



**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 2019**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS .....</b>	<b>3</b>
<b>1 – PRESENTATION.....</b>	<b>6</b>
1.1 - Le système électrique polynésien.....	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession .....	8
1.3 - Le cadre juridique et contractuel.....	12
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....</b>	<b>14</b>
➤ <b>Aspects commerciaux.....</b>	<b>15</b>
2.1 - Mode de détermination des tarifs.....	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019 .....	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie .....	16
2.4 - Autres produits d'exploitation.....	17
2.5 - Statistiques de ventes.....	17
2.6 - Gestion des impayés.....	19
2.7 - Dépenses de la Commune .....	20
2.8 - Services offerts à la clientèle .....	20
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	23
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....</b>	<b>24</b>
➤ <b>Bilan technique .....</b>	<b>25</b>
3.1 - Autorisation d'exploitation .....	25
3.2 - Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa .....	25
3.3 - Détail des ouvrages de production .....	26
3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaooa, Puamau, Nahoe .....	26
3.5 - Qualité de service .....	29
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement.....	29
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	30
3.8 - Raccordement solaire .....	31
3.9 - Unités d'œuvres 2019 de la concession.....	31
<b>4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES .....</b>	<b>33</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée .....	34
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique .....	40
4.3 - Comptes de la concession.....	45
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	53
<b>5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES .....</b>	<b>56</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier .....	57
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	58
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	64
5.4 - Dépenses de renouvellement.....	64
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	64
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	69
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	69
5.8 - Plan de Renouvellement.....	74
<b>6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....</b>	<b>75</b>

## **0 - FAITS MARQUANTS**

### **Communs à toutes les concessions d'EDT :**

#### **A) Projet industriel 2018 – 2030 : une ambition au service des Polynésiens**

**15 octobre 2018** : Présentation au Pays 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

Ce développement est complété par le projet hydro-électrique de la cote 95, de MARAMA NUI dans la vallée de la Papenoo.

**L'année 2019 et le début 2020** se sont illustrés par de nombreux échanges avec la Polynésie visant à obtenir l'autorisation de lancer ces projets, ce qui n'a pu être obtenu à ce jour.

Les avancées se limitent à des aspects techniques permettant de lancer des études approfondies sur un scénario de renouvellement des moyens de production de Tahiti qui s'articulera comme suit :

- Mise en place de nouveaux moyens de production « ENR » :
  - Régulateur de production
  - Projet hydroélectrique de la cote 95
  - Mise en service d'une turbine fonctionnant au propane proche de la ville
- Modernisation et prolongation de l'actuelle centrale thermique de la Punaruu :
  - Renouvellement à l'identique des G1/G3P
  - Rétrofit poussé G2P
  - Modernisation des groupes G4 à G8 P et de leurs auxiliaires
  - Mise en place d'aéro réfrigérants sur G7/8 P

#### **B) 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.

Cette loi de Pays très sommaire dans sa rédaction était susceptible de poser des difficultés significatives de mise en œuvre aussi il était espéré que l'exercice 2019 permette à la Polynésie de préciser les modalités d'application de cette loi de sorte à la rendre applicable.

En septembre 2019, le ministère de la modernisation de l'administration nous adressait un document appelé « Méthodes comptables applicables aux charges calculées dans les concessions de distribution d'électricité ».

Le 14 février 2020, la Polynésie introduisait une requête devant le tribunal administratif visant à obtenir la classification en « provision sans objet », des provisions pour renouvellement relatives au réseau de distribution de Tahiti Nord lequel réseau s'était vu attribuer une indemnité de fin de concession dans le cadre de l'avenant 17 du 28 décembre 2015.

### **C) Péréquation inter îles :**

En l'absence d'avancée de Polynésie française sur la mise en place d'un mécanisme de péréquation tarifaire ouvert à tous aucune des concessions arrivant à échéance en 2020 n'est en capacité de mener à son terme une procédure de mise en concurrence.

Par ailleurs, et en l'absence de cette péréquation qui est une condition suspensive, la formule de rémunération du concessionnaire n'est toujours pas applicable.

### **D) Formule tarifaire, prix de vente de l'électricité et rémunération du concessionnaire :**

Profitant de ce que la formule tarifaire n'était pas applicable, la Polynésie a instauré un gel des tarifs de l'électricité depuis 2016 et ce malgré la forte augmentation des cours des produits pétroliers depuis cette date.

Ce n'est qu'en fin d'exercice 2018, alors que le préjudice du concessionnaire se creuse à raison de 200 M CFP supplémentaires chaque mois qu'un accord se dessine,

Cet accord matérialisé par l'avenant numéro 18 du 11 février 2019, acte pour l'avenir d'une hausse des tarifs de l'électricité au 15 février et pour le passé d'une créance d'énergie du concessionnaire.

En raison de la remise en cause par le ministre, dès septembre 2019 des modalités de calcul de l'avenant 18, cette créance qui s'élève à 2.270 MF a dû être provisionnée.

Ce n'est qu'avec la signature de l'avenant 18b reconnaissant définitivement le montant de la créance du concessionnaire au titre de son préjudice et fixant les modalités de son règlement que la provision s'y rapportant a pu être reprise par résultat.

### **Sécurité :**

Nous enregistrons sur l'année 2019 écoulée :

- 0 accidents de travail avec arrêt (hors trajet)
  - o Taux de fréquence = 0
  - o Taux de gravité = 0
- 2 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 3 accidents de trajet, dont 2 avec arrêt (26 jours d'interruption du travail).

## Principaux indicateurs

		HIVA OA		
		2019	2018	
<b>CLIENTS</b>	<b>Nombre de contrats clients</b>	<b>852</b>	<b>833</b>	
	BT	849 99,65%	830 99,64%	
	MT	3 0,35%	3 0,36%	
	<b>Puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>4 641</b>	<b>4 517</b>
	BT	4 506 97,09%	4 382 97,01%	
	MT	135 2,91%	135 2,99%	
	<b>Puissance maximale appelée</b>	<b>MW</b>	<b>0,57</b>	<b>0,58</b>
	<b>Nombre de kWh vendus total</b>		<b>3 304 596</b>	<b>3 074 852</b>
	BT	2 886 307 87,34%	2 700 323 87,82%	
	MT	418 289 12,66%	374 529 12,18%	
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>121 535 745</b>	<b>106 192 006</b>
	BT : Total	107 873 264 88,76%	94 659 397 89,14%	
	BT : par client	127 059	114 047	
	BT : par kVA de puissance souscrite	23 943	21 600	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	19 393 412 17,98%	17 516 601 18,50%	
	BT : part variable en XPF et % du CA total	88 479 852 82,02%	77 142 796 81,50%	
	MT : Total	13 662 481 11,24%	11 532 609 10,86%	
	MT : par client	4 554 160	3 844 203	
	MT : par kVA de puissance souscrite	101 204	85 427	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	2 681 119 19,62%	2 483 460 21,53%	
MT : part variable en XPF et % du CA total	10 981 362 80,38%	9 049 149 78,47%		
<b>Prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>36,78</b>	<b>34,54</b>	
BT	37,37	35,05		
MT	32,66	30,79		
<b>TECHNIQUES</b>	<b>Rendement réseaux (s/production nette)</b>	<b>0,91</b>	<b>0,90</b>	
	<b>Energie achetée</b>			
	Energie solaire kWh	7 238 0,20%	5 148 0,01%	
	Energie hydroélectrique kWh	660 228 18,09%	843 791 1,44%	
	Energie thermique kWh	2 982 254 81,71%	2 561 819 4,36%	
	Energie totale achetée	3 649 719	3 410 757	
	<b>Temps moyen de coupure</b>			
	global	3h15	4h00	
origine production	1h16	2h49		
origine transport	-	-		
origine distribution	1h59	1h10		
<b>FINANCIERS</b>	<b>Patrimoine</b>			
	<b>Longueur du réseaux hors branchement</b>	<b>Km</b>	<b>73</b>	<b>73</b>
	<b>Valeur d'origine</b>	<b>k XPF</b>	<b>836 686</b>	<b>791 535</b>
	<b>Valeur nette économique</b>	<b>k XPF</b>	<b>415 060</b>	<b>331 804</b>
	<b>Travaux réalisés</b>			
	<b>Dépenses de renouvellement</b>	<b>k XPF</b>	<b>55 497</b>	<b>41 854</b>
	<b>Dépenses d'améliorant</b>	<b>k XPF</b>	<b>2 956</b>	<b>10 996</b>
	<b>Indemnité de fin de concession</b>	<b>k XPF</b>	<b>260 624</b>	<b>230 464</b>
	<b>Coût du service pour les usagers (RA)</b>	<b>k XPF</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A	N/A
	Coût des énergies et du transport	k XPF	76 074	69 717
	<b>Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)</b>	<b>k XPF</b>	<b>38 721</b>	<b>13 698</b>
<b>Ecart RA - CA de l'année (+) =&gt; à récupérer dans les tarifs N+1</b>	<b>k XPF</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>	

## **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**

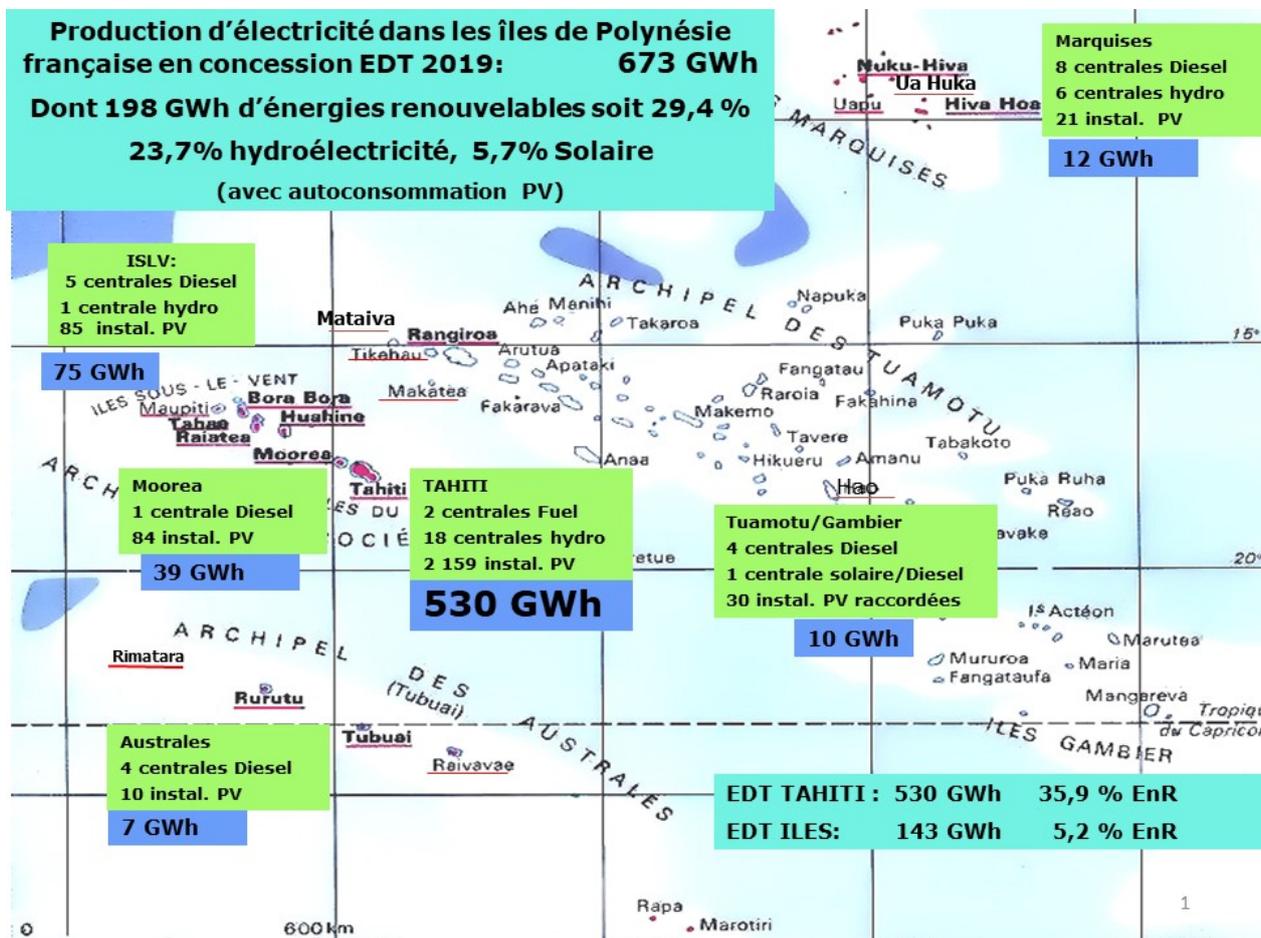
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

### **1.3 - Le cadre juridique et contractuel**

- La convention de concession
- Les autres contrats  
Cf. paragraphe :  
6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ 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 régies 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).

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 d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux

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

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

#### PRODUCTION (thermique et hydro)

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

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

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

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

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

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

- des bureaux pour les services d'exploitation ;
- une agence commerciale ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 4 véhicules d'intervention 4x4 ;
- 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 Îles) d'un effectif de 23 salariés.

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

- Des services ou cellules spécialisées
  - Solutions énergétiques
  - Comptabilité clients et recouvrement
  - Facturation
  - Réclamation
- D'un réseau de près de 25 agences permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.
- D'outils performants
  - Un centre d'appel téléphonique disponible 24/24h,
  - Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux,
  - Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc.

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

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

## **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.

Dans l'attente du système de péréquation du Pays et afin de donner le temps à la commune d'organiser une consultation pour une nouvelle DSP ou de prendre toutes autres dispositions nécessaires à la continuité du service public, une trame d'un projet d'avenant de prolongation pour une année supplémentaire lui a été proposée en octobre, comme aux 8 autres concessions des îles arrivant à échéance en septembre 2020.

Cette possibilité de prolongation du contrat de concession pour une durée maximale d'un an « pour des motifs d'intérêt général » est prévue à l'article LP15 de la loi du pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009 relative au cadre réglementaire des délégations de service public des communes, de leurs groupements et de leurs établissements publics.

Le projet d'avenant type adressé aux communes, comprend les éléments suivants :

1. Report d'un an du terme normal du contrat.
2. validation du plan de renouvellement couvrant la période 2018-2020, afin de se mettre en conformité par rapport aux dispositions de la loi du Pays n°2018-34 du 30 octobre 2018 relative aux provisions pour renouvellement des immobilisations dans les délégations de service public.
3. plafonnement des dépenses pendant la période de prolongation, limitées aux travaux nécessaires à la remise en état des ouvrages.
4. définition de critères pour l'état des ouvrages en fin de concession.
5. réalisation d'un inventaire contradictoire.
6. possibilité de rachat des stocks et des biens de reprise par la Commune.
7. Rappel du mode de calcul de l'Indemnité de Fin de Concession (IFC), et validation du montant de l'IFC à fin 2018.
8. Fixation de certaines modalités de fin de contrat (contrats d'abonnement, créances et dettes, avances sur consommation), assurant un transfert simplifié du service public en fin de contrat.

### 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 2019
- 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.

Les tarifs applicables ont été revalorisés au 15 février 2019, conformément à l'arrêté n° 173 CM du 4 février 2019 portant approbation de l'avenant n° 18 à la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti n° 60-10 du 27 septembre 1960 modifiant le cahier des charges annexé à ladite convention.

La précédente actualisation avait eu lieu en Mars 2016.

### 2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	19,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	39,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	24,50	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	42,00
BT Eclairage public	P4		33,00	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		35,75	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	25,00	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	22,00	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00	22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		28,00	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		37,00	40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
<b>Basse tension</b>	<b>MENSUELLE</b>	<b>MENSUELLE</b>
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres us	360	400
<b>Moyenne tension</b>	<b>MENSUELLE</b>	<b>MENSUELLE</b>
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1533	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1245	1355

Taxes	Taux
<b>Taxe municipale</b> Autres tarifs BT et MT	3 XPF/kWh
<b>TVA</b> - sur Énergie - sur Prime d'Abonnement - sur Avance Sur Consommation - sur Redevance Transport	5% 5% 5% 0%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
	<b>P=39,0</b>	<b>P=42,0</b>
<b>Tarif Petits consommateurs</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Tarif Usages Domestiques</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Autres Tarif Basse Tension</b>	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Moyenne Tension</b>	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 900 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

## 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus		Total		Puissance souscrite cumulée	Total prime	Puissance au 31/12/2019 (kVA)
		antérieur 01/03/16	postérieur 15/02/2019	kWh vendus	XPF			
BT Usage social 1ère tranche	P0	930 397		930 397	17 677 543	19 626	5 182 928	1 662
BT Usage social 2ème tranche	P1	93 379		93 379	3 641 781			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	57 744	375 303	433 047	11 172 648	13 289	5 844 863	1 086
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	25 307	139 043	164 350	6 826 779			
BT Eclairage public	P4	5 992	49 148	55 140	1 942 529	673	265 986	56
BT Usage professionnel	P5	153 759	1 056 235	1 209 994	47 218 572	20 049	8 099 635	1 702
MT Tarif jour	P6	34 534	267 270	301 804	8 213 282	1 620	2 681 119	135
MT Tarif nuit	P7	13 780	102 705	116 485	2 768 080			
<b>Total</b>				<b>3 304 596</b>	<b>99 461 214</b>	<b>55 257</b>	<b>22 074 531</b>	<b>4 641</b>
					<b>121 535 745</b>			
					36,78			

\*En l'absence de revalorisation tarifaire des Petits Consommateurs en 2019, les données de consommation pour ce Tarif sont consolidées pour l'ensemble de la période.

