



**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 2018

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	10
1.3 - Le cadre juridique et contractuel.....	14
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....	15
➤ Aspects commerciaux.....	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs.....	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	18
2.4 - Autres produits d'exploitation.....	18
2.5 - Statistiques de ventes.....	19
2.6 - Gestion des impayés.....	22
2.7 - Dépenses de la Commune	22
2.8 - Services offerts à la clientèle	23
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	25
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	26
➤ Bilan technique	27
3.1 - Autorisation d'exploitation.....	27
3.2 - Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa	27
3.3 - Détail des ouvrages de production	28
3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaooa, Puamau, Nahoe	28
3.5 - Qualité de service	31
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement.....	31
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	32
3.8 - Raccordement solaire	33
3.9 - Unités d'œuvres 2018 de la concession.....	34
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES.....	35
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée.....	36
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	42
4.3 - Comptes de la concession.....	46
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	53
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	57
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	58
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	59
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	64
5.4 - Dépenses de renouvellement.....	64
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	65
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	70
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	70
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 :

Projet industriel 2018 – 2030 : une ambition au service des Polynésiens

Présentation au Pays, le 15 octobre 2018, du projet industriel d'EDT ENGIE, pourvu d'une enveloppe de financement prévisionnelle de 10 milliards FCFP jusqu'en 2030. Il vise à atteindre l'indépendance énergétique et favoriser le développement économique de la Polynésie française, tout en luttant contre le réchauffement climatique qui menace ses îles, et se décline en 5 axes :

1. *Contribuer au plan de transition énergétique du Pays*
2. *Développer le tissu économique du Fenua*
3. *Proposer des services de proximité*
4. *Accompagner Tahiti vers la « Smart Island »*
5. *Poursuivre la formation et l'embauche des Polynésiens*

Ce projet industriel met l'accent sur le développement des EnR pour une croissance décarbonée, avec des investissements d'EDT ENGIE :

- sur Tahiti entre 6 et 8 milliards FCFP d'ici à 2030 ;
- dans les îles, 4,5 milliards FCFP, pour une production de 16,2 GWh EnR supplémentaires.

Le but premier est d'aider le Pays à atteindre les objectifs du Plan de Transition Énergétique (PTE) de la Polynésie, prévoyant 50% d'EnR en 2020 et 75% d'EnR en 2030, et au-delà, tendre vers l'indépendance énergétique de la Polynésie.

MARAMA NUI a proposé au Pays un autre projet Hydromax sur la cote 95 dans la vallée de la Papenoo. Une opération inscrite dans le projet industriel d'EDT ENGIE.

Loi de pays sur les provisions :

La loi de pays relative aux provisions pour renouvellement adoptée par l'Assemblée, a été promulguée le 30 octobre 2018 laissant 6 mois aux concessionnaires pour se mettre en conformité.

La loi de Pays pose des difficultés significatives de mise en œuvre et peut modifier l'équilibre économique des concessions existantes. Ainsi, des discussions sont en cours avec la Polynésie afin de trouver des solutions aux difficultés pratiques de mise en œuvre au regard :

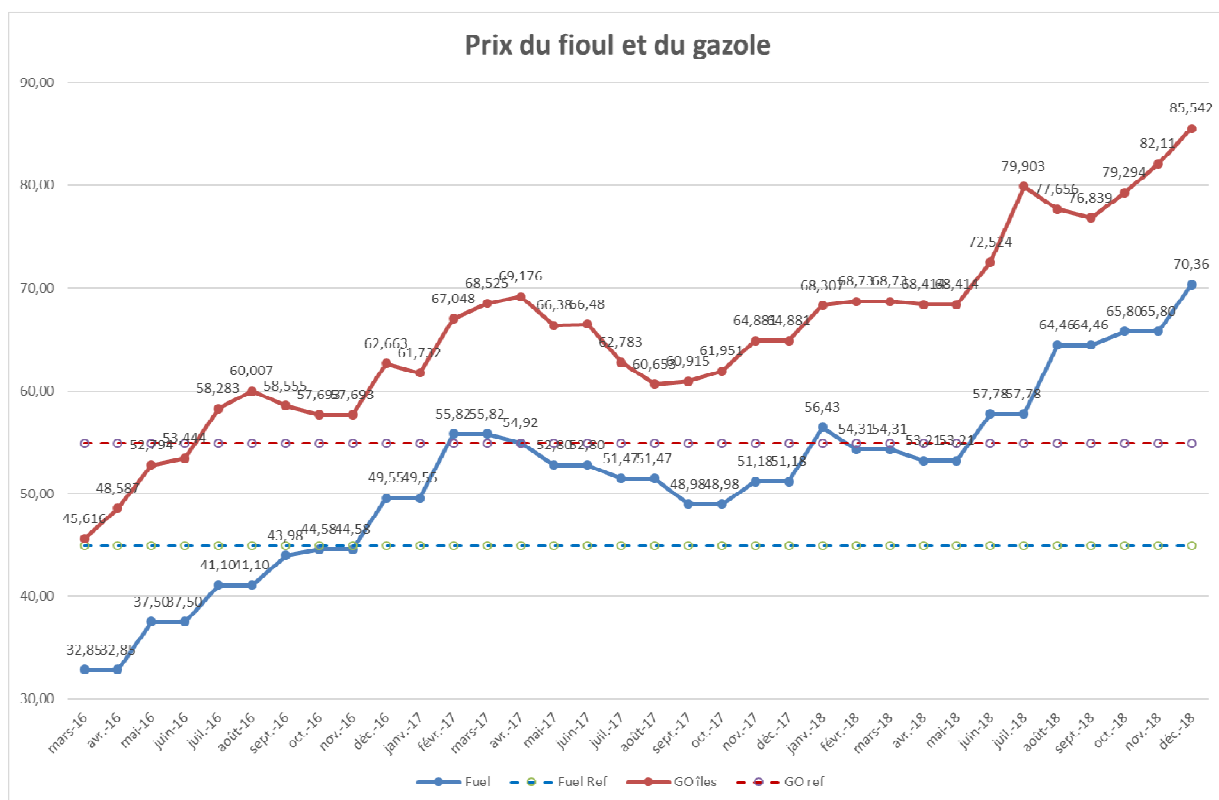
- du nombre important des composants des réseaux (55.000 comptages, 25.000 poteaux, 950 transformateurs, 1.200 km de câbles rien que sur Tahiti Nord) ;
- de la durée de vie à la fois importante (25 ou 30 ans) et très variable au sein même de chaque famille de composants ;
- de la difficulté à prévoir pour chaque composant de leur date et coût de renouvellement.

Données économiques :

1) Combustibles :

Depuis le mois de mars 2016 pendant lequel les tarifs de vente de l'électricité avaient été fixés par le Conseil des ministres les prix des énergies n'ont cessé d'augmenter passant :

- pour le fioul de 32,85 F/L à 70,36 F/L en décembre 2018 (+114,2%)
- pour le gazole de 45,61 F/L à 85,54 F/L en décembre 2018 (87,8%)



P ref : valeur du combustible pris en compte dans les tarifs fixés au 1^{er} mars 2016

2) Redevance de transport :

Sur la même période la redevance de transport est passée de 1,95 F/kWh à 2,45 F/kWh puis 2,75 F/kWh soit une augmentation de 41%.

3) Tarif de vente :

Malgré la hausse des combustibles, les tarifs de vente de l'électricité sont restés stables depuis 2016.

Formule tarifaire et rémunération du concessionnaire :

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 »

(le terme CE correspondant aux dépenses d'énergie, de combustible et de transport).

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.

En l'absence d'accord du concédant ou de décision du tribunal administratif sur l'application de ladite formule tarifaire, la rémunération du concessionnaire est alors constituée par ses seuls encaissements clients.

En cumul depuis 2016, le manque à gagner du concessionnaire s'établi à 2.270 MF dont 1.954 MF au titre de 2018.

A la date de d'émission de ce rapport un avenant 18 a été signé, reconnaissant que la charge de combustible et la redevance de transport n'ont pas à être supportées par EDT.

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2018 écoulée :

- 4 accidents de travail avec arrêt (hors trajet) cumulant 79 jours d'interruption du travail (valeurs cibles inférieurs ou égales à 3 accidents et 100 jours)
 - o Taux de fréquence = 4,64
 - o Taux de gravité = 0,09
- 4 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 2 accidents de trajet, sans arrêt.

Principaux indicateurs

		HIVA OA		
		2018	2017	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	833	836	
	BT	830 99,64%	833 99,64%	
	MT	3 0,36%	3 0,36%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	4 517	4 512
	BT	4 382 97,01%	4 377 97,01%	
	MT	135 2,99%	135 2,99%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,58	0,60
	Nombre de kWh vendus total		3 074 852	3 114 207
	BT	2 700 323 87,82%	2 764 781 88,78%	
	MT	374 529 12,18%	349 426 11,22%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	106 192 006	106 618 836
	BT : Total		94 659 397 89,14%	95 702 534 89,76%
	BT : par client		114 047	114 889
	BT : par kVA de puissance souscrite		21 600	21 866
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		17 516 601 18,50%	17 220 090 17,99%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		77 142 796 81,50%	78 482 444 82,01%
	MT : Total		11 532 609 10,86%	10 916 302 10,24%
	MT : par client		3 844 203	3 638 767
	MT : par kVA de puissance souscrite		85 427	80 861
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		2 483 460 21,53%	2 483 460 22,75%
MT : part variable en XPF et % du CA total		9 049 149 78,47%	8 432 842 77,25%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		34,54	34,24	
BT		35,05	34,61	
MT		30,79	31,24	
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,90	0,89	
	Energie achetée			
	Energie solaire kWh	5 148 0,01%	4 285 0,01%	
	Energie hydroélectrique kWh	843 791 1,44%	934 127 1,59%	
	Energie thermique kWh	2 561 819 4,36%	2 566 634 4,37%	
	Energie totale achetée	3 410 757	3 505 046	
	Temps moyen de coupure			
	global	4h00	9h43	
origine production	2h49	0h44		
origine transport	-	-		
origine distribution	1h10	8h59		
FINANCIERS	Patrimoine			
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	73	69
	Valeur d'origine	k XPF	707 745	648 855
	Valeur nette économique	k XPF	358 996	322 009
	Travaux réalisés			
	Dépenses de renouvellement	k XPF	41 854	6 519
	Dépenses d'améliorant	k XPF	10 996	4 280
	Indemnité de fin de concession	k XPF	105 170	153 093
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A	255 203
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A	190 732
	Coût des énergies et du transport	k XPF	69 717	64 471
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	13 698	68 641
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A	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

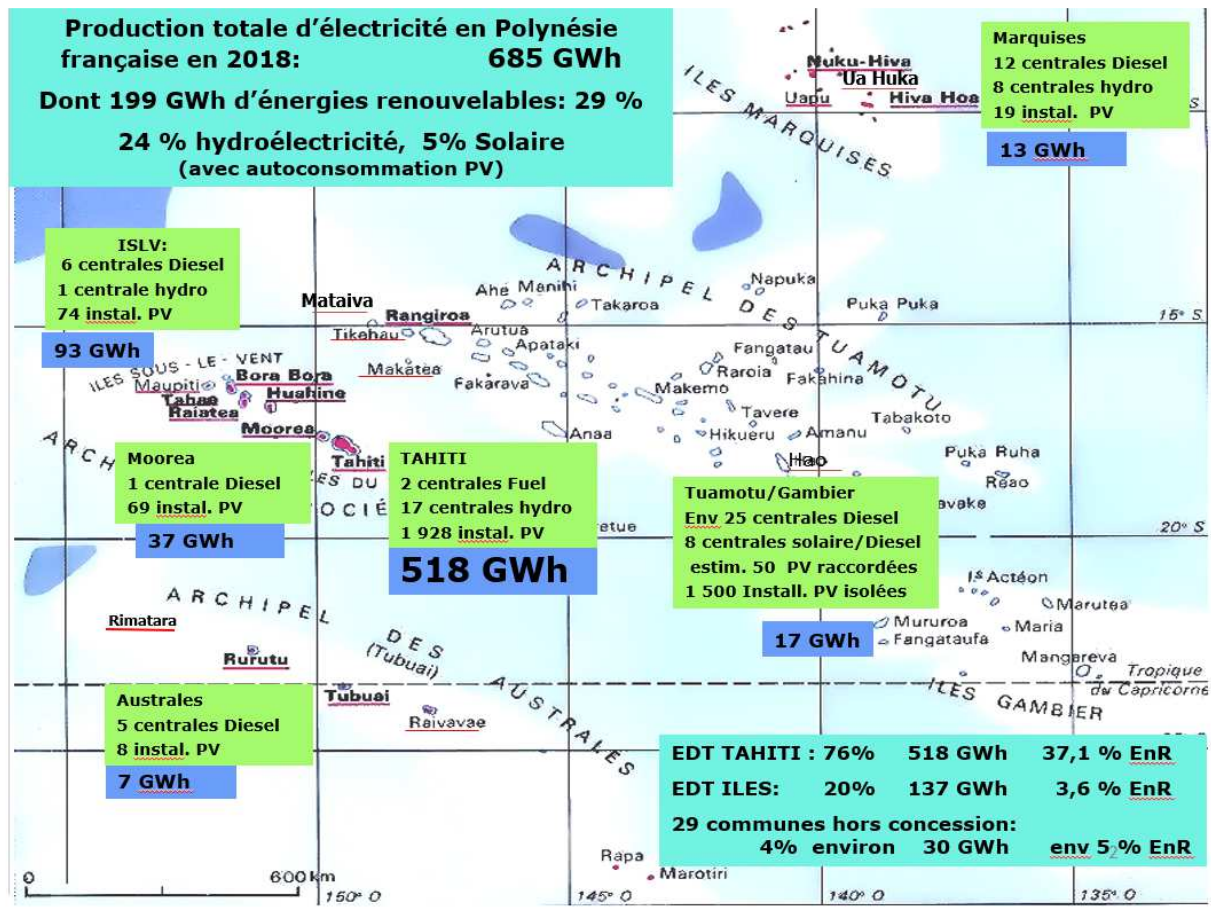
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats
Cf. paragraphe :
6- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE
PUBLIC

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.

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

Il 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 smartgrid, 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 8 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production 6 agents
- Gestion de clientèle 1 agent

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 terminés, 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 ;
- 1 nacelle automotrice ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètres, 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 Iles) 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

1.3 – Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Hiva Oa** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 26 mai 1992, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

Cette concession s'inscrit dans le cadre de la convention n°90-1778 du 14 décembre 1990 conclue entre EDT et la Polynésie française, laquelle prévoit « l'adhésion » par les communes des îles à la concession de Tahiti Nord.

Les services juridiques du Haut-commissariat ayant estimé, dans une note du 9 janvier 1991, que les communes ne pouvaient pas abandonner une compétence qu'elles avaient commencé à exercer, le principe d'adhésion a été remplacé par un principe de concession à part entière, avec comme cahier des charges commun celui de la concession de Tahiti Nord, et un équilibre financier partagé.

Le prix du service est donc unique, dans toutes les concessions reliées par ce système dit de « péréquation interne ».

Le cahier des charges de la convention de concession de **Hiva Oa** correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

Le cahier des charges spécifique de **Hiva Oa** a quant à lui été modifié par deux avenants depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 27 novembre 2006, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).
- L'avenant n°2 du 15 juillet 2016 (improprement dénommé « avenant n°3 »), a eu pour objet d'ajouter des investissements nouveaux à la charge du concessionnaire, et d'introduire une Indemnité de Fin de Concession sur l'ensemble des biens de la concession.

1.3.2 Les contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- d. Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- e. Principaux baux de la concession
- f. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- g. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- h. Contrat de supports communs avec l'OPT

Ces contrats sont détaillés au chapitre 6 « Engagements nécessaires à la continuité du service public ».

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 2018
 - 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.

Au cours de l'année 2018, les tarifs applicables sont restés stables, la dernière actualisation ayant eu lieu en Mars 2016, conformément à l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié, relatif aux prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018

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 - sur Prime d'Abonnement - sur Avance Sur Consommation - sur Redevance Transport	5% 5% 5% 0%

Avance sur consommation	XPF / kVA de puissance souscrite
Basse tension Tarif "petits consommateurs" Tarif "classique" basse tension usages domestiques Autres Tarifs Basse Tension	P = 39,00 XPF ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA 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	Total kWh vendus *	Total XPF *	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2018 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P1	913 713	17 360 547	19 214	5 052 897	1 607
BT Usage social 2ème tranche	P2	83 692	3 263 988			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	420 811	10 310 088	12 959	5 133 504	1 103
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	161 013	6 279 507			
BT Eclairage public	P4	54 776	1 807 608	673	242 352	56
BT Usage professionnel	P5	1 066 318	38 121 058	19 676	7 087 848	1 616
MT Tarif jour	P6	269 837	6 745 925	1 620	2 483 460	135
MT Tarif nuit	P7	104 692	2 303 224			
Total		3 074 852	86 191 945	54 142	20 000 061	4 517

Ventes totales	106 192 006
Prix moyen	34,54

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2018

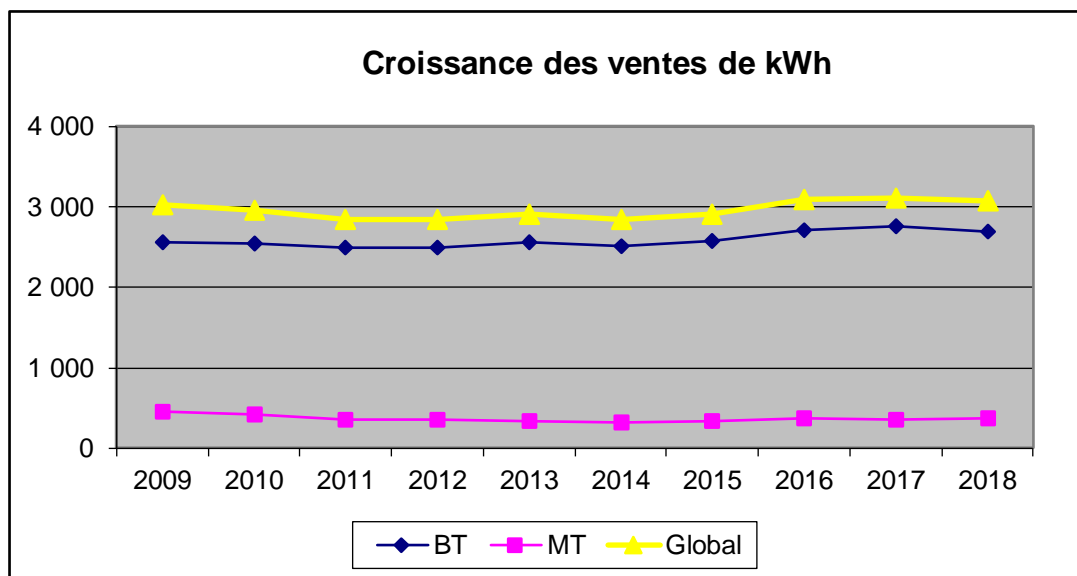
Le chiffre d'affaires de la concession en 2018 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités aux tarifs publics domestiques.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	185 642 XPF
- Frais de relance :	<u>551 034 XPF</u>
- Total	736 676 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après 3 années consécutives de hausse, les ventes d'électricité diminuent de 1,3% sur la concession de Hiva Oa, soit -39 MWh, pour s'établir à **3,1 GWh** sur 2018.

