

**CONCESSION  
DE DISTRIBUTION PUBLIQUE  
D'ENERGIE ELECTRIQUE  
DE HUAHINE**

**CONCLUE ENTRE  
LA COMMUNE DE HUAHINE  
ET  
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE  
DU SERVICE PUBLIC**

**Année 2017**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS .....</b>	<b>3</b>
<b>1 – PRESENTATION .....</b>	<b>7</b>
1.1 - Le système électrique polynésien .....	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession .....	10
1.3 - Le cadre juridique et contractuel .....	13
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....</b>	<b>15</b>
➤ <b>Aspects commerciaux.....</b>	<b>16</b>
2.1 - Mode de détermination.....	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017 .....	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie .....	18
2.4 - Autres produits d'exploitation .....	18
2.5 - Statistiques de ventes .....	18
2.6 - Gestion des impayés .....	22
2.7 - Dépenses de la Commune .....	23
2.8 - Services offerts à la clientèle .....	23
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	24
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....</b>	<b>26</b>
➤ <b>Bilan technique .....</b>	<b>27</b>
3.1 - L'équilibre offre-demande .....	27
3.2 - Qualité – Sécurité – Environnement .....	32
3.3 - Travaux significatifs – Faits marquants .....	34
3.4 - Raccordement solaire .....	35
3.5 - Unités d'œuvres 2017 de la concession.....	35
<b>4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES.....</b>	<b>37</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée .....	38
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique .....	45
4.3 - Comptes de la concession.....	50
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	57
4.5 - Objectivation de la marge.....	61
<b>5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES .....</b>	<b>64</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier .....	65
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	66
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	72
5.4 - Dépenses de renouvellements réalisées dans l'année .....	72
5.5 - Méthode relative aux charges calculées .....	73
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	76
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	77
5.8 - Plan de Renouvellement .....	81
<b>6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....</b>	<b>84</b>
Etats des engagements à incidence financière .....	84

## 0 - FAITS MARQUANTS

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

#### Rapport de la chambre territoriale des comptes :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **Comptabilité :**

### **1) Méthode comptable :**

En rappelant :

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

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

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

### **2) Loi de pays sur les provisions :**

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

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

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

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

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

## **Performance :**

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

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

### **Sécurité :**

Nous enregistrons sur l'année 2017 écoulée :

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

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

1 accident du travail sans arrêt (hors trajet).

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

### **Tarif :**

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

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

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

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

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

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

## Principaux indicateurs

CLIENTS	<b>nombre de contrats clients</b>		<b>2 072</b>	
	BT	▼	2 059	99,37%
	MT	▼	13	0,63%
	<b>puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>8 265</b>	
	BT	▼	7 755	93,83%
	MT	▼	510	6,17%
	<b>Puissance maximale appelée</b>	<b>MW</b>	<b>1,55</b>	
	<b>nombre de kWh vendus total</b>		<b>8 003 748</b>	
	BT	▼	5 388 603	67,33%
	MT	▼	2 615 145	32,67%
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>251 135 099</b>	
	BT : Total	▼	176 032 082	70,09%
	BT : par client		85 494	
	BT : par kVA de puissance souscrite		22 699	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	▼	33 090 844	18,80%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	▼	142 941 238	81,20%
	MT : Total	▼	75 103 017	29,91%
	MT : par client		5 777 155	
	MT : par kVA de puissance souscrite		147 261	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	▼	12 730 032	16,95%
MT : part variable en XPF et % du CA total	▼	62 372 985	83,05%	
<b>prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>31,38</b>		
BT		32,67		
MT		28,72		
TECHNIQUES	<b>Rendement réseaux</b>		<b>0,91</b>	
	<b>énergie achetée</b>			
	énergie solaire	kWh	109 532	1,20%
	énergie hydroélectrique	kWh	0	34,80%
	énergie thermique	kWh	8 726 227	64,00%
	énergie totale achetée		8 835 759	
	<b>temps moyen de coupure</b>			
	globale		3h38	
	origine production		0h02	
	origine transport			
origine distribution		3h36		
FINANCIERS	<b>Patrimoine</b>			
	longueur du réseaux hors branchement	km	154	
	valeur d'origine	k XPF	1 556 930	
	valeur nette économique	k XPF	827 114	
	<b>Travaux réalisés</b>			
	dépenses de renouvellement	k XPF	89 541	
	dépenses d'améliorant	k XPF	5 213	
	<b>Indemnité de fin de concession</b>	<b>k XPF</b>	<b>70 496</b>	
	<b>Coût du service pour les usagers (RA)</b>	<b>k XPF</b>	<b>517 886</b>	
	part revenant au concessionnaire	k XPF	351 732	
	coût des énergies et du transport	k XPF	166 154	
<b>Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)</b>	<b>k XPF</b>	<b>69 632</b>		
<b>Ecart RA - CA (+) =&gt; à récupérer dans les tarifs N+1</b>	<b>k XPF</b>	<b>266 751</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

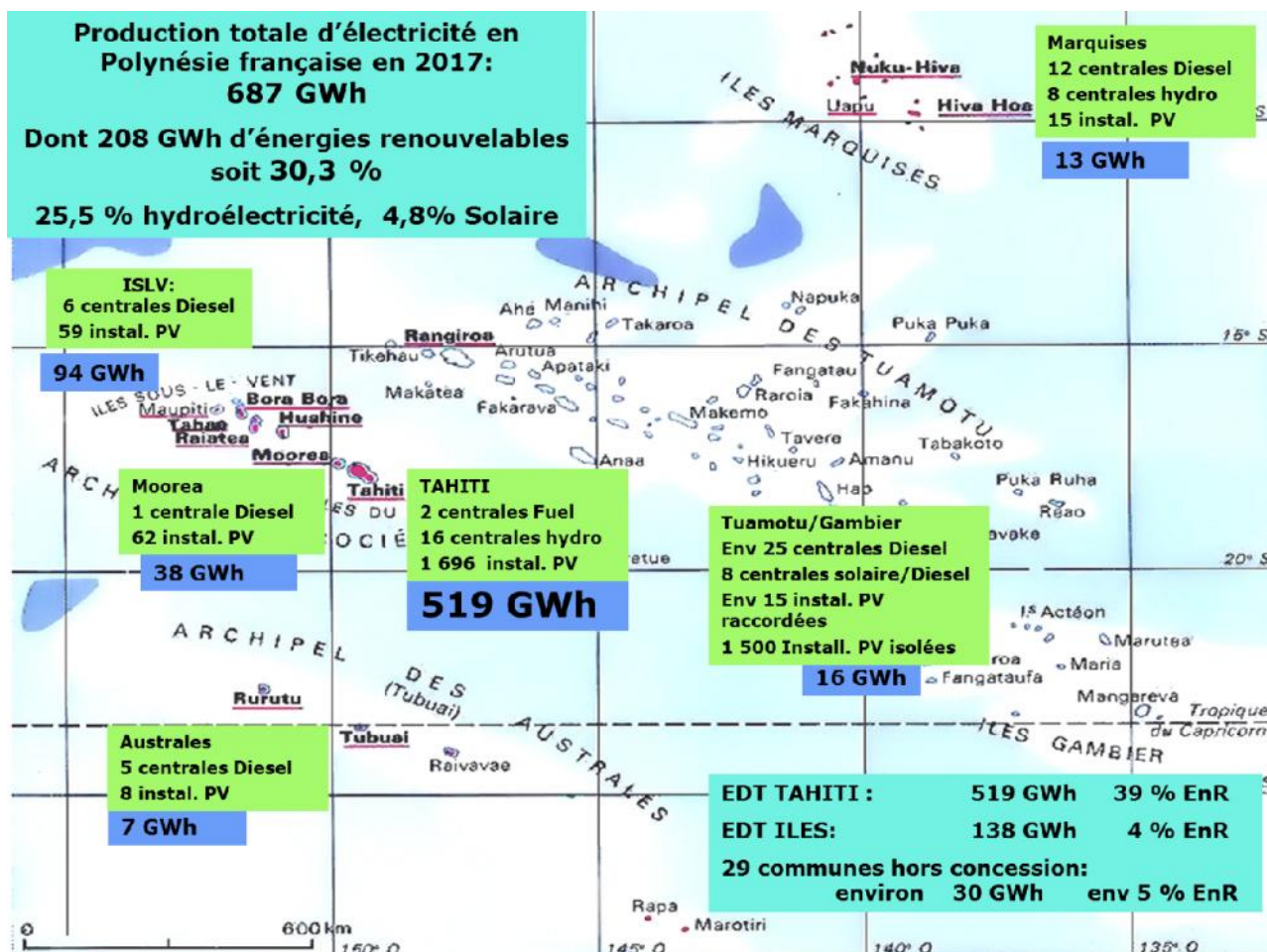
Cf. paragraphe :

7– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

## 1.1 - Le système électrique polynésien

### 1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



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

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

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

Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de 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) à la Sem Te Mau Ito Api (1 concession) pour la commune de Makemo.

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



Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

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

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

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

### 1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

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

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

## 1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

### 1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

## 1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Huahine 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

- 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, ...)
- 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 Huahine dont les principales activités consistent à :

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

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

- des bureaux pour les services d'exploitation ;
- une agence commerciale ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 4 véhicules d'intervention 4x4 avec VHF sécurisé ;
- 1 véhicule d'intervention 100% électrique ;
- 1 nacelle automotrice ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

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

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

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

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

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

Au plan des services techniques :

- Travaux réseaux (renouvellement de câbles souterrains, étude de raccordement clientèle grand compte, ...)
- Etudes et Développement des réseaux (cartographie, ...)
- Etudes en matière de production (Etudes diverses, travaux sur centrales, commande groupes, dossiers administratifs)

- De la cellule Télécommunication Contrôle Electrique, TCE, (pour des interventions de dépannage, le contrôle et le réglage des protections BT et HTA)

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

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

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

### **1.3.1. La convention de concession**

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de Huahine a été confiée par la commune de Huahine à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 18 novembre 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, laquelle était à l'époque fixée au 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 Huahine correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7.

Le cahier des charges de Huahine a lui-même été modifié par 2 fois depuis son origine :

- L'avenant n°1, en date du 17 décembre 2007, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système de simple assistance à la maîtrise d'ouvrage).
- L'avenant n°2, en date du 18 juillet 2017, met à la charge du concessionnaire la réalisation de travaux d'investissements non prévus initialement au contrat (enfouissement de réseau), en

contrepartie de la mise en place d'une Indemnité de Fin de Contrat au profit du concessionnaire, à hauteur de la valeur non amortie des ouvrages correspondants.

### **1.3.2. Les autres contrats liés à la délégation de service public**

- a)** Convention de fourniture de Gasoil pour les autres îles (EDT – PETROPOL)
- b)** Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- c)** Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- d)** Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- e)** Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- f)** Convention d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclue entre EDT et Electra.
- 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 2017
  - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
  - 2.4 Autres produits d'exploitation
  - 2.5 Statistiques de ventes
  - 2.6 Gestion des impayés
  - 2.7 Dépenses de la Commune
  - 2.8 Services offerts à la clientèle
  - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

## ➤ Aspects commerciaux

### 2.1 - Mode de détermination

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

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

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

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

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



Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%

Avance sur consommation	XPF / kVA de puissance souscrite
Basse tension	$P = 39,00 \text{ XPF}$
Tarif "petits consommateurs"	$ASC = 25 \times P \times \text{kVA}$ $ASC = 975 \text{ XPF} \times \text{kVA}$
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	$ASC = 25 \times P \times \text{kVA}$ $ASC = 975 \text{ XPF} \times \text{kVA}$
Autres Tarifs Basse Tension	$ASC = 50 \times P \times \text{kVA}$ $ASC = 1\,950 \text{ XPF} \times \text{kVA}$
Moyenne tension	$ASC = 100 \times P \times \text{kVA}$ $ASC = 3\,900 \text{ XPF} \times \text{kVA}$

## 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus postérieur 01/03/2016	Total kWh vendus	Montant postérieur 01/03/2016	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance au 31/12/2017
BT Usage social 1ère tranche	P1	2 239 039	2 239 039	42 541 741	42 541 741	46 217	12 180 810	3 810
BT Usage social 2ème tranche	P2	169 805	169 805	6 622 395	6 622 395			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	1 138 953	1 138 953	27 213 660	27 213 660	33 432	13 055 820	2 274
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	443 457	443 457	16 866 335	16 866 335			
BT Eclairage public	P4	93 947	93 947	3 100 251	3 100 251	977	349 272	128
BT Usage professionnel	P5	1 303 402	1 303 402	46 596 856	46 596 856	20 869	7 504 942	1 543
MT Tarif jour	P6	1 613 265	1 613 265	40 331 625	40 331 625	8 304	12 730 032	510
MT Tarif nuit	P7	1 001 880	1 001 880	22 041 360	22 041 360			
<b>Total</b>		<b>8 003 748</b>	<b>8 003 748</b>	<b>205 314 223</b>	<b>205 314 223</b>	<b>109 799</b>	<b>45 820 876</b>	<b>8 265</b>