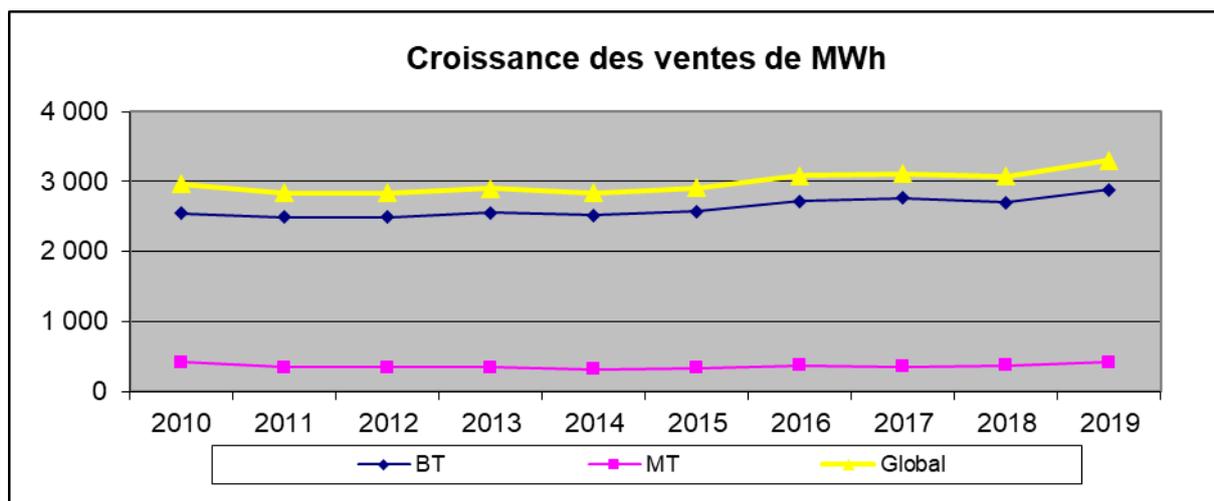
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprend une estimation de la valorisation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat.

## 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 :	197 495 XPF
- Frais de relance :	<u>312 000 XPF</u>
- Total	509 495 XPF

## 2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de baisse, les ventes d'électricité progressent de 7,5% sur la concession de Hiva Oa, soit +230 MWh, pour s'établir à **3,3 GWh** sur 2019.

Cette évolution globale est liée à la hausse de +6,9% (+186 MWh) des volumes en basse tension (qui représentent 87% des volumes globaux), et des volumes en moyenne tension de +11,7% (+44 MWh).

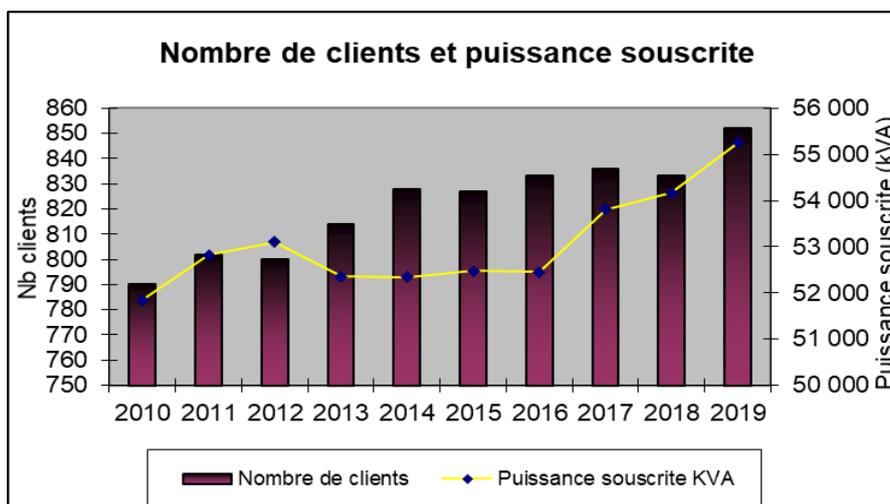
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 2,7% en 2019 (+42 MWh), ce qui traduit la hausse conjuguée dans les tarifs « petits consommateurs » de 2,6% (+26 MWh) et « classique » de 2,7% (+16 MWh).

Les tarifs domestiques représentent plus de 56% des volumes basse tension en 2019, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 36% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 55 MWh vendus sur 2019, augmentent légèrement de 0,7%, soit +0,4 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 42% des ventes basse tension, augmentent de 13,5% en 2019 après avoir connu une baisse de 1,4% en 2018. Cette hausse traduit la hausse du nombre de contrats de 1,4%.

Les ventes en moyenne tension retrouvent leur niveau de 2010 et s'établissent à 418 MWh. Après une hausse enregistrée de 7,2% en 2018, elles progressent à nouveau de 11,7% en 2019, 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 / 2018 ( <i>nombre de contrats</i> )
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	849 +2,3% (+19 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>3</u> -
	852 +2,3% (+19 contrats)

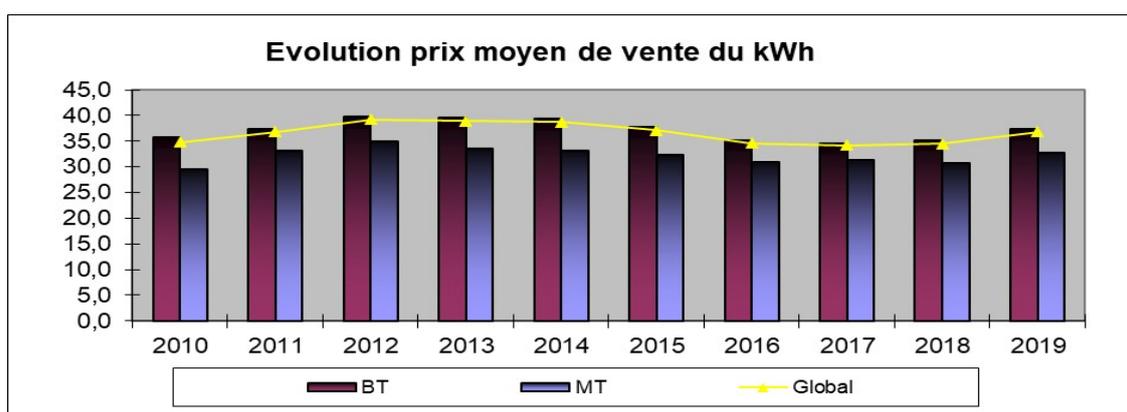
Les principales évolutions concernent :

- l'augmentation de 2 contrats en usages professionnels basse tension,
- la souscription de 17 contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs » usages domestiques, atténuée par les 2 contrats en moins sur 2019 pour le tarif « classique » en usages domestiques.

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2019 :

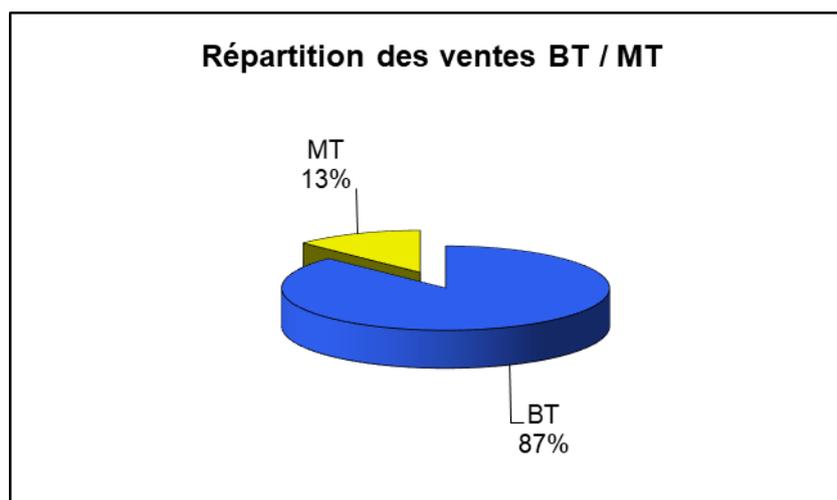
- Tarif « Petits Consommateurs » 59%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 20%
- Tarif Usages professionnels basse tension 18%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 55 257 kVA, soit une hausse de 2% par rapport à 2018, 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 / 2018
Tarifs basse tension	37,4 Fcp +6,6%
Tarifs moyenne tension	<u>32,7 Fcp</u> +6,1%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	36,8 Fcp +6,5%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de 6,5% en lien avec la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.



En raison de la forte hausse des ventes en moyenne tension, celles-ci représentent 13% des volumes globaux (11% en 2018). Les ventes en basse tension représentent 87% des volumes facturés.

## **2.6 - Gestion des impayés**

A fin 2019, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Hiva Oa, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/19, était de 27,7 Millions Fcp, ce qui représente 21% du chiffre d'affaires énergie 2018, soit un délai de créances clients de 76 jours.

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 115 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 0,5% 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 2019, aucune créance n'a été comptabilisée en créances irrécouvrables pour la concession de Hiva Oa,

## 2.7 - Dépenses de la Commune

Concession		53 - HIVA OA		
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2019 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
01 - USAGES DOMESTIQUES	1	31	21 741	701,32
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	14	55 071	2 468 536	44,82
07 - USAGE PROFESSIONNEL	44	154 523	8 412 569	54,44
<b>Total général</b>	<b>59</b>	<b>209 625</b>	<b>10 902 846</b>	<b>52,01</b>

\* 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 17,1% en 2019 en raison de la hausse de consommation en tarif professionnel (+20 MWh), et s'établit à 10,9 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 59 compteurs.

Les consommations en éclairage public restent stables (+0,1% en volume). 2,5 Millions Fcp TTC leur sont consacrés.

## 2.8 - Services offerts à la clientèle

### Mesures de la satisfaction clients

Pour 2019, EDT affiche un taux global de satisfaction de 72% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients (Figure 1).

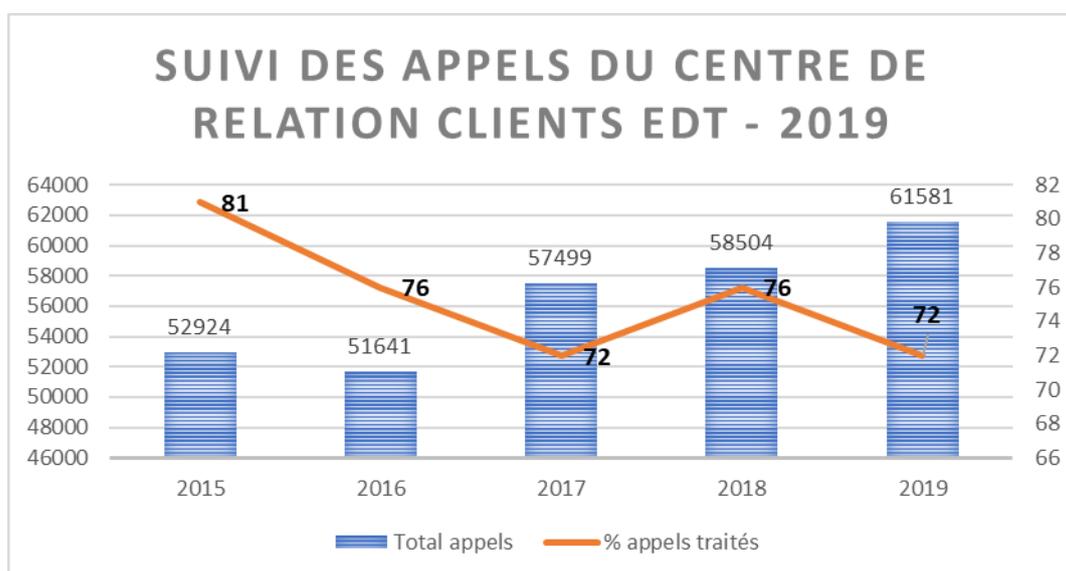


Figure 1

### Évolution de la plateforme de gestion clientèle

La gestion de la clientèle repose sur une stratégie multicanale offrant aux clients de nombreuses options pour gérer contrats, factures et autres demandes :

- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel,

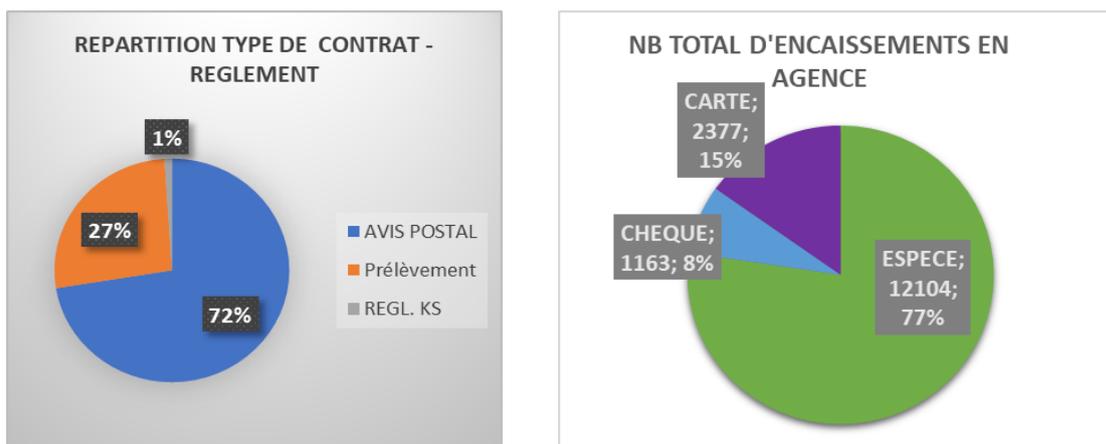
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privatives.

Depuis 2018, EDT a amorcé un projet interne d'évolution de la plateforme avec pour objectif de simplifier l'expérience client multicanale.

Le déploiement de la plateforme a débuté en 2019 avec comme première étape la réplique des comptes clients dans l'outil sans impact sur les opérations et la qualité de service.

A compter de 2020, les prochaines étapes permettront d'améliorer la gestion, la qualité de l'information, et de capitaliser sur l'ensemble des relations client en multicanal.

### Modes de Règlements (Marquises)



### Gestion des sinistres – Marquises

Sinistre	
Nombre Dossiers	26
Nombre dossiers Black-Out	6
Délai moyen de traitement date sinistre et date d'analyse (jours)	17
Délai moyen de traitement date analyse et date validation DC (jours)	3

Figure 2

### L'information clients par SMS – Marquises

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients avec 92% de clients satisfaits de ce service.

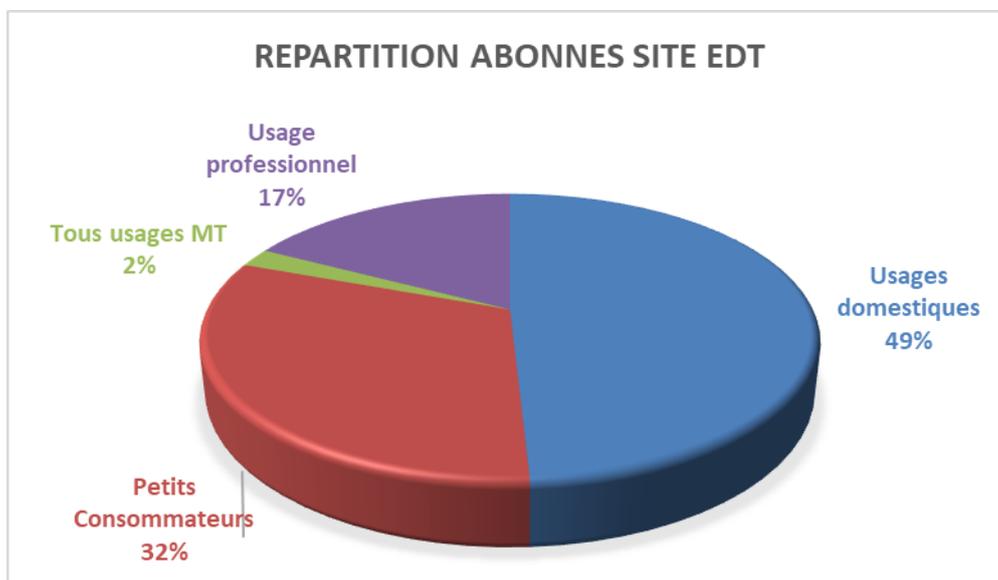
Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d'énergie.