Cette évolution globale est liée à la baisse de 2,3% (-64 MWh) des volumes en basse tension qui représentent 88% des volumes globaux, atténuée par la hausse de 7,2% (+25 MWh) des ventes en moyenne tension.

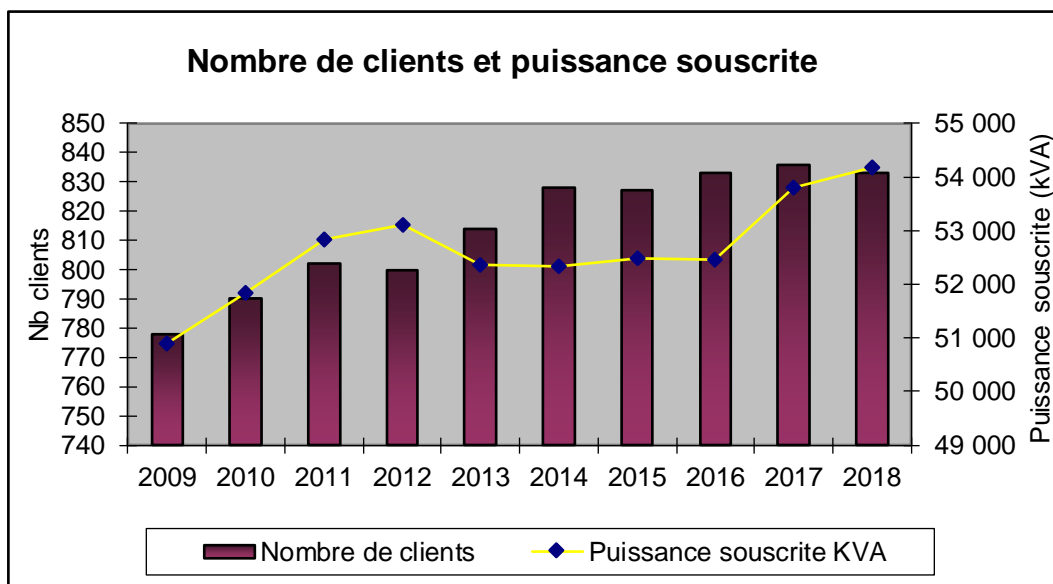
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) se réduit légèrement de 0,8% en 2018 (-13 MWh), ce qui traduit la baisse conjuguée dans les tarifs « petits consommateurs » de 0,2% (-2 MWh) et « classique » de 1,8% (-11 MWh).

Les tarifs domestiques représentent plus de 58% des volumes basse tension en 2018, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 37% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 55 MWh vendus sur 2018, poursuivent leur tendance baissière pour la troisième année consécutive, et enregistrent une réduction de 9,8%, soit -6 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 39,5 % des ventes basse tension, diminuent de 1,4% en 2018 après avoir connu une hausse significative de 5,5% en 2017. Cette baisse traduit la réduction du nombre de contrats de 2%.

Les ventes en moyenne tension retrouvent leur niveau de 2016 et s'établissent à 375 MWh. Après une baisse enregistrée de 6,4% en 2017, elles progressent de 7,2% en 2018, portées par les consommations du RSMA et d'un hôtel de l'île.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2017 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	830	-0,4% (-3 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>3</u>	<u>-</u>
	833	-0,4% (-3 contrats)

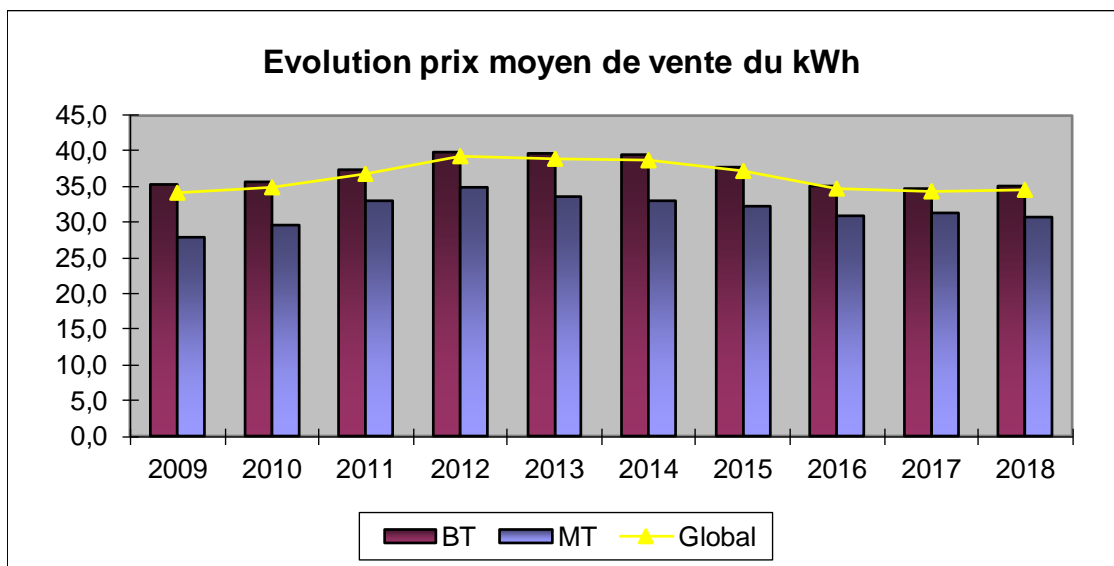
Les principales évolutions concernent :

- la réduction de 2% du nombre de clients en usages professionnels basse tension, avec 3 contrats en moins par rapport à 2017 ;
- la souscription de 7 contrats supplémentaires en tarif « classique usages domestiques, neutralisée par les 7 contrats en moins sur 2018 pour le tarif « petits consommateurs ».

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2018 :

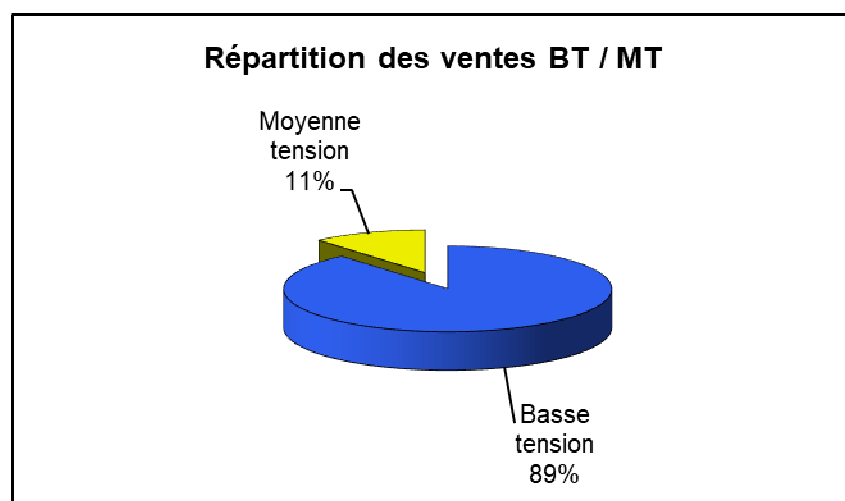
- tarif « Petits Consommateurs » 59%
- tarif Usages domestiques « classique » basse tension 21%
- tarif Usages professionnels basse tension 18%
- tarif Eclairage Public 2%
- tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 54 142 kVA, soit une hausse de 0,6% par rapport à 2017, 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 / 2017
Tarifs basse tension	35,1 Cfp	+1,3%
Tarifs moyenne tension	<u>30,8 Cfp</u>	<u>-1,4%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	34,5 Cfp	+0,9%

Le prix moyen de vente du kWh reste relativement stable en 2018 en raison d'une légère hausse du prix moyen en basse tension, compensée par une baisse du prix moyen en moyenne tension.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 88% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 12% en tarif moyenne tension.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2018, le montant des créances d'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 31/12/18, était de 13,8 Millions Cfp, ce qui représente 13% du chiffre d'affaires énergie 2018, soit un délai de créances clients de 71 jours. Ce montant est en baisse par rapport à la situation à fin 2017 (près de 23 Millions Cfp).

Dans le cadre du processus 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 111 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). A noter la réduction du 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, suite à l'entrée en application en 2017 de la loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016).

En 2018, 362 661 Cfp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Hiva Oa, soit 0,3% des ventes d'énergie réalisées sur 2018.

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
Domestique	1	1 075	69 024	64,21
Eclairage Public	14	55 001	2 325 222	42,28
Usages professionnels Basse Tension	40	134 272	6 919 690	51,53
Total	55	190 348	9 313 936	48,93

* Montant des kWh facturés + Montant de la prime d'abonnement, toutes taxes comprises

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT augmente de 5,8% en 2018 en raison de la hausse de consommation en tarif professionnel, et s'établit à 9,3 Millions Cfp TTC, le tout réparti sur 55 compteurs.

Les dépenses en éclairage public diminuent de 9,3%, (soit -239 MWh), avec 2,3 Millions Cfp TTC qui leur sont consacrés.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Mesure de la satisfaction clients

En 2018, EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation avec un taux global de satisfaction sur le service rendu de 98% (Figure 1) pour 76% des clients ayant contacté son Centre de Relation Clients (Figure 2).

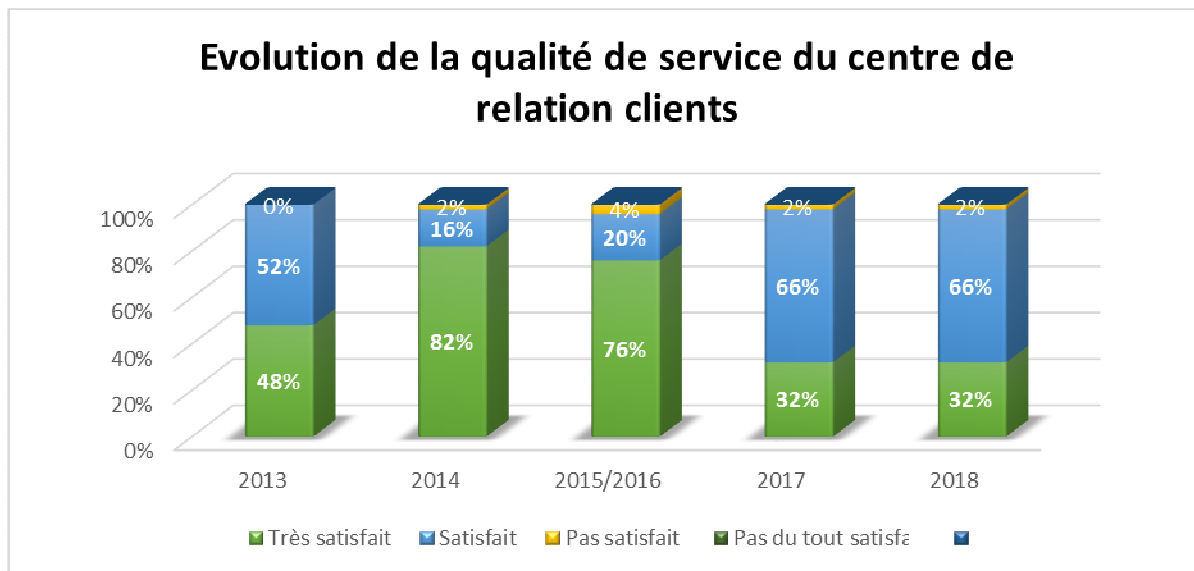


Figure 1 Campagne appels mystères

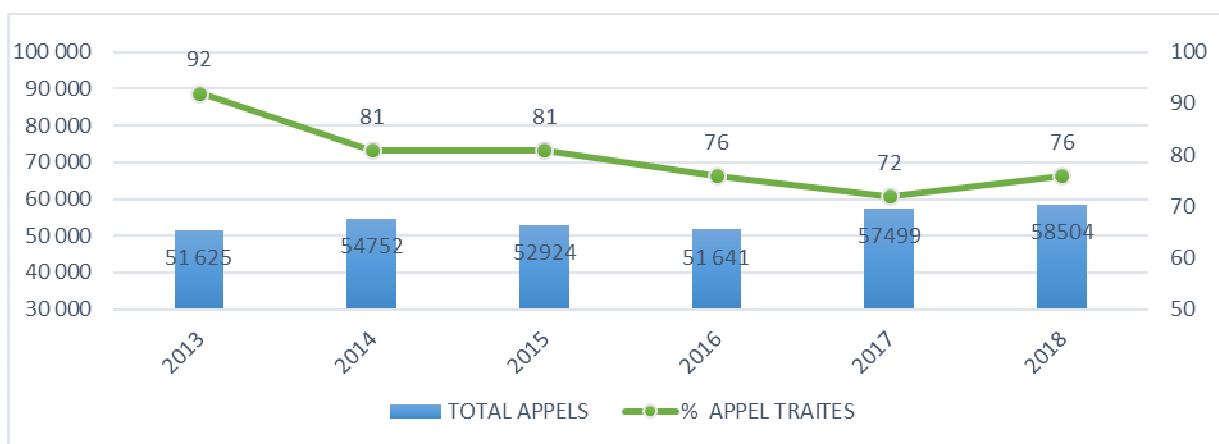


Figure 2 Suivi des appels du CRC EDT

Modes de règlement

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients. EDT propose de multiples accès à ses services et offre ainsi aux clients, la possibilité de régler leur facture selon plusieurs modalités :

- Par prélèvement ou virement bancaire,
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf ». Sur Hiva Oa, plus de 100 clients sont connectés à l'agence en ligne,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appels.

L'information clients par SMS

Le service INFOS SMS mis en service en 2011 reste un service très apprécié des clients, avec un taux global de 92% de clients satisfaits de ce service et 97% particulièrement satisfaits du service SMS Info Coupure pour travaux.

Le service SMS est un service rapide, simple et pratique pour le client qui dispose des informations importantes liées à son contrat d'énergie pour le SMS INFO facture, relance et coupure pour travaux sont les services les plus appréciés des clients.

Nombre de souscriptions Services SMS HIVA OA à fin 2018

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Hiva Oa	442	9	358	249	412	1 470

Mise en place d'un agent conversationnel : Mareva



la ora na ! Je suis Mareva,
ta conseillère clientèle.
Besoin d'aide?

L'enquête lancée en 2017 auprès de notre clientèle « domestique » sur leurs usages numériques a relevé un besoin client sur la possibilité de poser des questions via Messenger (44%).

Le lancement du chat bot Mareva a été réalisé en février 2018 sur 3 domaines d'information proposés : commercial, technique et ressources humaines. Un an après son lancement, on enregistre plus de 2 200 utilisateurs abonnés et une évaluation moyenne de 3.47/5 de la qualité de service rendu par Mareva.

Lancement d'un blog : Maeva expat.com

La mise en place d'un blog au premier trimestre 2018 avait pour objectif de donner une juste information sur les particularités de la vie en Polynésie : le prix de l'électricité, les formalités administratives, les contacts utiles notamment. La cible première étant les expatriés : enseignants, fonctionnaires mutés en Polynésie.



- [Accueil](#)
- [EDT ENGIE en bref](#)
- [Le prix de l'électricité](#)
- [Je m'installe](#)
- [Je déménage](#)
- [Je fais des économies](#)
- [Actualités](#)
- [Blog](#)
- [Nos réseaux sociaux](#)
- [Contacts utiles](#)

Q

Agence EDT

Bienvenue en Polynésie française

Les services EDT ENGIE sans vous déplacer



2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

Les équipes clientèle sont formées pour accompagner le client dans la compréhension et la maîtrise de sa consommation.

Parmi les offres de gestion, le service auto-relève est simple, facile et disponible 24h sur 24 et 7j sur 7. L'auto-relève permet de suivre et payer sa consommation au réel, en ajustant le plus exactement possible la facturation des clients à leur consommation mensuelle. Chaque mois, à date fixe, avant le jour de facturation indiqué sur la dernière facture, le client relève lui-même l'index de son compteur EDT et le communique soit par téléphone soit directement dans son espace client.