Ventes totales  
Prix moyen

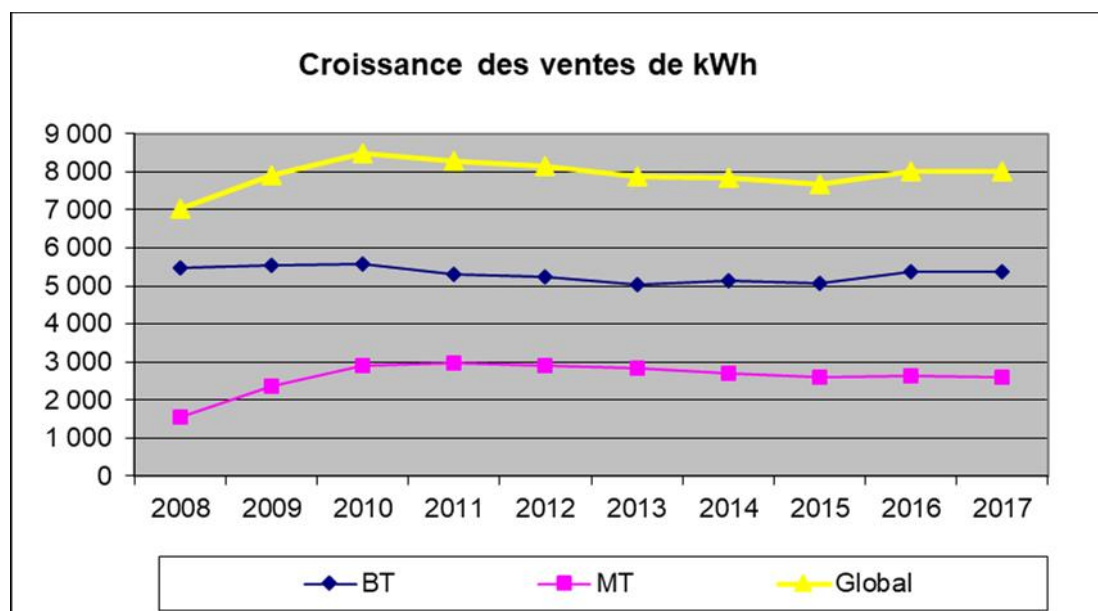
251 135 099  
31,38

## 2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	567 794 XPF
- Frais de relance :	1 430 190 XPF
- Total	1 997 984 XPF

## 2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité sont restées stables entre 2016 et 2017 pour la concession Huahine, avec un volume global d'environ 8 GWh, correspondant à une hausse des ventes en basse tension, qui représentent 67% des volumes, de +0,4% (+21 MWh) qui compense la baisse des ventes en moyenne tension (33% des volumes) de 0,7% (-19 MWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) reste stable, avec près de 4 GWh vendus sur 2017, soit 73% du volume total vendu en tarifs basse tension.

Cette stagnation s'explique par l'effet combiné des facteurs suivants :

- croissance du nombre de clients (+0,9%)
- effet climatique défavorable, avec un climat qui avait été particulièrement chaud sur 2016, ce qui avait entraîné une hausse des consommations des ménages (surconsommation des appareils de production de froid, utilisation plus intensive des appareils de climatisation), pour atteindre sur 2017 des niveaux de températures en moyenne inférieures à celles observées sur 2016

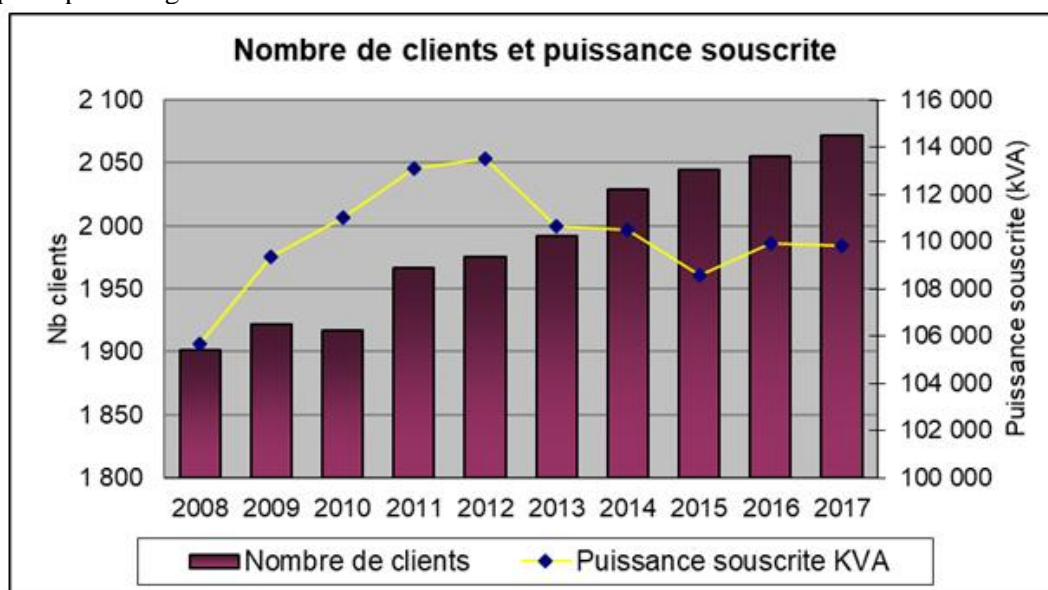
L'équipement des ménages (catégories socio-professionnelles les plus élevées) en panneaux photovoltaïques dans un objectif d'autoconsommation et de baisse de leur facture d'électricité continue progressivement par ailleurs, avec 2 nouvelles installations domestiques de puissance 10kWc raccordées sur 2017.

Il est à souligner que la suppression en mars 2016 du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs » a engendré un basculement des consommations du tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif « petits consommateurs », tendance qui s'est légèrement poursuivie en 2017, avec une évolution à la hausse de +1,4% des volumes tarif « petits consommateurs » qui a compensé la baisse de 2,2% des ventes en tarif « classique » basse tension usages domestiques.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui ne représentent plus que 1,7% des ventes en basse tension avec environ 94 MWh vendus sur 2017, ont, après un léger rebond en 2016, repris la tendance baissière observée sur les années 2014-2015, avec une baisse de 12.4% par rapport à 2016.

Les ventes des clients professionnels, qui représentent environ 24% des ventes basse tension, ont elles progressé de +2,8 % (+36 MW). Cette hausse est principalement liée à la croissance observée concernant l'un des sites de l'OPT qui s'est récemment équipé en nouveau matériel, dont des équipements de climatisation.

Concernant les ventes en moyenne tension, la baisse de 0,7% (-19 MWh) est liée à la baisse des volumes d'un des principaux magasins de l'île.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2016
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	2 059	0,8%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>13</u>	<u>0%</u>
	2 072	0,8%

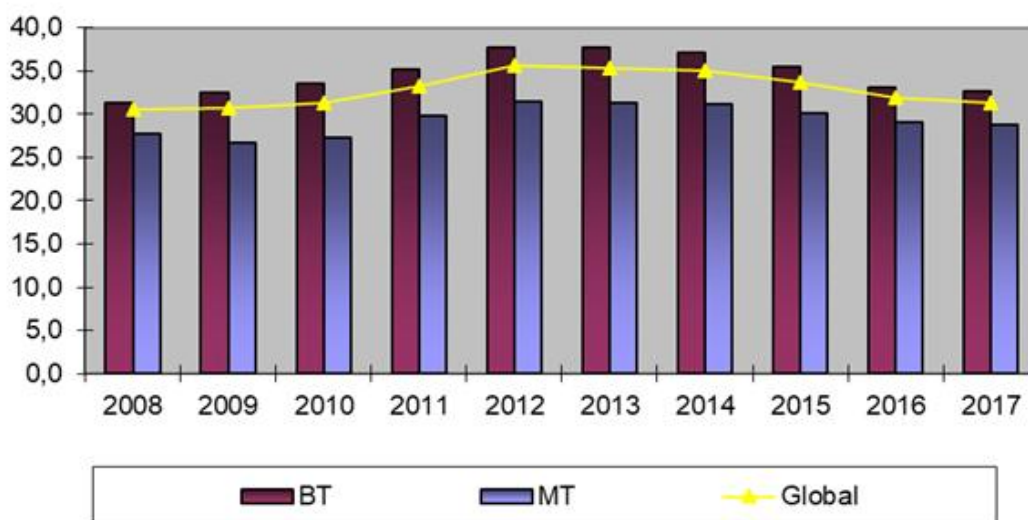
Les principales évolutions concernent :

- La hausse de 1,4% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 19 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Cette évolution naturelle est en partie liée à la suppression au 1<sup>er</sup> mars 2016 du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs » et qui a engendré un basculement des clients éligibles avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 3.3 kVA (15A) du tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif « petits consommateurs ». Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent ainsi aujourd'hui 65% du nombre total d'abonnés.
- Parallèlement, le nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques a légèrement baissé (-0,6%), avec 3 contrats en moins par rapport à 2017. Les clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques représentent ainsi 23% du nombre total d'abonnés.

Le nombre de contrats souscrits en tarif usage professionnel basse tension est resté quasi-stable, représentant 9% du nombre total d'abonnés.

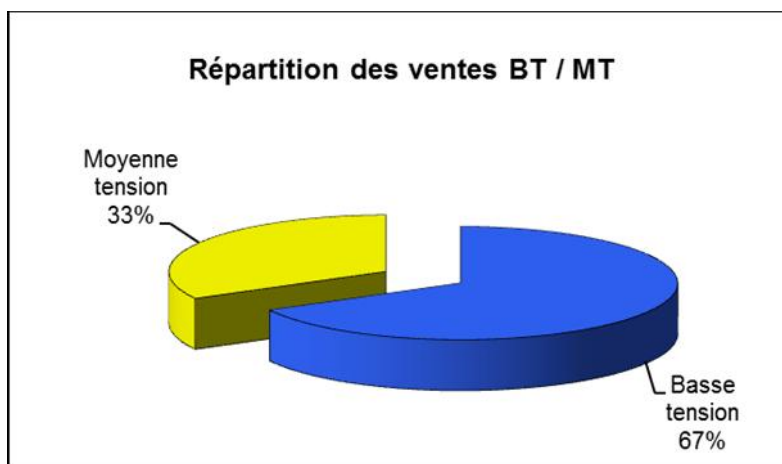
La puissance souscrite facturée s'élève à 109 799 kVA, en ligne avec le niveau atteint en 2016. Le niveau de puissance souscrite reste sensiblement stable sur ces 5 dernières années.

### Evolution prix moyen de vente du kWh



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2016
Tarifs basse tension	32,7 Fcp	-1,5%
Tarifs moyenne tension	<u>28,7 Fcp</u>	<u>-1,3%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	31,4 Fcp	-1,4%

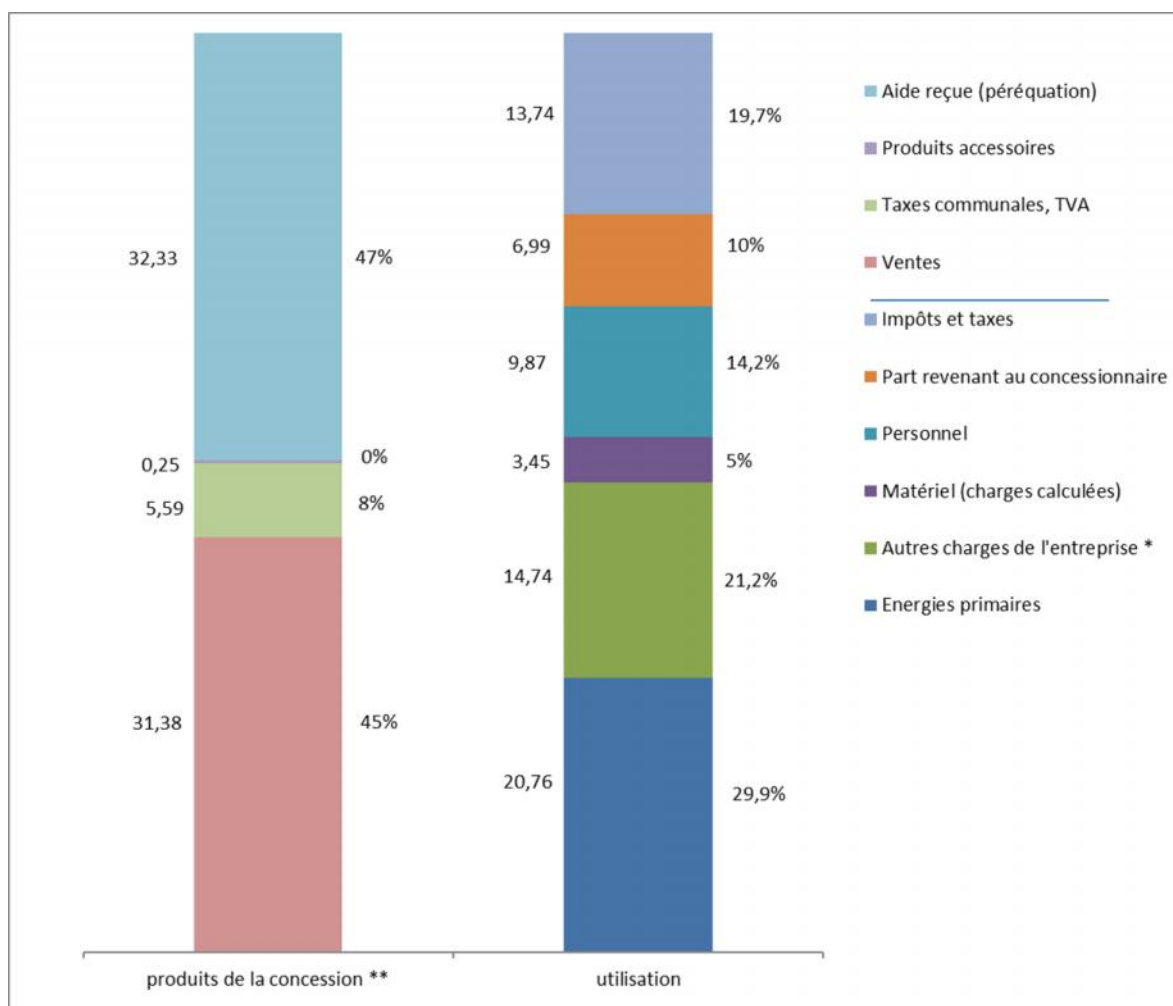
Le prix moyen de vente du kWh reste relativement stable par rapport à 2016, du fait d'un maintien des prix de l'électricité depuis le 1<sup>er</sup> mars 2016. La légère baisse du prix moyen facturé en tarifs basse tension est liée à l'évolution du mix tarifs, et notamment au basculement d'une partie des volumes tarif « domestique classique » au profit du tarif « petits consommateurs ». Celle du prix moyen facturé en tarifs moyenne tension s'explique également par l'évolution de la répartition des volumes en tarif jour et tarif nuit, avec un maintien des volumes facturés en tarif jour et une baisse des volumes facturés en tarif nuit.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste stable, avec près de 67% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 33% en tarifs moyenne tension.

## Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Huahine

2017 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

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

*\*\* Dont 31,38 F/KWh (45%) de sommes facturées aux clients*

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

Le coût d'achat des énergies renouvelables solaire.

## **2.6 - Gestion des impayés**

A fin 2017, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Huahine, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/17, était de 49,4 Millions Fcp, ce qui représente 19% du chiffre d'affaires énergie 2017, soit un délai de créances clients de 68 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Huahine, en moyenne 291 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit près de 14% 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 Huahine, en moyenne 8 clients, soit 0,4% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2017, 110 183 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Huahine. Il est important au passage de souligner l'entrée en application en 2017 de la nouvelle loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016), qui réduit le délai de prescription pour le paiement des factures d'énergie et de travaux à 2 ans au lieu de 5 auparavant pour les clients domestiques.

## 2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nb contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé	Prix moyen TTC
Eclairage Public	31	94 848	3 655 826	38,54
Usages professionnels Basse Tension	36	297 734	12 773 586	42,90
Moyenne Tension	3	545 525	15 586 651	28,57
<b>Total</b>	<b>70</b>	<b>938 107</b>	<b>32 016 063</b>	<b>34,13</b>

A fin 2017 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT était de 32 Millions XPF TTC, dont près de 3,7 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 70 compteurs.

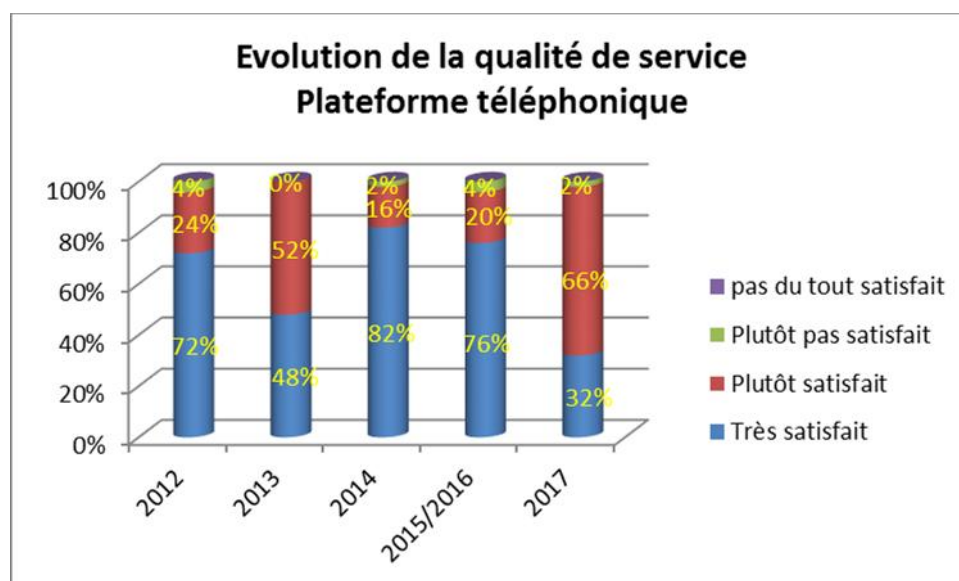
Aucune dépense de la commune n'a été enregistrée pour des travaux commandés à EDT (branchements, ...) en dehors des travaux d'extension correspondant à l'article 14A1 du cahier des charges de concession.

## 2.8 - Services offerts à la clientèle

### Mesures de la satisfaction clients

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

### Campagnes d'appels mystères



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

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

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

### **L'information clients par SMS**

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

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

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

### **Nombre de souscriptions Services SMS à fin 2017**

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Huahine	2 080	1 077	1 717	355	1 690	6 919

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

Dans le cadre du développement relatif au self care client, de nombreux outils de maîtrise de la dépense énergétique ont été proposés sur le site de l'agence edt.



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

FORMULAIRE

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

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

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

### **3 - OBLIGATIONS DE SERVICE**

- Bilan technique
  - 3.1 L'équilibre offre-demande
  - 3.2 Qualité – Sécurité - Environnement
  - 3.3 Travaux significatifs – Faits marquants
  - 3.4 Raccordement solaire
  - 3.5 Unités d'œuvres 2017 de la concession

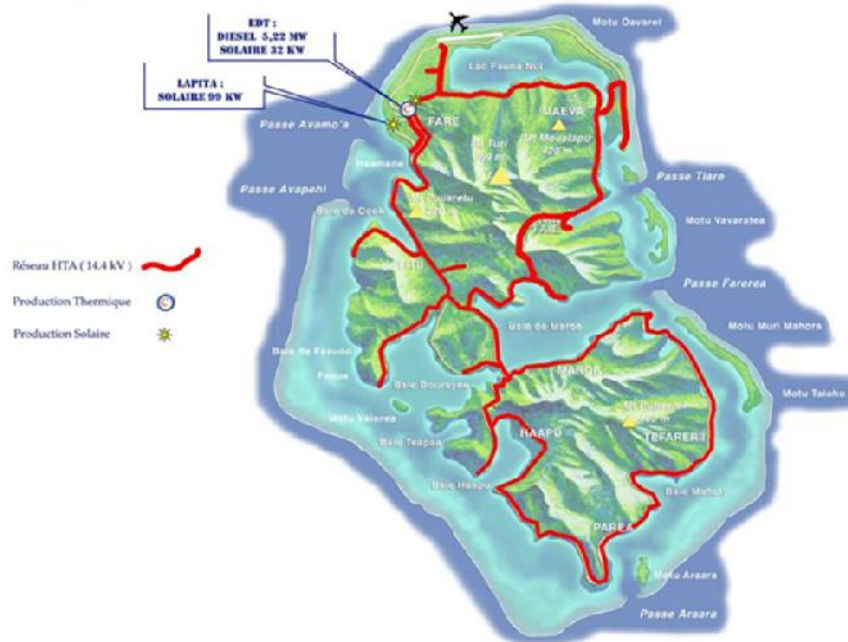
## ➤ *Bilan technique*

### **3.1 - L'équilibre offre-demande**

#### *Schéma du système électrique de Huahine*

Le réseau de distribution de Huahine, alimenté depuis l'unique centrale de production thermique de l'île, est constitué de 3 départs HTA 20 kV totalisant à fin 2017 une longueur de 76,2 km, majoritairement aérien (76% de lignes aériennes). Le réseau basse tension totalisait 78,1 km, dont 80,4% en aérien. La fréquence du réseau électrique de Huahine est de 60 Hz.

A fin 2017, 2 072 clients étaient raccordés au réseau de distribution publique d'énergie électrique, dont 13 clients HT.



#### **Effectif de l'exploitation de Huahine**

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation est resté inchangé, soit 7 agents en 2017.

#### *Demande en énergie électrique*

#### **Evolution de la demande en énergie électrique**

Les ventes d'énergie en 2017 s'élevaient à 8,004 GWh, similaires à celles de 2016 qui étaient de 8,002 GWh. Ci-dessous l'évolution de l'énergie livrée au réseau de distribution sur la période 2013-2017.

	2013	2014	2015	2016	2017
Ventes d'énergie en GWh	7,870	7,830	7,686	8,002	8,004
Croissance	-3,2%	-0,51%	-1,84%	+4,11%	+0,02%

Après cinq années consécutives de baisse de la consommation d'énergie sur l'île de Huahine, on enregistre en 2016 une hausse de 4,11% de la demande en énergie qui se maintient en 2017. La répartition de la consommation d'énergie par catégories de clients (BT ou MT) reste cependant stable.

En 2017, la consommation d'électricité était répartie de la façon suivante :

- Clients basse tension : 67%
- Clients moyenne tension : 33%

La puissance de pointe maximale appelée par le réseau de distribution a été de 1 545 kW, atteinte en octobre 2017.

Ci-dessous l'évolution de la puissance de pointe appelée sur la période 2013-2017.

	2013	2014	2015	2016	2017
Puissance de pointe en kW	1630	1540	1500	1583	1545
Croissance	-3,0%	-5,5%	-2,6%	+5,5%	-2,4%

La puissance de pointe enregistrée à fin 2017 est en légère baisse par rapport à celle de 2016.

HUAHINE 2017	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	Pointe Maxi (kW)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	753 054	741 252	4 000	1 400	209 274	278
Février	696 596	684 007	2 089	1 450	191 750	275
Mars	778 020	765 901	3 776	1 453	213 266	274
Avril	760 696	746 221	3 672	1 470	205 152	270
Mai	769 482	757 074	3 562	1 455	208 570	271
Juin	721 510	708 698	2 933	1 500	199 207	276
Juillet	745 721	733 470	3 471	1 455	206 653	277
Août	693 659	681 338	3 745	1 471	192 802	278
Septembre	700 166	690 186	4 244	1 460	190 683	272
Octobre	723 799	709 190	1 453	1 545	202 678	280
Novembre	738 147	724 919	3 197	1 470	201 597	273
Décembre	777 953	765 807	4 188	1 480	213 038	274
<b>TOTAL</b>	<b>8 858 803</b>	<b>8 708 063</b>	<b>40 330</b>	<b>1 545</b>	<b>2 434 670</b>	<b>275</b>

### Pertes et rendement du réseau de distribution

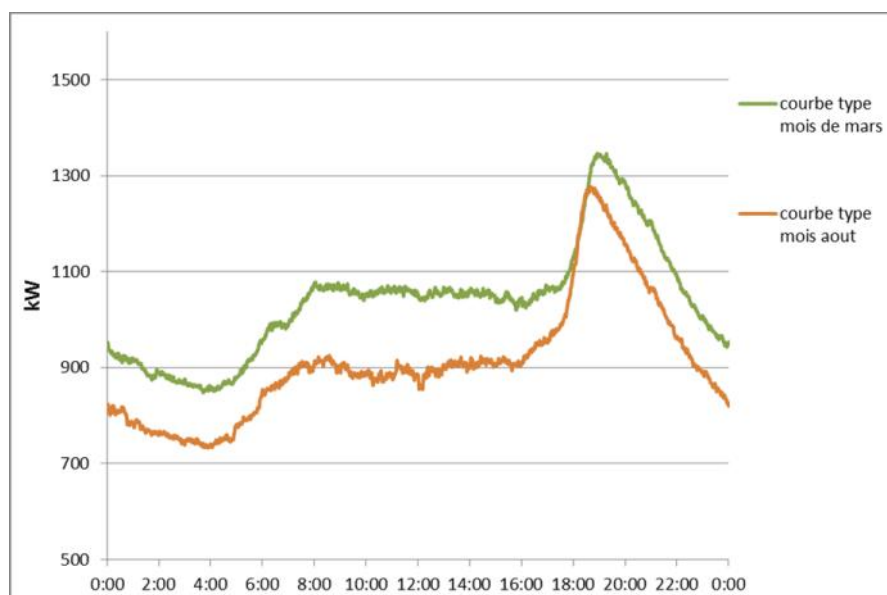
En 2017, la part des auxiliaires de la centrale représentait 1,70% de l'énergie brute produite par les groupes électrogènes de la centrale thermique de Fare (0,150 GWh). Le rendement global du système électrique (Energie vendue) / (Energie Produite et achetée) est de 89,2% pour l'année 2017.

## Courbes de charge journalières

Une courbe typique de charge journalière de Huahine est représentée sur le graphe ci-dessous, pour un jour ensoleillé.

Elle est caractérisée par un plateau s'établissant à partir de 8h00 et qui se prolonge jusqu'à 16h00. A partir de 16 heures la charge augmente rapidement et atteint son pic (pointe du soir) vers 19h00, pour ensuite décroître et atteindre le creux de puissance aux alentours de 4h00.

Il n'y a pas de différence significative entre la forme de la courbe de charge d'un jour de semaine et celle d'un jour de week-end. Par contre, le profil de charge journalière sera légèrement différent selon la saison, été austral ou hiver austral, avec une demande d'énergie un peu plus prononcée pendant la saison chaude et humide.