Service SMS	Total général
Annulation Coupure Travaux	28
Auto-Relève	119
Avis de coupure pour Travaux	28
Avis passage releveur	11
Confirmation Coupure Travaux	28
Montant Facture mensuelle	136
Relance	119
<b>Total général</b>	<b>469</b>

## Un nouveau site client edt.pf

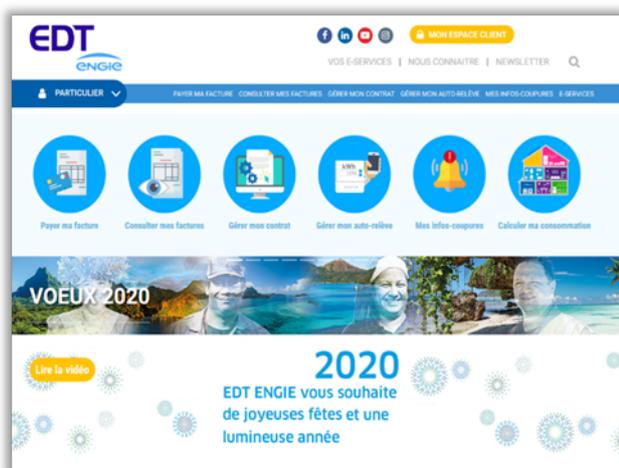
Concession	Nombre d'accès edt.pf	Pourcentage de clients* connectés
Hiva Oa	108	13%

\*clients en tarifs à usage domestique et professionnel



Une moyenne de 24% des clients domestiques sont connectés avec une forte concentration sur Tahiti, on note toutefois un réel intérêt des clients des îles pour cette agence digitale qui leur permet de gérer à distance leur contrat d'électricité.

On observe tout au long de 2019 une augmentation du nombre d'utilisateurs, +26% par rapport à l'année précédente. Le service le plus utilisé est le paiement en ligne dont l'utilisation a progressé de 38% d'une année sur l'autre.



**Juillet 2019** Lancement du nouveau site client edt.pf regroupant les 2 anciens sites agence.edt.pf et edt.pf. Bâti sur une priorité de mobile first, ce nouveau site a gardé les fonctionnalités les plus utilisées : Paiement facture, auto-relève, calculateur de consommation avec des améliorations notables :

### Paiement facture

- Règlement de plusieurs factures en même temps sur plusieurs clients
- Dépôt d'un montant créditeur

### Auto-relève

- Modification de son auto-relève

- Historique de ses relèves

**Nouvelles fonctionnalités :** l'information pour coupures pour travaux géolocalisée, l'information pour le passage des relevés géolocalisée, gestion de plusieurs comptes avec un seul accès, la production en temps réel, une rubrique actualités riche d'informations.

## Campagne digitale pédagogique



Les thématiques autour des métiers de l'électricité sont importantes pour la bonne compréhension des enjeux du secteur.

L'année 2019 a été l'occasion d'utiliser la vidéo dans la stratégie de communication sur un point de contact indispensable en Polynésie : les réseaux sociaux.

Deux thématiques ont été abordées :

- Les tarifs de l'électricité abordés sous un angle pédagogique : composition, évolution, comparatif avec la France
- La transition énergétique : Enjeux et réalités en Polynésie française

## 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.

Pour faciliter l'expérience client, les outils de calcul de la consommation, très demandé par les clients, ont été simplifiés dans leur utilisation.

Par exemple, pour le calculateur de consommation, l'utilisateur n'a plus qu'à saisir le nombre d'appareils et sa durée d'utilisation. Cet outil lui permet de mesurer la consommation de son équipement afin d'en modifier son usage en vue de faire des économies d'énergie.



## Campagne sur la Maîtrise de la Demande en Energie



Une grande campagne a été lancée sur les canaux digitaux et sur les ondes radio en vue de promouvoir les économies d'énergie en se basant sur des conseils simples et rapides à mettre en œuvre dans les gestes de la vie quotidienne.

Dans cet objectif de maîtrise de la consommation, le service d'auto-relève a été mis en avant afin de responsabiliser les clients sur leur consommation en leur donnant les moyens de la suivre, on a noté une progression de 6% des auto-relèves effectuées en

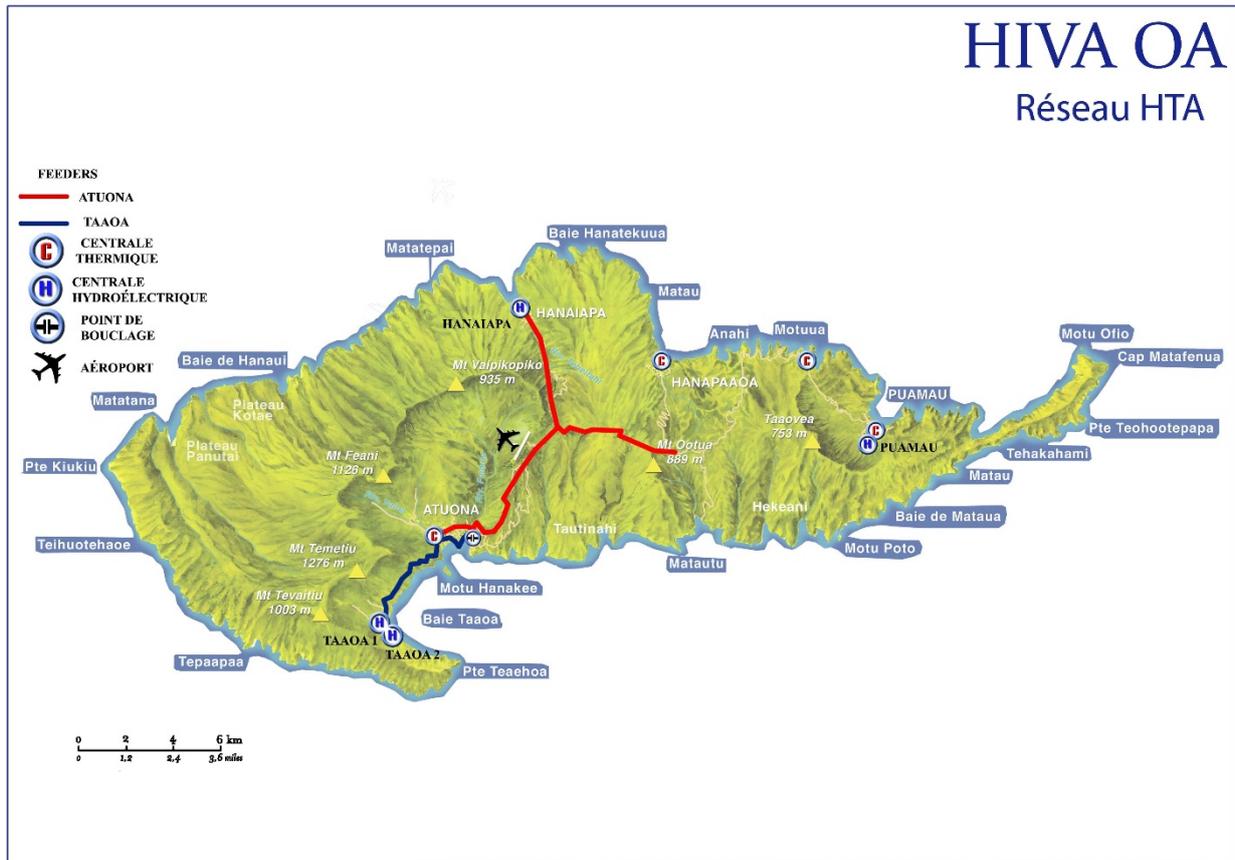
ligne sur une moyenne mensuelle de 16 000.

## **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'œuvre 2019 de la concession

## ➤ Bilan technique



### 3.1 - Autorisation d'exploitation

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	<a href="#">7513</a>	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 2019.

Ces agents gèrent l'exploitation des centrales d'Atuona, Hanapaaoa, Nahoe, Puamau et les centrales hydroélectriques de Taaoa et Hanaiapa ainsi que l'ensemble des réseaux de distribution HT et/ou BT associés.

Cela représente 7 centrales et 4 réseaux de distribution distincts.

### 3.3 - Détail des ouvrages de production

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionne	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 201	HDM au 1er Janvier 202	Nbre heure de fonctionnem
G1 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	22/05/2017	10 017	16 675	6 658
G2 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/03/2008	43 841	43 952	111
G3 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	22/05/2017	8 842	15 379	6 537
G4 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/01/2010	20 428	24 914	4 486
G1 HANAPAAOA	FG WILSON		50	40	32	01/12/2009	39 616		*
G2 HANAPAAOA	FG WILSON		33	27	22	01/08/2013	23 425		*
G1 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	50	40	32	30/10/2019		1 045	1 045
G2 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	50	40	32	30/10/2019		1 089	1 089
G1 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	15/03/2016	12 616	18 027	5 411
G2 NAHOE	FG WILSON		33	27	22	01/08/2013	22 241		*
G2 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	30/10/2019		1 156	1 156
G1 PUAMAU	FG WILSON	BASE	50	40	32	01/11/2016	10 905	14 927	4 022
G2 PUAMAU	FG WILSON	BASE	50	40	32	01/11/2016	9 267	14 245	4 978
Turbine Puamau	BIWATER	HYDRO	75	60	60	07/07/1988			0
Turbine Taaoa 1	BOUVIER	HYDRO	115	105	105	01/01/1982	52 648	61 317	8 669
Turbine Taaoa 2	BIWATER	HYDRO		320	320	01/01/1988	271	504	233
Turbine Hanaiapa	BIWATER	HYDRO	75	60	60	01/01/1982	12 948	19 053	6 105

\* Les groupes GE1 et GE2 de la centrale de HANAPAOA ont été remplacés en 2019 par deux groupes neufs de même que le groupe GE2 de la centrale de NAHOE.

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

#### 3.4.1 - Hiva Oa

HIVA OA 2019	ENERGIE BRUTE THERMIQUE (kWh)	NETTE THERMIQUE (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	P. MAX N
Janvier	262 723	257 758	52 100	75 078	286	453
Février	236 602	232 047	47 400	67 925	287	432
Mars	277 889	272 737	48 220	78 609	283	486
Avril	263 005	257 911	51 412	74 078	282	516
Mai	257 357	252 201	56 771	70 339	273	469
Juin	243 241	238 245	60 093	73 641	303	351
Juillet	232 967	227 955	69 371	69 543	299	423
Août	237 533	232 562	63 591	70 276	296	455
Septembre	250 365	245 393	49 395	74 436	297	478
Octobre	259 671	254 240	55 761	75 288	290	427
Novembre	255 751	250 533	51 139	72 952	285	536
Décembre	265 894	260 671	54 975	75 873	285	533
<b>TOTAL</b>	<b>3 042 998</b>	<b>2 982 254</b>	<b>660 228</b>	<b>878 038</b>	<b>289</b>	<b>536</b>

### 3.4.2 - Atuona

La centrale thermique de Atuona a produit 2 734 873 kWh en 2019 contre 2 338 688 kWh en 2018.

759 288 litres de gazole ont été consommés en 2019 contre 662 132 en 2018.

2 086 litres d'huile ont été consommés en 2019 contre 2 192 litres en 2018.

La puissance de pointe appelée est de 516 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

<b>ATUONA 2019</b>	<b>ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)</b>	<b>NETTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)</b>	<b>Energie renouvelable Mensuelle (kWh)</b>	<b>CARBURANT Consommé (l)</b>	<b>CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)</b>	<b>P. MAX Mensuelle</b>
Janvier	236 186	232 290	52 100	64 678	274	453
Février	214 485	210 869	47 400	59 425	277	432
Mars	250 731	246 649	48 220	68 709	274	452
Avril	237 550	233 595	51 412	63 838	269	516
Mai	232 933	228 903	56 771	60 879	261	434
Juin	216 489	212 653	60 093	63 141	292	351
Juillet	204 476	200 579	69 371	58 743	287	378
Août	211 393	207 531	63 591	60 396	286	421
Septembre	225 140	221 282	49 395	64 816	288	447
Octobre	233 913	229 716	55 761	65 688	281	427
Novembre	230 984	227 213	51 139	62 652	271	503
Décembre	240 593	236 674	54 975	66 323	276	501
<b>TOTAL</b>	<b>2 734 873</b>	<b>2 687 954</b>	<b>660 228</b>	<b>759 288</b>	<b>278</b>	<b>516</b>

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

### 3.4.3 - Nahoe

La centrale thermique de Nahoe a produit 63 495 kWh en 2019 contre 56 819 kWh en 2018.

27 700 litres de gazole ont été consommés en 2019 comme en 2018. Il y a eu 260 litres d'huile consommés en 2019 contre 234 litres en 2018.

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

<b>NAHOE 2019</b>	<b>ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)</b>	<b>NETTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)</b>	<b>CARBURANT Consommé (l)</b>	<b>CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)</b>	<b>P. MAX Mensuelle</b>
Janvier	5 367	5 088	2 600	484	0
Février	4 488	4 244	1 930	430	0
Mars	6 086	5 745	1 570	258	0
Avril	4 076	3 737	2 240	550	0
Mai	4 731	4 327	2 360	499	11
Juin	5 466	5 100	2 500	457	0
Juillet	6 784	6 416	2 800	413	0
Août	6 137	5 774	2 430	396	0
Septembre	4 885	4 602	2 170	444	0
Octobre	5 796	5 525	2 400	414	0
Novembre	4 427	4 058	2 300	520	0
Décembre	5 252	4 969	2 400	457	0
<b>TOTAL</b>	<b>63 495</b>	<b>59 585</b>	<b>27 700</b>	<b>436</b>	<b>11</b>

### 3.4.4 - Puamau

La centrale thermique de Puamau a produit 196 783 kWh en 2019 contre 177 614 kWh en 2018.

66 850 litres de gazole ont été consommés en 2019 contre 59 400 en 2018.

252 litres d'huile ont été consommés en 2019 contre 234 litres en 2018.

La puissance de pointe appelée est de 35 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 36 kW.

<b>PUAMAU 2019</b>	<b>ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)</b>	<b>NETTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)</b>	<b>CARBURANT Consommé (l)</b>	<b>CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)</b>	<b>P. MAX N</b>
Janvier	17 032	16 521	5 700	335	0
Février	13 959	13 540	4 800	344	0
Mars	16 798	16 294	6 600	393	34
Avril	17 022	16 511	6 150	361	0
Mai	15 949	15 471	5 550	348	35
Juin	17 199	16 683	5 600	326	0
Juillet	18 062	17 520	5 800	321	34
Août	16 133	15 649	5 400	335	34
Septembre	16 572	16 075	5 500	332	31
Octobre	15 984	15 504	5 300	332	0
Novembre	15 804	15 330	5 400	342	33
Décembre	16 269	15 781	5 050	310	32
<b>TOTAL</b>	<b>196 783</b>	<b>190 880</b>	<b>66 850</b>	<b>340</b>	<b>35</b>

### 3.4.5 - Hanapaaoa

La centrale thermique de Hanapaaoa a produit 47 847 kWh en 2019 contre 44 642 kWh en 2018.

24 200 litres de gazole ont été consommés en 2019 contre 25 100 litres en 2018.