Des outils de maîtrise de la dépense énergétique sont également proposés sur le site de l'agence EDT tels que :

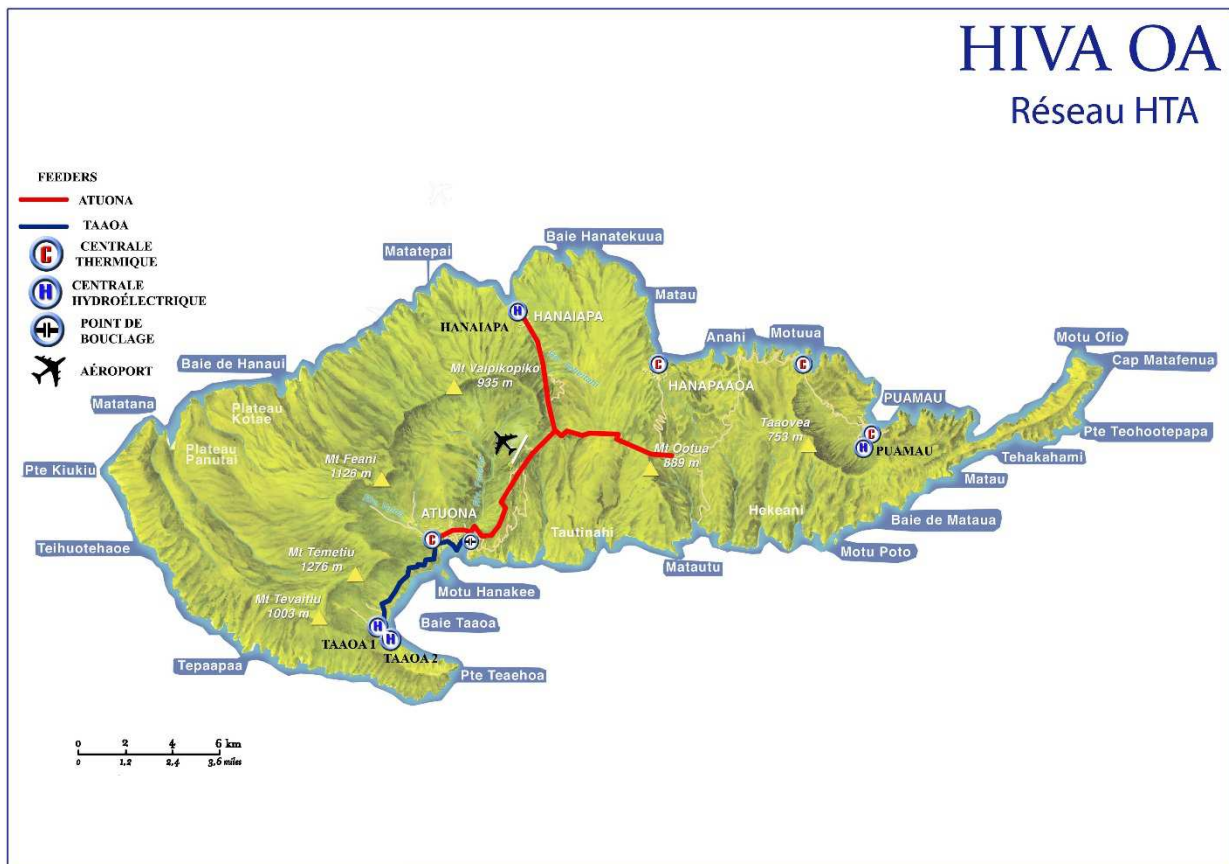
- La simulation de factures : grâce à des données de consommation, le client peut avoir une idée de sa facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- Bilan énergie : dorénavant proposé en espace public et en espace client, cet outil permet au client de se positionner sur ses habitudes de consommation. Il permet de connaître par lieu de vie sa consommation et identifier les postes sur lesquels le client peut agir pour réduire ses dépenses d'énergie, connaître son besoin en puissance, connaître le montant de sa prochaine facture.

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 2018 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 7 agents en 2018.

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

3.3 - Détail des ouvrages de production

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2018	HDM au 1er Janvier 2019	Nbre heure de fonctionnement
G1 ATUONA	FG WILSON	400	320	256	22/05/2017	3 964	10 017	6 053
G2 ATUONA	FG WILSON	400	320	256	01/03/2008	43 569	43 841	272
G3 ATUONA	FG WILSON	400	320	256	22/05/2017	2 645	8 842	6 197
G4 ATUONA	FG WILSON	400	320	256	01/01/2010	15 386	20 428	5 042
G1 HANAPAAOA	FG WILSON	50	40	32	01/12/2009	35 039	39 616	4 577
G2 HANAPAAOA	FG WILSON	33	27	22	01/08/2013	17 155	23 425	6 270
G1 NAHOE	FG WILSON	50	40	32	15/03/2016	6 972	12 616	5 644
G2 NAHOE	FG WILSON	33	27	22	01/08/2013	18 467	22 241	3 774
G1 PUAMAU	FG WILSON	65	55	44	01/11/2016	5 839	10 905	5 066
G2 PUAMAU	FG WILSON	65	55	44	01/11/2016	5 538	9 267	3 729
Turbine Puamau	BIWATER	75	60	60	07/07/1988	70 299		
Turbine Taaoa 1	BOUVIER	115	105	105	01/01/1982	44 225	52 648	8 423
Turbine Taaoa 2	BIWATER		320	320	01/01/1988	271	271	0
Turbine Hanaiapa	BIWATER	75	60	60	01/01/1982	6 514	12 948	6 434

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

3.4.1 - Hiva Oa

HIVA OA 2018	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	213 499	208 433	82 897	62 541	293	482
Février	208 470	203 884	62 679	62 382	299	527
Mars	225 614	220 657	77 251	68 962	306	0
Avril	231 472	226 626	69 110	65 552	283	0
Mai	215 572	211 127	74 797	65 949	306	465
Juin	212 854	208 304	71 129	63 265	297	467
Juillet	203 897	198 957	69 293	61 268	300	537
Août	195 413	190 631	80 530	58 303	298	475
Septembre	194 953	190 560	69 679	57 000	292	0
Octobre	225 106	220 788	72 126	64 768	288	0
Novembre	249 742	245 297	54 675	73 147	293	443
Décembre	241 171	236 553	59 625	71 195	295	507
TOTAL	2 617 763	2 561 819	843 791	774 332	296	557

3.4.2 - Atuona

La centrale thermique de Atuona a produit 2 338 688 kWh en 2018 contre 2 291 MWh en 2017. 662 132 litres de gazole ont été consommés en 2018 contre 684 648 en 2017, et 2 192 litres d'huile ont été consommés en 2018.

La puissance de pointe appelée est de 537 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

ATUONA 2018	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	191 340	187 037	82 897	53 941	282	462
Février	187 833	184 018	62 679	53 782	286	527
Mars	201 828	197 628	77 251	59 612	295	0
Avril	209 370	205 328	69 110	56 638	271	0
Mai	195 268	191 595	74 797	55 913	286	465
Juin	186 128	182 443	71 129	52 915	284	467
Juillet	177 371	173 314	69 293	51 218	289	537
Août	171 787	167 814	80 530	48 803	284	475
Septembre	172 771	169 141	69 679	48 600	281	0
Octobre	204 233	200 601	72 126	55 989	274	0
Novembre	224 556	220 635	54 675	63 826	284	443
Décembre	216 203	212 460	59 625	60 895	282	507
TOTAL	2 338 688	2 292 014	843 791	662 132	283	537

Remarque : L'énergie renouvelable (hydro) provient des centrales Taaoa 1&2 et Hanaiapa

3.4.3 - Nahoe

La centrale thermique de Nahoe a produit 56 819 kWh en 2018 contre 51 252 kWh en 2017.

27 700 litres de gazole ont été consommés en 2018 contre 25 000 en 2017. 234 litres d'huile ont été consommés en 2018.

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

NAHOE 2018	BRUTE Mensuelle (kWh)	NETTE Mensuelle (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	4 340	4 112	1 900	506
Février	4 184	3 907	2 100	506
Mars	4 745	4 559	2 300	506
Avril	4 468	4 193	2 450	506
Mai	4 605	4 304	2 350	506
Juin	4 707	4 503	2 600	552
Juillet	5 485	5 233	2 600	474
Août	5 000	4 750	2 300	460
Septembre	4 400	4 170	2 200	500
Octobre	5 019	4 809	2 200	438
Novembre	4 719	4 809	2 200	466
Décembre	5 147	4 867	2 500	486
TOTAL	56 819	54 216	27 700	492

3.4.4 - Puamau

La centrale thermique de Puamau a produit 177 614 kWh en 2018 contre 169 929 kWh en 2017. 59 400 litres de gazole ont été consommés en 2018 contre 53 900 en 2017. 234 litres d'huile ont été consommés en 2018.

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

PUAMAU 2018	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	14 164	13 739	4 600	311
Février	13 033	12 642	4 500	311
Mars	15 227	14 770	4 750	311
Avril	14 085	13 662	4 364	311
Mai	11 837	11 482	5 686	311
Juin	18 193	17 647	5 650	311
Juillet	17 321	16 801	5 350	309
Août	15 016	14 566	5 000	333
Septembre	14 182	13 757	4 300	303
Octobre	12 009	11 649	4 479	373
Novembre	16 622	16 123	4 921	296
Décembre	15 925	15 447	5 800	364
TOTAL	177 614	172 286	59 400	320

3.4.5 - Hanapaaoa

La centrale thermique de Hanapaaoa a produit 44 642 kWh en 2018 contre 44 303 kWh en 2017.

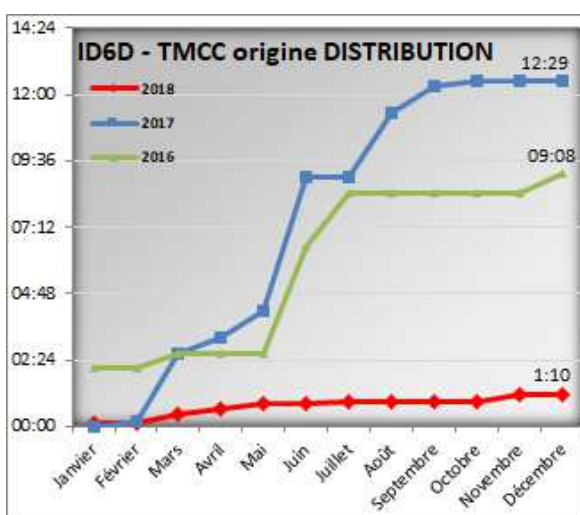
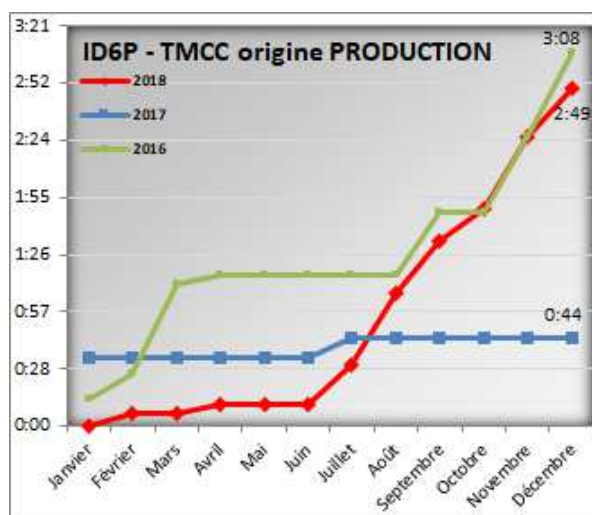
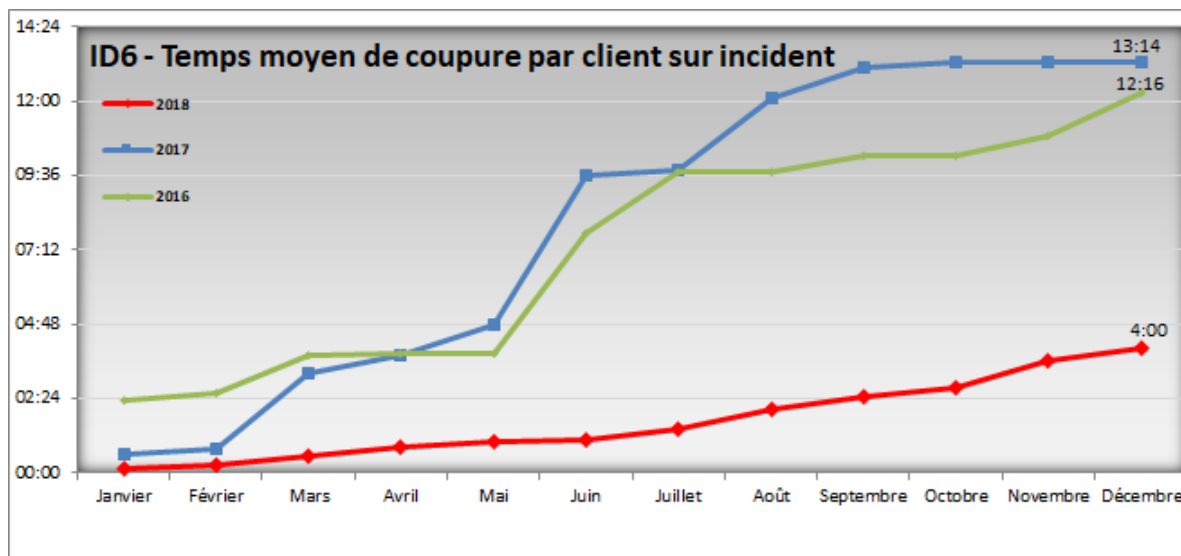
25 100 litres de gazole ont été consommés en 2018 contre 25 200 en 2017. 260 litres d'huile ont été consommés en 2018.

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

HANAPAAOA 2018	ENERGIE BRUTE Mensuelle	ENERGIE NETTE Mensuelle	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	3 655	3 545	2 100	575	20
Février	3 420	3 317	2 000	585	0
Mars	3 814	3 700	2 300	603	0
Avril	3 549	3 443	2 100	592	0
Mai	3 862	3 746	2 000	518	0
Juin	3 826	3 711	2 100	549	0
Juillet	3 720	3 608	2 100	565	0
Août	3 610	3 502	2 200	609	0
Septembre	3 600	3 492	1 900	528	0
Octobre	3 845	3 730	2 100	546	0
Novembre	3 845	3 730	2 200	572	0
Décembre	3 896	3 779	2 000	513	0
TOTAL	44 642	43 303	25 100	563	20

3.5 - Qualité de service

Le TMCC 2018 est de 4h, nettement en baisse par rapport à celui de 2017.



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 2018 a eu lieu en avril avec la participation des pompiers de l'île.

Traitement des effluents

En 2018, les armateurs ont refusé de transporter les fûts d'huiles usées et de filtres souillés depuis Ua Huka vers Tahiti. C'est pourquoi, seuls 1 025 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti en 2018 pour traitement. En fin d'année 2018, après discussions, les armateurs ont accepté à nouveau d'assurer le transport de ces déchets sur Tahiti.

3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

ATUONA

- Rencontre entre le conseil municipal et une délégation EDT ENGIE à Hiva Oa en mars 2018. Cette visite s’inscrit dans l’optique de répondre aux questions de la commune en vue de la fin de concession.



TAAOA

- Janvier : finalisation des travaux de rénovation des centrales de Taaoa 1 et 2
- Février : début du chantier d’extension du réseau haute tension vers le bassin hydroélectrique Taaoa 2



- Juin : finalisation des travaux de remise en état du bassin hydroélectrique Taaoa 2
- Août : lancement des travaux de reconstruction de la passerelle d’accès et de la clôture du bassin de Taaoa 2



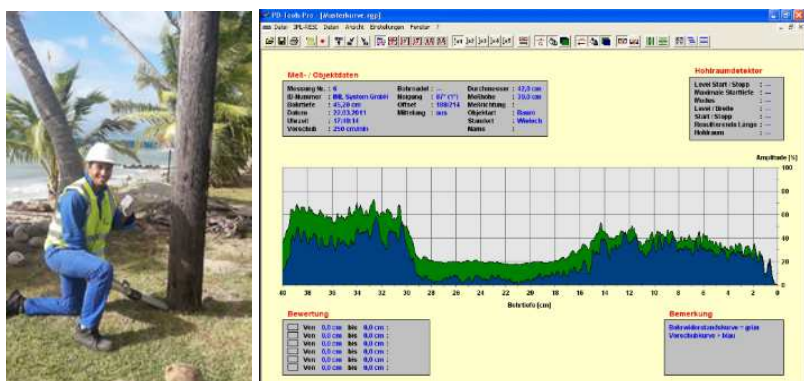
PUAMAU, HANAPAOA et NAHOE

- Février : finalisation des travaux de clôture de la centrale de PUAMAU avec la création d'un nouvel accès afin de faciliter le déchargement des fûts et cubitainers dans l'aire de dépotage.
- Avril : Suite à l'effondrement du pont donnant accès au village de HANAPAOA, l'acheminement du combustible des groupes a été complexe. Les travaux de reconstruction du pont ont commencé en avril 2018 par l'entreprise BOYER.
- Juillet et août : renouvellement des Tableaux Généraux Basse Tension (TGBT) équipe de centrales de mesure DIRIS au sein des centrales de NAHOE et HANAPAOA

Distribution

- o Renouvellement de supports bois des lignes aériennes HTA et BT et de branchements sur le réseau
- o Création de nouveaux branchements
- o Extensions article 14a1 à la demande de la Commune

Une campagne de recensement et d'un audit de l'état des supports bois du réseau a été réalisé en 2018 avec l'assistance d'un CDD recruté localement. Le recensement a permis la mise à jour du Système d'Information Géographique SIG. L'audit des poteaux, basé sur l'utilisation d'un résistographe à aiguille, permet d'évaluer l'état et la résistance mécanique des poteaux.