## Moyens de production

### Moyens thermiques

Une seule centrale de production thermique dessert l'île en électricité. Elle est située dans la commune de Fare à proximité du village et de l'aéroport et est autorisée par l'arrêté d'autorisation d'exploiter n°6642 du 21/09/2010.

Le parc était constitué en 2017 de 4 groupes de production à base de moteurs rapides :

- trois groupes Cummins de type QSK60, d'une puissance unitaire de 1 800 kW
- un groupe FG Wilson de type P625 mis en service en 2005, d'une puissance de 455 kW servant principalement de black start.

La centrale totalise une puissance installée de 5,855 MW pour une puissance utile de 4,547 MW (détarage de 20% de la puissance des groupes en fonctionnement continu).

A fin 2017, la puissance garantie PG2 (Puissance utile – les deux plus grosses unités de production de l'île) était de 1667 kW pour une puissance de pointe de 1545 kW. En 2017, la centrale thermique de Fare a produit 8,86 GWh.

Evolution de la production :

	2013	2014	2015	2016	2017
Production thermique (GWh)	8,883	8,615	8,571	8,827	8,859
Production EnR (GWh)	0,103	0,107	0,105	0,111	0,110
Production totale (GWh)	8,986	8,722	8,676	8,938	8,969

La mise en place des groupes QSK60 en 2009 puis en 2015 a permis de réduire de manière significative la consommation spécifique en combustibles de la centrale au fil des dernières années. En 2017, 2,435 millions de litres de gazole ont été consommés. Cependant, la consommation spécifique des groupes de la centrale est restée stable autour de 275 ml/kWh. 10 660 litres d'huile ont été consommés en 2017, en augmentation de 22,98% par rapport aux 8 668 litres consommés en 2016.

Evolution de la consommation spécifique :

	2013	2014	2015	2016	2017
Consommation spécifique en ml/kWh	269	275	276	276	275
Croissance	-3,3%	+2,2%	+0,4%	0%	-0,4%

## Energies renouvelables (EnR)

Les EnR peuvent être classées en plusieurs grandes familles :

- Les énergies stables (biomasse, biogaz, géothermie, hydraulique...) qui présentent un profil de production garanti ou peu fluctuant et facilement prévisible : elles permettent de maintenir durablement une production constante et peuvent dans le meilleur des cas être pilotées en fonction des besoins des consommateurs et donc être dispatchables.
- Les énergies intermittentes (éolien, photovoltaïque sans système de stockage de l'énergie...) dont la puissance produite connaît de fortes variations d'un instant à l'autre (variations brutales et de forte amplitude). Ces fluctuations, qui doivent être compensées à tout instant par des moyens de production dispatchables, peuvent mettre en risque l'équilibre offre-demande des systèmes non interconnectés. Le taux de pénétration au-delà duquel le gestionnaire de réseau est autorisé à déconnecter les énergies intermittentes afin de préserver la stabilité du système électrique est fixé à 30%.
- Entre ces deux familles, on trouve le photovoltaïque et l'éolien avec stockage : le stockage permet de réduire les fluctuations mais ne permet tout de même pas d'obtenir ni la stabilité ni la prévisibilité, ni la garantie qu'offrent les EnR stables.

Les seules installations EnR existantes sur l'île de Huahine sont des installations photovoltaïques sans stockage d'énergie, donc de type intermittentes.

A fin 2017, on recensait 22 installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution publique, totalisant une puissance globale de 252 kWc et une production cumulée injectée sur le réseau de 0,110 GWh. Les deux installations les plus importantes étant celle de l'hôtel Lapita de 99 kWc mise en service en 2012, et celle d'ELECTRA à la centrale d'EDT de 31 kWc mise en service en 2011.

Avec 252 kWc d'EnR intermittentes en service et raccordées au réseau, la limite de 30% concernant les énergies intermittentes garante de la stabilité du système électrique de l'île, n'est pas encore atteinte, et aucune déconnexion de producteurs PV n'a été effectuée en 2017. Toutefois, nous approchons du seuil de 30% de la puissance minimale de jour, et des déconnexions pourraient avoir lieu en 2018.

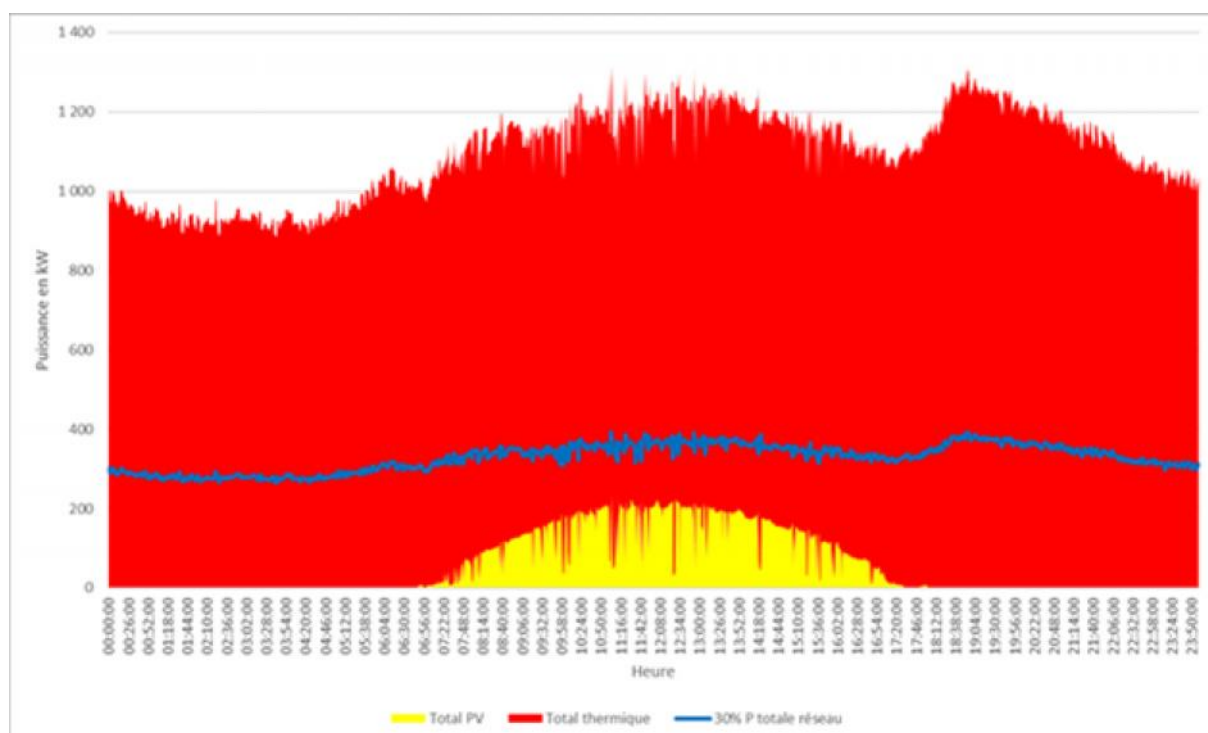
## Equilibre du système électrique

### Bilan 2017

Le mix énergétique de l'île de Huahine est peu diversifié, l'essentiel de la production d'énergie provenant des groupes diesel de la centrale thermique. La part EnR PV solaire, en incluant une estimation de l'autoconsommation, représenterait moins de 4% de la production totale d'énergie électrique de l'île en 2017.

### Equilibre journalier

Les graphiques ci-dessous reproduisent l'empilement des moyens de production disponibles pour une journée en 2017.



### Développement et renouvellement du parc de production thermique

Le parc de groupes électrogènes fixes de production à fin 2017 est décrit dans le tableau ci-après :

Intitulé	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Appellation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2017	HDM au 1er Janvier 2018	Nbre heure de fonctionnement
G1 HUAHINE	FG WILSON	625	455	227	P625G140	27/09/2005	9 414	9 416	2
G2 HUAHINE	CUMMINS QSK60	2281	1800	1440	CUMIG288	15/04/2015	2 908	6 973	4 065
G3 HUAHINE	CUMMINS QSK60	2281	1800	1440	CUMIG204	01/12/2009	18 266	21 345	3 079
G4 HUAHINE	CUMMINS QSK60	2281	1800	1440	CUMIG212	01/12/2009	26 730	28 411	1 681

Compte tenu des prévisions de consommation d'énergie jusqu'à l'horizon 2020, il n'est pas prévu de nouvelle opération de renouvellement ou de renforcement du parc de production thermique sur la période 2018-2020.

## ***Réseau de distribution HTA***

Le réseau de distribution HTA/BTA est principalement aérien. Un gros programme de renouvellement des supports aériens en bois débuté en 2012, s'est poursuivi en 2013 et 2014. Les supports bois fortement terminés ayant été renouvelés pour la plupart au cours de ces trois dernières années, le programme de maintenance sur les supports bois HTA et BT a été moins important en 2015 et 2016.

Un programme de renouvellement de 75 poteaux bois en mauvais état et le remplacement de 4 IACM (Interrupteurs à Commande Manuelle) en IAM (Interrupteur Aérien Manuel) a débuté fin 2017 et s'est terminé en avril 2018.

## **3.2 - Qualité - Sécurité - Environnement**

### **POI « Plan d'Opération Interne » – pollution – incendie**

Un exercice incendie a été effectué en août 2017 avec la participation des pompiers de l'île. Ce type d'exercice incendie est annuel et permet la formation des agents de première intervention, aussi bien pour la commune que pour les agents de la centrale.

### **Traitement des effluents**

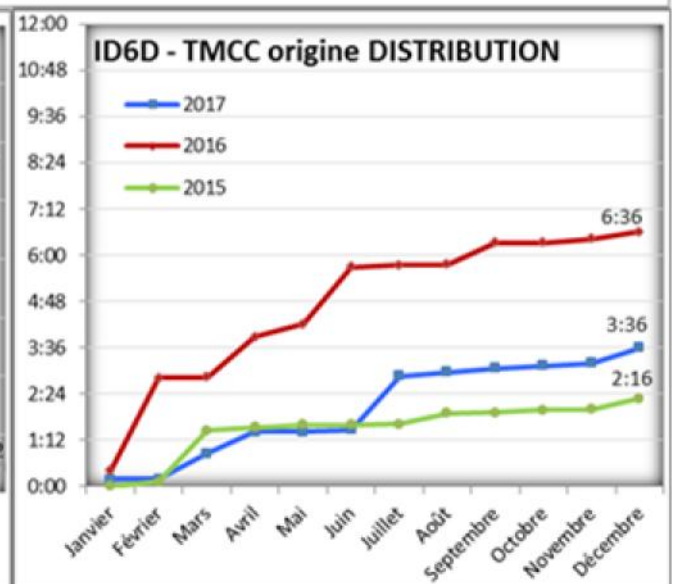
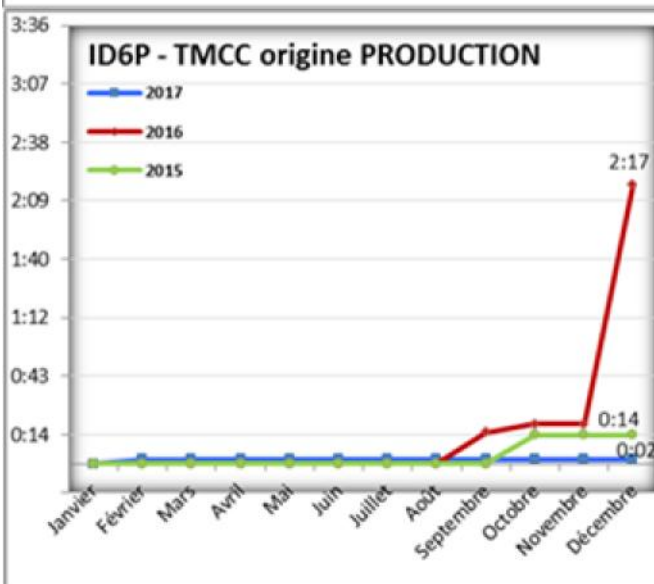
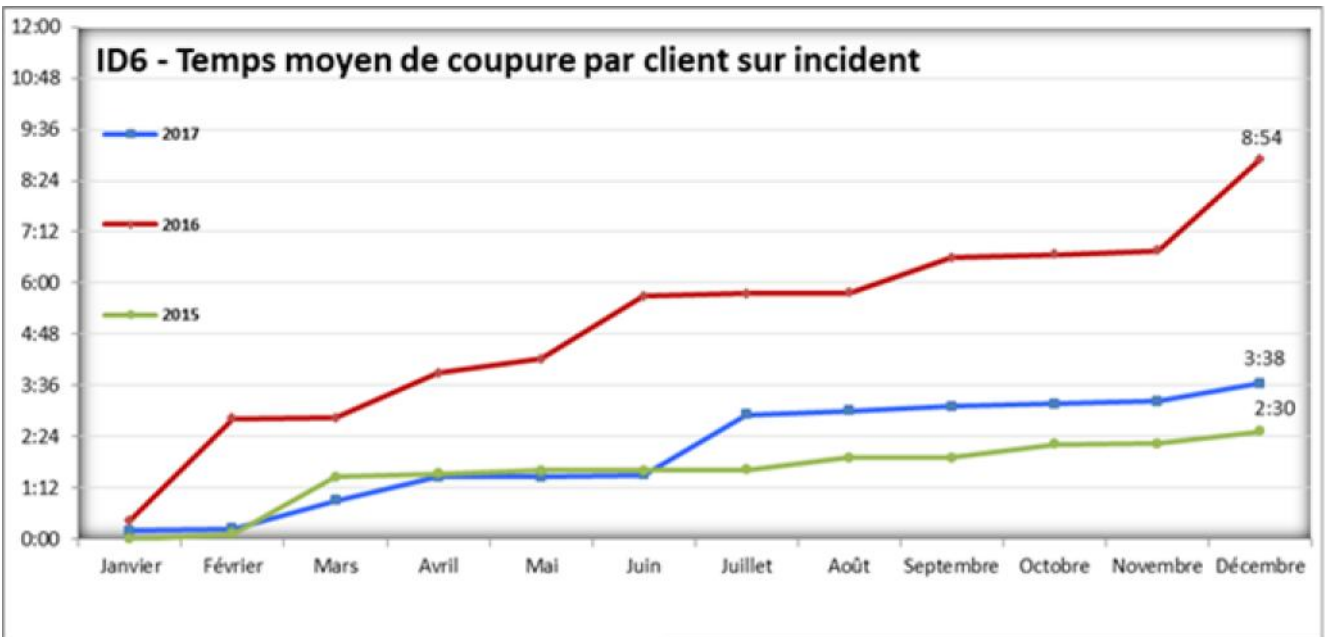
4100 litres d'huile de vidange et 10 fûts de déchets solides souillés par le gazole ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2017 (société TOTAL et Fenua Ma).

