HIVA OA 2013 CP 2013	01/07/2013	25	01/07/2038	47 737 306	6 205 850	50 219 646	35 655 894	-
RESEAUX 2013 CONCED HIVA OA FINANCEMENT	01/07/2013	25	01/07/2038	-	-	-	-	-
RESEAUX 2014 CONCED HIVA OA FINANCEMENT	01/07/2014	25	01/07/2039	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HIVA OA 2014CP 2014	01/07/2014	25	01/07/2039	911 575	118 505	970 827	728 094	-
RESEAUX CP HIVA OA 2015CP 2015	01/07/2015	25	01/07/2040	37 381 279	4 859 566	40 297 019	31 833 409	-
RESEAUX 2015 CONCED HIFINANCEMENT HIVA OA	01/07/2015	25	01/07/2040	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HIVA OA 2016CP 2016	01/07/2016	25	01/07/2041	1 715 706	223 042	1 871 835	1 553 679	-
RESEAUX 2016 TIERS HIVA OA FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2016	25	01/07/2041	-	-	-	-	-
EXT BTA AERO SOUTERAINAMÉL LOT PAEPAENUI 14AI	03/06/2008	35	03/06/2043	426 747	-	426 747	276 452	-
RSX SOUT TIERS 2016 HIVA OA FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2016	35	01/07/2051	-	-	-	-	-
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	01/07/2004	20	01/07/2024	252 086	-	252 086	47 277	-
COMPATGE HIVA OA 2005	01/06/2005	20	01/06/2025	-	-	-	-	-
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	01/07/2005	20	01/07/2025	296 026	-	296 026	70 309	-
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	01/07/2025	362 260	-	362 260	86 040	-
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	01/07/2025	40 611	-	40 611	9 645	-
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2006	20	01/07/2026	648 693	-	648 693	186 483	-
BRCHT HIVA OA 2006FINANCEMENT TIERS	01/07/2006	20	01/07/2026	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA 2007	01/07/2007	20	01/07/2027	791 243	-	791 243	266 997	-
BRCHT HIVA OA 2007FINANCEMENT TIERS	01/07/2007	20	01/07/2027	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA 2008	01/07/2008	20	01/07/2028	1 121 749	-	1 121 749	434 726	-
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	01/07/2028	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	01/07/2009	20	01/07/2029	3 705 338	-	3 705 338	1 621 117	-
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	01/12/2029	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	01/07/2010	20	01/07/2030	2 068 982	268 968	2 095 879	1 021 687	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2010FINANCEMENT	01/07/2010	20	01/07/2030	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2011	01/07/2011	20	01/07/2031	4 531 385	589 080	4 649 201	2 498 667	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2011FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2011	20	01/07/2031	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES HIVA OACP 2012	01/07/2012	20	01/07/2032	3 198 812	415 846	3 323 566	1 952 737	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2012 FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2012	20	01/07/2032	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2013	01/07/2013	20	01/07/2033	6 792 771	883 060	7 145 995	4 555 633	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2013FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2013	20	01/07/2033	-	-	-	-	-
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	01/07/2013	20	01/07/2033	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2014	01/07/2014	20	01/07/2034	2 263 268	294 225	2 410 380	1 657 075	-
COMPTAGE TIERS HIVA OA 2014FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2014	20	01/07/2034	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2015	01/07/2015	20	01/07/2035	4 532 710	589 252	4 886 261	3 603 325	-
COMPTAGE TIERS HIV 2015FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2015	20	01/07/2035	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2016	01/07/2016	20	01/07/2036	3 877 908	504 128	4 230 798	3 331 934	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2016FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2016	20	01/07/2036	-	-	-	-	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2017FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2017	25	01/07/2042	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGE HIVA OACP 2017	01/07/2017	20	01/07/2037	3 644 071	473 729	4 023 054	3 369 342	-
BIENS FUTURS DE RENOUVELLEMENT ACQUIS EN 2018	2018			54 098 973	7 032 866	60 428 553		54 710 340
BIENS FUTURS DE RENOUVELLEMENT ACQUIS EN 2019	2019			39 098 973	5 082 866	44 181 839		41 919 268
BIENS FUTURS DE RENOUVELLEMENT ACQUIS EN 2020	2020			40 667 490	5 286 774	45 954 264		45 486 022
DISTRIBUTION HIVA OA				342 392 998	25 819 403	352 137 215	186 468 574	142 115 630

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2016	129 393 661	
réalisé	- 3 134 725	
écart de coût sur réalisé	-	
réajusté	- 29 376 112	renouvellement réalisé antérieurement à 2017
reste à faire au 31/12/2017	96 882 824	

Plan de renouvellement au 31/12/2017

	2018	2019	2020	Total général
ACCESSOIRES GROUPES	5 185 633	-	-	5 185 633
ALTERNATEUR GROUPE	2 791 250	-	-	2 791 250
AN FILIERES	19 003 121	-	-	19 003 121
BATIMENT	45 940 925	-	-	45 940 925
BLOC MOTEUR GROUPE	12 982 273	-	-	12 982 273
GROUPE	10 979 622	-	-	10 979 622
Total général	96 882 824	-	-	96 882 824

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL HIVA OA PRODUCTION	134 072 530	- 8 513 745	- 3 134 725	122 424 060	96 882 824
	(1)	(2)			

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique:	98 716 488
- amortissement technique sur biens indemnisés: -	4 704 995
- provision de renouvellement:	40 061 037
	<u>134 072 530</u>

(2) correspond à la dotation 2017:

- reste à faire réajusté 2016:	100 017 549
- déjà doté à l'ouverture:	<u>- 134 072 530</u>
reste à doter	- 34 054 981
nb année à doter:	4
dotation de l'exercice:	- 8 513 745

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2016	137 250 167
réalisé	- 3 384 731
écart de coût sur réalisé réajusté	
reste à faire au 31/12/2017	133 865 436

Plan de renouvellement au 31/12/2017

	2018			2019			2020			TOTAL
	qté	coût unit	total	qté	coût unit	total	qté	coût unit	total	
Transfos	1		1 500 000			-	1		1 568 518	3 068 518
IAT	3	2 000 000	6 000 000			-			-	6 000 000
Réseaux HTA	40	613 636	24 545 420	40	613 636	24 545 420	40	613 636	24 545 420	73 636 261
Réseaux BT	27	409 090	10 909 076	27	409 090	10 909 076	27	409 090	10 909 076	32 727 227
Branchements et comptages	36	102 273	3 644 477	36	102 273	3 644 477	36	102 273	3 644 477	10 933 431
Réseaux souterrain			7 500 000							7 500 000
TOTAL			54 098 973			39 098 973			40 667 490	133 865 436

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL HIVA OA DISTRIBUTION	-	2 521 029	-	2 521 029	133 865 436

(1)

(1) correspond à la dotation 2017:

- reste à faire réajusté 2016:	137 250 167
- indemnité prévisionnelle:	-127 166 052
reste à doter	10 084 115
nb année à doter:	4
dotation de l'exercice:	2 521 029

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

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 confondues, contre rémunération.

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