3.8 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2018	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
3	15	2	6	2	-	-	-	23,64 F/kWh

3.9 - Unités d'œuvres 2018 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	557
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	3 074 852
Quantité en litre de combustible	774 332
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 561 819
Nb de kWh hydro acheté par tarif	843 791
Nb de kWh solaire acheté par tarif	5 148
Nb de km de réseaux hors branchements	65,0
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	2 770
Nombre d'abonnés (BT et HT)	833

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	-	-	-	5 148	-

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT			RESEAU HT+BT				
	Aérien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Hiva Oa	27,8	0,5	-	28,3	40,5	3,9	44,3	68,2	4,4	72,6	94,0%	6,0%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'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

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

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

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

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 2018 :

- les imputations directes concernent 79 % 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 21 % 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	70%	9%	79%
Frais répartis sur la concession	13%	8%	21%
Total	83%	17%	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 leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) – La permanence des méthodes

- **Compte de résultat analytique**

- L'amortissement des droits incorporels (droits d'entrée et remboursement des emprunts) était intégré dans le coût des fonctions support de la concession concernée. Il est maintenant positionné dans les charges calculées du processus concerné (production ou distribution) quand l'information est disponible, sinon il est réparti sur ces deux processus au prorata des immobilisations brutes concédées.
- Le chiffre d'affaires de la concession comprend, à partir de 2018, l'écart de prix payé par les salariés et retraités d'EDT par rapport au prix public. La contrepartie est inscrite en charges connexes aux salaires.
- Les pièces détachées pour les moteurs des îles, stockées à Tahiti, sont comptabilisées dans les stocks des concessions concernées pour les pièces spécifiques à une seule île. Pour les pièces communes à plusieurs îles, ces pièces sont réparties sur les concessions au prorata du nombre de moteurs.
- Les coûts relatifs à une concession sans pouvoir être affectés à un processus précis étaient répartis dans les processus de la concession au prorata du total des coûts de fonctionnement et maintenance. Ces coûts étant essentiellement composés de MO, ils sont maintenant répartis au prorata des temps pointés dans les différents processus de la concession.
- Lorsque le personnel non commercial directement affecté à la concession pointait en activité commerciale, aucun frais de support n'était calculé. La correction de cette anomalie a pour effet une augmentation des frais de support du processus commercial, intégralement compensé par une baisse sur les processus production et distribution. Cette correction ne concerne que les îles.

- **Bilan par concession**

- Les postes « autres créances » et « autres dettes » ont été modifiés comme suit :
 - Cptes d'avances au personnel : au lieu d'être saisis sur la concession « Tahiti Nord », ces comptes sont maintenant répartis au prorata de la masse salariale.
 - Cptes TVA : au lieu d'être saisis sur la concession « Tahiti Nord », ces comptes sont maintenant répartis au prorata du nombre de kWh vendus par concession.
- Les droits incorporels (droits d'entrée et remboursement des emprunts) étaient comptabilisés en immobilisations privées. En 2018, ces droits sont inscrits dans les immobilisations concédées et affectés au processus concerné (production ou distribution) quand l'information est disponible, sinon ce droit est reparti sur ces deux processus au prorata des immobilisations brutes concédées.

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 personnel	416 921
Convention d'assistance	La société ENGIE 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	2 484 765
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	1 176 510
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	253 176

Autres parties liées

Libellé	Description	53
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	1 037 198
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	4 597 952

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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).

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

N/A

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 87 % 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 13 % 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 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 1,679% (- 0,321 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,204 % (-0,321 % + 1 % + 0,525 % 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, il est déterminé un impôt positif, mis en report déficitaire, qui s'imputera le moment venu sur l'impôt dû au titre des prochains résultats.

Suivi des reports déficitaires	Hiva Oa		
	2016	2017	2018
Solde à l'ouverture	102 439 530	22 258 586	0
IS déficitaire	0	0	0
Consommation IS déficitaire	-80 180 945	-22 258 586	0
Solde à la clôture	22 258 586	0	0

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.

Afin d'améliorer la compréhension des frais de supports du compte de résultat par activité, les modifications suivantes ont été apportées au tableau de présentation ci-dessous :

- Les valeurs « Montants répartis dans les concessions » et « Montants répartis sur la concession » ne prenaient pas en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés). Ces coûts sont maintenant intégrés.
- Les frais de supports « internes » à l'île ont été ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'île et diverses charges de fonctionnement non affectés directement sur les processus (production, distribution, clientèle).
- Pointages et répartitions : pour les services qui interviennent sur les processus production et distribution, un taux horaire est calculé en début d'année pour chaque cellule. A chaque fois qu'un opérateur pointe, la part « support » de son pointage est envoyée dans les postes « fonctions supports » du compte de résultat par activité (impératif de la comptabilité appropriée). En fin d'année, l'écart entre les coûts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode ».

Ces 3 points permettent de justifier les postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité.

Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes depuis 2018 alors qu'antérieurement une partie était comptabilisée en supports internes.

Détail des frais répartis Hiva Oa

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Hiva Oa en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Hiva Oa
Frais de siège	1 388,5	1 177,5			20,1	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des îles	297,6	297,5	20,1	0,0	20,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	957,6	64,8
Clientèle îles	38,0	38,0	1,3		1,3	Nombre d'abonnés îles	24 325	833
Exploitation réseau Tahiti	365,7	365,3	0,5	0,1	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	398,9	0,6
Suivi et développement	69,6	69,5	2,8	0,0	2,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,9	3,1
Travaux production	45,3	38,1	9,6	0,3	9,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21,7	5,5
Travaux réseau	97,2	92,7	1,1	0,3	1,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	83,2	1,0
Relève Intervention Branchement	252,7	240,2	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule	133,1	0,0
Gestion administrative du solaire	38,1	35,5	0,0		0,0	Contrats solaires	1 976	2
Service Grand compte	53,8	48,5	1,0	0,0	1,0	Contrats grands comptes	5 150	110
Marketing & E-services	55,4	47,8	0,5		0,5	Nombre d'abonnés	77 399	833
Comptabilité client et recouvrement	1,2	1,0	0,0		0,0	Nombre d'abonnés	77 399	833
Magasins	27,0	26,2	0,5		0,5	Sorties de stock valorisées	1 284 413,0	22 549,0
Total support externe					38,4			
Support interne de l'île					28,8			
Total Support					67,2			

(1) Répartition du total annuel via la clé de répartition

(2) = Ecart entre la méthode (1) et la méthode (3)

(3) si pointages : pointages* taux horaire + répartition du reste à imputer via la clé de répartition
sinon : méthode (1)

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Hiva Oa	
	2018	2017
Immobilisations concédées *	791 534 649	648 854 707
- Production	328 060 004	253 436 485
- Distribution	463 474 644	395 418 222
Immobilisations privées	45 261 452	119 400 232
Immobilisations en-cours	75 486 978	44 877 465
- Production	27 676 622	20 504 979
- Distribution	47 810 356	19 016 084
- Privées	0	5 356 402
Total immobilisations brutes	912 283 079	813 132 404
Amortissements et provisions **	-496 433 164	-387 343 837
- Production	-256 211 526	-212 577 507
- Distribution	-203 518 750	-143 737 584
- Privés	-36 702 887	-31 028 746
Immobilisations nettes	415 849 915	425 788 567
Stock	30 165 678	13 726 325
Créances clients	23 558 005	23 206 511
Autres créances	5 639 433	731 243
Provisions pour dépréciation	-4 670 612	-2 759 062
Stock et créances nets	54 692 504	34 905 017
TOTAL ACTIF	470 542 419	460 693 584

* Immobilisations concédées

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	230 238 094	211 609 717
Concessionnaire - Droit incorporel	58 543 373	
Total concessionnaire	288 781 467	211 609 717
Total Tiers et concédant	39 278 536	41 826 768
Total au bilan	328 060 003	253 436 485

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	382 621 566	342 392 998
Concessionnaire - Droit incorporel	25 245 993	
Total concessionnaire	407 867 559	342 392 998
Tiers et concédant	55 607 086	53 025 224
Total au bilan	463 474 645	395 418 222

** Amortissements et provisions

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	-177 429 866	-179 526 718
Concessionnaire - Droit incorporel	-47 303 994	
Total concessionnaire	-224 733 860	-179 526 718
Tiers et concédant	-31 477 666	-33 050 789
Total au bilan	-256 211 526	-212 577 507

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	-149 140 893	-123 470 968
Concessionnaire - Droit incorporel	-25 245 993	
Total concessionnaire	-174 386 886	-123 470 968
Tiers et concédant	-22 622 598	-20 266 616
Total au bilan	-197 009 484	-143 737 584

1 Amortissement et provisions

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),
- 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 dans les comptes sociaux :

- 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 des comptes du rapport du délégataire pour simplifier la lecture du bilan.

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Hiva Oa	
	2018	2017
Résultat	13 698 217	68 641 035
Capitaux propres	13 698 217	68 641 035
Droits des tiers et concédants apports gratuit	40 785 358	41 534 587
- Production	7 800 870	8 775 979
- Distribution	32 984 488	32 758 608
Droits du concédant exigible en nature	40 785 358	41 534 587
Caducité	92 087 839	138 131 759
- Distribution	92 087 839	138 131 759
Autres provisions	76 594 213	20 979 273
- PIDR	13 194 451	11 215 373
- Autres provisions	63 399 762	9 763 900
Provision pour risques et charges	168 682 052	159 111 032
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	63 822 985	8 115 976
Clients - avances sur consommation	3 171 416	3 125 300
Fournisseurs	38 989 917	24 827 347
Dettes fiscales et sociales	20 331 439	22 719 793
Passif de renouvellement	121 061 035	132 567 749
- Production	113 677 758	130 892 903
- Distribution	7 383 276	1 674 846
Produits constatés d'avance	0	50 767
Emprunts et dettes	183 553 807	183 290 956
TOTAL PASSIF	470 542 419	460 693 584

2

2 Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté 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.

4.3.3. COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Hiva Oa 2017			Hiva Oa 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	168 961 436	4 983 958	173 945 394	161 827 944		161 827 944
	- UO UP1 : Pissance maximale majorée -1	974,00		974	974,00		974
	- Forfait FP1	181 398		181 398	181 803		181 803
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-74 604 333	1 397 282	-73 207 051	-80 560 347	284 744	-80 275 603
	par UO : Pissance maximale majorée	-76 596		-75 161	-82 711		-82 418
	- Maintenance	-39 003 642	94 419	-38 909 223	-38 947 750		-38 947 750
	- AC	-3 882 311		-3 882 311	-2 264 246		-2 264 246
	- ACE	-10 543 005		-10 543 005	-6 541 760		-6 541 760
	- MO	-24 578 326		-24 578 326	-30 158 358		-30 158 358
	- AUTRES		94 419	94 419	16 614		16 614
	- Conduite et Fonctionnement	-1 441 342		-1 441 342	-1 714 340		-1 714 340
	- AC	-45 000		-45 000	-95 450		-95 450
	- ACE	-364 326		-364 326	-482 958		-482 958
- MO	-259 414		-259 414	-157 290		-157 290	
- AUTRES	-772 602		-772 602	-978 642		-978 642	
- Amortissement des actifs de concession	-1 448 813		-1 448 813	-3 466 349		-3 466 349	
- Charge lissée sur biens financés	-4 628 440		-4 628 440	-20 367 734		-20 367 734	
- Charge lissée de renouvellement	3 179 627		3 179 627	11 086 063		11 086 063	
- Ecart charges lissées				5 815 323		5 815 323	
- Quote part des activités support affectées	-32 710 536	1 302 863	-31 407 673	-36 431 908	284 744	-36 147 164	
- Fonctions supports	-27 438 697		-27 438 697	-28 466 181		-28 466 181	
- Frais de siège	-5 271 839	1 302 863	-3 968 976	-7 965 727	284 744	-7 680 983	
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	2 852 044	84 128	2 936 172	2 747 429		2 747 429
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 536 020		2 536 020	2 547 716		2 547 716
	- Forfait FP2	1,176		1,176	1,180		1,180
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-3 427 159	37 411	-3 389 748	-2 793 497	6 784	-2 786 713
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,351		-1,337	-1,096		-1,094
	- Maintenance	-2 371 717		-2 371 717	-1 651 279		-1 651 279
	- AC	-1 043 874		-1 043 874	-411 534		-411 534
	- ACE	-25 176		-25 176	-6 500		-6 500
	- MO	-1 302 667		-1 302 667	-1 233 245		-1 233 245
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-1 055 442	37 411	-1 018 031	-1 142 218	6 784	-1 135 434
	- Fonctions supports	-904 065		-904 065	-952 448		-952 448
- Frais de siège	-151 377	37 411	-113 966	-189 770	6 784	-182 986	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	50 783 715	1 497 998	52 281 713	54 302 146		54 302 146
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	20,02		20,62	21,31		21,31
	- Consommations	-53 104 135		-53 104 135	-59 418 745		-59 418 745
	- Fioul						
	- Gasoil	-52 236 906		-52 236 906	-58 575 157		-58 575 157
	- Huile	-867 229		-867 229	-843 588		-843 588
- 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	25 403 406		25 403 406	10 363 934		10 363 934
	- Coûts directs	-3 311 261		-3 311 261	-9 980 364		-9 980 364
	- AC	-402 361		-402 361	-3 758 497		-3 758 497
- ACE	-3 055 044		-3 055 044	-5 460 408		-5 460 408	
- MO	146 144		146 144	-761 459		-761 459	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	354 649		354 649	-383 570		-383 570	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	248 000 601	6 566 085	254 566 686	229 241 454		229 241 454	
MARGE AVANT IS	113 907 934	8 000 778	121 908 712	76 104 931	291 528	76 396 459	
- IS.	-22 376 197	-1 571 681	-23 947 878	-45 312 670	-173 575	-45 486 245	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION	91 531 737	6 429 097	97 960 834	30 792 261	117 953	30 910 214	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	77 801 976	5 464 732	83 266 708	26 173 422	100 260	26 273 682	
En % des produits	31%	-83%	33%	11%		11%	

		Hiva Oa 2017			Hiva Oa 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
Prod ENR EDT	REVENU AUTORISE	10 773 316	317 787	11 091 103	9 299 845		9 299 845
	- UO kWh produits sortie de centrale	-934 127		-934 127	-843 791		-843 791
	- Tarif	-12,06		-12,06	-12,06		-12,06
	COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	-28 335 127	2 010 109	-26 325 018	-22 580 477	74 365	-22 506 112
	par UO : kWh produits sortie de centrale	30,33		28,18	26,76		26,67
	- Maintenance	-14 613 598	1 403 640	-13 209 958	-3 812 274		-3 812 274
	- AC	-2 761 294		-2 761 294	-2 795 703		-2 795 703
	- ACE	-3 295 344		-3 295 344	-15 418 403		-15 418 403
	- MO	-8 556 960		-8 556 960	-5 795 959		-5 795 959
	- AUTRES		1 403 640	1 403 640	20 197 791		20 197 791
	- Conduite et Fonctionnement	-495 280		-495 280	-7 234 008		-7 234 008
	- AC	-22 862		-22 862			
	- ACE	-457 997		-457 997	-811 506		-811 506
	- MO	-14 421		-14 421			
	- AUTRES				-6 422 502		-6 422 502
- Amortissement des actifs de concession	-2 909 074		-2 909 074	-3 853 174		-3 853 174	
- Dotation amortissement biens au bilan	-2 909 074		-2 909 074	-3 853 174		-3 853 174	
- Quote part des activités support affectées	-10 317 175	606 469	-9 710 706	-7 681 021	74 365	-7 606 656	
- Fonctions supports	-7 863 190		-7 863 190	-5 600 667		-5 600 667	
- Frais de siège	-2 453 985	606 469	-1 847 516	-2 080 354	74 365	-2 005 989	
MARGE AVANT IS	-17 561 811	2 327 896	-15 233 915	-13 280 632	74 365	-13 206 267	
Par UO	18,80		16,31	15,74		15,65	
En % du revenu autorisé	-163%	-733%	-137%	-143%		-142%	

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	MARGE AVANT IS						
	En % des produits						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	-19 881 301		-19 881 301	8 207 900		8 207 900
	- Coûts directs	-2 426 360		-2 426 360	-7 642 885		-7 642 885
	- AC	-1 468 953		-1 468 953	-841 445		-841 445
	- ACE	-791 187		-791 187	-5 505 854		-5 505 854
	- MO	-166 220		-166 220	-1 295 586		-1 295 586
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-144 668		-144 668	-2 335 945		-2 335 945	

		Hiva Oa 2017			Hiva Oa 2018		
SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	-9 107 985	317 787	-8 790 198	17 507 745		17 507 745
	MARGE AVANT IS	-40 014 140	2 327 896	-37 686 244	-15 051 562	74 365	-14 977 197
	- LS.	7 860 421	-457 294	7 403 126	8 961 659	-44 276	8 917 383
	MARGE NETTE CONCESSION	-32 153 720	1 870 602	-30 283 118	-6 089 903	30 088	-6 059 815
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-27 330 662	1 590 011	-25 740 650	-5 176 417	25 575	-5 150 842
	En % des produits	300%	-500%	293%	-30%		-29%

		Hiva Oa 2017			Hiva Oa 2018		
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	-10 587 184	-312 297	-10 899 481	-10 039 486		-10 039 486
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	65		65	65		65
	- Forfait FD2	-170 322		-170 322	-169 007		-169 007
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	8 105 028	1 402 300	9 507 329	-14 351 787	308 701	-14 043 087
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	124 693		146 267	-220 797		-216 047
	- Maintenance	-11 490 706		-11 490 706	-18 133 474		-18 133 474
	- AC	-276 858		-276 858	-281 617		-281 617
	- ACE	-3 243 793		-3 243 793	-4 472 507		-4 472 507
	- MO	-7 970 055		-7 970 055	-13 379 350		-13 379 350
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-1 008 752		-1 008 752	-432 971		-432 971
	- AC	-69 374		-69 374	-215 449		-215 449
	- ACE	-41 398		-41 398	-88 228		-88 228
	- MO	-579 371		-579 371	-25 422		-25 422
	- AUTRES	-318 609		-318 609	-103 872		-103 872
	- Amortissement des actifs de concession	34 456 824		34 456 824	25 072 721		25 072 721
	- 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	46 043 920		46 043 920
	- Charge lissée sur biens financés	-13 166 883		-13 166 883	-22 415 292		-22 415 292
- Dotation amortissement biens au bilan	-1 674 846		-1 674 846	1 444 094		1 444 094	
- Dotation / reprise de lissage	3 254 633		3 254 633				
- Quote part des activités support affectées	-13 852 337	1 402 300	-12 450 037	-20 858 064	308 701	-20 549 363	
- Fonctions supports	-8 178 141		-8 178 141	-12 222 148		-12 222 148	
- Frais de siège	-5 674 196	1 402 300	-4 271 896	-8 635 916	308 701	-8 327 215	