### **Qualité de fourniture**

Les indicateurs de qualité sont fournis ci-après:

- temps moyens de coupure par client d'origine distribution sur incident : 3h36mn
  - temps moyens de coupure par client d'origine production sur incident : 0h02mn
- soit un TMCC sur incident toutes origines de 3h38





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

Le groupe G4, hors service depuis septembre 2015 du fait d'une avarie sur les coussinets et vilebrequin, attendait la décision de l'expert pour le remplacement du moteur. Ce remplacement a été agréé en août 2016 et les travaux de remplacement réalisés en mars 2017. Le groupe G3 a été remotorisé en avril 2017.

Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- le renouvellement de 15 supports bois des lignes aériennes HTA et BT, et de branchements sur le réseau
- la création de nouveaux branchements
- les extensions article 14a1

Un avenant n°2 à la concession a été conclu le 18 Juillet 2017 pour un programme d'enfouissement des réseaux du centre de Fare. Les travaux ont débuté en 2017 et s'achèveront en 2018, suivant les possibles coordinations avec les travaux routiers de la Direction de l'Équipement. A la fin du programme, les supports et le réseau basse tension ne pourront être déposés qu'une fois les réseaux d'éclairage public déposés.

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



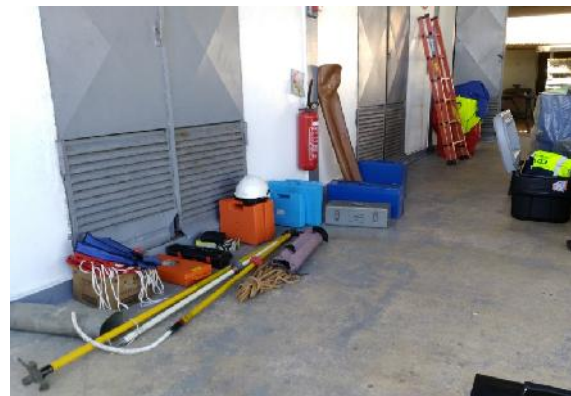
#### **Formation :**

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

Un agent en formation sur une manœuvre de Cut-out



Revue d'outillages



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

### 3.4 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2017	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
22	252	2	11	2	0	0	0	23,64F/kWh

### 3.5 - Unités d'œuvres 2017 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	<b>1 545</b>
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	<b>1 440</b>
Puissance garantie en kW (PG2)	<b>1 667</b>
Nb de kWh vendus	<b>8 003 748</b>
Quantité en litre de combustible	<b>2 434 670</b>
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	<b>8 708 063</b>
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>109 532</b>
Nb de kWh hydro acheté par tarif	<b>0</b>
Nb de km de réseaux hors branchements	<b>155,47</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés (DP et Privée)	<b>6 315</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>2 072</b>

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

#### Achat d'énergie solaire en kwh 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>6 789</b>	<b>35 423</b>	<b>0</b>	<b>26 991</b>	<b>40 329</b>

#### Répartition des longueurs de réseaux de Huahine

RE SEAU HT				RESEAU BT ss branchements			RESEAU HT+BT				
Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
57,8	18,4	-	76,2	82,8	15,3	78,1	120,8	33,8	154,2	78 %	22%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour l'exploitation de Huahine :

Pour l'élagage avec la société Raromatai Bucheron jusqu'à mi 2017

Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie

Pour le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES

Pour la visite/entretien de la moto pompe incendie et de la nacelle avec ENGIE SERVICES

Les contrats d'élagage ont été suspendus en milieu d'année 2017, de nouveaux contrats sont en cours de négociation.

## **4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES**

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

## **4.1 - Principes de la comptabilité appropriée**

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

- 1) La séparation des activités
- 2) La séparation des services délégués
- 3) Le principe du coût réel constaté
- 4) Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- 5) La non compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- 6) La justification du périmètre de charges
- 7) La permanence des méthodes
- 8) Le principe de détermination des charges économiques calculées
- 9) Les opérations effectuées avec les parties liées
- 10) L'identification des contrats à long terme
- 11) Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- 12) Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité
- 13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé
- 14) Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

### **4.1.1) – La séparation des activités**

La comptabilité analytique ou métier servant d'outil de pilotage à l'entreprise individualise depuis de nombreuses années les dépenses par concession et par métier.

L'avenant 17 modifiant les conditions de rémunération du concessionnaire a permis l'obtention d'une rémunération spécifique à chaque concession et à chaque activité permettant à partir de l'exercice 2015 d'afficher une marge par concession et par activité.

Les règles de la « comptabilité appropriée » adaptées au métier n'ont que très peu modifié la découpe des activités, elles ont néanmoins imposé de ressortir sur Tahiti la fonction de dispatching et plus généralement une activité de fourniture d'énergie regroupant l'achat d'énergie avec la gestion de clientèle.

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

### **4.1.2) – La séparation des services délégués**

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

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

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

#### 4.1.3) – Le principe du coût réel constaté

Certaines dépenses comme la main d'œuvre, non directement affectables, sont réparties sur les activités et ou chantiers sur la base des pointages journaliers et de taux horaires prédéterminés.

Les écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts réels et les coûts imputés sont réinjectés dans les activités concernées pour qu'au final ce soit la charge réelle qui soit imputée.

Il en est de même pour toutes les dépenses intégrées en cours d'année par l'intermédiaire de coût standards et notamment de toutes les dépenses accessoires à la main d'œuvre (outillage, véhicules, coûts d'implantation, encadrement...)

Les écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts réels et les coûts imputés sont réinjectés dans les activités concernées pour qu'au final ce soit la charge réelle qui soit imputée.

Il en est de même pour toutes les dépenses intégrées en cours d'année par l'intermédiaire de coût standards et notamment de toutes les dépenses accessoires à la main d'œuvre (outillage, véhicules, coûts d'implantation, encadrement...)

#### 4.1.4) – La prééminence de l'imputation directe

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

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

- Les imputations directes concernent 88% du total des dépenses de la concession de Huahine. 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 12% 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.

HUAHINE	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	79%	9%	88%
Frais répartis sur la concession	7%	5%	12%
Total	86%	14%	100%

#### 4.1.5) – La non compensation des produits et des charges

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

#### 4.1.6) – La justification du périmètre de charges

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

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

- la contrainte métiers avec des responsables « techniques » par métier
- la contrainte contractuelle avec la gestion d'un patrimoine important (centrales et réseaux) confié à l'entreprise pour l'exécution d'un service de qualité ce qui nécessite des responsables pour chaque

contrat de concession, sous tous leurs aspects à savoir qualité de service, gestion budgétaire, sécurité etc...

- Les contraintes de la taille des exploitations et de l'isolement géographique qui obligent à la superposition d'un maximum de moyens sur place dans les îles avec l'existence de services mutualisés à forte valeur ajoutée, ce qui permet d'améliorer l'efficacité et d'optimiser les dépenses.

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

Production :

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

Dispatching et conduite du réseau

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

Transport :

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

Distribution :

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, la frontière avec le transport (Tahiti) ou la production (îles) sont claires telles que définies ci-dessus.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps.
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou



« front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.

- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient leur coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

#### 4.1.7) – La permanence des méthodes

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

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

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

<b>MARGE AVANT IS</b>
- I.S.
- IS report déficitaire 2017
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>

- Pour les processus Productions et distribution, la rémunération calculée selon la méthode de la Based' Actifs Régulés tel que définie par la « CRE » en métropole a été ajoutée
- Concernant le bilan, les postes suivants ont été détaillés :

- Les droits des tiers et concédants ont été éclatés en 3 : droits des tiers et concédants apports gratuits, droit du concédant PRU et droit du concédant autres
- Les poste Caducité et provision pour renouvellement ont été séparés

#### 4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

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

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

#### 4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu'elle est susceptible d'être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable.

### Engie

Libellé	Description	22
	Mise à disposition de personnel	390 758
Convention d'assistance	La société GDF SUEZ ENERGIES SERVICES s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	4 162 428
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	790 095
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de GDF-SUEZ	343 018

### Electra

Libellé	Description	22
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	1 613 200
Convention de mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures	Mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures appartenant à EDT au profit de la société ELECTRA pour la réalisation d'unités de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne. Cette mise à disposition est consentie pour 18 années. A l'expiration du contrat, les installations seront de plein droit remises à EDT soit à titre gratuit soit au franc symbolique.	155 000
Contrat de mandat	Il s'agit d'un contrat de mandant relatif à l'exploitation et la maintenance des installations photovoltaïques et éoliennes. Aucune rémunération n'est prévue au titre de ce contrat. Seuls les frais et charges afférents à l'exploitation et la maintenance des installations font l'objet d'une refacturation annuelle, sur présentation des justificatifs nécessaires.	63 894

## Autres parties liées

Libellé	Description	22
Polydiésel	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	35 360 406
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: production	28 369 311

### 4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En rappelant :

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

Il en découle que l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés.

Cette marge spécifique est calculée par activité et en global pour chaque concession, deux niveaux de marge sont ressortis, avant et après impôts sur les résultats et distribution.

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

L'objectivation de la marge a été formalisée sur le compte de résultat de la concession,

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

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

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

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

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

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

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

N/A

## 4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

### Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 90 % du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 10 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

### Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
  - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
  - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
  
- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe,
 

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

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

Sur 2017 et en raison de la contestation par la Polynésie de l'applicabilité du « revenu autorisé », le « CA péréqué » est obtenu par la répartition par activité et concession, du CA facturé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT, au prorata du « revenu autorisé » de chaque activité et concession.
  
- *Les frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
  
- *Le résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1;
 

Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points.

Le taux de marché applicable pour les besoins est le taux Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 points

Cette rémunération est calculée sur la base du taux de marché de l'exercice considéré

  - le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,671% (- 0,329 % + 2%)
  - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,355% (-0,329% + 1% + 0,684% surperformance financière)
  
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
  - L'impôt sur société stricto sensu
  - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

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

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

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

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

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

## ➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

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

### **4.2.1. Les frais de siège :**

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

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

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

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

### **4.2.2. Les coûts d'implantation Puurai :**

Constitués des loyers, frais de personnel, entretien, assurances, ils sont répartis sur les services hébergés au prorata des superficies occupées. La quote-part revenant aux îles est limitée aux services supports des îles.

### **4.2.3. Les coûts de production :**

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

### **4.2.4. Les coûts du frêt du magasinage :**

Regroupés au sein des services magasin et approvisionnement ces coûts sont ventilés sur les sorties de stock et donc imputés en charges ou en immobilisation sur les concessions concernées en fonction de la destination des pièces concernées

### **4.2.5. Les coûts informatiques :**

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

### **4.2.6. Le service de support aux îles situé à Puurai :**

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées au prorata des temps passés.

Les dépenses de ce service engagées pour le compte des îles/concessions sont imputées directement sur les îles/concessions bénéficiaires de ces dépenses

#### **4.2.7. La direction commerciale :**

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

#### **4.2.8. Allocation CE :**

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.