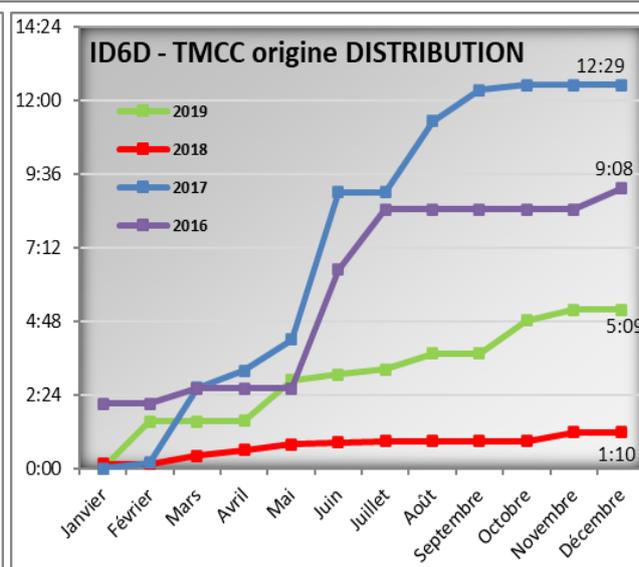
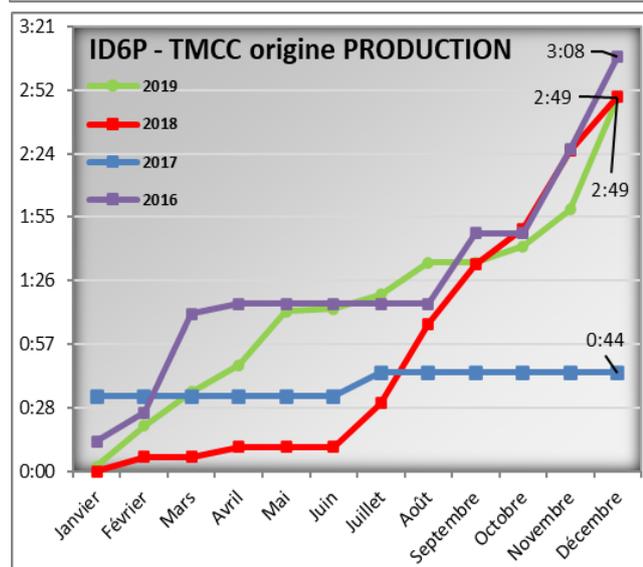
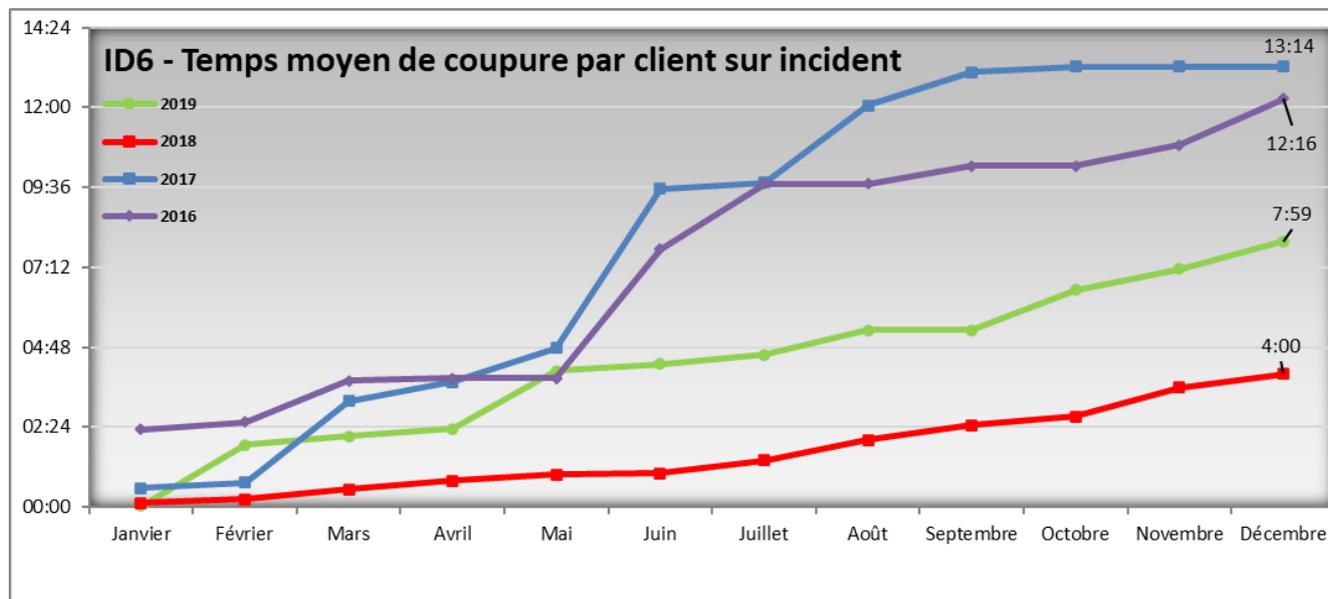
249 litres d'huile ont été consommés en 2019 contre 260 litres en 2018.

La puissance de pointe appelée est de 11 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 36 kW.

<b>HANAPAAOA 2019</b>	<b>ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)</b>	<b>NETTE THERMIQUE</b>	<b>CARBURANT Consommé (l)</b>	<b>CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)</b>	<b>P. MAX N</b>
Janvier	4 138	3 859	2 100	507	0
Février	3 670	3 394	1 770	482	0
Mars	4 274	4 049	1 730	405	0
Avril	4 357	4 068	1 850	425	0
Mai	3 744	3 500	1 550	414	0
Juin	4 087	3 809	2 400	587	0
Juillet	3 645	3 440	2 200	604	0
Août	3 870	3 608	2 050	530	0
Septembre	3 768	3 434	1 950	518	0
Octobre	3 978	3 495	1 900	478	0
Novembre	4 536	3 932	2 600	573	0
Décembre	3 780	3 247	2 100	556	11
<b>TOTAL</b>	<b>47 847</b>	<b>43 835</b>	<b>24 200</b>	<b>506</b>	<b>11</b>

### 3.5 - Qualité de service

Le TMCC 2019 est de 7h59 en hausse par rapport à 2018, essentiellement dû aux intempéries avec impact sur le réseau de distribution.



### 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 2019 a eu lieu le 15 mai 2019 avec la participation des pompiers de l'île en mettant en œuvre deux scénarios différents :

- Feu stockage principal en heure ouvrable.
- Feu dans la salle des machines sur le GE2.

#### Traitement des effluents

En 2019, 2080 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement. Il y a également eu le rapatriement de l'équivalent de 2 fûts de filtres et déchets souillés.

### **3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants**

#### **ATUONA :**

- Août 2019 : début des travaux de mise en conformité du stockage gasoil de la centrale avec la mise en place d'une cuve container double enveloppe de 20 000 litres et l'aménagement d'une nouvelle aire de dépotage sur la plateforme inférieure de la centrale.



Ces travaux ont également permis de valider en réalisation la nouvelle rampe d'accès pour une entrée à la centrale côté collège.

- Octobre 2019 : échange standard du bloc moteur du GE4 Atuona à 24 208 HDM.

#### **TAAOA :**

- Janvier 2019 : réception des travaux de rénovation du ponton du bassin de Taaoa 2 et de la clôture permettant la remise en exploitation de la turbine Taaoa 2.
- Novembre 2019 : alimentation des clients de la vallée de Taaoa à la suite de la mise sous tension d'une partie du réseau prévu dans le cadre de l'électrification de la vallée.

#### **HANAIAPA :**

- Octobre 2019 : pose d'un coffret automate et d'une antenne GPRS en vue du report d'informations d'exploitation en supervision

#### **HANAPAAOA :**

- Octobre 2019 : remplacement des 2 groupes GE1 et GE2, par deux groupes neufs P55 couplables. G1 (G321), G2 (G322) de même que la pose d'un coffret de report d'information d'exploitation vers la supervision.

#### **NAHOE :**

- Octobre 2019 : remplacement du G2.P33 par un groupe neuf P55 couplable. (G323)

#### **PUAMAU :**

- Janvier 2019 : Court-circuit dans l'alternateur du G1 (G305) qui a obligé le rapatriement de l'équipement vers un prestataire de TAHITI pour rebobinage. Ce dernier a été remonté en mars 2019.
- Mars 2019 : Mise sous tension du réseau du quartier Tevenino, suite à l'utilisation de l'article 14a1.

Depuis juillet 2019, l'augmentation de la charge en heure de pointe, nécessite le démarrage des deux groupes installés pour sécuriser la fourniture d'énergie sur la tranche horaire 17h30 à 21h30. Un investissement production futur sera à réaliser sur ce site.



GE2 (G306) posé à PUAMAU en 2016

### **3.8 - Raccordement solaire**

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2019	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
4	33	1	18	-	1	-	-	23,64 F/kWh

### **3.9 - Unités d'œuvres 2019 de la concession**

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

Puissance maxi appelée en kW	<b>536</b>
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	<b>256</b>
Puissance garantie en kW (PG2)	<b>512</b>
Nb de kWh vendus	<b>3 304 596</b>
Quantité en litre de combustible	<b>878 038</b>
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	<b>3 042 998</b>
Nb de kWh hydro acheté par tarif	<b>660 228</b>
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>7 238</b>
Nb de km de réseaux hors branchements	<b>66,34</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	<b>2 780</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>852</b>

L'écart entre l'unité d'œuvre «Nb de km de réseaux hors branchements » et les valeurs du tableau « Répartition des longueurs de réseau » provient du fait que, depuis l'avenant 17, l'unité d'œuvre 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	-	-	-	<b>7 238</b>	-

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
	Nom	Aerien	Souterrain	Sous-marine	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien
Hiva Oa	27,76	0,52	-	28,3	98,1%	1,9%	40,52	3,88	44,41	91,3%	8,7%	68,28	4,41	72,68	93,9%	6,1%

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 2015 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

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

La marge de l'entreprise 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 Taputapuata 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

Les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat à l'exception des postes suivants :

Hiva Oa		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	39 860	-924 820
Production thermique - frais de siège*		382 639	
Production thermique - fonction support*		972 022	
Production d'électricité d'origine hydraulique - frais de siège*		97 807	
Production d'électricité d'origine hydraulique - fonction support*		57 834	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de charge sur contrôle des réseaux	2 400 140	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	171 164	0
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	3 225 378	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		238	
Distribution d'électricité - frais de siège*		443 900	
Distribution d'électricité - fonction support*		332 628	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		247	
Fourniture d'électricité - fonction support*		20	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	566 530	0
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	30 185	
Clientèle - frais de siège*		123 377	
Clientèle - fonction support*		96 771	
<b>Total</b>		<b>8 940 740</b>	<b>-924 820</b>

\* Coûts des frais de siège : les produits inclus dans les coûts des frais de siège sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, de reprise de provision pour risques, et de remboursement du fonds paritaire de gestion.

Coûts des fonctions support : les produits inclus dans les coûts des fonctions support sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, et de produit de cession d'éléments d'actif.

#### 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

##### Adaptation des clefs de répartition :

###### Réorganisation de la direction commerciale

La liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la direction commerciale en Mars 2019. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées. Seule la cellule « Gestion et Suivi Réclamations », en changeant de service de rattachement, a vu ses coûts répartis au prorata du nombre de clients Tahiti, plutôt qu'au nombre de contrats solaires, ce qui est bien plus représentatif de son activité.

##### Changement de présentation :

###### Total des produits et des charges de la concession :

Il était difficile de réconcilier le total des lignes de produits et de charges des processus avec les mêmes totaux du pavé "Total concession" du fait que les coûts de production thermique (et production hydraulique dans les marquises) apparaissaient à la fois dans le processus de production mais aussi dans le processus "Fourniture d'électricité".

Pour faciliter la réconciliation, ces postes sont clairement identifiés dans le compte de résultat par une (\*) et un commentaire a été ajouté à la fin du compte de résultat.

###### Bilan de la concession :

Pour tenir compte de l'arrivée à échéance de la concession, et en rappelant qu'actuellement les comptes sociaux de l'entreprise ne peuvent être tenus que conformément au plan comptable des entreprises concessionnaires de 1975, il est présenté la quote-part de ce bilan relative à la concession considéré ; l'objectif de cette présentation est de donner l'information relative aux immobilisations du domaine concédé et aux charges calculées s'y rapportant et notamment les provisions pour amortissement de caducité, provisions pour renouvellement utilisées ou pas.

##### Changement d'estimation :

###### Provisionnement créances client

A noter un changement au niveau du provisionnement des créances du secteur public au cours de l'exercice 2019, avec un provisionnement des créances à plus de 18 mois contre 12 mois les années précédentes ».

##### Contenu du rapport :

###### Paragraphe 4.1.5 La non-compensation des produits et des charges :

Le paragraphe a été modifié pour indiquer maintenant l'ensemble des produits (essentiellement de la production stockée et des reprises de provisions) que l'on retrouve dans les rubriques qui ne sont pas explicitement des rubriques de produit (souvent les rubriques "- AUTRES").

#### 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.

Cette méthode a été validée dans la cadre de l'avenant 18b.

#### 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	176 641
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	2 728 153
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	1 318 771
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	247 065

##### Autres parties liées

Libellé	Description	53
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	395 327
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	886 483

#### 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 l'attente de la mise en application de la formule du Revenu Autorisé, 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 tels que prévus à l'avenant 17b.

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'avenant 18b

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé
- fixe de nouveaux forfaits de rémunération par concession et activité
- introduit à compter du 1er janvier 2020 un plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble du périmètre actuel de ses concessions

#### **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 85 % 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 15 % 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 1,641% (- 0,359 % + 2 %)
  - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,44 % (-0,359 % + 1 % + 0,799 % 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	2019
<b>Solde à l'ouverture</b>	102 439 530	<b>22 258 586</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
IS déficitaire	0	0	0	0
Consommation IS déficitaire	-80 180 945	-22 258 586	0	0
<b>Solde à la clôture</b>	<b>22 258 586</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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.

Pour rappel, ci-dessous les points qui permettent une meilleure compréhension des postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité :

- 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 approprié). En fin d'année, l'écart entre les couts 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 »

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	1 356,4	1 146,3			19,5	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des îles	349,3	349,2	26,1	-1,8	24,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 007,9	75,3
Clientèle îles	43,3	43,3	1,5	-0,1	1,5	Nombre d'abonnés îles	26 789	952
Exploitation réseau Tahiti	384,7	382,4		0,0	0,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	417,8	
Suivi et développement	97,9	94,2	5,1	-0,4	4,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	97,0	5
Travaux réseau	129,8	129,8	0,6	0,0	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	75,4	0
Relève Intervention Branchement	241,3	232,2		0,0	0,0	Temps pointé par la cellule	160,2	
Gestion administrative du solaire	28,3	26,3	0,0	0,0	0,0	Contrats solaires	2 221	4
Service Grand compte	37,8	33,9	0,7	0,0	0,7	Contrats grands comptes	5 214	111
Marketing & E-services	46,1	39,8	0,4	0,0	0,4	Nombre d'abonnés	78 561	852
Animation & réseaux proximité	20,9	18,0	0,2	0,0	0,2	Nombre d'abonnés	78 561	852
Comptabilité client et recouvrement	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	78 561	852
Magasins	51,2	48,9	0,4	0,0	0,3	Sorties de stock valorisées	993 983	7 118
<b>Total support externe</b>					<b>32,8</b>			
Support interne de l'île					28,4			
<b>Total Support</b>					<b>61,3</b>			

(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	
	2019	2018
Immobilisations concédées *	836 686 161	791 534 649
- Production	339 351 713	328 060 004
- Distribution	497 334 448	463 474 644
Immobilisations privées	45 261 452	45 261 452
Immobilisations en-cours	58 951 510	75 486 978
- Production	34 258 994	27 676 622
- Distribution	24 692 516	47 810 356
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>940 899 123</b>	<b>912 283 079</b>
Amortissements et provisions **	-461 307 090	-496 433 164
- Production	-257 324 663	-256 211 526
- Distribution	-164 301 780	-203 518 750
- Privés	-39 680 647	-36 702 887
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>479 592 033</b>	<b>415 849 915</b>
Stock	30 981 435	30 165 678
Créances clients	27 720 976	23 558 005
Autres créances	4 814 938	5 639 433
Provisions pour dépréciation	-3 870 002	-4 670 612
<b>Stock et créances nets</b>	<b>59 647 347</b>	<b>54 692 504</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>539 239 380</b>	<b>470 542 419</b>

#### \* Immobilisations concédées

	2019	2018
<b>Production</b>		
Concessionnaire	241 529 804	230 238 094
Concessionnaire - Droit incorporel	58 543 373	58 543 373
<b>Total concessionnaire</b>	<b>300 073 177</b>	<b>288 781 467</b>
<b>Total Tiers et concédant</b>	<b>39 278 536</b>	<b>39 278 536</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>339 351 713</b>	<b>328 060 003</b>

	2019	2018
<b>Distribution</b>		
Concessionnaire	414 808 710	382 621 566
Concessionnaire - Droit incorporel	25 245 993	25 245 993
<b>Total concessionnaire</b>	<b>440 054 703</b>	<b>407 867 559</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>57 279 745</b>	<b>55 607 086</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>497 334 448</b>	<b>463 474 645</b>