		Hiva Oa 2017			Hiva Oa 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 752 771		1 752 771	1 769 567		1 769 567
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	1 539 083		1 539 083	5 450 884		5 450 884
	- Coûts directs	-266 388		-266 388	-4 902 735		-4 902 735
	- AC	-513 814		-513 814	-1 364 847		-1 364 847
	- ACE	-192 526		-192 526	-886 832		-886 832
	- MO	-1 700 212		-1 700 212	-1 176 515		-1 176 515
	- AUTRES	2 140 164		2 140 164	-1 474 541		-1 474 541
	- Quote part des activités support affectées	-1 994 099	20 995	-1 973 104	-1 294 774	4 287	-1 290 487
	- Fonctions supports	-1 909 145		-1 909 145	-1 174 843		-1 174 843
	- Frais de siège	-84 954	20 995	-63 959	-119 931	4 287	-115 644
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	9 995 250		9 995 250	58 745 623		58 745 623
	- Coûts directs	-7 998 835		-7 998 835	-54 824 353		-54 824 353
	- AC	-6 119 224		-6 119 224	-20 670 473		-20 670 473
	- ACE	1 091 070		1 091 070	-28 017 286		-28 017 286
- MO	-2 970 681		-2 970 681	-5 944 418		-5 944 418	
- AUTRES				-192 176		-192 176	
- Quote part des activités support affectées	-2 994 689		-2 994 689	-5 623 029		-5 623 029	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	2 699 920	-312 297	2 387 623	55 926 588		55 926 588	
MARGE AVANT IS	-2 449 064	1 110 999	-1 338 064	-25 070 090	312 988	-24 757 103	
- IS.	481 097	-218 246	262 851	14 926 664	-186 352	14 740 312	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION	-1 967 967	892 753	-1 075 214	-10 143 426	126 636	-10 016 791	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-1 672 772	758 840	-913 932	-8 621 912	107 640	-8 514 272	
En % des produits	-62%	243%	-38%	-15%		-15%	
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	233 467 384	6 886 729	240 354 114	228 288 576		228 288 576
	- Achat d'électricité d'origine thermique	222 597 195	6 566 085	229 163 280	218 877 520		218 877 520
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	10 773 316	317 787	11 091 103	9 299 845		9 299 845
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	96 874	2 858	99 731	111 212		111 212
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa						
	COÛTS D'ACHAT	-233 471 810	-6 883 872	-240 355 682	-228 299 055		-228 299 055
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-222 597 195	-6 566 085	-229 163 280	-218 877 520		-218 877 520
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-10 773 316	-317 787	-11 091 103	-9 299 845		-9 299 845
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-101 300		-101 300	-121 691		-121 691
	GESTION ADMINISTRATIVE	-22 948	421	-22 527	-39 256	120	-39 136
	- Produits de la Redevance solaire						
	- Coûts de Fonctionnement						
- Quote part des activités support affectées	-22 948	421	-22 527	-39 256	120	-39 136	
- Fonctions supports	-21 244		-21 244	-35 886		-35 886	
- Frais de siège	-1 704	421	-1 283	-3 370	120	-3 250	
ETUDES & RACCORDEMENTS	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	53 910		53 910	53 910		53 910
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	22 368 571	659 819	23 028 391	21 482 470		21 482 470
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	833		833	836		836
	- Forfait FC	28 080,00		28 080	28 118,00		28 118
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	729 847		729 847	736 676		736 676
	- Frais de relance	544 824		544 824	551 034		551 034
	- Frais de perception de taxe	185 023		185 023	185 642		185 642
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-23 233 102	344 256	-22 888 846	-27 049 261	65 023	-26 984 238
	par UO : Nombre d'abonnés	-27 891		-27 478	-32 356		-32 278
	- Affranchissements	-1 147 508		-1 147 508	-1 160 922		-1 160 922
	- Fonctionnement	-13 714 458		-13 714 458	-13 633 669		-13 633 669
	- AC	-74 240		-74 240	-154 329		-154 329
	- ACE	-516 491		-516 491	-409 829		-409 829
	- MO	-13 259 952		-13 259 952	-12 785 887		-12 785 887
	- AUTRES	136 225		136 225	-283 624		-283 624
- Quote part des activités support affectées	-8 371 136	344 256	-8 026 880	-12 254 670	65 023	-12 189 647	
- Fonctions supports	-6 978 156		-6 978 156	-10 435 649		-10 435 649	
- Frais de siège	-1 392 980	344 256	-1 048 724	-1 819 021	65 023	-1 753 998	

		Hiva Oa 2017			Hiva Oa 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	374 204		374 204	504 980		504 980
	- Frais de coupure	374 204		374 204	504 980		504 980
	- Coûts directs				-4 280		-4 280
	- AC				-4 280		-4 280
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
	TOTAL DES PRODUITS	256 993 916	7 546 549	264 540 465	251 066 612		251 066 612
	MARGE AVANT IS	266 056	1 007 354	1 273 410	-4 325 240	65 143	-4 260 097
	- I.S.	-52 264	-197 886	-250 150	2 575 236	-38 786	2 536 450
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	213 791	809 468	1 023 260	-1 750 004	26 357	-1 723 647
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	181 723	688 048	869 771	-1 487 503	22 404	-1 465 100
	En % des produits	0%	-9%	0%	-1%		-1%
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production	1 189 734	35 094	1 224 829	1 465 643		1 465 643
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution						
	- 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	1 465 643		1 465 643
	- I.S.	-233 713	-6 894	-240 607	-872 640		-872 640
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	956 022	28 200	984 222	593 003		593 003
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	812 618	23 970	836 589	504 053		504 053
	En % des produits						
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-2 386 766	-70 404	-2 457 170	124 527		124 527
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	1 235 131		1 235 131	-136 262		-136 262
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	1 260 681		1 260 681			
	MARGE AVANT IS	109 046	-70 404	38 642	-11 735		-11 735
	- I.S.	-21 421	13 830	-7 591	6 987		6 987
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	87 625	-56 574	31 051	-4 748		-4 748
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	74 481	-48 088	26 393	-4 036		-4 036
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	264 018 909	7 198 943	271 217 851	327 155 204		327 155 204
	TOTAL DES CHARGES	-191 009 343	5 212 775	-185 796 568	-294 043 258	744 023	-293 299 234
	MARGE AVANT IS	73 009 566	12 411 718	85 421 283	33 111 946	744 023	33 855 970
	- I.S.	-14 342 078	-2 438 171	-16 780 249	-19 714 763	-442 990	-20 157 753
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	58 667 488	9 973 547	68 641 035	13 397 183	301 034	13 698 217
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	49 867 365	8 477 515	58 344 879	11 387 606	255 879	11 643 484
	En % des produits	18,9%	-118%	21,5%	3,5%		3,6%

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+ 1 MF sur la marge avant IS de la concession suite à une reprise de provisions pour contentieux y/c CST en 2018 (en frais de siège)

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2017 et 2018 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 63 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 - 3 MF

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + 66 MF sont :

- **Production thermique : - 15 MF**
 - - 15 MF sur les travaux immobilisés
- **Production hydraulique : + 28 MF**
 - + 28 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : + 53 MF**
 - + 4 MF sur les travaux vendus
 - + 49 MF sur la réalisation d'immobilisations suite aux travaux effectués sur le réseau en aérien sur l'île de Hiva Oa

Commentaires sur la variation des charges : + 102 MF

- **Production thermique : + 19 MF**
 - + 6 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - + 2 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 4 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
 - - 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 6 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
 - + 7 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Production hydraulique : + 2 MF**
 - + 1 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - 7 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
 - + 8 MF au titre des travaux immobilisés
- **Distribution : + 76 MF**
 - + 22 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 9 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 7 MF lié à l'audit réalisé afin de recenser les poteaux dans les îles
 - + 6 MF au titre de la conduite et la maintenance des réseaux
 - + 4 MF au titre des travaux vendus
 - + 49 MF au titre de la réalisation d'immobilisations suite aux travaux effectués sur le réseau en aérien sur l'île de Hiva Oa
- **Fourniture : + 4 MF (hors achat énergie thermique à la production EDT)**
 - + 4 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : + 3 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 40 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 en produits le CA péréqué. Cela génère un manque à gagner de 23 MF sur l'exercice.
- La hausse de 12 MF au titre des charges calculées lissées, de 6 MF sur les matières consommées et l'augmentation de 13 MF sur les coûts de la gestion et maintenance du réseau.

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'Énergie » (CE).

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= \text{RE} + \text{CE} \\ \mathbf{264.060.180} &= \mathbf{194.343.624} + \mathbf{69.716.556} \end{aligned}$$

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 2017 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		181 398	181 803	0,2%	176 681 652	177 076 122	0,2%
Nb de kWh produits	2 536 020	2 547 716	0,5%	1,176	1,180	0,3%	2 982 360	3 006 305	0,8%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	65,000	65,000		-170 322	-169 007	-0,8%	-11 070 930	-10 985 455	-0,8%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	833	836	0,4%	28 080	28 118	0,1%	23 390 640	23 506 648	0,5%
RE - "Forfaits"							191 983 722	192 603 620	0,3%
Résultat financier							-2 495 812	136 260	-105,5%
Partage des gains de rendement							1 244 096	1 603 743	
RE (Revenu de l'exploitation)							190 732 006	194 343 624	1,9%

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.

		2017			2018		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	788 748	66,23	52 236 905	774 332	75,65	58 575 157
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 788	311,06	867 229	2 712	311,06	843 588
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	4 285	23,64	101 300	5 148	23,64	121 691
Prod ENR EDT		934 127	12,06	11 265 572	843 791	12,06	10 176 119
Transport	T						
CE Total				64 471 006	69 716 556		

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt du 01/2018	70,197	Arrêté 2550 CM du 21 décembre 2017
Acpt du 02/2018	70,620	Arrêté 114 CM du 29 janvier 2018
Acpt du 03/2018	70,620	Arrêté 250 CM du 23 février 2018
Acpt du 04/2018	70,304	Arrêté 459 CM du 21 mars 2018
Acpt du 05/2018	70,304	Arrêté 711 CM du 20 avril 2018
Acpt du 06/2018	74,414	Arrêté 1064 CM du 30 mai 2018
Acpt du 07/2018	81,793	Arrêté 1115 CM du 20 juin 2018
Acpt du 08/2018	79,549	Arrêté 1304 CM du 25 juillet 2018
Acpt du 09/2018	78,729	Arrêté 1669 CM du 30 août 2018
Acpt du 10/2018	81,184	Arrêté 1922 CM du 26 septembre 2018
Acpt du 11/2018	84	Arrêté 2103 CM du 25 octobre 2018
Acpt du 12/2018	87,432	Arrêté 2418 CM du 22 novembre 2018

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

- 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 », (le terme CE correspondant aux dépenses d’énergie, de combustible et de transport).
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.
En l’absence d’accord du concédant ou de décision du tribunal administratif sur l’application de la dite formule tarifaire, la rémunération du concessionnaire est alors constituée par ses seuls encaissements clients.
- En l’attente d’un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l’électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, les tarifs de l’électricité sont les mêmes pour l’ensemble des

concessions d'EDT et établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.

- Aussi les produits enregistrés par concession et par processus correspondent 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).

		Hiva Oa			
		2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	106 192 006	106 618 836	106 873 132	107 759 700
Péréquation	B	135 129 724	137 432 919	150 147 705	148 059 113
CA péréqué	C=A+B	241 321 730	244 051 755	257 020 837	255 818 813
Ecart RA/CA 2018		n/a	11 151 257	-7 198 943	n/a
Revenu autorisé		264 060 180	255 203 011	249 821 894	255 818 813
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	-11 151 257	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	7 198 943	n/a	n/a
Produits comptabilisés		241 321 730	251 250 698	249 821 894	255 818 813

Le détail du calcul du revenu autorisé ayant servi de base à cette répartition calculée conformément à l'avenant 17b est détaillé au § 4.4.1

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2018	Réalisé 2017
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	3 074 852	3 114 207
<i>Rendement (kWh)</i> Energie vendue / Energie produite & achetée	88,7%	87,8%
<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	5 148	4 285
Achat Electra 40F/kWh		
Total Production Photovoltaïque	5 148	4 285
Production hydro	843 791	934 127
Production Total EnR	848 939	938 412
Production brute thermique à produire	2 617 763	2 607 021
Production nette thermique à produire	2 561 819	2 566 634
Total production (EDT et Autres)	3 466 702	3 545 433
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,296	0,303
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	45 900	39 900
Achat matière première	762 532	794 748
Stock final	34 100	45 900
Consommation matière première	774 332	788 748
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,296	0,303
<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	75,65 F	66,23 F
Prix de l'hydroélectricité		
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	311,06 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	3 055 609	2 567 685
Achat matière première	58 494 160	52 724 829
Stock final	2 974 611	3 055 609
Consommation matière première	58 575 157	52 236 905
Huile	843 588	867 229
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	59 418 746	53 104 134
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	121 691	101 300
(CE) TOTAL achat de matières premières	59 540 437	53 205 434

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

	2017	Acquisition	Cession	2018	Reclassement droit incorporel ⁽⁶⁾	Total bilan 2018
Production	257 615 272 (1)	16 296 153 (3)	-4 394 795 (5)	269 516 630	58 543 373	328 060 003
Distribution	402 580 499 (2)	35 648 153 (4)	0	438 228 652	25 245 993	463 474 645
Total	660 195 771	51 944 306	-4 394 795	707 745 282	83 789 366	791 534 648

(1) Ecart sur rapport délégataire 2017 de 4 178 787 XPF, correspondant à la régularisation de la TVA à reverser sur les acquisitions de 2011 à 2017

(2) Ecart sur rapport délégataire 2017 de 7 162 277 XPF, correspondant à la régularisation de la TVA à reverser sur les acquisitions de 2011 à 2017.

Dont 6 948 609 XPF sur les bien de renouvellement et 213 668 XPF sur les biens améliorants.

(3) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Bâtiment	Filières		
			Agencement Bâtiment	Energie-Commande	Environnement	Sécurité
R53706	F&P TGBT CENTRALE HANAPAA OA HIVA OA	4 320 380		4 320 380		
	TOTAL CENTRALE HANAPAAOA	4 320 380	-	4 320 380	-	-
R53705	F&P TGBT CENTRALE NAOHE HIVA OA	4 504 780		4 504 780		
	TOTAL CENTRALE NAOHE	4 504 780	-	4 504 780	-	-
R53702	REAL AIRE DEPOTAGE CENT PUAMAU 2 HIVA OA	718 057	718 057			
R53503	F&P POTENCE DE LEVAGE ROTATIVE CENT PUAMAU2 HIVA OA	1 510 847	1 510 847			
R53600	F&P REHAUSSE CLOTURE CENT PUAM2 HIVA OA - SECU SITE	1 013 073	1 013 073			
R53703	REAL APPENTIS AU DESSUS CUVETTE RETENTION PUAMAU2	973 728	973 728			
R53602	SEPARATEUR HYDROCARBURE CENT PUAMAU	422 984			422 984	
	TOTAL CENTRALE PUAMAU 50M2	4 638 689	4 215 705	-	422 984	-
R53402	PROTECTION DECOUPLAGE CENTRALE TAAOA 2 HIVA OA	2 832 304				2 832 304
	TOTAL CENTRALE TAAOA 62M2	2 832 304	-	-	-	2 832 304
	TOTAL PRODUCTION HIVA OA	16 296 153	4 215 705	8 825 160	422 984	2 832 304

(4) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Enveloppe	Organes de	Réseau	Branchement &
			Poste cabine	coupure aérien	aérien	Comptages
735020	TRANSFO HIVA OA ATUONA CENTRALE PMT 2018	722 396	722 396			
601460	RENV 5 IACM PAR 5 IAM HIVA OA	15 442 435		15 442 435		
CP2018	RESEAUX CP HIVA OA 2018 CP 2018	212 162			212 162	
735020	RNV RESEAUX HIVA OA PMT 2018	15 412 976			15 412 976	
CP2018	BRCHT/COMPTAGES HIVA OA CP 2018	1 276 322				1 276 322
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	33 066 291	722 396	15 442 435	15 625 138	1 276 322
704315	RSX AERIEN TIERS MOO 2018 FINANCEMENTS TIERS	1 216 227			1 216 227	
BRT11/18	COMPTAGE TIERS HIVA 2018 FINANCEMENT HIVA OA	1 365 635				1 365 635
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA	2 581 862	-	-	1 216 227	1 365 635
	TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA	35 648 153	722 396	15 442 435	16 841 365	2 641 957