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

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

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Montant réparti sur Huahine (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Huahine
Frais de siège	937,7	916,2	24,8	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	3%
Exploitation des îles	202,5	185,1	15,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	847,3	67,7
Clientèle îles	35,9	35,9	3,1	Nombre d'abonnés îles	24 052,0	2 072
Exploitation réseau Tahiti	391,9	299,6	0,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	278,3	0,8
Suivi et développement	94,6	87,1	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	93,8	0,7
Travaux production	79,5	53,9	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,7	0,1
Travaux réseau	91,7	53,0	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	50,4	0,6
Relève Intervention Branchement	246,8	139,5	0,1	Temps pointé par la cellule	84 330,0	48,0
Gestion administrative du solaire	21,9	21,9	0,3	Contrats solaires	1 797,0	22
Service Grand compte	52,6	52,6	1,4	Contrats grands comptes	5 174,0	135
Marketing & E-services	71,3	71,3	1,9	Nombre d'abonnés	78 276,0	2 072
Magasins	31,3	17,2	0,2	Sorties de stock valorisées	633 246,0	7 404,0

## 4.3 - Comptes de la concession

### 4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Huahine		
	2017	2016 retraité	2016
Immobilisations concédées *	1 556 929 544	1 543 764 450	1 543 764 450
- Production	794 734 138	787 347 270	787 347 270
- Distribution	762 195 406	756 417 180	756 417 180
Immobilisations privées	274 228 228	635 905 975	635 905 975
Immobilisations en-cours	61 819 962	53 198 939	53 198 939
- Production	1 868 204	51 760 632	51 760 632
- Distribution	59 951 758	1 358 935	1 358 935
- Privées	0	79 372	79 372
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>1 892 977 734</b>	<b>2 232 869 364</b>	<b>2 232 869 364</b>
Amortissements et provisions **	-1 811 422 846	-1 715 789 010	-1 198 364 069
- Production	-695 352 321	-670 568 269	-433 334 134
- Distribution	-606 575 886	-582 815 713	-302 624 907
- Privés	-509 494 639	-462 405 028	-462 405 028
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>81 554 888</b>	<b>517 080 354</b>	<b>1 034 505 295</b>
Stock	33 624 687	30 697 529	30 697 529
Créances clients	49 222 708	52 403 521	52 403 521
Autres créances	134 653	12 493 587	12 493 587
Provisions pour dépréciation	-4 664 919	-3 802 443	-3 802 443
<b>Stock et créances nets</b>	<b>78 317 129</b>	<b>91 792 195</b>	<b>91 792 195</b>
Compte courant du concessionnaire	410 007 341	0	0
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>569 879 358</b>	<b>608 872 549</b>	<b>1 126 297 490</b>

\* Dont financement tiers et concédant

- Production 812 477

- Distribution 198 569 011

\*\* Dont ATO financement tiers et concédant

- Production - 717 896

- Distribution - 137 785 198

#### 1 Amortissement et provisions

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

en 2017 ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir : en production et distribution : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens) ou à hauteur du montant de l'indemnité de reprise dans le cadre de l'article 22 concernant l'acquisition des biens améliorants dans les 10 dernières années de la concession.

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

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

- à l'actif en « amortissement et provisions »

- au passif en « droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre »

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

### 4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Huahine		
	2017	2016 retraité	2016
Résultat	69 631 971	47 671 867	47 671 867
<b>Capitaux propres</b>	<b>69 631 971</b>	<b>47 671 867</b>	<b>47 671 867</b>
Droits des tiers et concédants apports gratuit	60 878 394	64 107 413	64 107 413
- Production	94 581	106 404	106 404
- Distribution	60 783 813	64 001 009	64 001 009
Droits des concédants PRU	0	0	195 610 572
- Production	0	0	72 241 812
- Distribution	0	0	123 368 760
Amortissements techniques pour ordre	0	0	-385 100 106
- Production	0	0	-237 843 235
- Distribution	0	0	-147 256 871
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>60 878 394</b>	<b>64 107 413</b>	<b>-125 382 121</b>
Caducité	0	0	831 158 343
- Production	0	0	536 581 266
- Distribution	0	0	294 577 077
Provisions pour renouvellement	0	324 049 235	161 247 851
- Production	0	180 801 036	26 221 195
- Distribution	0	143 248 199	135 026 656
Autres provisions	20 241 762	10 997 004	49 554 520
- PIDR	20 241 762	10 997 004	10 997 004
- Autres provisions	0	0	38 557 516
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>20 241 762</b>	<b>335 046 239</b>	<b>1 041 960 714</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>	<b>0</b>	<b>65 881 587</b>	<b>65 881 587</b>
Clients - avances sur consommation	10 748 958	10 575 182	10 575 182
Fournisseurs	54 487 315	36 087 229	36 087 229
Dettes fiscales et sociales	38 579 636	43 125 945	43 125 945
Passif de renouvellement	309 332 804	0	0
- Production	164 486 809	0	0
- Distribution	144 845 995	0	0
Produits constatés d'avance	5 978 519	6 377 087	6 377 087
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>419 127 231</b>	<b>96 165 443</b>	<b>96 165 443</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>569 879 358</b>	<b>608 872 548</b>	<b>1 126 297 490</b>

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

**3** La caducité comptabilisée à fin 2016 a été transférée en amortissement **(1)**

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

**5** 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.



	Huahine 2016			Huahine 2017		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>						
TOTAL DES PRODUITS	404 654 051		404 654 051	394 554 046	10 509 940	405 063 986
MARGE AVANT IS	65 344 443	9 629 328	74 973 771	90 391 262	13 807 470	104 198 732
- I.S.	-27 173 674	-4 004 384	-31 178 058	-41 310 191	-6 310 225	-47 620 416
- IS report déficitaire 2017						
MARGE NETTE CONCESSION	44 906 787	6 617 582	51 524 368	49 081 072	7 497 245	56 578 316
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	38 170 769	5 624 944	43 795 713	41 718 911	6 372 658	48 091 569
En % des produits	9%		11%	11%	-61%	12%
Rémunération base actif régulée 11%IS déduit	0		0			23 074 299

	Huahine 2016			Huahine 2017		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>						
REVENU AUTORISE	110 148 147		110 148 147	105 986 899	3 126 360	109 113 259
- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	155		155	155		155
- Forfait FD2	712 154		712 154	714 712		714 712
COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-84 663 169	-15 409 887	-100 073 056	-84 302 624	2 744 220	-81 558 404
par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-547 383		-647 014	-543 646		-525 949
- Maintenance	-29 255 782		-29 255 782	-27 931 354		-27 931 354
- AC	-5 705 575		-5 705 575	-3 848 098		-3 848 098
- ACE	-4 957 484		-4 957 484	-4 088 582		-4 088 582
- MO	-18 592 723		-18 592 723	-19 994 674		-19 994 674
- AUTRES						
- Conduite et Fonctionnement	-5 749 188	-8 404	-5 757 592	-1 452 337		-1 452 337
- AC	-282 703		-282 703	-461 318		-461 318
- ACE	-642 114		-642 114	-152 322		-152 322
- MO	-6 114		-6 114	-94 083		-94 083
- AUTRES	-4 818 257	-8 404	-4 826 661	-744 614		-744 614
- Amortissement des actifs de concession	-15 204 899	-15 401 483	-30 606 382	-19 149 000		-19 149 000
- Dot. Amortissement Technique	-3 766 190		-3 766 190			
- Dot. Amortissement Caducité	-9 685 807		-9 685 807			
- Dot. Provision pour Renouvellement	-1 752 902		-1 752 902			
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		-15 401 483	-15 401 483			
- Reprise Provision pour Renouvellement					136 200 476	136 200 476
- Dotation provision pour risque					-136 200 476	-136 200 476
- Reprise lissée caducité						
- Charge lissée sur biens financés				-17 551 204		-17 551 204
- Charge lissée de renouvellement				-1 597 796		-1 597 796
- Reprise sur travaux de renouvellement						
- Reprise provision pour risque						
- Amortissement du droit d'entrée						
- Quote part des activités support affectées	-34 453 300		-34 453 300	-35 769 933	2 744 220	-33 025 713
- Fonctions supports	-22 867 638		-22 867 638	-24 665 864		-24 665 864
- Frais de siège	-11 585 662		-11 585 662	-11 104 069	2 744 220	-8 359 849

	Huahine 2016			Huahine 2017		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>						
PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	2 938 182		2 938 182	2 955 467		2 955 467
PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	2 303 881		2 303 881	2 897 117		2 897 117
- Coûts directs	-1 908 555	52 915	-1 855 640	-2 347 584		-2 347 584
- AC	-747 272		-747 272	-762 734		-762 734
- ACE	-64 750		-64 750	-38 000		-38 000
- MO	-1 397 008		-1 397 008	-1 304 810		-1 304 810
- AUTRES	300 475	52 915	353 390	-242 040		-242 040
- Quote part des activités support affectées	-1 510 199		-1 510 199	-1 349 652	28 826	-1 320 826
- Fonctions supports	-1 185 200		-1 185 200	-1 233 012		-1 233 012
- Frais de siège	-324 999		-324 999	-116 640	28 826	-87 814
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	5 818 275		5 818 275	62 561 328		62 561 328
- Coûts directs	-5 086 857		-5 086 857	-59 159 664		-59 159 664
- AC	-3 276 320		-3 276 320	-26 832 422		-26 832 422
- ACE	-587 207		-587 207	-28 523 654		-28 523 654
- MO	-1 223 330		-1 223 330	-3 738 064		-3 738 064
- AUTRES				-65 524		-65 524
- Quote part des activités support affectées	-1 109 918		-1 109 918	-5 365 314		-5 365 314

	Huahine 2016			Huahine 2017		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>						
TOTAL DES PRODUITS	121 208 485		121 208 485	174 400 811	3 126 360	177 527 171
MARGE AVANT IS	26 929 787	-15 356 972	11 572 815	21 875 974	5 899 406	27 775 379
- I.S.	-11 198 829	6 386 241	-4 812 588	-9 997 655	-2 696 119	-12 693 774
- IS report déficitaire 2017						
MARGE NETTE CONCESSION	18 507 009	-10 553 801	7 953 208	11 878 319	3 203 287	15 081 606
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	15 730 958	-8 970 731	6 760 227	10 096 571	2 722 794	12 819 365
En % des produits	13%		6%	6%	-87%	7%
Rémunération base actif régulée 7%IS déduit	0		0			18 278 529

		Huahine 2016			Huahine 2017		
		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>	356 983 634		356 983 634	360 098 073	10 622 032	370 720 105
	- Achat d'électricité d'origine thermique	352 893 419		352 893 419	356 298 056	10 509 940	366 807 996
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	4 090 215		4 090 215	3 800 017	112 091	3 912 108
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE						
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	-356 983 634		-356 983 634	-360 271 704	-10 509 940	-370 781 644
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-352 893 419		-352 893 419	-356 298 056	-10 509 940	-366 807 996
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire	-4 090 215		-4 090 215	-3 973 648		-3 973 648	
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	-241 498		-241 498	-154 620	5 906	-148 714	
- Produits de la Redevance solaire	130 640		130 640	156 768		156 768	
- Coûts de Fonctionnement	-19 403		-19 403	-54 000		-54 000	
- AC							
- ACE	-19 403		-19 403	-54 000		-54 000	
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-352 735		-352 735	-257 388	5 906	-251 482	
- Fonctions supports	-320 675		-320 675	-233 490		-233 490	
- Frais de siège	-32 060		-32 060	-23 898	5 906	-17 992	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	185 969		185 969	398 090		398 090
	- Coûts directs				-232 803		-232 803
	- AC						
	- ACE						
	- MO				-41 460		-41 460
	- AUTRES				-191 343		-191 343
	- Quote part des activités support affectées				-118 429	938	-117 491
	- Fonctions supports				-114 635		-114 635
	- Frais de siège				-3 794	938	-2 856
	<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	28 971 515		28 971 515	27 968 804	825 013
- UO UC : Nombre d'abonnés -1		2 045		2 045	2 055		2 055
- Forfait FC		14 167		14 167	14 232,00		14 232
<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>		1 886 572		1 886 572	1 997 984		1 997 984
- Frais de relance		1 311 348		1 311 348	1 430 190		1 430 190
- Frais de perception de taxe		575 224		575 224	567 794		567 794
<b>COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>		-35 527 049	-35 907	-35 562 956	-34 763 718	641 586	-34 122 132
par UO : Nombre d'abonnés		-17 373		-17 390	-16 917		-16 604
- Affranchissements		-2 776 739		-2 776 739	-2 843 214		-2 843 214
- Fonctionnement		-17 125 125	-35 907	-17 161 032	-15 220 496		-15 220 496
- AC	-284 415		-284 415	-175 941		-175 941	
- ACE	-2 254 194		-2 254 194	-2 500 199		-2 500 199	
- MO	-13 731 397		-13 731 397	-11 841 596		-11 841 596	
- AUTRES	-855 119	-35 907	-891 026	-702 760		-702 760	
- Quote part des activités support affectées	-15 625 185		-15 625 185	-16 700 008	641 586	-16 058 422	
- Fonctions supports	-12 922 680		-12 922 680	-14 103 928		-14 103 928	
- Frais de siège	-2 702 505		-2 702 505	-2 596 080	641 586	-1 954 494	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	426 000		426 000	587 204		587 204
	- Autres						
	- Frais de coupure	426 000		426 000	587 204		587 204
	- Coûts directs	-544 161		-544 161	-519 166		-519 166
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-544 161		-544 161	-519 166		-519 166
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-522 310		-522 310	-299 188	8 597	-290 591
	- Fonctions supports	-522 310		-522 310	-264 401		-264 401
- Frais de siège				-34 787	8 597	-26 190	
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	388 453 690		388 453 690	391 206 923	11 447 045	402 653 968	
<b>MARGE AVANT IS</b>	-5 364 962	-35 907	-5 400 869	-5 309 472	1 594 131	-3 715 341	
- I.S.	2 231 035	14 932	2 245 967	2 426 510	-728 542	1 697 968	
- IS report déficitaire 2017							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	-3 686 973	-24 676	-3 711 650	-2 882 962	865 589	-2 017 374	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	-3 133 927	-20 975	-3 154 902	-2 450 518	735 750	-1 714 768	
En % des produits	-1%		-1%	-1%	-6%	0%	