#### \*\* Amortissements et provisions

	2019	2018
<b>Production</b>		
Concessionnaire	-171 145 393	-177 429 866
Concessionnaire - Droit incorporel	-53 726 496	-47 303 994
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-224 871 889</b>	<b>-224 733 860</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-32 452 774</b>	<b>-31 477 666</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-257 324 663</b>	<b>-256 211 526</b>

	2019	2018
<b>Distribution</b>		
Concessionnaire	-113 976 920	-155 650 159
Concessionnaire - Droit incorporel	-25 245 993	-25 245 993
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-139 222 913</b>	<b>-180 896 152</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-25 078 867</b>	<b>-22 622 598</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-164 301 780</b>	<b>-203 518 750</b>

### 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	
	2019	2018
Résultat	38 721 363	13 698 217
<b>Capitaux propres</b>	<b>38 721 363</b>	<b>13 698 217</b>
Droits des tiers et concédant apports gratuit	39 026 640	40 785 358
- Production	6 825 762	7 800 870
- Distribution	32 200 878	32 984 488
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>39 026 640</b>	<b>40 785 358</b>
Caducité	46 043 920	92 087 839
- Distribution	46 043 920	92 087 839
Autres provisions	80 316 544	76 594 213
- PIDR	16 367 581	13 194 451
- Autres provisions	63 948 963	63 399 762
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>126 360 464</b>	<b>168 682 052</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>	<b>155 058 036</b>	<b>63 822 985</b>
Clients - avances sur consommation	3 538 119	3 171 416
Fournisseurs	34 336 589	38 989 917
Dettes fiscales et sociales	46 114 550	20 331 439
Passif de renouvellement	94 480 999	121 061 035
- Production	90 295 081	113 677 758
- Distribution	4 185 918	7 383 276
Autres dettes	144 000	0
Produits constatés d'avance	1 458 621	0
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>180 072 877</b>	<b>183 553 807</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>539 239 380</b>	<b>470 542 419</b>

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 2018			Hiva Oa 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>							
<b>P1</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	161 827 944		161 827 944	173 628 271		173 628 271
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	974,00		974	974,00		974
	- Forfait FP1	181 803		181 803	181 842		181 842
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-80 560 347	284 744	-80 275 603	-68 512 660	-180 803	-68 693 464
	par UO : Puissance maximale majorée	-82 711		-82 418	-70 342		-70 527
	- <b>Maintenance</b>	-38 947 750		-38 947 750	-33 594 318		-33 594 318
	- AC	-2 264 246		-2 264 246	-2 109 760		-2 109 760
	- ACE	-6 541 760		-6 541 760	-3 803 105		-3 803 105
	- MO	-30 158 358		-30 158 358	-27 681 453		-27 681 453
	- AUTRES	16 614		16 614			
	- <b>Conduite et Fonctionnement</b>	-1 714 340		-1 714 340	-1 820 470		-1 820 470
	- AC	-95 450		-95 450			
	- ACE	-482 958		-482 958	-488 291		-488 291
- MO	-157 290		-157 290	-31 482		-31 482	
- AUTRES	-978 642		-978 642	-1 300 697		-1 300 697	
- <b>Amortissement des actifs de concession</b>	-3 466 349		-3 466 349	-3 163 873		-3 163 873	
- Dotation amortissement biens au bilan	-24 220 908		-24 220 908	-26 546 550		-26 546 550	
- Dotation / reprise de lissage	20 754 560		20 754 560	23 382 677		23 382 677	
- <b>Quote part des activités support affectées</b>	-36 431 908	284 744	-36 147 164	-29 934 000	-180 803	-30 114 803	
- Fonctions supports	-28 466 181		-28 466 181	-23 174 809		-23 174 809	
- Frais de siège	-7 965 727	284 744	-7 680 983	-6 759 191	-180 803	-6 939 994	
<b>P2</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	2 747 429		2 747 429	2 963 450		2 963 450
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 547 716		2 547 716	2 561 819		2 561 819
	- Forfait FP2	1,180		1,180	1,180		1,180
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-2 793 497	6 784	-2 786 713	-4 106 412	-4 950	-4 111 362
	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 1,096		- 1,094	- 1,603		- 1,605
	- <b>Maintenance</b>	-1 651 279		-1 651 279	-2 966 558		-2 966 558
	- AC	-411 534		-411 534	-1 454 711		-1 454 711
	- ACE	-6 500		-6 500	-282 062		-282 062
	- MO	-1 233 245		-1 233 245	-1 229 785		-1 229 785
- AUTRES (provision rév groupes...)							
- <b>Traitement des effluents</b>							
- <b>Quote part des activités support affectées</b>	-1 142 218	6 784	-1 135 434	-1 139 854	-4 950	-1 144 804	
- Fonctions supports	-952 448		-952 448	-954 810		-954 810	
- Frais de siège	-189 770	6 784	-182 986	-185 044	-4 950	-189 994	
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>	54 302 146		54 302 146	66 603 491		66 603 491
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	21,31		21,31	26,00		26,00
	- <b>Consommations</b>	-59 418 745		-59 418 745	-67 940 651		-67 940 651
	- Fioul						
	- Gasoil	-58 575 157		-58 575 157	-67 060 137		-67 060 137
- Huile	-843 588		-843 588	-880 514		-880 514	
- Urée							
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>						
	- <b>Couts directs</b>						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- <b>Quote part des activités support affectées</b>						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>						
- <b>Couts sur revente energie</b>							
<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	10 363 934		10 363 934	27 945 199		27 945 199	
- <b>Couts directs</b>	-9 980 364		-9 980 364	-23 908 358		-23 908 358	
- AC	-3 758 497		-3 758 497	-19 410 124		-19 410 124	
- ACE	-5 460 408		-5 460 408	-890 724		-890 724	
- MO	-761 459		-761 459	-3 607 510		-3 607 510	
- AUTRES							
- <b>Quote part des activités support affectées</b>	-383 570		-383 570	-4 230 204		-4 230 204	
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	229 241 454		229 241 454	271 140 412		271 140 412
	<b>MARGE AVANT IS</b>	76 104 931	291 528	76 396 459	102 442 127	-185 753	102 256 374
	- I.S.	-45 312 670	-173 575	-45 486 245	-51 566 147	93 502	-51 472 644
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	30 792 261	117 953	30 910 214	50 875 980	-92 251	50 783 729
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	26 173 422	100 260	26 273 682	43 244 583	-78 413	43 166 170
	En % des produits	11%		11%	-16%		-16%

PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE		Hiva Oa 2018			Hiva Oa 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
Prod ENR EDT	<b>REVENU AUTORISE</b>	9 299 845		9 299 845	7 805 641		7 805 641
	- UO kWh produits sortie de centrale	-843 791		-843 791	-660 228		-660 228
	- Tarif	-12,06		-12,06	12,06		12,06
	<b>COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE</b>	-22 580 477	74 365	-22 506 112	-23 792 187	-596 695	-24 388 882
	par UO : kWh produits sortie de centrale	26,76		26,67	36,04		36,94
	- <b>Maintenance</b>	-3 812 274		-3 812 274	-5 777 430	-549 201	-6 326 631
	- AC	-2 795 703		-2 795 703	-91 748		-91 748
	- ACE	-15 418 403		-15 418 403	-984 819		-984 819
	- MO	-5 795 959		-5 795 959	-4 700 863		-4 700 863
	- AUTRES	20 197 791		20 197 791		-549 201	-549 201
	- <b>Conduite et Fonctionnement</b>	-7 234 008		-7 234 008	-653 647		-653 647
	- AC						
	- ACE	-811 506		-811 506	-653 647		-653 647
	- MO						
	- AUTRES	-6 422 502		-6 422 502			
- <b>Amortissement des actifs de concession</b>	-3 853 174		-3 853 174	-10 275 675		-10 275 675	
- Dotation amortissement biens au bilan	-3 853 174		-3 853 174	-10 275 675		-10 275 675	
- Dotation / reprise de lissage							
- <b>Quote part des activités support affectées</b>	-7 681 021	74 365	-7 606 656	-7 085 435	-47 494	-7 132 929	
- Fonctions supports	-5 600 667		-5 600 667	-5 309 927		-5 309 927	
- Frais de siège	-2 080 354	74 365	-2 005 989	-1 775 508	-47 494	-1 823 002	
<b>MARGE AVANT IS</b>	-13 280 632	74 365	-13 206 267	-15 986 547	-596 695	-16 583 241	
Par UO	15,74		15,65	24,21		25,12	
En % du revenu autorisé	-143%		-142%	205%		212%	
ACTIVITES ANNEXES	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	8 207 900		8 207 900	654 388		654 388
- Coûts directs	-7 642 885		-7 642 885	-641 890		-641 890	
- AC	-841 445		-841 445	-223 940		-223 940	
- ACE	-5 505 854		-5 505 854	-388 583		-388 583	
- MO	-1 295 586		-1 295 586	-29 367		-29 367	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-2 335 945		-2 335 945	-12 183		-12 183	
<b>SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE</b>							
TOTAL DES PRODUITS	17 507 745		17 507 745	8 460 029		8 460 029	
<b>MARGE AVANT IS</b>	-15 051 562	74 365	-14 977 197	-15 986 232	-596 695	-16 582 926	
- IS	8 961 659	-44 276	8 917 383	8 046 967	300 357	8 347 324	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	-6 089 903	30 088	-6 059 815	-7 939 265	-296 337	-8 235 602	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	-5 176 417	25 575	-5 150 842	-6 748 375	-251 887	-7 000 262	
En % des produits	-30%		-29%	80%		83%	

		Hiva Oa 2018			Hiva Oa 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>-10 039 486</b>		<b>-10 039 486</b>	<b>-10 775 173</b>		<b>-10 775 173</b>
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	65		65	65		65
	- Forfait FD2	-169 007		-169 007	-169 100		-169 100
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	<b>-14 351 787</b>	<b>308 701</b>	<b>-14 043 087</b>	<b>7 975 383</b>	<b>-212 749</b>	<b>7 762 634</b>
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-220 797		-216 047	122 698		119 425
	<b>- Maintenance</b>	<b>-18 133 474</b>		<b>-18 133 474</b>	<b>-15 147 336</b>		<b>-15 147 336</b>
	- AC	-281 617		-281 617	-354 595		-354 595
	- ACE	-4 472 507		-4 472 507	-2 037 406		-2 037 406
	- MO	-13 379 350		-13 379 350	-12 755 335		-12 755 335
	- AUTRES						
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>-432 971</b>		<b>-432 971</b>	<b>1 234 943</b>		<b>1 234 943</b>
	- AC	-215 449		-215 449	-468 201		-468 201
- ACE	-88 228		-88 228	-364 873		-364 873	
- MO	-25 422		-25 422	-128 199		-128 199	
- AUTRES	-103 872		-103 872	2 196 216		2 196 216	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>25 072 721</b>		<b>25 072 721</b>	<b>41 673 240</b>		<b>41 673 240</b>	
- Reprise lissée caducité	46 043 920		46 043 920	46 043 920		46 043 920	
- Dotation amortissement biens au bilan	-22 415 292		-22 415 292	-7 568 038		-7 568 038	
- Dotation / reprise de lissage	1 444 094		1 444 094	3 197 358		3 197 358	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-20 858 064</b>	<b>308 701</b>	<b>-20 549 363</b>	<b>-19 785 464</b>	<b>-212 749</b>	<b>-19 998 213</b>	
- Fonctions supports	-12 222 148		-12 222 148	-11 832 001		-11 832 001	
- Frais de siège	-8 635 916	308 701	-8 327 215	-7 953 463	-212 749	-8 166 212	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	<b>1 769 567</b>		<b>1 769 567</b>	<b>1 790 787</b>		<b>1 790 787</b>
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>5 450 884</b>		<b>5 450 884</b>	<b>1 690 264</b>		<b>1 690 264</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-4 902 735</b>		<b>-4 902 735</b>	<b>-954 599</b>		<b>-954 599</b>
	- AC	-1 364 847		-1 364 847	-2 292 285		-2 292 285
	- ACE	-886 832		-886 832	-947 944		-947 944
	- MO	-1 176 515		-1 176 515	-1 110 912		-1 110 912
	- AUTRES	-1 474 541		-1 474 541	3 396 542		3 396 542
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-1 294 774</b>	<b>4 287</b>	<b>-1 290 487</b>	<b>-1 484 007</b>	<b>-2 822</b>	<b>-1 486 829</b>
	- Fonctions supports	-1 174 843		-1 174 843	-1 378 496		-1 378 496
	- Frais de siège	-119 931	4 287	-115 644	-105 511	-2 822	-108 333
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>58 745 623</b>		<b>58 745 623</b>	<b>5 697 867</b>		<b>5 697 867</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-54 824 353</b>		<b>-54 824 353</b>	<b>-3 891 014</b>		<b>-3 891 014</b>
- AC	-20 670 473		-20 670 473	-1 472 550		-1 472 550	
- ACE	-28 017 286		-28 017 286	546 455		546 455	
- MO	-5 944 418		-5 944 418	-2 964 919		-2 964 919	
- AUTRES	-192 176		-192 176				
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-5 623 029</b>		<b>-5 623 029</b>	<b>-2 625 586</b>		<b>-2 625 586</b>	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>55 926 588</b>		<b>55 926 588</b>	<b>-1 596 255</b>		<b>-1 596 255</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-25 070 090</b>	<b>312 988</b>	<b>-24 757 103</b>	<b>-2 576 078</b>	<b>-215 572</b>	<b>-2 791 649</b>	
- I.S.	14 926 664	-186 352	14 740 312	1 296 717	108 512	1 405 229	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>-10 143 426</b>	<b>126 636</b>	<b>-10 016 791</b>	<b>-1 279 361</b>	<b>-107 060</b>	<b>-1 386 421</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>-8 621 912</b>	<b>107 640</b>	<b>-8 514 272</b>	<b>-1 087 457</b>	<b>-91 001</b>	<b>-1 178 458</b>	
En % des produits	-15%		-15%	-68%		-74%	

		Hiva Oa 2018			Hiva Oa 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>ACHAT AUX PRODUCTEURS</b>	<b>REVENU AUTORISE et redevance solaire</b>	<b>228 288 576</b>		<b>228 288 576</b>	<b>251 168 591</b>		<b>251 168 591</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	218 877 520		218 877 520	243 195 213		243 195 213
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	9 299 845		9 299 845	7 805 641		7 805 641
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	111 212		111 212	167 737		167 737
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	<b>-228 299 055</b>		<b>-228 299 055</b>	<b>-251 171 959</b>		<b>-251 171 959</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-218 877 520		-218 877 520	-243 195 213		-243 195 213
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)	-9 299 845		-9 299 845	-7 805 641		-7 805 641
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-121 691		-121 691	-171 105		-171 105	
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	<b>-39 256</b>	<b>120</b>	<b>-39 136</b>	<b>-51 793</b>	<b>-118</b>	<b>-51 911</b>	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	<b>-39 256</b>	<b>120</b>	<b>-39 136</b>	<b>-51 793</b>	<b>-118</b>	<b>-51 911</b>	
- Fonctions supports	-35 886		-35 886	-47 374		-47 374	
- Frais de siège	-3 370	120	-3 250	-4 419	-118	-4 537	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>53 910</b>		<b>53 910</b>				
- Coûts directs							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>21 482 470</b>		<b>21 482 470</b>	<b>23 010 309</b>		<b>23 010 309</b>	
- UO UC : Nombre d'abonnés -1	836		836	833		833	
- Forfait FC	28 118,00		28 118	28 178,00		28 178	
<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>	<b>736 676</b>		<b>736 676</b>	<b>765 917</b>		<b>765 917</b>	
- Frais de relance	551 034		551 034	568 422		568 422	
- Frais de perception de taxe	185 642		185 642	197 495		197 495	
<b>COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	<b>-27 049 261</b>	<b>65 023</b>	<b>-26 984 238</b>	<b>-29 994 484</b>	<b>-58 722</b>	<b>-30 053 206</b>	
par UO : Nombre d'abonnés	-32 356		-32 278	-36 078		-36 078	
- Affranchissements	-1 160 922		-1 160 922	-1 004 607		-1 004 607	
- Fonctionnement	-13 633 669		-13 633 669	-15 457 722		-15 457 722	
- AC	-154 329		-154 329	-102 717		-102 717	
- ACE	-409 829		-409 829	-750 026		-750 026	
- MO	-12 785 887		-12 785 887	-15 173 052		-15 173 052	
- AUTRES	-283 624		-283 624	568 073		568 073	
- Quote part des activités support affectées	-12 254 670	65 023	-12 189 647	-13 532 155	-58 722	-13 590 877	
- Fonctions supports	-10 435 649		-10 435 649	-11 336 875		-11 336 875	
- Frais de siège	-1 819 021	65 023	-1 753 998	-2 195 280	-58 722	-2 254 002	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>504 980</b>		<b>504 980</b>	<b>412 495</b>		<b>412 495</b>	
- Frais de coupure	504 980		504 980	412 495		412 495	
- Coûts directs	<b>-4 280</b>		<b>-4 280</b>	<b>-480 421</b>		<b>-480 421</b>	
- AC	-4 280		-4 280	-12 227		-12 227	
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>	<b>251 066 612</b>		<b>251 066 612</b>	<b>275 357 312</b>		<b>275 357 312</b>	
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>251 066 612</b>		<b>251 066 612</b>	<b>275 357 312</b>		<b>275 357 312</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-4 325 240</b>	<b>65 143</b>	<b>-4 260 097</b>	<b>-6 768 456</b>	<b>-59 994</b>	<b>-6 828 451</b>	
- IS.	2 575 236	-38 786	2 536 450	3 407 028	30 199	3 437 227	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>-1 750 004</b>	<b>26 357</b>	<b>-1 723 647</b>	<b>-3 361 428</b>	<b>-29 795</b>	<b>-3 391 223</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>-1 487 503</b>	<b>22 404</b>	<b>-1 465 100</b>	<b>-2 857 214</b>	<b>-25 326</b>	<b>-2 882 540</b>	
En % des produits	-1%		-1%	1%		1%	