(5) Cessions de production : 4,4 MF Bâtiment/Filière énergie

(6) correspond aux emprunts repris à l'origine de la concession.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 75,5 MF contre 42,8 MF fin 2017 soit une hausse de 32,7 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	-	8 256 747	2 273 309
CLOISONNEMENT PARE FEU	08/08/2008	1	2 341 827	-	2 341 827	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	01/11/2016	7	4 616 959	-	1 406 450	-	3 210 509
CPL MOTEUR FG WILSON P450	01/05/2017	7	621 774	-	159 445	-	462 329
MOTEUR FG WILSON P400 HIV	01/03/2008	8	5 676 469	-	5 676 469	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	01/11/2016	7	4 616 959	-	1 425 229	-	3 191 730
CPL MOTEUR FG WILSON P450	01/05/2017	7	621 774	-	159 445	-	462 329
MOTEUR FG WILSON P450 HIV	01/01/2010	8	5 848 040	-	5 848 040	-	-
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	01/11/2016	7	2 294 873	-	723 317	-	1 571 556
CPL ALTERNAT FG WILS P450	01/05/2017	7	271 409	-	69 598	-	201 811
ALTERNAT FG WILS P400 HIV	01/03/2008	8	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	01/11/2016	7	2 294 873	-	723 317	-	1 571 556
CPL ALTERNAT FG WILS P450	01/05/2017	7	271 409	-	69 598	-	201 811
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	01/01/2010	15	2 552 716	-	2 281 699	-	271 017
ACCESSOIRE FG WILS P450	01/11/2016	7	3 904 807	-	1 190 238	-	2 714 569
CPL ACCESSOIRE WILS P450	01/05/2017	7	504 229	-	129 301	-	374 928
ACCESSOIRE WILS P400 HIVA	01/03/2008	8	2 659 528	-	2 659 528	-	-
ACCESSOIRE FG WILS P450	01/11/2016	7	3 904 807	-	1 190 238	-	2 714 569
CPL ACCESSOIRE WILS P450	01/05/2017	7	504 227	-	129 301	-	374 926
ACCESSOIRE WILS P450 HIVA	01/01/2010	11	301 043	-	283 297	-	17 746
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	1 382 534	-	343 254	-	1 039 280
COFFRETS COMPTAGES ATUONA	01/09/2013	24	1 911 648	-	433 851	-	1 477 797
ACHAT TGBT ATUONA HIVA	01/08/2015	22	9 649 314	-	1 527 579	-	8 121 735
ETUDES DDAE CTRL E HIVA OA	01/01/2014	23	1 637 735	-	356 028	-	1 281 707
CENTRALE DE DETECTION	24/06/2005	15	3 055 718	-	3 055 718	-	-
SYST EXTINCT 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	6 299 401	-	1 721 870	-	4 577 531
INST EVENTS ATUONA HIVA	01/03/2012	25	189 012	-	51 665	-	137 347
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	01/10/2015	21	271 575	-	41 216	-	230 359
DETECT°/EXTINCT° GAZ TGBT	30/04/2016	21	1 378 149	-	175 897	-	1 202 252
TOTAL CENTRALE ATUONA			114 853 384	13 437 478	79 443 989	11 164 169	37 682 704
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	1 851 438	-	1 451 736	399 702
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 HANAPAAOA	01/01/1985	36	291 886	-	291 886	-	-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	25	-	74 127	-	74 127	-
F&P TGBT CENTRALE HANAPAA	01/08/2018	8	4 320 380	-	213 880	-	4 106 500
TOTAL CENTRALE HANAPAAOA			9 760 782	1 925 565	5 654 282	1 525 863	4 506 202

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 CONSTRUCTION HANAIAPA	01/01/1988	35	1 641 108	-	1 319 038	-	322 070
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	5 461 744	-	4 282 620	1 179 124
BIWATER 105KVA HANAIAPA	01/01/1982	40	9 425 794	-	8 689 376	-	736 418
A.N FILIERE HANAIAPA	01/01/1988	33	301 952	-	301 952	-	-
TOTAL CENTRALE HANAIAPA			11 368 854	5 461 744	10 310 366	4 282 620	2 237 612
A.N CONSTRUCT NAOHE	01/01/1985	32	1 586 404	-	1 586 404	-	-
FG WILSON P50 G294 NAOHE	01/11/2016	5	2 394 700	-	1 037 625	-	1 357 075
CPL WILS P50 G294 NAOHE	01/01/2017	4	625 163	-	312 546	-	312 617
FG WILSON P33-1 NAHOE	01/08/2013	5	2 304 963	-	2 304 963	-	-
A.N FILIERE NAOHE	01/01/1985	36	291 886	-	291 886	-	-
F&P TGBT CENTRALE NAOHE	01/08/2018	2	4 504 780	-	776 686	-	3 728 094
TOTAL CENTRALE NAOHE			11 707 896	-	6 310 110	-	5 397 786
A.N CONSTRUCT PUAMAU 80M2	01/01/1988	35	1 641 108	-	1 319 038	-	322 070
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	6 834 894	-	5 359 323	1 475 571
PELTON BIWATER PUAMAU	01/01/1988	40	10 188 824	-	7 844 436	-	2 344 388
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	9 465 425	5 522 402	4 142 029
A.N CONSTRUCT PUAMAU 50M2	01/01/1992	25	1 709 170	-	1 709 170	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	3 857 164	-	3 024 448	832 716
REAL AIRE DEPOTAGE CENT	01/01/2018	9	718 057	-	79 784	-	638 273
F&P POTENCE DE LEVAGE ROT	01/01/2018	9	1 510 847	-	167 872	-	1 342 975
F&P REHAUSSE CLOTURE CENT	01/01/2018	9	1 013 073	-	112 564	-	900 509
REAL APPENTIS AU DESSUS C	01/02/2018	9	973 728	-	100 103	-	873 625
FG WILSON P50 G1 PUAMAU	29/09/2016	5	4 811 205	-	2 170 335	-	2 640 870
FG WILSON P50 G2 PUAMAU	29/09/2016	5	4 811 205	-	2 170 335	-	2 640 870
CUVE GASOIL 5000L PUAMAU	01/01/2014	13	1 116 670	-	429 489	-	687 181
F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	01/01/2017	10	2 791 900	-	558 317	-	2 233 583
RNV SEPARATEUR HYDROCARBU	01/10/2018	8	422 984	-	12 818	-	410 166
F&P PASSERELLE ACCES CUVE	01/01/2015	12	513 312	-	171 103	-	342 209
TOTAL CENTRALE PUAMAU 50M2			20 392 151	3 857 164	7 681 890	3 024 448	13 542 977
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	-	1 941 695	534 604
BOUVIER 115KVA TAAOA	01/01/1982	40	10 188 823	-	9 392 789	-	796 034
A.N FILIERE TAAOA 36M2	01/01/1982	39	462 991	-	462 991	-	-
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA36	01/01/2013	8	460 845	-	416 086	-	44 759
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	7	345 709	-	300 921	-	44 788
TOTAL CENTRALE TAAOA 36M2			13 974 733	2 476 299	13 089 152	1 941 695	1 420 185
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	-	4 016 469	1 105 844
BIWATER FH TAAOA	01/01/1988	40	24 453 178	-	18 826 643	-	5 626 535
A.N FILIERE TAAOA 62M2	01/01/1988	33	1 248 064	-	1 248 064	-	-
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA62	01/01/2013	10	460 845	-	276 508	-	184 337
FOURNIT. SUPERVIS° TAAOA	01/01/2014	9	270 776	-	150 431	-	120 345
PROTECTION DECOUPLAGE CEN	01/02/2018	5	2 832 304	-	528 057	-	2 304 247
TOTAL CENTRALE TAAOA 62M2			36 048 411	5 122 313	27 812 947	4 016 469	9 341 308
TOTAL PRODUCTION HIVA OA			230 238 094	39 278 536	159 768 160	31 477 666	78 270 804

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
TRANSFO TAPEATA HIVA OA	01/07/2014	25	524 036	-	94 330	-	429 706
TRANSFO HIVA OA ATUONA	30/10/2018	25	722 396	-	4 896	-	717 500
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	01/11/2004	25	1 418 071	-	803 576	-	614 495
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	01/07/2005	25	159 217	-	85 979	-	73 238
TRANSFO TAAOA HIVA OA	01/01/2006	25	272 556	-	141 726	-	130 830
POSTE RTE TAAOA HIVA OA	01/01/2006	25	475 488	-	247 254	-	228 234
TRANSFO POSTE CP DP HIVAO	01/07/2006	25	1 458 621	-	729 312	-	729 309
POSTE HIVA OA 2001	01/01/2001	25	488 377	-	351 629	-	136 748
POSTE HIVA OA 2003	01/01/2003	25	13 541 752	-	8 666 720	-	4 875 032
POSTE DP HIVA OA 2009	01/07/2009	25	456 261	-	173 378	-	282 883
RENV 5 IACM PAR 5 IAM HIV	01/05/2018	15	15 442 435	-	686 330	-	14 756 105
RES.AERIEN HIVA OA 98	01/01/1998	25	28 454 284	-	23 901 598	-	4 552 686
RES.AERIEN HIVA OA 99	01/01/1999	25	17 565 223	-	14 052 180	-	3 513 043
RES.AERIEN HIVA OA 2000	01/01/2000	25	1 082 378	-	822 605	-	259 773
RES.AERIEN HIVA OA 2001	01/01/2001	25	984 853	-	709 092	-	275 761
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	25	-	553 742	-	398 695	155 047
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	25	-	329 672	-	238 696	90 976
RES.AERIEN HIVA OA 2002	01/01/2002	25	9 276 957	-	6 308 329	-	2 968 628
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	25	-	4 008 274	-	2 725 627	1 282 647
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	25	-	1 469 968	-	1 003 916	466 052
RES.AERIEN HIVA OA 2003	01/01/2003	25	7 504 388	-	4 802 808	-	2 701 580
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	25	-	2 313 321	-	1 480 527	832 794
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	25	-	339 799	-	218 014	121 785
RESEAU BTA QTIER TAHAUKU	01/01/2004	25	739 415	-	443 650	-	295 765
RESEAUX HTA/BTA MAKE MAKE	13/04/2005	25	5 422 605	-	2 975 200	-	2 447 405
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	25	-	945 482	-	513 709	431 773
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	25	-	1 831 295	-	995 006	836 289
RESEAUX CP 51906 2005HIVA	01/06/2005	25	103 217	-	56 083	-	47 134
RESEAUX BTA QTIER DESOUZA	12/07/2005	25	1 161 034	-	625 538	-	535 496
EXT BTA LOTISS PAEPAENUI	30/12/2005	25	1 856 869	-	965 781	-	891 088
EXT BTA QTIER AVAEORU	30/12/2005	25	518 346	-	269 600	-	248 746
RESEAU HT/BT RTE TAAAO	01/01/2006	25	13 278 365	-	6 904 751	-	6 373 614
RESEAU HTA HIVA OA	01/01/2006	25	6 393 277	-	3 324 503	-	3 068 774
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	25	-	4 089 633	-	2 044 814	2 044 819
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	25	-	682 244	-	341 125	341 119
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	01/07/2006	25	514 799	-	257 400	-	257 399
RESEAUX CP HIVA OA 2007	01/07/2007	25	2 985 290	-	1 373 235	-	1 612 055
RESEAUX HIVAOA 2007	01/07/2007	25	-	444 867	-	204 641	240 226
RESEAUX HIVA OA 2007	01/07/2007	25	-	5 247 849	-	2 414 011	2 833 838
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	624 692	-	287 361	-	337 331
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	82 308	-	36 213	46 095
EXT BTA AERIEN QT HEITAA	03/06/2008	25	286 156	-	121 073	-	165 083
BTA AERIEN QT TEHEVINI	03/06/2008	25	268 764	-	113 718	-	155 046
EXT BTA AERINNE QTIER	18/06/2008	25	706 188	-	297 619	-	408 569
RESEAUX CP HIVA OA 2008	01/07/2008	25	14 653 113	-	6 154 308	-	8 498 805
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	3 535 241	-	1 484 803	2 050 438

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BTA AERIENNE QT PETERANO	03/07/2008	25	516 637	-	216 872	-	299 765
RESEAUX CP HIVA OA 2009	01/07/2009	25	2 970 258	-	1 128 695	-	1 841 563
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	53 245	-	19 347	33 898
RESEAUX CP HIVA OA 2010	01/07/2010	25	17 720 169	-	6 024 859	-	11 695 310
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAU	01/01/2011	25	413 926	-	132 457	-	281 469
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONA	01/01/2011	25	255 262	-	81 683	-	173 579
RESEAUX CP HIVA OA 2011	01/07/2011	25	30 106 119	-	9 031 941	-	21 074 178
RESEAUX 2011 CONCED HIVA	01/07/2011	25	-	128 862	-	38 658	90 204
EXT 14A1 QT TOUATEKINA	01/01/2012	25	2 070 605	-	579 773	-	1 490 832
RESEAUX CP HIVA OA 2012	01/07/2012	25	30 101 017	-	7 826 390	-	22 274 627
RESEAUX 2012 CONCED HIVA	01/07/2012	25	-	2 385 724	-	620 288	1 765 436
RESEAUX CP HIVA OA 2013	01/07/2013	25	49 599 061	-	10 912 098	-	38 686 963
RESEAUX 2013 CONCED HIVA	01/07/2013	25	-	118 659	-	26 103	92 556
RESEAUX 2014 CONCED HIVA	01/07/2014	25	-	176 100	-	31 698	144 402
RESEAUX CP HIVA OA 2014	01/07/2014	25	958 977	-	172 623	-	786 354
RESEAUX CP HIVA OA 2015	01/07/2015	25	39 811 062	-	5 573 948	-	34 237 114
RESEAUX 2015 CONCED HIV	01/07/2015	25	-	3 616 581	-	506 321	3 110 260
RESEAUX CP HIVA OA 2016	01/07/2016	25	1 849 531	-	184 960	-	1 664 571
RESEAUX 2016 TIERS HIVA O	01/07/2016	25	-	2 217 245	-	221 725	1 995 520
RESEAUX CP HIVA OA 2018	01/07/2018	25	212 162	-	4 243	-	207 919
RSX AERIEN TIERS MOO 2018	01/07/2018	25	-	1 216 227	-	24 325	1 191 902
RNV RESEAUX HIVA OA PMT	30/10/2018	25	15 412 976	-	104 466	-	15 308 510
EXT BTA AERO SOUTERAIN	03/06/2008	35	426 747	-	128 975	-	297 772
RSX SOUT TIERS 2016 HIVA	01/07/2016	35	-	338 343	-	24 167	314 176
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	01/07/2004	20	252 086	-	182 761	-	69 325
COMPATGE HIVA OA 2005	01/06/2005	20	-	1 076 213	-	730 929	345 284
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	01/07/2005	20	296 026	-	199 816	-	96 210
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	362 260	-	244 525	-	117 735
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	40 611	-	27 413	-	13 198
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2006	20	648 693	-	405 434	-	243 259
BRCHT HIVA OA 2006	01/07/2006	20	-	1 478 092	-	923 808	554 284
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2007	20	791 243	-	454 963	-	336 280
BRCHT HIVA OA 2007	01/07/2007	20	-	1 274 706	-	732 954	541 752
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2008	20	1 121 749	-	588 918	-	532 831
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	2 129 913	-	1 118 206	1 011 707
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	01/07/2009	20	3 705 338	-	1 760 036	-	1 945 302
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20	-	1 252 398	-	568 798	683 600
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	01/07/2010	20	2 068 982	-	879 317	-	1 189 665
COMPTAGE TIERS HIVA 2010	01/07/2010	20	-	2 168 225	-	921 494	1 246 731
BRCHT/CPTAGE HIVA OA	01/07/2011	20	4 590 293	-	1 721 379	-	2 868 914

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
COMPTAGE TIERS HIVA 2011	01/07/2011	20	-	1 565 347	-	587 003	978 344
BRCHT/CPTAGES HIVA OA	01/07/2012	20	3 281 981	-	1 066 662	-	2 215 319
COMPTAGE TIERS HIVA 2012	01/07/2012	20	-	845 783	-	274 879	570 904
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2013	20	7 057 689	-	1 940 920	-	5 116 769
COMPTAGE TIERS HIVA 2013	01/07/2013	20	-	1 526 320	-	419 738	1 106 582
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	01/07/2013	20	-	37 757	-	10 384	27 373
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2014	20	2 380 958	-	535 738	-	1 845 220
COMPTAGE TIERS HIVA OA2014	01/07/2014	20	-	1 089 732	-	245 191	844 541
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2015	20	4 827 336	-	844 844	-	3 982 492
COMPTAGE TIERS HIV 2015	01/07/2015	20	-	1 133 616	-	198 383	935 233
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2016	20	4 180 385	-	522 568	-	3 657 817
COMPTAGE TIERS HIVA 2016	01/07/2016	20	-	1 077 211	-	134 652	942 559
COMPTAGE TIERS HIVA 2017	01/07/2017	20	-	1 461 457	-	109 609	1 351 848
BRCHT/COMPTAGE HIVA OA	01/07/2017	20	3 975 681	-	298 199	-	3 677 482
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2018	20	1 276 322	-	31 908	-	1 244 414
COMPTAGE TIERS HIVA 2018	01/07/2018	20	-	1 365 635	-	34 141	1 331 494
<i>DIM° AT</i>			-	-	5 680 051	-	5 680 051
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA			382 621 565	55 607 086	134 880 895	22 622 598	280 725 158
>>>> TOTAL PAR CONCESSION HIVA OA			612 859 659	94 885 622	294 649 056	54 100 264	358 995 961

Production :

VB Concessionnaire :	230 238 094
VB Tiers :	39 278 536
Droit incorporel * :	58 843 373
Total VB (fin 2018)	328 360 003

Distribution :

VB Concessionnaire :	382 621 565
VB Tiers :	55 607 086
Droit incorporel * :	25 245 993
Total VB (fin 2018)	463 474 644

* : correspond aux emprunts repris à l'origine de la concession

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Enveloppe Poste cabine	Organes de coupure aérien	Réseau aérien	Branchement & Comptages
735020	TRANSFO HIVA OA ATUONA CENTRALE PMT 2018	722 396	722 396			
601460	RENV 5 IACM PAR 5 IAM HIV A OA	15 442 435		15 442 435		
CP2018	RESEAUX CP HIVA OA 2018 CP 2018	212 162			212 162	
735020	RNV RESEAUX HIVA OA PMT 2018	15 412 976			15 412 976	
CP2018	BRCHT/COMPTAGES HIVA OA CP 2018	1 276 322				1 276 322
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	33 066 291	722 396	15 442 435	15 625 138	1 276 322
	TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA	33 066 291	722 396	15 442 435	15 625 138	1 276 322

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	Prévu	Réalisé*	Ecart
ACCESSOIRES GROUPES	5 185 633	-	- 5 185 633
ALTERNATEUR GROUPE	2 791 250	-	- 2 791 250
FILIERES	19 003 121	9 248 144	- 9 754 977
BATIMENT	45 940 925	-	- 45 940 925
BLOC MOTEUR GROUPE	12 982 273	-	- 12 982 273
GROUPE	10 979 622	-	- 10 979 622
TOTAL	96 882 824	9 248 144	- 87 634 680

* hors rattrapage TVA à reverser

dont

Ecart

Commentaires

renouvellement reporté

-87 634 680

Le renouvellement de deux groupes de Hanapaoa et un groupe de Nahoe, et un de Atuona a été reporté. Le programme de rénovation de la centrale Atuona a été reporté (Avenant 2)

renouvellement anticipé

renouvellement besoin annulé ou modifié

écart de coût sur renouvellement effectué

total pour vérif

-87 634 680

Distribution :

	Prévu	Réalisé*	Ecart
Transfos	1 500 000	722 396	- 777 604
IAT IAM	6 000 000	15 442 435	9 442 435
Réseaux HTA	24 545 420	10 670 522	- 13 874 898
Réseaux BT	10 909 076	4 742 454	- 6 166 622
Branchements et comptages	3 644 477	1 027 626	- 2 616 851
Réseau souterrain	7 500 000	-	- 7 500 000
TOTAL	54 098 973	32 605 433	- 21 493 540

* hors rattrapage TVA à reverser

dont	Ecart	Commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	-30 935 975	Le programme de renouvellement des réseaux a été reporté dans l'attente de l'audit de l'état des poteaux par résistographe terminé au 1er semestre 2019.
<i>renouvellement anticipé</i>		
<i>renouvellement besoin annulé ou modifié</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	9 442 435	
<i>total pour vérif</i>	-21 493 540	

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.