		Huahine 2016			Huahine 2017		
		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						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution	463 632		463 632			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
MARGE AVANT IS							
- I.S.							
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION							
MARGE NETTE ACTIONNAIRE							
En % des produits							
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
REVENU AUTORISE	3 253 549		3 253 549	1 202 842	35 481	1 238 322	
- Intérêts sur emprunts bancaires							
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-3 253 549		-3 253 549	-1 257 803		-1 257 803	
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière							
MARGE AVANT IS				-54 961	35 481	-19 481	
- I.S.				25 118	-16 215	8 903	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION				-29 843	19 266	-10 578	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				-25 367	16 376	-8 991	
En % des produits							
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
TOTAL DES PRODUITS	565 270 628		565 270 628	605 066 566	14 608 886	619 675 452	
TOTAL DES CHARGES	-477 897 728	-5 763 551	-483 661 279	-498 163 764	6 727 602	-491 436 162	
MARGE AVANT IS	87 372 900	-5 763 551	81 609 349	106 902 802	21 336 487	128 239 290	
- I.S.	-36 334 272	2 396 789	-33 937 482	-48 856 217	-9 751 101	-58 607 319	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION	60 045 445	-3 960 896	56 084 549	58 046 585	11 585 386	69 631 971	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	51 038 629	-3 366 762	47 671 867	49 339 597	9 847 578	59 187 175	
En % des produits	9,0%		8,4%	8,2%	-67%	9,6%	

#### 4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : + 14 MF**
  - + 11 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part) \*
  - + 3 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Distribution : + 6 MF**
  - + 3 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part) \*
  - + 3 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Fourniture : + 2 MF**
  - + 11 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part) \*
  - - 10 MF sur le cout des énergies
  - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)

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

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

Commentaires sur la variation des produits : + 40 MF

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

Ce poste baisse de - **4 MF**

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + **44 MF** sont :

- **Production : -14 MF**
  - - 14 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : + 58 MF**
  - + 1 MF sur les travaux vendus
  - + 57 MF sur les travaux immobilisés
- **Fourniture : + 0 MF**

Commentaires sur la variation des charges : + 20 MF

- **Production : - 35 MF**
  - - 41 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
    - - 21 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
    - - 14 MF lié à la baisse des couts MO d'entretien de la centrale et les frais de support associés
    - - 6 MF : Autres
  - + 2 MF au titre de la maintenance des moteurs
  - + 18 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles..)
  - - 14 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Distribution : + 58 MF**
  - 0 MF au titre de la gestion des réseaux dont
    - + 4 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
    - - 4 MF sur la conduite du réseau
  - + 58 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : - 1 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
  - - 1 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : - 2 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : +19 MF

La marge récurrente a été impactée principalement par 3 phénomènes :

- La non actualisation des tarifs
- La non reconnaissance par le ministère du revenu autorisé conduisant par prudence à comptabiliser le CA facturé aux clients. Cela génère un manque à gagner de 23 MF sur l'exercice.
- La mise en place de la méthode lissée de comptabilisation des charges calculées laquelle stabilise le niveau des charges calculées à un niveau moindre que 2016 à savoir une baisse de 21 MF sur la production et une hausse de 4 MF en distribution (+17 MF)
- Une baisse de 22 MF des couts d'entretien de la centrale et des réseaux

La marge non récurrente a été impactée principalement par la reprise de l'écart CA – RA constaté à fin 2016 soit un impact positif de **15 MF**.



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

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

##### **4.4.1) – Revenu autorisé**

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

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{517\ 885\ 977} & = & \mathbf{351\ 731\ 893} & + & \mathbf{166\ 154\ 084} \end{array}$$

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

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

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

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

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

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

	nb UO exercice N-1	nb UO exercice N	variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	variation en % / N-1
<b>Activité de production</b>									
puissance maximale majorée	3 113	3 113	0,0%	59 065	59 294	0,4%	183 869 345	184 582 222	0,4%
nb de kWh produits	8 406 894	8 683 294	3,3%	2,961	2,973	0,4%	24 892 813	25 815 433	3,7%
<b>Activité de dispatching</b>									
nb de km de réseaux HTA	0,0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	0	0,0%
<b>Activité de distribution</b>									
nb de km de réseaux (hors branchements)	154,669	155,069	0,3%	712 154	714 712	0,4%	110 148 147	110 829 675	0,6%
<b>Activité de fourniture</b>									
nb de clients (abonnements)	2 045	2 055	0,5%	14 167	14 232	0,5%	28 971 515	29 246 760	1,0%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>347 881 820</b>	<b>350 474 090</b>	<b>0,7%</b>
Résultat financier							3 253 549	1 257 803	-61,3%
Partage des gains de rendement							463 632	0	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>351 599 001</b>	<b>351 731 893</b>	<b>0,0%</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.*

**CE : CUHPTF + E + T**

		2016			2017		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
carburant : GO	C	2 439 268	58,02	141 524 784	2 434 760	65,09	158 467 796
carburant : Fuel	C						
urée	U						
huiles	H	8 668	300,70	2 606 478	10 700	346,98	3 712 639
énergie achetée Hydro	E						
énergie achetée Solaire	E	110 796	36,92	4 090 215	109 532	36,28	3 973 648
prod ENR EDT							
transport	T						
<b>CE Total</b>		<b>148 221 477</b>			<b>166 154 084</b>		

**Prix des combustibles**

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

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

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

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

Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :

- Pour 2016 au revenu autorisé
- Pour 2017 au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés. (principe de péréquation)

Ce refus d'actualisation associé à cette remise en cause des avenants 17 et 17b se traduit en récurrent par une baisse du CA du concessionnaire de 837 MF avec impact sur Huahine de 23.MF.

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé soit 540 MF comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent avec un impact positif pour Huahine de 15 MF.

		Huahine			
		2017	2016	2015	2014
<b>CA facturé dans la concession</b>	A	<b>251 135 099</b>	<b>254 723 297</b>	<b>258 390 319</b>	<b>274 700 793</b>
péréquation	B	244 121 523	259 706 066	265 785 078	276 036 591
<b>CA péréqué</b>	C=A+B	<b>495 256 622</b>	<b>514 429 363</b>	<b>524 175 397</b>	<b>550 737 384</b>
écart RA/CA 2017		22 629 355	-14 608 886	n/a	n/a
<b>Revenu autorisé</b>		<b>517 885 977</b>	<b>499 820 477</b>	<b>524 175 397</b>	<b>n/a</b>
annulation écart RA/CA 2017		-22 629 355	n/a	n/a	n/a
reprise écart RA/CA 2016 dette		14 608 886	n/a	n/a	n/a
<b>Produits comptabilisés</b>		<b>509 865 508</b>	<b>499 820 477</b>	<b>524 175 397</b>	<b>550 737 384</b>

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

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

#### 4.4.3) – Annexe

<b>DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE</b>	Réalisé 2017	Réalisé 2016
Nombre de kWh vendus îles ( <b>Consommés + Energie en compteur</b> ) <i>Rendement (kWh)</i> Energie vendue / Energie Produit	8 003 748 89,2%	8 001 730 89,5%
<b><u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u></b>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	6 789	6 859
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	35 423	36 823
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	26 991	22 978
Achat Electra 40F/kWh	40 329	44 136
Total Production Photovoltaïque	109 532	110 796
<b>Production Total EnR</b>	<b>109 532</b>	<b>110 796</b>
Production brute thermique à produire	8 858 803	8 827 479
Production Nette thermique à produire	8 726 227	8 683 294
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>37 942 116</b>	<b>8 938 275</b>
<i>Total production sur 30 jours / Variation en % N / N-1</i>		
<b><u>Consommation spécifique L/KWh</u></b>		
Gasoil Centrale thermique	0,275	0,276
<b><u>Stock Matières Premières en volume (l)</u></b>		
Stock Initial	82 912	68 630
Achat Matière première	2 428 048	2 453 550
Stock Final	76 200	82 912
<b>Consommation Matière 1ière</b>	<b>2 434 760</b>	<b>2 439 268</b>
<b><u>Consommation spécifique compta L/KWh</u></b>		
	0,275	0,276
<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	65,09 F	58,02 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	346,98 F	300,70 F
<b><u>Stock Matières Premières en XPF</u></b>		
Stock Initial	5 240 287	4 679 742
Achat Matière première	158 212 589	142 085 329
Stock Final	4 985 080	5 240 287
<b>Consommation Matière 1ière</b>	<b>158 467 796</b>	<b>141 524 784</b>
Huile	3 712 639	2 606 478
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>162 180 436</b>	<b>144 131 262</b>
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en kWh</b>	<b>3 973 648</b>	<b>4 090 215</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>166 154 084</b>	<b>148 221 477</b>

## **4.5 - Objectivation de la marge**

### **Deux méthodes peuvent être utilisées pour cette objectivation à savoir :**

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

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

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

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

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

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

A titre de comparaison :

1. les niveaux de rémunération des capitaux investis retenus pour les activités d'EDF et des producteurs tiers<sup>11</sup> dans les îles bénéficiant de la CSPE<sup>12</sup> est le suivant :
  - a. 7,25 % nominal pour les actifs de distribution ; il s'agit du niveau retenu au niveau national pour le calcul du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ;
  - b. 11 % nominal pour les actifs de production mis en service à partir de 2005<sup>13</sup> (taux normatif, fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie).

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

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

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

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

##### **9.5.1 Méthode de détermination,**

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

A un instant T, ces investissements seront représentés par :

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

.....

##### **b. Les immobilisations à exclure de la BAR**

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

- Les immobilisations encours

- Les immobilisations financières
- Les immobilisations affectées aux autres activités

.....

d. Le mode d'amortissement de l'immobilisation

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

#### 9.6 Récapitulation des composantes du coût de la rémunération du délégataire

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

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

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

	Huahine		
	Production	Distribution	Cumul prod + dist
BAR (VNC 31/12/2016)	354 013 136	453 792 273	
Tbar	11%	7%	
<b>BAR x Tbar</b>	<b>38 941 445</b>	<b>31 765 459</b>	<b>70 706 904</b>
DETTE (à fin 2016)			
1/3 & concédant	106 404	66 992 782	
caducité	536 581 266	294 577 077	
PRU	72 241 812	123 368 760	
PR	26 221 195	135 026 656	
PRC	0	17 723 383	
ressource gratuite	635 150 677	637 688 658	1 272 839 335
T (OAT 10 ans)	0,68%	0,68%	
<b>DETTE x T</b>	<b>4 331 728</b>	<b>4 349 037</b>	<b>8 680 764</b>
Rémunération brute allouée à l'investisseur	34 609 717	27 416 422	
impôt France	33%	33%	
<b>Rémunération nette allouée à l'investisseur</b>	<b>23 074 299</b>	<b>18 278 529</b>	<b>41 352 827</b>

	Production	Distribution	cumul Prod + distrib
<b>Rémunération nette allouée à l'investisseur</b>	<b>23 074 299</b>	<b>18 278 529</b>	<b>41 352 827</b>
<b>marge nette réalisée *</b>			
- sur l'exercice	56 578 316	15 081 606	71 659 922
- moyenne depuis 2016	50 187 015	10 920 916	61 107 931
<b>écart</b>			
- sur l'exercice	33 504 018	(3 196 923)	30 307 095
- moyenne depuis 2016	27 112 716	(7 357 612)	19 755 104

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

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

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

## **5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES**

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



## 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2016	Acquisition	Cession	2017	
<b>Production</b>	787 347 270	87 793 418	-80 406 550	794 734 138	(1)
<b>Distribution</b>	756 417 180	6 960 278	-1 182 052	762 195 406	(2)
<b>Total</b>	<b>1 543 764 450</b>	<b>94 753 696</b>	<b>-81 588 602</b>	<b>1 556 929 544</b>	

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

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Moteur - Groupe	
R22600	F&P MOTEUR CUMMINS QSK60 G212 HUAHINE	45 104 645	1	45 104 645
R22601	F&P MOTEUR CUMMINS QSK60 G204 HUAHINE	42 688 773	1	42 688 773
	<b>TOTAL PRODUCTION HUAHINE</b>	<b>87 793 418</b>	<b>2</b>	<b>87 793 418</b>

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

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
330550	14A1 066425/CH/2013 FARE HUAHINE	1 796 153		1 796 153	
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>1 796 153</b>	<b>-</b>	<b>1 796 153</b>	<b>-</b>
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	65 524		65 524	
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	359 474			359 474
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 182 052			1 182 052
E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	565 302	565 302		
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>2 172 352</b>	<b>565 302</b>	<b>65 524</b>	<b>1 541 526</b>
600235	540220 EXTENS QT TE TIARE LI SHENG V. HUA 22201623	234 951		234 951	
CR3004	342042 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR RPCLTM CR3003	127 154			127 154
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	2 629 668			2 629 668
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS HUAHINE</b>	<b>2 991 773</b>	<b>-</b>	<b>234 951</b>	<b>2 756 822</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE</b>	<b>6 960 278</b>	<b>565 302</b>	<b>2 096 628</b>	<b>4 298 348</b>

Cessions :

(1) dont 80 MF Blocs Moteur Groupe Cummins QSK60

(2) 1 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 61,8 MF contre 53,1 MF fin 2016 soit une augmentation de 8,7 MF.