		Hiva Oa 2018			Hiva Oa 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production	1 465 643		1 465 643	1 935 273		1 935 273
	- 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							
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
REVENU AUTORISE		124 527		124 527	1 026 670		1 026 670
- Intérêts sur emprunts bancaires							
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché		-136 262		-136 262	-1 047 282		-1 047 282
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière							
MARGE AVANT IS		-11 735		-11 735	-20 612		-20 612
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
TOTAL DES PRODUITS (*)		327 155 204		327 155 204	305 322 587		305 322 587
TOTAL DES CHARGES (*)		-294 043 258	744 023	-293 299 234	-226 296 565	-1 058 014	-227 354 579
MARGE AVANT IS		33 111 946	744 023	33 855 970	79 026 022	-1 058 014	77 968 008
- I.S.		-19 714 763	-442 990	-20 157 753	-39 779 215	532 571	-39 246 645
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION		13 397 183	301 034	13 698 217	39 246 806	-525 443	38 721 363
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		11 387 606	255 879	11 643 484	33 359 785	-446 626	32 913 159
En % des produits		3,5%		3,6%	-10,9%		-10,8%

(\*) : voir les postes de "Fourniture" à ne pas prendre en compte

(\*\*) de ces postes doivent être retirés les R.A. hydro des marquises et solaire Makatea (et les revente d'hydro à TSE si on ne regarde que les charges "Processus" sans les reventes d'énergie)

#### 4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- 1 MF lié à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)

#### 4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2018 et 2019 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 22 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 augmente de + 25 MF

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - 47 MF sont :

- **Production thermique : + 18 MF**
  - + 18 MF sur les travaux immobilisés
- **Production hydraulique : - 8 MF**
  - - 8 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : - 57 MF**
  - - 53 MF sur la réalisation d'immobilisations suite aux travaux effectués sur le réseau aérien en 2018
  - - 4 MF sur les travaux vendus

## Commentaires sur la variation des charges : - 68 MF

### • **Production thermique : + 16 MF**

- + 18 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
  - + 6 MF au titre du renouvellement du groupe 2 sur Hanapaaoa
  - + 5 MF au titre du renouvellement du groupe 1 sur Hanapaaoa
  - + 5 MF au titre du renouvellement du groupe 2 à Nahoe
- + 9 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
- - 12 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
  - - 5 MF au titre de la maintenance des centrales
  - - 5 MF au titre des fonctions support
  - - 1 MF au titre des frais de siège

### • **Production hydraulique : - 8 MF**

- - 9 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
  - - 7 MF au titre des travaux effectués à Taaoa 1 et 2, réalisés en 2018 (remise en état du bassin hydroélectrique et nouveau tracé sur captage 4 à Taaoa 2 et sécurisation accès captages 1-2-3 à Taaoa 1)
  - - 2 MF au titre des fonctions support
- + 1 MF au titre de la conduite et maintenance des centrales

### • **Distribution : - 80 MF**

- - 54 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
  - - 51 MF au titre des travaux effectués sur le réseau aérien en 2018
  - - 3 MF au titre des fonctions support
- - 22 MF au titre de la gestion des réseaux dont
  - - 16 MF au titre des charges calculées
  - - 5 MF au titre de la conduite et maintenance des réseaux
  - - 1 MF au titre des fonctions support et frais de siège
- - 4 MF au titre des travaux vendus

### • **Fourniture : + 3 MF (hors achat énergie thermique à la production EDT)**

- + 3 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- + 1 MF au titre des travaux vendus
- - 1 au titre de l'achat des énergies renouvelables

### • **Financier : + 1 MF**

## Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 46 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 23 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 8 MF sur les matières consommées
- Une baisse de 16 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une baisse de 10 MF sur les charges calculées
- Une baisse de 6 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution

## 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).

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{271.713.343} & = & \mathbf{195.639.237} & + & \mathbf{76.074.106} \end{array}$$

#### 4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

Correction faite des estimations de l'avenant 17b, ces variations par rapport à 2018 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
<b>Activité de production</b>									
Puissance maximale majorée	974	974		181 803	181 842	0,0%	177 076 122	177 114 108	0,0%
Nb de kWh produits	2 547 716	2 561 819	0,6%	1,180	1,180		3 006 305	3 022 946	0,6%
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA									
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	65,000	65,000		-169 007	-169 100	0,1%	-10 985 455	-10 991 500	0,1%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	836	833	-0,4%	28 118	28 178	0,2%	23 506 648	23 472 274	-0,1%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>192 603 620</b>	<b>192 617 828</b>	<b>0,0%</b>
Résultat financier							136 260	1 047 282	668,6%
Partage des gains de rendement							1 603 743	1 974 126	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>194 343 624</b>	<b>195 639 236</b>	<b>0,7%</b>

#### 4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2018			2019		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	774 332	75,65	58 575 157	878 038	76,37	67 060 138
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 712	311,06	843 588	2 847	309,28	880 514
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	5 148	23,64	121 691	7 238	23,64	171 105
Prod ENR EDT		843 791	12,06	10 176 119	660 228	12,06	7 962 350
Transport	T						
<b>CE Total</b>				<b>69 716 556</b>	<b>76 074 106</b>		

### Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt du 01/2019	87,432	Arrêté 2880 CM du 28 décembre 2018
Acpt du 02/2019	69,321	Arrêté 103 CM du 23 janvier 2019
Acpt du 03/2019	70,557	Arrêté 213 CM du 13 février 2019
Acpt du 04/2019	75,585	Arrêté 442 CM du 27 mars 2019
Acpt du 05/2019	77,563	Arrêté 609 CM du 25 avril 2019
Acpt du 06/2019	77,563	Arrêté 758 CM du 24 mai 2019
Acpt du 07/2019	78,750	Arrêté 974 CM du 19 juin 2019
Acpt du 08/2019	78,181	Arrêté 1362 CM du 25 juillet 2019
Acpt du 09/2019	75,893	Arrêté 1835 CM du 28 août 2019
Acpt du 10/2019	74,287	Arrêté 2048 CM du 20 septembre 2019
Acpt du 11/2019	76,376	Arrêté 2343 CM du 24 octobre 2019
Acpt du 12/2019	75,008	Arrêté 2653 CM du 27 novembre 2019

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

- En l'absence du dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, la formule de Revenu Autorisé prévue à l'avenant 17 du 28 décembre 2015 ne sera applicable qu'au 1<sup>er</sup> janvier 2020, sur la base des nouveaux forfaits arrêtés dans l'avenant 18b.
- En l'attente, 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				
		2019	2018	2017	2016	2015
<b>CA facturé dans la concession</b>	A	<b>121 535 745</b>	<b>106 192 006</b>	<b>106 618 836</b>	<b>106 873 132</b>	<b>107 759 700</b>
Péréquation	B	144 829 925	135 129 724	137 432 919	150 147 705	148 059 113
<b>CA péréqué</b>	C=A+B	<b>266 365 670</b>	<b>241 321 730</b>	<b>244 051 755</b>	<b>257 020 837</b>	<b>255 818 813</b>
Ecart RA/CA 2018		n/a	n/a	11 151 257	-7 198 943	n/a
<b>Revenu autorisé</b>		<b>271 713 343</b>	<b>264 060 180</b>	<b>255 203 011</b>	<b>249 821 894</b>	<b>255 818 813</b>
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	n/a	-11 151 257	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	n/a	7 198 943	n/a	n/a
<b>Produits comptabilisés</b>		<b>266 365 670</b>	<b>241 321 730</b>	<b>251 250 698</b>	<b>249 821 894</b>	<b>255 818 813</b>

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

<b>DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE</b>	Réalisé 2019	Réalisé 2018
<b>Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)</b>	<b>3 304 596</b>	<b>3 074 852</b>
Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	89,1%	88,9%
<b><u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u></b>		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	7 238	5 148
Total Production Photovoltaïque	7 238	5 148
Production hydro	660 228	843 791
<b>Production Total EnR</b>	<b>667 466</b>	<b>848 939</b>
Production brute thermique à produire	3 042 998	2 617 763
Production Nette thermique à produire	2 982 254	2 561 819
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>3 710 464</b>	<b>3 466 702</b>
<b><u>Consommation spécifique L/KWh</u></b>		
Gasoil Centrale thermique	0,289	0,296
<b><u>Stock Matières Premières en volume (l)</u></b>		
Stock initial	34 100	45 900
Achat matière première	886 188	762 532
Stock final	42 250	34 100
<b>Consommation matière première</b>	<b>878 038</b>	<b>774 332</b>
<b><u>Consommation spécifique compta L/KWh</u></b>		
	0,289	0,296
<b><u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u></b>		
Prix du gasoil îles	76,37 F	75,65 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix huile	309,28 F	311,06 F
<b><u>Stock Matières Premières en XPF</u></b>		
Stock initial	2 974 611	3 055 609
Achat matière première	67 246 165	58 494 160
Stock final	3 160 638	2 974 611
<b>Consommation matière première</b>	<b>67 060 138</b>	<b>58 575 157</b>
<b>Huile</b>	<b>880 514</b>	<b>843 588</b>
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>67 940 652</b>	<b>59 418 746</b>
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en kWh</b>	<b>171 105</b>	<b>121 691</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>68 111 757</b>	<b>59 540 437</b>

## **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

	2018	Acquisition	Cession	2019
<b>Production</b>	328 060 003	24 593 229 (1)	-13 301 519 (3)	339 351 713
<b>Distribution</b>	463 474 645	33 859 803 (2)	0	497 334 448
<b>Total</b>	<b>791 534 648</b>	<b>58 453 032</b>	<b>-13 301 519</b>	<b>836 686 161</b>

### (1) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Groupe	
			Groupe	Moteur
R53900	MOTEUR PERKINS P450 ATUONA G4 HIVA OA	5 361 260		5 361 260
	<b>TOTAL CENTRALE ATUONA</b>	<b>5 361 260</b>	-	<b>5 361 260</b>
R53901	FG WILSON P55 HANAPAAOA HIVA OA FGWPEP22ABMU12026	6 690 427	6 690 427	
R53902	FG WILSON P55 HANAPAAOA HIVA OA FGWPEP22ABMU12026	6 240 113	6 240 113	
	<b>TOTAL CENTRALE HANAPAAOA</b>	<b>12 930 540</b>	<b>12 930 540</b>	-
R53902	FG WILSON P55 NAOHE HIVA OA FGWPEP22ABMU12026	6 301 429	6 301 429	
	<b>TOTAL CENTRALE NAOHE</b>	<b>6 301 429</b>	<b>6 301 429</b>	-
	<b>TOTAL PRODUCTION HIVA OA</b>	<b>24 593 229</b>	<b>19 231 969</b>	<b>5 361 260</b>

### (2) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
836540	14A1 LC18/12/2018 HIVA OA QT TEVENINO PUAMAU HIVA	1 181 529	1 181 529	
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>1 181 529</b>	<b>1 181 529</b>	-
734530	RENV RSX HT/BT PMT HIVA OA PMT 2017-2018 LOT 1	27 593 692	27 593 692	
CP2019	BRCHT/COMPTAGES HIVA OA CP 2019	3 411 923		3 411 923
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>31 005 615</b>	<b>27 593 692</b>	<b>3 411 923</b>
BRT12/18	COMPTAGE TIERS HIV 2019 FINANCEMENT HIVA OA	1 672 659		1 672 659
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA</b>	<b>1 672 659</b>	-	<b>1 672 659</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA</b>	<b>33 859 803</b>	<b>28 775 221</b>	<b>5 084 582</b>

### (3) Cessions de production : 13,3 MF Groupes

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 59 MF contre 75,5 MF fin 2018 soit une diminution de - 16,5 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	-	8 540 911	1 989 145
CLOISONNEMENT PARE FEU	08/08/2008	1	2 341 827	-	2 341 827	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	01/11/2016	7	4 813 405	-	2 159 425	-	2 653 980
CPL MOTEUR FG WILSON P450	01/05/2017	7	621 774	-	255 080	-	366 694
MOTEUR FG WILSON P400 HIV	01/03/2008	8	5 676 469	-	5 676 469	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	01/11/2016	7	4 813 405	-	2 159 425	-	2 653 980
CPL MOTEUR FG WILSON P450	01/05/2017	7	621 774	-	255 080	-	366 694
MOTEUR PERKINS P450 ATUON	15/11/2019	7	5 361 260	-	97 715	-	5 263 545
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	01/11/2016	7	2 098 427	-	959 613	-	1 138 814
CPL ALTERNAT FG WILS P450	01/05/2017	7	271 409	-	111 344	-	160 065
ALTERNAT FG WILS P400 HIV	01/03/2008	8	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	01/11/2016	7	2 098 427	-	959 613	-	1 138 814
CPL ALTERNAT FG WILS P450	01/05/2017	7	271 409	-	111 344	-	160 065
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	01/01/2010	15	2 552 716	-	2 327 505	-	225 211
ACCESSOIRE FG WILS P450	01/11/2016	7	3 904 807	-	1 751 804	-	2 153 003
CPL ACCESSOIRE WILS P450	01/05/2017	7	504 229	-	206 856	-	297 373
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	-	1 751 804	-	2 153 003
CPL ACCESSOIRE WILS P450	01/05/2017	7	504 227	-	206 856	-	297 371
ACCESSOIRE WILS P450 HIVA	01/01/2010	11	301 043	-	293 438	-	7 605
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	-	400 452	-	982 082
COFFRETS COMPTAGES ATUONA	01/09/2013	24	1 911 648	-	515 187	-	1 396 461
ACHAT TGBT ATUONA HIVA	01/08/2015	22	9 649 314	-	1 974 559	-	7 674 755
ETUDES DDAE CTRL E HIVA OA	01/01/2014	23	1 637 735	-	427 219	-	1 210 516
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	-	1 973 814	-	4 325 587
INST EVENTS ATUONA HIVA	01/03/2012	25	189 012	-	59 225	-	129 787
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	01/10/2015	21	271 575	-	53 894	-	217 681
DETECT°/EXTINCT° GAZ TGBT	30/04/2016	21	1 378 149	-	241 769	-	1 136 380
<b>TOTAL CENTRALE ATUONA</b>			<b>114 366 604</b>	<b>13 437 478</b>	<b>78 257 137</b>	<b>11 448 333</b>	<b>38 098 612</b>