§ 218-10 - L'opérateur justifie de sa charge économique de renouvellement en présentant annuellement sa méthode de valorisation de la charge économique de renouvellement ainsi qu'un programme de renouvellement des actifs considérés par l'opérateur comme renouvelables.

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{er} janvier 2017 et de manière prospective 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.

Amortissement technique des biens au bilan

La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

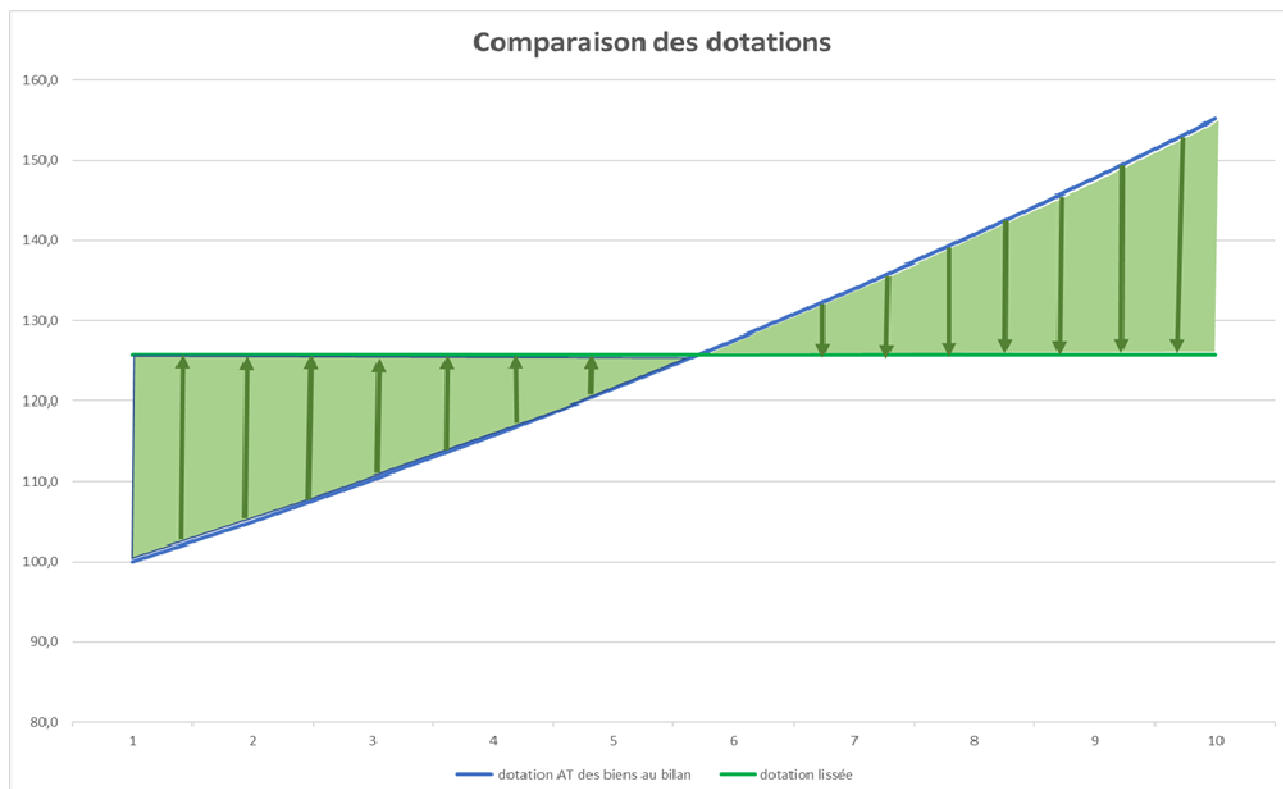
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

A patrimoine inchangé la valeur brute des biens au bilan et les dotations aux amortissements s'y rapportant augmentent chaque année en raison des surcoûts de renouvellement.

Dotation/reprise de lissage

Afin d'obtenir des dotations identiques sur la durée de la concession il est fait recours à des dotations/reprises de lissage avec pour contrepartie un compte « Actif/Passif de renouvellement ».

Les dotations/reprises de lissage (flèches vertes) sont calculées par différence entre la dotation de l'exercice à l'amortissement des biens figurant au bilan et la moyenne sur la durée résiduelle de la concession des mêmes dotations.



En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan.

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

La surface verte, « l'actif/passif » de renouvellement.

A la mise en application de cette méthode, toutes les dotations antérieures au renouvellement (AT/PR) ont été transféré dans « l'actif/passif de renouvellement ».

En fin de concession cet « actif/passif de renouvellement » sera à zéro, le cumul des dotations étant par construction égal au cumul des reprises.

Détail des calculs / Production :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	269 516 631	258 946 280	10 570 351	
- financements tiers et concédant	(39 278 536)	(39 278 536)	-	
- IFC renouvellement cumul	(16 602 011)	(16 602 011)	-	
base amortissable	213 636 084	203 065 733	10 570 351	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	179 526 718	178 886 961	639 757	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(24 471 197)	(24 471 197)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	6 117 799	6 117 799	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	161 173 320	160 533 563	639 757	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(1 846 563)	(1 846 563)	-	(C)
reste à amortir	54 309 327	44 378 733	9 930 594	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	3	3	3	
dotation	18 103 109	14 792 911	3 310 198	
réintégration droit entrée	-	-	-	
dotations exercice ⁽¹⁾	18 103 109	14 792 911	3 310 198	(E)
dotation cumulée	177 429 866	173 479 911	3 949 955	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	47 303 994	47 303 994	-	
dotations cumulées à fin 2018 ⁽²⁾	224 733 860	220 783 905	3 949 955	

méthode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanique de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(134 072 530)					
2017	(124 763 822)	9 308 708	(13 015 556)	(3 706 848)	(639 757)	(4 346 605)
2018	(113 677 758)	11 086 063	(14 792 911)	(3 706 848)	(3 310 198)	(7 017 046)
2019	(56 838 879)	56 838 879	(60 545 727)	(3 706 848)	(3 310 198)	(7 017 046)
2020	-	56 838 879	(60 545 727)	(3 706 848)	(3 310 198)	(7 017 046)
		134 072 530	(148 899 921)	(14 827 391)	(10 570 351)	(25 397 742)
moyenne :		33 518 133	(37 224 980)	(3 706 848)		
				moyenne 2017 / 2020		

	Total	Thermique	Hydro	Autre
1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concession Dotation lissée N	18 103 109	14 249 935	3 853 174	
Réintégration droit d'entrée	-	-	-	
Régularisation dotation 2017	6 117 799	6 117 799	-	
Total dotation compte de résultat 2018	24 220 908	20 367 734	3 853 174	-
Charges / (reprises) lissage 2018	(11 086 063)	(11 086 063)	-	
écart charges lissées 2018 et autres	(9 668 497)	(5 815 323)		(3 853 174)
Total amortissement des actifs de concession 4.3.3 & 5.5.3	3 466 348	3 466 348	3 853 174	(3 853 174)
- régularisations et écarts	(302 476)	(302 476)	-	3 853 174
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	7 017 046	3 163 872	3 853 174	-

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)	224 733 860
Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	31 477 666
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	256 211 526
Total amortissement au bilan	256 211 526

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	107 103 975
- réalisé 2017 :	-3 134 725
- réalisé 2018 ⁽¹⁾ :	-12 463 618
Reste à faire à fin 2018 :	91 505 632

⁽¹⁾ : dont rattrapage sur TVA à reverser 2011-2017 de 3 215 473 xpf

Détail des calculs / Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant
Vo clôture 2018 (hors droit incorporel)	438 228 651	433 251 467	4 977 185
- financements tiers et concédant	(55 607 086)	(51 563 767)	(4 043 319)
- IFC renouvellement cumul	(182 140 823)	(182 140 823)	-
base amortissable	200 480 743	199 546 877	933 866 (A)
Cumul des dotations à l'ouverture	123 470 968	123 406 133	64 835
Provisions antérieures à l'IFC	9 763 900	9 763 900	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	-	-	-
Régularisation dotation 2017 (résultat)	-	-	-
Cumul dot à l'ouverture corrigé	133 234 868	133 170 033	64 835 (B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	- (C)
reste à amortir	67 245 875	66 376 844	869 031 (D) = (A-B-C)
nb années restantes	3	3	3
dotation	22 415 292	22 125 615	289 677
réintégration droit entrée	-	-	-
dotations exercice ⁽¹⁾	22 415 292	22 125 615	289 677 (E)
dotation cumulée	155 650 159	155 295 648	354 512 (B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumul antérieur	25 245 993	25 245 993	-
dotations cumulées à fin 2018 ⁽²⁾	180 896 152	180 541 641	354 512

méthode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)							
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	Caducité	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	reprise lissée	
	-						
2017	(8 203 421)	(8 203 421)	(13 102 048)	(21 305 469)	(64 835)	46 043 920	24 673 615
2018	(7 383 276)	820 145	(22 125 615)	(21 305 469)	(289 677)	46 043 920	24 448 773
2019	(4 603 947)	2 779 329	(24 084 798)	(21 305 469)	(289 677)	46 043 920	24 448 773
2020	-	4 603 947	(25 909 417)	(21 305 469)	(289 677)	46 043 920	24 448 773
	-	-	(85 221 878)	(85 221 878)	(933 866)	184 175 678	98 019 934
moyenne :	-	-	(21 305 469)	(21 305 469)			
							moyenne 2017 / 2020

1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)		
Dotation lissée N		22 415 292
Réintégration droit d'entrée		-
Régularisation dotation 2017		-
Total dotation compte de résultat 2018		22 415 292 4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2018		(820 145)
écart charges lissées 2018		(623 949)
Reprise lissée caducité		(46 043 920) 4.3.3
Total amortissement des actifs de concession		(25 072 722) 4.3.3 & 5.5.3
- régularisations et écarts		623 949
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)		(24 448 773)

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)		
Amortissement cumulé (financement concessionnaire)		180 896 152
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)		22 622 598
Total amortissement au bilan		203 518 750

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	137 250 167
- réalisé 2017 :	-3 384 731
- réalisé 2018 :	-39 554 042
Reste à faire à fin 2018 :	94 311 394

Reprise lissée caducité art LP4		
Cumul doté à l'ouverture	138 131 759 (A)	
reprise de lissage	(46 043 920) (B)	
Caducité à fin 2018	92 087 839 (A) + (B)	

5.5.3 Impact sur l'exercice

Les charges calculées en méthode lissée (résultat des concessions) sont inférieures à celles découlant de la méthode PCG (comptes sociaux).

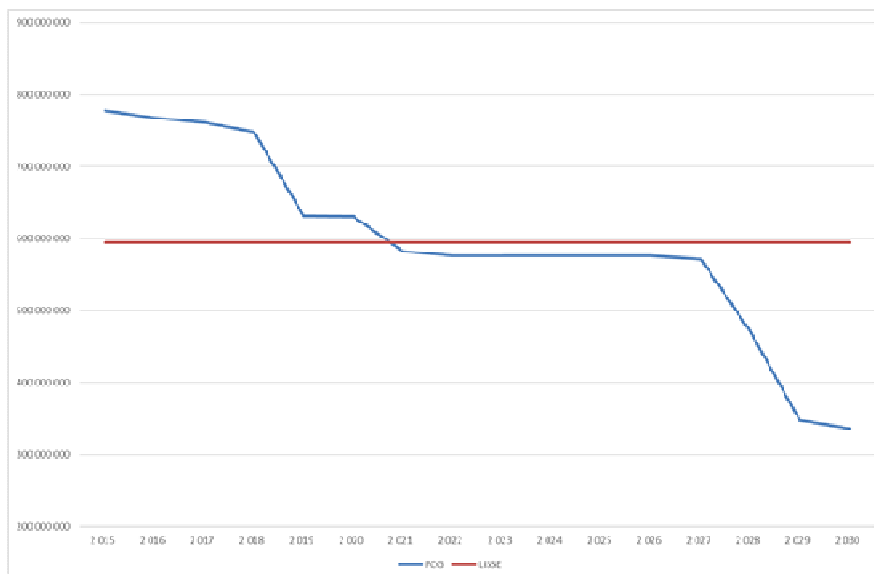
	Hiva Oa		
	PCG	lissée	Ecart
PRODUCTION	10 359 849	3 466 349	- 6 893 500
DISTRIBUTION	- 37 243 465	- 25 072 721	12 170 744
TOTAL	- 26 883 616	- 21 606 373	5 277 243

Les écarts s'expliquent :

- en distribution : par un rythme différent de provisionnement des renouvellements (durée de vie des biens en PCG / durée résiduelle de la concession en méthode lissée) ;
- en production : par un rythme différent de provisionnement des renouvellements (durée de vie des biens en PCG / durée résiduelle de la concession en méthode lissée).

¹⁾ La méthode PCG alourdit les charges de début de période, ces dernières diminuent avec l'arrivée des renouvellements.

Illustration



5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Améliorant
R53402	PROTECTION DECOUPLAGE CENTRALE TAAOA 2 HIVA OA	2 832 304	100%	2 832 304
R53503	F&P POTENCE DE LEVAGE ROTATIVE CENT PUAMAU2 HIVAOA	1 510 847	100%	1 510 847
R53600	F&P REHAUSSE CLOTURE CENT PUAM2 HIVA OA - SECU SITE	1 013 073	100%	1 013 073
R53702	REAL AIRE DEPOTAGE CENT PUAMAU 2 HIVA OA	718 057	100%	718 057
R53703	REAL APPENTIS AU DESSUS CUVETTE RETENTION PUAMAU2	973 728	100%	973 728
TOTAL PRODUCTION HIVA OA		7 048 009		7 048 009

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Améliorant
91912	QP 15% EXTENSIONS 2018	212 162	100%	212 162
E4900	BRCHT/COMPTAGES HIVA OA CP 2018	248 696	100%	248 696
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13		717 773		717 773
704315	RSX AERIEN TIERS MOO 2018 FINANCEMENTS TIERS	1 216 227	100%	1 216 227
BRT11/18	COMPTAGE TIERS HIVA 2018 FINANCEMENT HIVA OA	1 365 635	100%	1 365 635
TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA		2 581 862		2 581 862
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA		3 947 497		3 947 497

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 1/10ème de cette valeur réajustée pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.

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

- Application de la formule

Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2010 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10^{ème} de la valeur d'origine égal à : 10 – (2020 – (année de mise en service+1)).

Soit :

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

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 2018 s'élève à :
 - 241 MF en distribution
 - 17 MF en production

Le détail par chantier est reporté dans les tableaux suivants.