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	1 851 438	-	1 501 699	349 739
FG WILSON P55 HANAPAAOA	16/09/2019	5	6 690 427	-	390 055	-	6 300 372
FG WILSON P55 HANAPAAOA	16/09/2019	5	6 240 113	-	363 801	-	5 876 312
A.N FILIERE HANAPAOA	01/01/1985	36	291 886	-	291 886	-	-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	25	-	74 127	-	74 127	-
F&P TGBT CENTRALE HANAPAA	01/08/2018	8	4 320 380	-	727 117	-	3 593 263
<b>TOTAL CENTRALE HANAPAAOA</b>			<b>17 542 806</b>	<b>1 925 565</b>	<b>1 772 858</b>	<b>1 575 826</b>	<b>16 119 687</b>
A.N CONSTRUCTION HANAIAPA	01/01/1988	35	1 641 108	-	1 399 555	-	241 553
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	5 461 744	-	4 430 010	1 031 734
BIWATER 105KVA HANAIAPA	01/01/1982	40	9 425 794	-	8 934 849	-	490 945
A.N FILIERE HANAIAPA	01/01/1988	33	301 952	-	301 952	-	-
<b>TOTAL CENTRALE HANAIAPA</b>			<b>11 368 854</b>	<b>5 461 744</b>	<b>10 636 356</b>	<b>4 430 010</b>	<b>1 764 232</b>
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	-	1 516 505	-	878 195
CPL WILS P50 G294 NAOHE	01/01/2017	4	625 163	-	468 809	-	156 354
FG WILSON P55 NAOHE	16/09/2019	5	6 301 429	-	367 376	-	5 934 053
A.N FILIERE NAOHE	01/01/1985	36	291 886	-	291 886	-	-
F&P TGBT CENTRALE NAOHE	01/08/2018	2	4 504 780	-	2 640 153	-	1 864 627
<b>TOTAL CENTRALE NAOHE</b>			<b>15 704 362</b>	<b>-</b>	<b>6 871 134</b>	<b>-</b>	<b>8 833 228</b>
A.N CONSTRUCT PUAMAU 80M2	01/01/1988	35	1 641 108	-	1 399 555	-	241 553
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	6 834 894	-	5 543 769	1 291 125
PELTON BIWATER PUAMAU	01/01/1988	40	10 188 824	-	8 104 924	-	2 083 900
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	-
<b>TOTAL CENTRALE PUAMAU 80M2</b>			<b>12 131 883</b>	<b>6 997 973</b>	<b>9 806 430</b>	<b>5 706 848</b>	<b>3 616 578</b>
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	-	3 128 538	728 626
REAL AIRE DEPOTAGE CENT	01/01/2018	9	718 057	-	159 538	-	558 519
F&P POTENCE DE LEVAGE ROT	01/01/2018	9	1 510 847	-	335 681	-	1 175 166
F&P REHAUSSE CLOTURE CENT	01/01/2018	9	1 013 073	-	225 085	-	787 988
REAL APPENTIS AU DESSUS C	01/02/2018	9	973 728	-	209 253	-	764 475
FG WILSON P50 G1 PUAMAU	29/09/2016	5	4 811 205	-	3 132 452	-	1 678 753
FG WILSON P50 G2 PUAMAU	29/09/2016	5	4 811 205	-	3 132 452	-	1 678 753
CUVE GASOIL 5000L PUAMAU	01/01/2014	13	1 116 670	-	515 371	-	601 299
F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	01/01/2017	10	2 791 900	-	837 468	-	1 954 432
RNV SEPARATEUR HYDROCARBU	01/10/2018	8	422 984	-	64 081	-	358 903
F&P PASSERELLE ACCES CUVE	01/01/2015	12	513 312	-	213 870	-	299 442
<b>TOTAL CENTRALE PUAMAU 50M2</b>			<b>20 392 151</b>	<b>3 857 164</b>	<b>10 534 421</b>	<b>3 128 538</b>	<b>10 586 356</b>

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 TAAOA 36M2	01/01/1982	35	2 516 365	-	2 516 365	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	2 476 299	-	2 008 520	467 779
BOUVIER 115KVA TAAOA	01/01/1982	40	10 188 823	-	9 658 134	-	530 689
A.N FILIERE TAAOA 36M2	01/01/1982	39	462 991	-	462 991	-	-
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA36	01/01/2013	8	460 845	-	441 656	-	19 189
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	7	345 709	-	326 506	-	19 203
<b>TOTAL CENTRALE TAAOA 36M2</b>			<b>13 974 733</b>	<b>2 476 299</b>	<b>13 405 652</b>	<b>2 008 520</b>	<b>1 036 860</b>
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	-	4 154 699	967 614
BIWATER FH TAAOA	01/01/1988	40	24 453 178	-	19 451 814	-	5 001 364
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	-	322 586	-	138 259
FOURNIT. SUPERVIS° TAAOA	01/01/2014	9	270 776	-	180 512	-	90 264
PROTECTION DECOUPLAGE CEN	01/02/2018	5	2 832 304	-	1 103 860	-	1 728 444
<b>TOTAL CENTRALE TAAOA 62M2</b>			<b>36 048 411</b>	<b>5 122 313</b>	<b>29 090 080</b>	<b>4 154 699</b>	<b>7 925 945</b>
<b>TOTAL PRODUCTION HIVA OA</b>			<b>241 529 804</b>	<b>39 278 536</b>	<b>160 374 069</b>	<b>32 452 774</b>	<b>87 981 497</b>
TRANSFO TAPEATA HIVA OA	01/07/2014	25	524 036	-	115 287	-	408 749
TRANSFO HIVA OA ATUONA	30/10/2018	25	722 396	-	33 791	-	688 605
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	01/11/2004	25	1 418 071	-	860 299	-	557 772
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	01/07/2005	25	159 217	-	92 348	-	66 869
TRANSFO TAAOA HIVA OA	01/01/2006	25	272 556	-	152 628	-	119 928
POSTE RTE TAAOA HIVA OA	01/01/2006	25	475 488	-	266 273	-	209 215
TRANSFO POSTE CP DP HIVAO	01/07/2006	25	1 458 621	-	787 657	-	670 964
POSTE HIVA OA 2001	01/01/2001	25	488 377	-	371 164	-	117 213
POSTE HIVA OA 2003	01/01/2003	25	13 541 752	-	9 208 390	-	4 333 362
POSTE DP HIVA OA 2009	01/07/2009	25	456 261	-	191 629	-	264 632
RENV 5 IACM PAR 5 IAM HIV	01/05/2018	15	15 442 435	-	1 715 885	-	13 726 550
RES.AERIEN HIVA OA 98	01/01/1998	25	28 454 284	-	25 039 770	-	3 414 514
RES.AERIEN HIVA OA 99	01/01/1999	25	17 565 223	-	14 754 789	-	2 810 434
RES.AERIEN HIVA OA 2000	01/01/2000	25	1 082 378	-	865 900	-	216 478
RES.AERIEN HIVA OA 2001	01/01/2001	25	984 853	-	748 486	-	236 367
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	25	-	553 742	-	420 845	132 897
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	25	-	329 672	-	251 693	77 979
RES.AERIEN HIVA OA 2002	01/01/2002	25	9 276 957	-	6 679 407	-	2 597 550
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	25	-	4 008 274	-	2 885 958	1 122 316
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	25	-	1 469 968	-	1 062 172	407 796
RES.AERIEN HIVA OA 2003	01/01/2003	25	7 504 388	-	5 102 984	-	2 401 404
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	25	-	2 313 321	-	1 573 060	740 261

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	25	-	339 799	-	231 546	108 253
RESEAU BTA QTIER TAHAYUKU	01/01/2004	25	739 415	-	473 226	-	266 189
RESEAUX HTA/BTA MAKE MAKE	13/04/2005	25	5 422 605	-	3 192 104	-	2 230 501
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	25	-	945 482	-	551 529	393 953
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	25	-	1 831 295	-	1 068 258	763 037
RESEAUX CP 51906 2005HIVA	01/06/2005	25	103 217	-	60 212	-	43 005
RESEAUX BTA QTIER DESOUZA	12/07/2005	25	1 161 034	-	671 979	-	489 055
EXT BTA LOTISS PAEPAENUI	30/12/2005	25	1 856 869	-	1 040 056	-	816 813
EXT BTA QTIER AVAEORU	30/12/2005	25	518 346	-	290 334	-	228 012
RESEAU HT/BT RTE TAAAO	01/01/2006	25	13 278 365	-	7 435 885	-	5 842 480
RESEAU HTA HIVA OA	01/01/2006	25	6 393 277	-	3 580 234	-	2 813 043
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	25	-	4 089 633	-	2 208 400	1 881 233
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	25	-	682 244	-	368 415	313 829
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	01/07/2006	25	514 799	-	277 992	-	236 807
RESEAUX CP HIVA OA 2007	01/07/2007	25	2 985 290	-	1 492 646	-	1 492 644
RESEAUX HIVA OA 2007	01/07/2007	25	-	444 867	-	222 436	222 431
RESEAUX HIVA OA 2007	01/07/2007	25	-	5 247 849	-	2 623 925	2 623 924
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	624 692	-	312 348	-	312 344
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	82 308	-	39 505	42 803
EXT BTA AERIEN QT HEITAA	03/06/2008	25	286 156	-	132 519	-	153 637
BTA AERIEN QT TEHEVINI	03/06/2008	25	268 764	-	124 468	-	144 296
EXT BTA AERINNE QTIER	18/06/2008	25	706 188	-	325 867	-	380 321
RESEAUX CP HIVA OA 2008	01/07/2008	25	14 653 113	-	6 740 432	-	7 912 681
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	3 535 241	-	1 626 213	1 909 028
BTA AERIENNE QT PETERANO	03/07/2008	25	516 637	-	237 538	-	279 099
RESEAUX CP HIVA OA 2009	01/07/2009	25	2 970 258	-	1 247 506	-	1 722 752
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	53 245	-	21 477	31 768
RESEAUX CP HIVA OA 2010	01/07/2010	25	17 720 169	-	6 733 666	-	10 986 503
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAU	01/01/2011	25	413 926	-	149 014	-	264 912
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONA	01/01/2011	25	255 262	-	91 893	-	163 369
RESEAUX CP HIVA OA 2011	01/07/2011	25	30 106 119	-	10 236 085	-	19 870 034
RESEAUX 2011 CONCED HIVA	01/07/2011	25	-	128 862	-	43 813	85 049
EXT 14A1 QT TOUATEKINA	01/01/2012	25	2 070 606	-	662 585	-	1 408 021
RESEAUX CP HIVA OA 2012	01/07/2012	25	30 101 017	-	9 030 280	-	21 070 737
RESEAUX 2012 CONCED HIVA	01/07/2012	25	-	2 385 724	-	715 717	1 670 007
RESEAUX CP HIVA OA 2013	01/07/2013	25	49 599 061	-	12 895 742	-	36 703 319
RESEAUX 2013 CONCED HIVA	01/07/2013	25	-	118 659	-	30 849	87 810
RESEAUX 2014 CONCED HIVA	01/07/2014	25	-	176 100	-	38 742	137 358

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX CP HIVA OA 2014	01/07/2014	25	958 977	-	210 975	-	748 002
RESEAUX CP HIVA OA 2015	01/07/2015	25	39 811 062	-	7 166 055	-	32 645 007
RESEAUX 2015 CONCED HIV	01/07/2015	25	-	3 616 581	-	650 984	2 965 597
RESEAUX CP HIVA OA 2016	01/07/2016	25	1 849 531	-	258 929	-	1 590 602
RESEAUX 2016 TIERS HIVA O	01/07/2016	25	-	2 217 245	-	310 415	1 906 830
RESEAUX CP HIVA OA 2018	01/07/2018	25	212 162	-	12 729	-	199 433
RSX AERIEN TIERS MOO 2018	01/07/2018	25	-	1 216 227	-	72 974	1 143 253
RNV RESEAUX HIVA OA PMT	30/10/2018	25	15 412 976	-	720 965	-	14 692 011
RENV RSX HT/BT PMT HIVA	01/03/2019	25	27 593 692	-	919 979	-	26 673 713
14A1 LC18/12/2018 HIVA OA	25/05/2019	25	1 181 529	-	28 367	-	1 153 162
EXT BTA AERO SOUTERAIN	03/06/2008	35	426 747	-	141 168	-	285 579
RSX SOUT TIERS 2016 HIVA	01/07/2016	35	-	338 343	-	33 834	304 509
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	01/07/2004	20	252 086	-	195 366	-	56 720
COMPATGE HIVA OA 2005	01/06/2005	20	-	1 076 213	-	784 739	291 474
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	01/07/2005	20	296 026	-	214 618	-	81 408
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	362 260	-	262 638	-	99 622
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	40 611	-	29 443	-	11 168
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2006	20	648 693	-	437 869	-	210 824
BRCHT HIVA OA 2006	01/07/2006	20	-	1 478 092	-	997 713	480 379
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2007	20	791 243	-	494 525	-	296 718
BRCHT HIVA OA 2007	01/07/2007	20	-	1 274 706	-	796 690	478 016
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2008	20	1 121 749	-	645 005	-	476 744
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	2 129 913	-	1 224 701	905 212
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	01/07/2009	20	3 705 338	-	1 945 303	-	1 760 035
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20	-	1 252 398	-	631 418	620 980
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	01/07/2010	20	2 068 982	-	982 766	-	1 086 216
COMPTAGE TIERS HIVA 2010	01/07/2010	20	-	2 168 225	-	1 029 905	1 138 320
BRCHT/CPTAGE HIVA OA	01/07/2011	20	4 590 293	-	1 950 876	-	2 639 417
COMPTAGE TIERS HIVA 2011	01/07/2011	20	-	1 565 347	-	665 271	900 076
BRCHT/CPTAGES HIVA OA	01/07/2012	20	3 281 981	-	1 230 740	-	2 051 241
COMPTAGE TIERS HIVA 2012	01/07/2012	20	-	845 783	-	317 168	528 615
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2013	20	7 057 689	-	2 293 745	-	4 763 944
COMPTAGE TIERS HIVA 2013	01/07/2013	20	-	1 526 320	-	496 054	1 030 266
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	01/07/2013	20	-	37 757	-	12 272	25 485
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2014	20	2 380 958	-	654 764	-	1 726 194
COMPTAGE TIERS HIVA OA 2014	01/07/2014	20	-	1 089 732	-	299 678	790 054
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2015	20	4 827 336	-	1 086 166	-	3 741 170
COMPTAGE TIERS HIV 2015	01/07/2015	20	-	1 133 616	-	255 064	878 552

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2016	20	4 180 385	-	731 551	-	3 448 834
COMPTAGE TIERS HIVA 2016	01/07/2016	20	-	1 077 211	-	188 513	888 698
COMPTAGE TIERS HIVA 2017	01/07/2017	20	-	1 461 457	-	182 682	1 278 775
BRCHT/COMPTAGE HIVA OA	01/07/2017	20	3 975 681	-	496 956	-	3 478 725
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2018	20	1 276 322	-	95 726	-	1 180 596
COMPTAGE TIERS HIVA 2018	01/07/2018	20	-	1 365 635	-	102 423	1 263 212
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2019	20	3 411 923	-	85 317	-	3 326 606
COMPTAGE TIERS HIV 2019	01/07/2019	20	-	1 672 659	-	41 816	1 630 843
<i>DIM° AT</i>					-	11 360 102	11 360 102
<b>TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA</b>			<b>414 808 710</b>	<b>57 279 745</b>	<b>146 353 736</b>	<b>25 078 867</b>	<b>300 655 852</b>
<b>&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION HIVA OA</b>			<b>656 338 514</b>	<b>96 558 281</b>	<b>306 727 805</b>	<b>57 531 641</b>	<b>388 637 349</b>

**Production :**

VB Concessionnaire :	241 529 804
VB Tiers :	39 278 536
Droit incorporel * :	58 543 373
<b>Total VB (fin 2019)</b>	<b>339 351 713</b>

**Distribution :**

VB Concessionnaire :	414 808 710
VB Tiers :	57 279 745
Droit incorporel * :	25 245 993
<b>Total VB (fin 2019)</b>	<b>497 334 448</b>

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

## 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

### Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
836540	14A1 LC18/12/2018 HIVA OA QT TEVENINO PUAMAU HIVA	1 181 529	1 181 529	
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>1 181 529</b>	<b>1 181 529</b>	-
734530	RENV RSX HT/BT PMT HIVA OA PMT 2017-2018 LOT 1	27 593 692	27 593 692	
CP2019	BRCHT/COMPTAGES HIVA OA CP 2019	3 411 923		3 411 923
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>31 005 615</b>	<b>27 593 692</b>	<b>3 411 923</b>
BRT12/18	COMPTAGE TIERS HIV 2019 FINANCEMENT HIVA OA	1 672 659		1 672 659
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA</b>	<b>1 672 659</b>	-	<b>1 672 659</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA</b>	<b>33 859 803</b>	<b>28 775 221</b>	<b>5 084 582</b>

## 5.4 - Dépenses de renouvellement

### Production :

	prévu	réalisé *	écart
FILIERES		-	
BATIMENT		-	
GROUPE		24 593 229	
<b>TOTAL</b>	<b>91 505 632</b>	<b>24 593 229</b>	<b>(66 912 403)</b>

### Distribution :

	prévu	réalisé *	écart
POSTES ET TRANSFOS		-	
RESEAU AERIEN		27 593 692	
RESEAU SOUTERRAIN		-	
COMPTEURS		3 310 465	
<b>TOTAL</b>	<b>49 762 733</b>	<b>30 904 157</b>	<b>(18 858 576)</b>

\* dont TVA à reverser

## 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<sup>er</sup> 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.

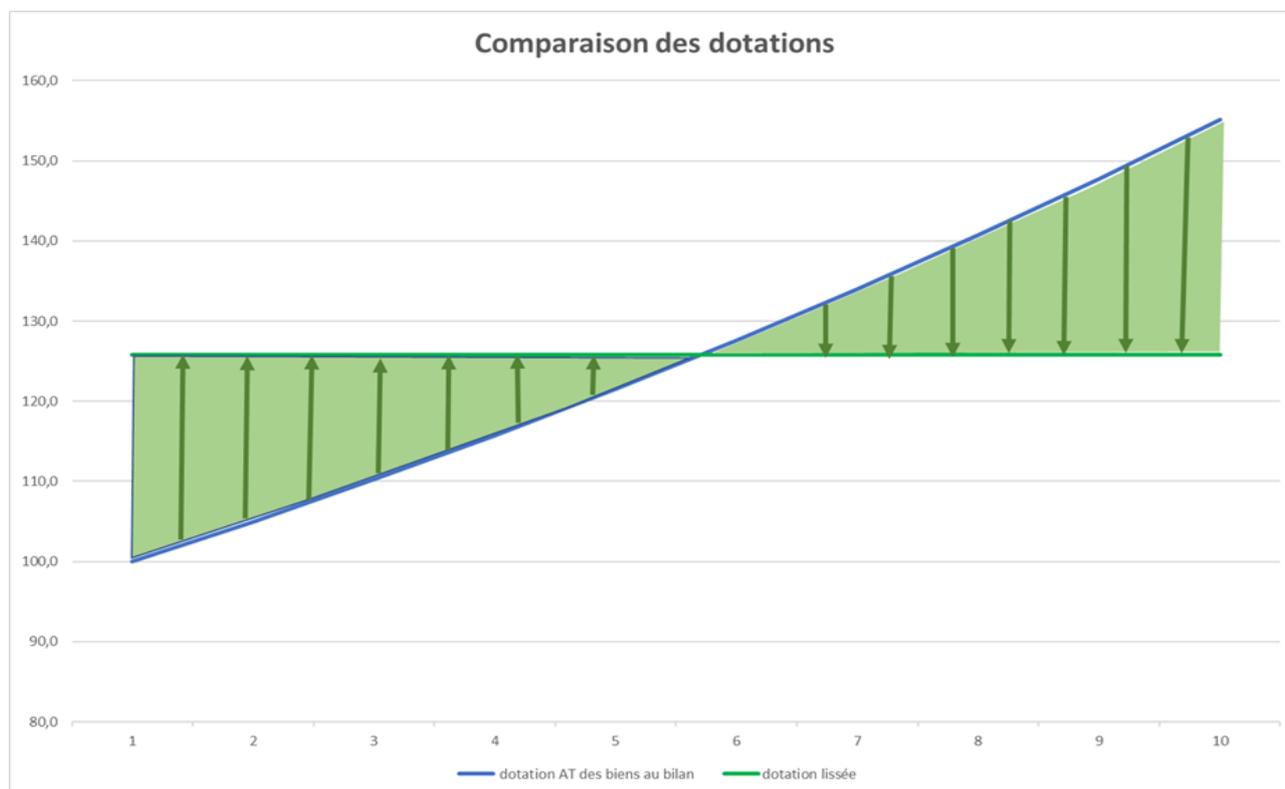
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 :**

<b>Amortissement des biens au bilan</b>	<b>Total</b>	<b>Biens au bilan</b>	<b>Améliorant</b>	
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	280 808 341	270 237 990	10 570 351	
- financements tiers et concédant	(39 278 536)	(39 278 536)	-	
- IFC cumulée	(16 602 012)	(16 602 012)	-	
base amortissable	224 927 793	214 357 442	10 570 351	<b>(A)</b>
Cumul des dotations à l'ouverture	224 733 860	220 783 905	3 949 955	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(47 303 994)	(47 303 994)	-	
<b>Cumul dot à l'ouverture hors droits d'entrée</b>	<b>177 429 866</b>	<b>173 479 911</b>	<b>3 949 955</b>	<b>(B)</b>
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(13 301 519)	(13 301 519)	-	<b>(C)</b>
reste à amortir (hors droits incorporels)	60 799 446	54 179 050	6 620 396	<b>(D) = (A-B-C)</b>
nb années restantes	2	2	2	
Dotation brute	30 399 723	27 089 525	3 310 198	
Lissage par le passif de renouvellement	(23 382 677)	(23 382 677)	-	
Dotation lissée	7 017 046	3 706 848	3 310 198	
dotation droit entrée	6 422 502	6 422 502	-	
<b>dotations exercice (1)</b>	<b>13 439 548</b>	<b>10 129 350</b>	<b>3 310 198</b>	<b>(E)</b>
dotation cumulée lissée	177 567 895	170 307 742	7 260 153	<b>(B+C+E)</b>
Droit entrée amt cumulé	47 303 994	47 303 994	-	
<b>dotations cumulées à fin 2019 (2)</b>	<b>224 871 889</b>	<b>217 611 736</b>	<b>7 260 153</b>	

methode 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	
	(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	(90 295 081)	23 382 677	(27 089 525)	(3 706 848)	(3 310 198)	(7 017 046)
2020	0	90 295 081	(94 001 928)	(3 706 847)	(3 310 198)	(7 017 045)
		<b>134 072 530</b>	(148 899 920)	(14 827 390)	(10 570 351)	(25 397 741)
	moyenne	33 518 133	(37 224 980)	(3 706 847)		
				moyenne 2017 / 2020		

1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concession	Total	Thermique	Hydro
Dotation brute	30 399 723	26 546 549	3 853 174
Réintégration droit d'entrée	6 422 502	-	6 422 502
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2019</b>	<b>4.3.3 36 822 225</b>	<b>26 546 549</b>	<b>10 275 676</b>
<b>Charges / (reprises) lissage 2019</b>	<b>4.3.3 (23 382 677)</b>	<b>(23 382 677)</b>	
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>4.3.3 13 439 548</b>	<b>3 163 872</b>	<b>10 275 676</b>
- Réintégration droit d'entrée	(6 422 502)	-	(6 422 502)
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>5.5.3 7 017 046</b>	<b>3 163 872</b>	<b>3 853 174</b>
- régularisations et écarts			
<b>Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations &amp; écarts)</b>	<b>7 017 046</b>	<b>3 163 872</b>	<b>3 853 174</b>

## 2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	224 871 889
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	32 452 774
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>257 324 663</b>

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :</b>	<b>107 103 975</b>
- réalisé 2017 :	(3 134 725)
- réalisé 2018 :	(12 463 618)
- réalisé 2019 <sup>(1)</sup> :	(24 593 229)
<b>Reste à faire à fin 2019 :</b>	<b>66 912 403</b>

## Détail des calculs / Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	472 088 454	464 155 624	7 932 831	
- financements tiers et concédant	(57 279 745)	(51 563 767)	(5 715 978)	
- IFC cumulée	(244 022 474)	(244 022 474)	-	
base amortissable	170 786 235	168 569 382	2 216 853	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	180 896 152	180 541 641	354 512	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(25 245 993)	(25 245 993)	-	
<b>Cumul dot à l'ouverture corrigé</b>	<b>155 650 159</b>	<b>155 295 648</b>	<b>354 512</b>	<b>(B)</b>
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	15 136 076	13 273 735	1 862 341	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	2	2	2	
Dotation brute	7 568 038	6 636 867	931 170	
Lissage par le passif de renouvellement	(3 197 358)	(3 197 358)		
Lissagée de la caducité	(46 043 920)	(46 043 920)		
Dotation lissée	(41 673 240)	(42 604 410)	931 170	
réintégration droit entrée	-	-	-	
<b>dotations exercice (1)</b>	<b>(41 673 240)</b>	<b>(42 604 410)</b>	<b>931 170</b>	<b>(E)</b>
dotation cumulée lissée	113 976 920	112 691 238	1 285 682	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	25 245 993	25 245 993		
<b>dotations cumulées à fin 2019 (2)</b>	<b>139 222 913</b>	<b>137 937 231</b>	<b>1 285 682</b>	
	-			

methode 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	impact exercice (+) = produit
	-						
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	(4 185 918)	3 197 358	(6 636 867)	(3 439 509)	(931 170)	46 043 920	41 673 240
2020	1 525 971	5 711 889	(9 151 398)	(3 439 509)	(931 170)	46 043 920	41 673 240
		<b>1 525 971</b>	(51 015 928)	(49 489 957)	(2 216 853)	184 175 678	132 468 868
	moyenne	381 493	(12 753 982)	(12 372 489)			
				moyenne 2017 / 2020			

### 1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)

Dotation brute	7 568 038	
Réintégration droit d'entrée	-	
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2019</b>	<b>7 568 038</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Charges / (reprises) lissage 2019</b>	<b>(3 197 358)</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Reprise lissée caducité</b>	<b>(46 043 920)</b>	
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>(41 673 240)</b>	<b>4.3.3</b>
- Réintégration droit d'entrée	-	
<b>Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)</b>	<b>(41 673 240)</b>	<b>5.5.3</b>
- régularisations et écarts		
<b>Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations &amp; écarts)</b>	<b>(41 673 240)</b>	

### 2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	139 222 913
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	25 078 867
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>164 301 780</b>

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :</b>	<b>137 250 167</b>
- réalisé 2017 :	(3 384 731)
- réalisé 2018 :	(39 554 042)
- réalisé 2019 :	(30 904 157)
+ réajusté 2019 :	-
<b>Reste à faire à fin 2019 :</b>	<b>63 407 237</b>

<b>Reprise lissée caducité art LP4</b>	
Cumul doté à l'ouverture	<b>92 087 839 (A)</b>
reprise de lissage	(46 043 920) (B)
<b>Caducité à fin 2019</b>	<b>46 043 920 (A) + (B)</b>

## 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

### Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
836540	14A1 LC18/12/2018 HIVA OA QT TEVENINO PUAMAU HIVA	1 181 529	100%	1 181 529
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>1 181 529</b>		<b>1 181 529</b>
CP2019	BRCHT/COMPTAGES HIVA OA CP 2019	3 411 923	3%	101 458
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>3 411 923</b>		<b>101 458</b>
BRT12/18	COMPTAGE TIERS HIV 2019 FINANCEMENT HIVA OA	1 672 659	100%	1 672 659
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA</b>	<b>1 672 659</b>		<b>1 672 659</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA</b>	<b>6 266 111</b>		<b>2 955 646</b>

## 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<sup>ème</sup> 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 2019 s'élève à :
  - 244 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 CTRLLE 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 NAOHE 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 ATU ONA G292 TGBF7169N00779A	01/11/2016	5	1 946 593	151 834	2 098 427	0%	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU ONA 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 FGWPE22KBMU10464	29/09/2016	5	4 463 084	348 121	4 811 205	0%	-	-
FG WILSON P50 G2 PUAMAU HIVA OA FGWPEP22JBMU10479	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 ROT ATIVE 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 C UVETTE RETENTION PUAMAU2	01/02/2018	9	973 728	-	973 728	100%	973 728	876 355
RNV SEPARATEUR HYDROCARBU RE 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
<b>PRODUCTION HIVA OA</b>			<b>91 845 111</b>	<b>4 358 573</b>	<b>96 203 684</b>		<b>37 021 938</b>	<b>16 602 011</b>

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute 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	654 344	68 052	722 396	666 936	
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/HIVA 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	13 987 713	1 454 722	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 TAHAKUHIVA 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 TAAOHIVA 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 VAHAPUTONAAUONA 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	

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute 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 CP HIVA OA 2012	01/07/2012	25	29 338 223	762 794	30 101 017	20 168 439	
RESEAUX 2012 CONCÉD 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 CONCÉD HIVA OA FINANCEMENT	01/07/2013	25	-	-	-	-	
RESEAUX 2014 CONCÉD HIVA OA FINANCEMENT	01/07/2014	25	-	-	-	-	
RESEAUX CP HIVA OA 2014CP 2014	01/07/2014	25	911 575	47 402	958 977	719 206	
RESEAUX CP HIVA OA 2015CP 2015	01/07/2015	25	37 381 279	2 429 783	39 811 062	31 449 518	
RESEAUX 2015 CONCÉD HIFINANCEMENT HIVA OA	01/07/2015	25	-	-	-	-	
RESEAUX CP HIVA OA 2016CP 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 2018CP 2018	01/07/2018	25	192 176	19 986	212 162	193 063	
RSX AERIEN TIERS MOO 2018FINANCEMENTS TIERS	01/07/2018	25	-	-	-	-	
RNV RESEAUX HIVA OA PMT2018	30/10/2018	25	13 961 029	1 451 947	15 412 976	14 229 700	
RENV RSX HT/BT PMT HIVA OA PMT 2017-2018 LOT 1	01/03/2019	25	24 703 395	2 890 297		25 844 158	
14A1 LC18/12/2018 HIVA OA QT TEVENINO PUAMAU HIVA	25/05/2019	25	1 057 770	123 759		1 117 614	
EXT BTA AERO SOUTERAINAMÉL 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 2006FINANCEMENT TIERS	01/07/2006	20	-		-	-	
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA2007	01/07/2007	20	791 243		791 243	266 997	
BRCHT HIVA OA 2007FINANCEMENT TIERS	01/07/2007	20	-		-	-	
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA2008	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 2010FINANCEMENT	01/07/2010	20	-		-	-	
BRCHT/CPTAGE HIVA OA2011	01/07/2011	20	4 531 385	58 908	4 590 293	2 467 008	
COMPTAGE TIERS HIVA 2011FINANCEMENT 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 2013FINANCEMENT 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 OA2014FINANCEMENT 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 2015FINANCEMENT 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 2016FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2016	20	-		-	-	
COMPTAGE TIERS HIVA 2017FINANCEMENT 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	1 156 089	120 233	1 276 322	1 132 703	
COMPTAGE TIERS HIVA 2018FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2018	20	-		-	-	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA CP 2019	01/07/2019	20	3 054 542	357 381		3 198 474	
COMPTAGE TIERS HIV 2019 FINANCEMENT HIVA OA	01/07/2019	20	-		-	-	
BIENS FUTURS DE RENOUVELLEMENT ACQUIS EN 2020			63 407 238		63 407 238		60 892 707
<b>DISTRIBUTION HIVA OA</b>			<b>464 567 294</b>	<b>13 648 655</b>	<b>446 028 804</b>	<b>244 022 474</b>	<b>60 892 707</b>

## 5.8 - Plan de Renouvellement

### Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>reste à faire au 31/12/2018</b>	91 505 632
réalisé	- 24 593 229
écart de coût sur réalisé	-
réajusté	-
<b>reste à faire au 31/12/2019*</b>	66 912 403

\* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2019	- reprise de lissage 2019	actif/passif clôture	reste à renouveler
<b>TOTAL HIVA OA PRODUCTION</b>	<b>113 677 758</b>	<b>3 286 892</b>	<b>- 20 095 786</b>	<b>90 295 081</b>	<b>66 912 403</b>

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

<b>besoin évalué 31/12/2016 :</b>	<b>129 393 661</b>
ajustement du besoin 2017 :	(29 376 112)
ajustement du besoin 2018 :	7 086 426
ajustement du besoin 2019 :	-
<b>- doté à l'ouverture :</b>	<b>113 677 758</b>
<b>reste à doter</b>	<b>(6 573 783)</b>
nb années restantes	2
dotation de l'exercice :	(3 286 892)

### Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>Reste à faire au 31/12/2018</b>	<b>94 311 395</b>
Réalisé	(30 904 157)
Réajusté	
<b>Reste à faire au 31/12/2019*</b>	<b>63 407 238</b>

\* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2019	- reprise de lissage 2019	actif/passif clôture	reste à renouveler
<b>TOTAL HIVA OA DISTRIBUTION</b>	<b>7 383 276</b>	<b>34 487 092</b>	<b>- 37 684 450</b>	<b>4 185 918</b>	<b>63 407 238</b>

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

<b>besoin évalué 31/12/2016 :</b>	<b>137 250 167</b>
ajustement du besoin 2017 :	-
ajustement du besoin 2018 :	-
Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période	137 250 167
- IFC Prévis. sur renouvellement	(60 892 707)
<b>- doté à l'ouverture :</b>	<b>7 383 276</b>
<b>reste à doter</b>	<b>68 974 184</b>
nb années restantes	2
dotation de l'exercice :	34 487 092

## 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2014 – 31 décembre 2020