Compostants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
MOTEUR FG WILSON P450 HIV A ATUONA	01/01/2010	8	5 848 040	-	5 848 040	100%	5 848 040	-
ALTERNAT FG WILSON P450 HIV A ATUONA	01/01/2010	15	2 552 716	-	2 552 716	100%	2 552 716	255 272
ACCESSOIRE WILSON P450 HIV A ATUONA	01/01/2010	11	301 043	-	301 043	100%	301 043	30 104
SUPERVIS ^{GE} SEPAM ATUONA CENTRALE HIVA OA	01/01/2013	24	1 330 639	51 895	1 382 534	100%	1 382 534	553 014
COFFRETS COMPTAGES ATUONA CENTRALE HIVA OA	01/09/2013	24	1 839 892	71 756	1 911 648	100%	1 911 648	764 659
ACHAT TGBT ATUONA HIVA OA CENTRALE	01/08/2015	22	9 060 389	588 925	9 649 314	45%	4 342 191	2 605 315
ETUDES DDAE CTRLR HIVA OA ATUONA	01/01/2014	23	1 556 782	80 953	1 637 735	100%	1 637 735	818 867
F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	01/09/2010	10	666 222	-	666 222	100%	666 222	66 622
RENFORC SECURITE ATUONA INCENDIE CENTRALE HIVA OA	01/03/2012	25	6 139 767	159 634	6 299 401	100%	6 299 401	1 889 820
INST EVENTS ATUONA HIVA LOCAL SYST DETEC ^{&} EXTINC [°]	01/03/2012	25	184 222	4 790	189 012	100%	189 012	56 704
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES PORTATIFS ATUONA 1	01/10/2015	21	255 000	16 575	271 575	0%	-	-
FG WILSON P33-1 HANAPAAOA FGWPEP21AAMU03042 HIVAOA	01/08/2013	4	2 304 963	89 894	2 394 857	0%	-	-
FG WILSON P33-1 NAHOE FGWPEP21AAMU03046 HIVAOA	01/08/2013	5	2 304 963	89 894	2 394 857	0%	-	-
FG WILSON P60 PUAMAU HIVA FGWPEPP5CATS18271	01/04/2010	7	-	-	-	0%	-	-
CUVE GASOIL 5000L PUAMAU 50 M2 HIVA OA	01/01/2014	13	1 061 473	55 197	1 116 670	0%	-	-
F&P PASSERELLE ACCES CUVE STOCKAGE PUAMAU 50M2 HIV	01/01/2015	12	481 983	31 329	513 312	100%	513 312	307 987
SUPERVIS ^{GE} SEPAM TAAOA36 M2 CENTRALE HIVA OA	01/01/2013	8	443 547	17 298	460 845	100%	460 845	184 338
F&P GARDE CORPS BASSIN TAAOA 1 HIVA OA	01/01/2014	7	328 621	17 088	345 709	100%	345 709	172 855
SUPERVIS ^{GE} SEPAM TAAOA62 M2 CENTRALE HIVA OA	01/01/2013	10	443 547	17 298	460 845	100%	460 845	184 338
FOURNIT. SUPERVIS [°] TAAOA 62 M2 (ANTENNE WIFI) HIVA	01/01/2014	9	257 392	13 384	270 776	100%	270 776	135 388
MOTEUR FG WILSON P450 ATUONA G292 TGBF7169N00779A	01/11/2016	5	1 946 593	151 834	2 098 427	0%	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATUONA G291 TGBF7169N01462A	01/11/2016	7	1 946 593	151 834	2 098 427	0%	-	-
ALTERNAT FG WILSON P450 HIV A OA ATUONA 323967/003	01/11/2016	7	4 465 125	348 280	4 813 405	0%	-	-
ALTERNAT FG WILSON P450 HIV A OA ATUONA 323967/001	01/11/2016	7	4 465 125	348 280	4 813 405	0%	-	-
ACCESSOIRE WILSON P450 HIVA ATUONA FGWPES29JPC00958	01/11/2016	7	3 622 270	282 537	3 904 807	0%	-	-
ACCESSOIRE WILSON P450 HIVA ATUONA FGWPES29JPC00948	01/11/2016	7	3 622 270	282 537	3 904 807	0%	-	-
DETECT [°] /EXTINCT [°] GAZ TGBT ATUONA HIVA OA	30/04/2016	21	1 278 431	99 718	1 378 149	0%	-	-
FG WILSON P50 NAOHE HIVA OA FGWPEP22CBMU10175	01/11/2016	5	2 221 429	173 271	2 394 700	0%	-	-
FG WILSON P50 G1 PUAMAU HIVA OA FGWPEP22CBMU10464	29/09/2016	5	4 463 084	348 121	4 811 205	0%	-	-
FG WILSON P50 G2 PUAMAU HIVA OA FGWPEP22CBMU10479	29/09/2016	5	4 463 084	348 121	4 811 205	0%	-	-
CPL MOTEUR FG WILSON P450 ATUONA G291	01/05/2017	7	569 912	51 862	621 774	0%	-	-
CPL MOTEUR FG WILSON P450 ATUONA G292	01/05/2017	7	569 912	51 862	621 774	0%	-	-
CPL ALTERNAT FG WILSON P450 ATUONA G291	01/05/2017	7	248 771	22 638	271 409	0%	-	-
CPL ALTERNAT FG WILSON P450 ATUONA G292	01/05/2017	7	248 771	22 638	271 409	0%	-	-
CPL ACCESSOIRE WILSON P450 ATUONA FGWPES29JPC00948	01/05/2017	7	462 171	42 058	504 229	0%	-	-
CPL ACCESSOIRE WILSON P450 ATUONA FGWPES29JPC00958	01/05/2017	7	462 170	42 057	504 227	0%	-	-
CPL WILSON P50 G294 NAOHE HIVA OA FGWPEP22CBMU10175	01/01/2017	4	573 018	52 145	625 163	0%	-	-
F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	01/01/2017	10	2 559 028	232 872	2 791 900	100%	2 791 900	2 233 520
F&P TGBT CENTRALE HANAPAA OA HIVA OA	01/08/2018	8	4 320 380	-	4 320 380	0%	-	-
F&P TGBT CENTRALE NAOHE HIVA OA	01/08/2018	2	4 504 780	-	4 504 780	0%	-	-
REAL AIRE DEPOTAGE CENT PUAMAU 2 HIVA OA	01/01/2018	9	718 057	-	718 057	100%	718 057	646 251
F&P POTENCE DE LEVAGE ROTATIVE CENT PUAMAU2 HIVAOA	01/01/2018	9	1 510 847	-	1 510 847	100%	1 510 847	1 359 762
F&P REHAUSSE CLOTURE CENT PUAM2 HIVA OA - SECU SITE	01/01/2018	9	1 013 073	-	1 013 073	100%	1 013 073	911 766
REAL APPENTIS AU DESSUS CUVETTE RETENTION PUAMAU2	01/02/2018	9	973 728	-	973 728	100%	973 728	876 355
RNV SEPARATEUR HYDROCARBURE CENT PUAMAU	01/10/2018	8	422 984	-	422 984	0%	-	-
PROTECTION DECOUPLAGE CENTRALE TAAOA 2 HIVA OA	01/02/2018	5	2 832 304	-	2 832 304	100%	2 832 304	2 549 074
PRODUCTION HIVA OA			91 845 111	4 358 573	96 203 684		37 021 938	16 602 011

Composants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (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	498 133	25 903	524 036	393 013	
TRANSFO HIVA OA ATUONACENTRALE PMT 2018	30/10/2018	25	722 396		722 396	666 937	
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	01/11/2004	25	1 418 071	-	1 418 071	515 450	
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	01/07/2005	25	159 217	-	159 217	62 093	
TRANSFO TAAOA HIVA OA50KVA SECOURS FEED DATU	01/01/2006	25	272 556	-	272 556	111 786	
POSTE RTE TAAOA HIVA OASECOURS FEED DATU	01/01/2006	25	475 488	-	475 488	195 017	
TRANSFO POSTE CP DP HIVA OHIVA OA	01/07/2006	25	1 458 621	-	1 458 621	627 154	
POSTE HIVA OA 2001	01/01/2001	25	488 377	-	488 377	102 639	
POSTE HIVA OA 2003	01/01/2003	25	13 541 752	-	13 541 752	3 928 606	
POSTE DP HIVA OA 2009CP	01/07/2009	25	456 261	-	456 261	250 941	
RENV 5 IACM PAR 5 IAM HIVA OA	01/05/2018	15	15 442 435	-	15 442 435	12 953 720	
RES.AERIEN HIVA OA 98	01/01/1998	25	28 454 284	-	28 454 284	2 564 656	
RES.AERIEN HIVA OA 99	01/01/1999	25	17 565 223	-	17 565 223	2 285 345	
RES.AERIEN HIVA OA 2000	01/01/2000	25	1 082 378	-	1 082 378	184 189	
RES.AERIEN HIVA OA 2001	01/01/2001	25	984 853	-	984 853	206 980	
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	25	-	-	-	-	
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	25	-	-	-	-	
RES.AERIEN HIVA OA 2002	01/01/2002	25	9 276 957	-	9 276 957	2 320 509	
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	25	-	-	-	-	
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	25	-	-	-	-	
RES.AERIEN HIVA OA 2003CHANTIER 280400	01/01/2003	25	7 504 388	-	7 504 388	2 177 103	
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	25	-	-	-	-	
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	25	-	-	-	-	
RESEAU BTA QTIER TAHAUKUHIVA OA	01/01/2004	25	739 415	-	739 415	244 124	
RESEAUX HTA/BTA MAKE MAKEATUONA HIVA OA	13/04/2005	25	5 422 605	-	5 422 605	2 067 847	
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	25	-	-	-	-	
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	25	-	-	-	-	
RESEAUX CP 51906 2005HIVA	01/06/2005	25	103 217	-	103 217	39 914	
RESEAUX BTA QTIER DESOUZATAAOA HIVA OA	12/07/2005	25	1 161 034	-	1 161 034	454 190	
EXT BTA LOTISS PAEPAENUIHIVA OA ART14A	30/12/2005	25	1 856 869	-	1 856 869	761 172	
EXT BTA QTIER AVAEORUTAAOA A HIVA OA ART14A	30/12/2005	25	518 346	-	518 346	212 482	
RESEAU HT/BT RTE TAAAOHIVA OA	01/01/2006	25	13 278 365	-	13 278 365	5 446 006	
RESEAU HTA HIVA OAROUTE DE TAAOA	01/01/2006	25	6 393 277	-	6 393 277	2 622 147	
RESEAUX HIVA OA 2006FINANCEMENT TIERS	01/07/2006	25	-	-	-	-	
RESEAUX HIVA OA 2006FINANCEMENT CONCEDANT	01/07/2006	25	-	-	-	-	
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	01/07/2006	25	514 799	-	514 799	221 345	
RESEAUX CP HIVA OA 2007	01/07/2007	25	2 985 290	-	2 985 290	1 403 073	
RESEAUX HIVA OA 2007FINANCEMENT CONCEDANT	01/07/2007	25	-	-	-	-	
RESEAUX HIVA OA 2007FINANCEMENT TIERS	01/07/2007	25	-	-	-	-	
15% QUOTE PART EDT 2007TRAVAUX EXTENSIONS REMB	01/07/2007	25	624 692	-	624 692	293 603	
RESEAU 2008 CONCEDANTFINANCEMENT	01/01/2008	25	-	-	-	-	
EXT BTA AERIEN QT HEITAAART 14A1	03/06/2008	25	286 156	-	286 156	145 068	
BTA AERIEN QT TEHEVINIDE TAAOA	03/06/2008	25	268 764	-	268 764	136 251	
EXT BTA AERINNE QTIERLO LONG HANAPAAOA 14AI	18/06/2008	25	706 188	-	706 188	359 165	
RESEAUX CP HIVA OA 2008	01/07/2008	25	14 653 113	-	14 653 113	7 473 393	
RESEAUX 2008 TIERSFINANCEMENT	01/07/2008	25	-	-	-	-	
BTA AERIENNE QT PETERANOART 14AI	03/07/2008	25	516 637	-	516 637	263 609	
RESEAUX CP HIVA OA 2009	01/07/2009	25	2 970 258	-	2 970 258	1 633 626	
RESEAUX 2009 CONCEDANTFINANCEMENT	01/12/2009	25	-	-	-	-	
RESEAUX CP HIVA OA 2010	01/07/2010	25	17 720 169	-	17 720 169	10 454 337	
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAUHIVA OA	01/01/2011	25	408 614	5 312	413 926	252 544	
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONAATUONA HIVA OA	01/01/2011	25	251 986	3 276	255 262	155 740	
RESEAUX CP HIVA OA 2011	01/07/2011	25	29 719 762	386 357	30 106 119	18 966 327	
RESEAUX 2011 CONCED HIVA OA FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	
EXT 14A1 QT TOUATEKINAPUAMAU HIVA OA	01/01/2012	25	2 018 134	52 471	2 070 605	1 346 166	
RESEAUX CP HIVA OA 2012	01/07/2012	25	29 338 223	762 794	30 101 017	20 168 439	

Composants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (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 2012 CONCED HIVA HIVA OA FINANCEMENT	01/07/2012	25	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HIVA OA 2013 CP 2013	01/07/2013	25	47 737 306	1 861 755	49 599 061	35 215 279	-
RESEAUX 2013 CONCED HIVA OA FINANCEMENT	01/07/2013	25	-	-	-	-	-
RESEAUX 2014 CONCED HIVA OA FINANCEMENT	01/07/2014	25	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HIVA OA 2014 CP 2014	01/07/2014	25	911 575	47 402	958 977	719 206	-
RESEAUX CP HIVA OA 2015 CP 2015	01/07/2015	25	37 381 279	2 429 783	39 811 062	31 449 518	-
RESEAUX 2015 CONCED HIVA FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2015	25	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HIVA OA 2016 CP 2016	01/07/2016	25	1 715 706	133 825	1 849 531	1 535 165	-
RESEAUX 2016 TIERS HIVA OA FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2016	25	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HIVA OA 2018 CP 2018	01/07/2018	25	212 162	-	212 162	193 063	-
RSX AERIEN TIERS MOO 2018 FINANCEMENTS TIERS	01/07/2018	25	-	-	-	-	-
RNV RESEAUX HIVA OA PMT 2018	30/10/2018	25	15 412 976	-	15 412 976	14 229 700	-
EXT BTA AERO SOUTERAIN AMÉL LOT PAEPAENUI 14AI	03/06/2008	35	426 747	-	426 747	276 452	-
RSX SOUT TIERS 2016 HIVA OA FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2016	35	-	-	-	-	-
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	01/07/2004	20	252 086	-	252 086	47 277	-
COMPATGE HIVA OA 2005	01/06/2005	20	-	-	-	-	-
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	01/07/2005	20	296 026	-	296 026	70 309	-
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	362 260	-	362 260	86 040	-
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	40 611	-	40 611	9 645	-
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2006	20	648 693	-	648 693	186 483	-
BRCHT HIVA OA 2006 FINANCEMENT TIERS	01/07/2006	20	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA 2007	01/07/2007	20	791 243	-	791 243	266 997	-
BRCHT HIVA OA 2007 FINANCEMENT TIERS	01/07/2007	20	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA 2008	01/07/2008	20	1 121 749	-	1 121 749	434 726	-
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	01/07/2009	20	3 705 338	-	3 705 338	1 621 117	-
BRCHT 2009 FINANC TIERS	01/12/2009	20	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	01/07/2010	20	2 068 982	-	2 068 982	1 008 576	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2010 FINANCEMENT	01/07/2010	20	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2011	01/07/2011	20	4 531 385	58 908	4 590 293	2 467 008	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2011 FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2011	20	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES HIVA OACP 2012	01/07/2012	20	3 198 812	83 169	3 281 981	1 928 304	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2012 FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2012	20	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2013	01/07/2013	20	6 792 771	264 918	7 057 689	4 499 337	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2013 FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2013	20	-	-	-	-	-
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	01/07/2013	20	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2014	01/07/2014	20	2 263 268	117 690	2 380 958	1 636 847	-
COMPTAGE TIERS HIVA OA 2014 FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2014	20	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2015	01/07/2015	20	4 532 710	294 626	4 827 336	3 559 871	-
COMPTAGE TIERS HIV 2015 FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2015	20	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2016	01/07/2016	20	3 877 908	302 477	4 180 385	3 292 232	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2016 FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2016	20	-	-	-	-	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2017 FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2017	20	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGE HIVA OACP 2017	01/07/2017	20	3 644 071	331 610	3 975 681	3 329 667	-
BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2018	01/07/2018	20	1 276 322	-	1 276 322	1 132 703	-
COMPTAGE TIERS HIVA 2018 FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2018	20	-	-	-	-	-
BIENS FUTURS DE RENOUVELLEMENT ACQUIS EN 2019			49 762 733		49 762 733		45 844 366
BIENS FUTURS DE RENOUVELLEMENT ACQUIS EN 2020			44 548 661		44 548 661		42 724 043
DISTRIBUTION HIVA OA			366 660 988			213 862 229	88 568 409

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	96 882 824	
Réalisé	- 12 463 618	(1)
Ecart de coût sur réalisé	-	
Réajusté	7 086 426	(1)
reste à faire au 31/12/2018	91 505 632	

(1) : dont rattrapage sur TVA à reverser 2011-2017 de 3 215 473 xpf

Plan de renouvellement au 31/12/2018

reste à faire au 31/12/2018	2019	2020	TOTAL
G1 HANAPAAOA	3 659 874		3 659 874
G2 ATUONA	14 371 383		14 371 383
G2 HANAPAAOA	3 659 874		3 659 874
G2 NAOHE	3 659 874		3 659 874
G4 ATUONA	6 587 773		6 587 773
S/T Groupes	31 938 778	-	31 938 778
Filières groupes	19 003 121		19 003 121
Bâtiment	40 563 733		40 563 733
TOTAL	91 505 632	-	91 505 632

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL HIVA OA PRODUCTION	124 763 822	- 5 886 616	- 5 199 448	113 677 758	91 505 632

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	129 393 661
ajustement du besoin 2017 :	(29 376 112)
ajustement du besoin 2018 :	7 086 426
- doté à l'ouverture :	124 763 822
reste à doter	(17 659 847)
nb années restantes	3
dotation de l'exercice :	(5 886 616)

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

Reste à faire au 31/12/2017	133 865 437
Réalisé	- 39 554 042
Réajusté	
Reste à faire au 31/12/2018	94 311 395

Plan de renouvellement au 31/12/2018

	2019			2020			TOTAL
	qté	coût unit	total	qté	coût unit	total	
Brchts & cptges	36	115 952	4 155 810	36	119 061	4 267 239	8 423 050
Réseau HTA	38	695 712	26 416 194	38	714 366	27 124 489	53 540 683
Réseau BTA	26	463 808	11 829 094	26	476 244	12 146 266	23 975 361
Réseau souterrain	-		6 377 359	-		-	6 377 359
Transfos	1	1 726 142	984 275	1	1 772 425	1 010 667	1 994 942
IAT			-	-		-	-
TOTAL			49 762 733			44 548 661	94 311 395

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL HIVA OA DISTRIBUTION	8 203 421	13 492 779	- 14 312 924	7 383 276	94 311 395

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	137 250 167
ajustement du besoin 2017 :	-
ajustement du besoin 2018 :	-
Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période	137 250 167
- IFC Prévis. sur renouvellement	(88 568 409)
- doté à l'ouverture :	8 203 421
reste à doter	40 478 336
nb années restantes	3
dotation de l'exercice :	13 492 779

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE 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) 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.

c) 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.

d) 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.

e) Baux

Bailleur	Objet du bail
COMMUNE DE HIVA OA (1)	AGENCE HIVA OA
COMMUNE DE HIVA OA (2)	AGENCE HIVA OA (ANN.)

f) 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.

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. 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