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

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
AN TERRAIN CENT HUAHINE	00/00/0000	-	30 504 000		-		30 504 000
AMNGT TERRAIN CENT HUA	01/11/2004	-	1 430 065		-		1 430 065
AN CONST CONCEDANT HUAHIN	01/01/1991	35		812 477		717 896	94 581
A.N CONSTRUCTION HUAHINE	01/01/1994	35	176 217 623		114 512 441		61 705 182
AMNGMT STOCK HUAHINE	02/11/2010	18	7 493 493		2 955 004		4 538 489
GENIE CIVIL INSTAL GRPE	01/01/2011	18	6 285 581		2 444 393		3 841 188
RENFORCEMT HANGAR HUAHINE	01/01/2011	18	2 025 104		787 542		1 237 562
MEC INSTALLAT° TERTIAIRES	01/08/2015	13	3 534 308		636 615		2 897 693
AGENC BAT INSTAL GRPE	01/01/2011	18	6 285 582		2 444 393		3 841 189
ECLAIRAGE ENTREPOT HUAHIN	01/03/2011	18	692 299		265 273		427 026
TVX BETONNAGE A L'ARRIERE	01/01/2015	14	1 061 630		227 493		834 137
F&P GE QSK60 CUMMINS À LA	01/01/2015	14	1 122 430		240 521		881 909
GPE CARTERPILLAR HUAHINE	19/10/2006	6	65 076 346		65 076 346		-
MOTEUR FG WILSON P250 HUA	12/10/2006	14	3 699 525		3 699 525		-
MOTEUR FG WILSON P625 HUA	27/09/2005	15	9 624 823		9 624 823		-
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/01/2015	7	43 960 000		16 237 477		27 722 523
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/06/2017	7	42 688 773		3 557 398		39 131 375
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/04/2017	7	45 104 645		4 832 641		40 272 004
ALTERNAT FG WILS P250 HUA	12/10/2006	14	1 609 250		1 609 250		-
ALTERNAT FG WILS P625 HUA	27/09/2005	15	2 783 185		2 783 185		-
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/01/2015	14	12 730 000		2 630 867		10 099 133
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/12/2009	15	11 642 122		9 776 540		1 865 582
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/12/2009	10	11 642 122		10 876 566		765 556
ACCESSOIRE WILS P250 HUAH	12/10/2006	14	3 470 071		3 470 071		-
ACCESSOIRE WILS P625 HUAH	27/09/2005	15	10 531 523		10 531 523		-
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/01/2015	10	19 774 575		5 618 795		14 155 780
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/12/2009	11	22 654 424		20 904 052		1 750 372
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/12/2009	11	22 654 424		21 164 727		1 489 697
A.N FILIERE HUAHINE	01/01/1996	21	1 095 021		1 095 021		-
FIL COMB QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	1 229 808		520 922		708 886
FIL COMB QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	12 247 839		4 763 048		7 484 791
ENS COMPTAGE THOKEIM HUA	01/09/2011	17	1 817 907		664 234		1 153 673
F&P SONDE RADAR HUAHINE	01/05/2014	15	1 151 324		287 830		863 494
F&P AUTOMATE SUPERVIS°HUA	01/01/2016	13	936 027		144 004		792 023
FIL EAU QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	4 919 230		2 083 689		2 835 541
FIL EAU QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	12 921 848		5 025 163		7 896 685
EAU F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	9 273 548		1 987 188		7 286 360
TABLEAU CDE HTA HUAHINE	01/12/2009	19	28 998 231		12 283 094		16 715 137
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	14 571 325		6 172 134		8 399 191
CPL TABLEAU HTA CDE HUAHI	16/03/2010	19	5 580 674		2 308 819		3 271 855
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	20 103 866		7 818 169		12 285 697
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	18	1 221 494		475 027		746 467

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
COFFRET COMPTAGE CENTRALE	01/06/2013	16	2 127 949		625 868		1 502 081
NRJ F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	7 592 902		1 627 050		5 965 852
NRJ AUTOMATE TWIDO HUA	01/01/2016	13	588 424		90 526		497 898
FIL LUB QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	1 229 808		520 922		708 886
FIL LUB QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	913 358		355 194		558 164
TRAIEMT EAUX HUILEUSES	01/01/2008	21	1 535 933		731 398		804 535
EVACUAT°EFFLUENT LIQUIDE	01/08/2009	19	2 422 923		1 050 282		1 372 641
FIL ENVT QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	8 674 476		3 674 343		5 000 133
FIL ENVT QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	5 480 147		2 131 169		3 348 978
FIL ENVT REJET HUAHINE	01/08/2011	17	3 694 075		1 360 975		2 333 100
VASE FILTRE D'AMORÇAGE PR	01/04/2015	14	1 854 226		370 846		1 483 380
INSTAL SECU INCENDIE HUA	30/06/2004	25	940 932		518 578		422 354
PROTECTION INCENDIE HUAHI	30/06/2004	14	2 754 393		2 754 393		-
EVACUAT°EFFLUENT LIQUIDE	01/08/2009	19	1 307 468		566 755		740 713
RENOVAT.SECU.INCENDIE HUA	03/09/2010	18	25 933 172		10 365 412		15 567 760
GPE MOTOPOMPE GMP HUAHINE	02/11/2010	18	3 917 129		1 544 692		2 372 437
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/01/2012	17	304 000		107 292		196 708
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/01/2012	17	304 000		107 292		196 708
INSTAL DETECTEUR IR3 STKG	01/01/2012	17	575 587		203 148		372 439
INST EVENTS CENT HUAHINE	01/03/2012	17	434 969		150 733		284 236
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/07/2012	17	255 000		85 000		170 000
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/07/2012	17	255 000		85 000		170 000
F&P GARDE CORPS HUAHINE	01/03/2013	16	455 000		138 895		316 105
INSTAL CAMERA IP HUAHINE	01/02/2014	15	2 860 908		751 189		2 109 719
FILIERES QSK60 HUAHINE	01/01/2015	14	35 143 817		7 530 819		27 612 998
CESSION CENTRALE HUAHINE					-		
<b>TOTAL PRODUCTION HUAHINE</b>			<b>793 921 661</b>	<b>812 477</b>	<b>399 983 574</b>	<b>717 896</b>	<b>394 032 668</b>
TRANSFO 14A1 H3104 HUAHIN	01/01/2014	25	2 279 701		364 752		1 914 949
TRANSFO 14A1 H3105 HUAHIN	01/01/2014	25	2 279 701		364 752		1 914 949
TRANSFO H7007 LOTIS FAUNA	01/07/2015	25		538 334	-	53 833	484 501
POSE CABLE HTA S/ PONT DE	01/01/2015	25	1 100 000		132 000		968 000
TRANSFO HUAHINE 98	01/01/1998	25	3 930 123		3 144 100		786 023
TRANSFO HUAHINE 99	01/01/1999	25	1 469 539		1 116 850		352 689
TRANSFO HUAHINE 2000	01/01/2000	25	725 429		522 307		203 122
TRANSFO HUAHINE 2001	01/01/2001	25	306 093		208 145		97 948
TRANSFO HUAHINE 2002	01/01/2002	25	1 061 541		679 387		382 154
TRANSFO H61 HAAMENE HUA	01/06/2004	25	587 633		319 279		268 354
POSTE DP H61 FARE MAEVA	25/07/2006	25	1 894 068		866 223		1 027 845
POSTE DP FARE MAEVA	25/07/2006	25	2 865 559		1 310 514		1 555 045
POSTE DP FARE MAEVA	25/07/2006	25	401 733		183 723		218 010
POSTE QT TARAVARI FITII	01/10/2008	25	514 254		190 273		323 981
TRANSFO QT TARAVARI FITII	01/10/2008	25	494 422		182 937		311 485

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
TRANSFO DP H7031 OPT FARE	01/01/2012	25	697 133		167 310		529 823
TRANSFO DP H6292 FITII	03/05/2012	25	1 527 424		345 877		1 181 547
POSTE HUAHINE 98	01/01/1998	25	81 694		65 356		16 338
POSTE HUAHINE 99	01/01/1999	25	7 240 469		5 502 758		1 737 711
POSTE DP HAAMENE HUAHINE	01/06/2004	25	1 829 177		993 852		835 325
POSTE DP COMMUNE HUAHINE	26/08/2005	25	5 480 730		2 706 869		2 773 861
SUPERVISION HUAHINE	01/08/2006	25	5 994 498		2 737 488		3 257 010
POSTE DP HUAHINE 2008	01/07/2008	25	4 366 560		1 659 291		2 707 269
POSTE DP HUAHINE 2009	01/07/2009	25	571 820		194 420		377 400
RENFORC DP H61 H7031 OPT	01/01/2012	25	1 447 130		347 310		1 099 820
MEP SELF DP H6292 FITII	03/05/2012	25	1 656 476		375 100		1 281 376
IAT/IACM HAAPU HUAHINE	01/01/2006	15	1 856 623		1 485 299		371 324
IAT/IACM MAROE HUAHINE	01/01/2006	15	1 851 329		1 481 064		370 265
INTERRUPTEUR DISJ VPR HT	30/10/2010	15	4 556 810		2 177 985		2 378 825
IAM BOUCLAGE TRAVERSIERE	01/01/2012	15	1 789 300		715 721		1 073 579
IAM 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	15	1 861 686		496 448		1 365 238
REMP IAT H310 PAR DISJ	26/06/2014	15	4 003 040		937 748		3 065 292
CELLULE TELECOMMANDE DANS	01/01/2008	15	1 106 571		737 713		368 858
RES.AERIEN HUAHINE 98	01/01/1998	25	46 716 084		37 372 868		9 343 216
RES.AERIEN HUAHINE 99	01/01/1999	25	610 872		464 264		146 608
RESEAUX HUAHINE 1999	01/01/1999	25		6 854 659	-	5 209 540	1 645 119
RES.AERIEN HUAHINE 2000	01/01/2000	25	7 718 036		5 556 985		2 161 051
RESEAUX HUAHINE 2000	01/01/2000	25		1 236 107	-	889 995	346 112
RES.AERIEN HUAHINE 2001	01/01/2001	25	5 622 786		3 823 494		1 799 292
RESEAUX HUAHINE 2001	01/01/2001	25		2 163 291	-	1 471 039	692 252
RESEAUX HUAHINE 2001	01/01/2001	25		18 285 110	-	12 990 807	5 294 303
RES.AERIEN HUAHINE 2002	01/01/2002	25	4 998 296		3 198 912		1 799 384
RESEAUX HUAHINE 2002	01/01/2002	25		2 486 084	-	1 591 092	894 992
RESEAUX HUAHINE 2002	01/01/2002	25		5 089 778	-	3 368 672	1 721 106
RES.AERIEN HUAHINE 2003	01/01/2003	25	3 494 362		2 096 617		1 397 745
RESEAUX HUAHINE 2003	01/01/2003	25		1 433 683	-	860 208	573 475
RESEAUX HUAHINE 2003	01/01/2003	25		836 382	-	511 557	324 825
RESEAU BTA TAAEREU HUAHIN	27/05/2004	25	399 664		217 329		182 335
RESEAU CP 41906 2004 HUA	01/07/2004	25	964 508		520 832		443 676
RESEAUX HUAHINE 2004	01/07/2004	25		7 791 486	-	4 207 402	3 584 084
RESEAUX HUAHINE 2004	01/07/2004	25		233 648	-	126 171	107 477
RESEAU BTA COMMUNE HUAHIN	30/10/2004	25	3 557 232		1 873 868		1 683 364
EXT BTA AERIEN TEIHOTU	06/04/2005	25	108 068		55 057		53 011
EXT BTA AERI QTIER BELLAI	11/04/2005	25	319 741		162 714		157 027
EXT BTA QTIER UTAHIA FARE	22/04/2005	25	271 682		137 921		133 761
EXT BTA MLLE MAI VIOLETTE	28/04/2005	25	641 543		325 265		316 278
RESEAUX HUAHINE 2005	01/06/2005	25		895 942	-	450 960	444 982
RESEAUX HUAHINE 2005	01/06/2005	25		249 400	-	125 531	123 869
RESEAUX CP 51906 2005 HUA	01/06/2005	25	68 642		34 552		34 090

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
REEMPL CÂBLES CU HT PAREA	30/08/2005	25	1 710 061		843 819		866 242
RESEAUX HUAHINE 2006	01/07/2006	25		178 408	-	82 065	96 343
RESEAU 15% EXT HUAHINE 06	01/07/2006	25	27 418		12 615		14 803
RESEAU AERIEN QTIER SOC	25/07/2006	25	1 847 916		845 115		1 002 801
RESEAU HTA/BTA FARE HUAHI	25/07/2006	25	269 000		123 023		145 977
RES.AERIEN EXT QT FAREOA	01/08/2006	25	203 560		92 958		110 602
RESEAUX HUAHINE 2007	01/07/2007	25		91 780	-	38 546	53 234
RESEAUX HUAHINE 2007	01/07/2007	25		2 434 410	-	1 022 451	1 411 959
RES AERIEN CP HUAHINE 07	01/07/2007	25	6 422 028		2 697 251		3 724 777
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	237 553		99 771		137 782
EXT QT TEIHOARII/TUARIHIO	28/04/2008	25	327 045		126 568		200 477
RESEAUX CP HUAHINE 2008	01/07/2008	25	16 042 489		6 096 147		9 946 342
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25		78 872	-	29 972	48 900
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25		2 596 750	-	986 765	1 609 985
EXT A14 QT TARAVARI HUA	01/10/2008	25	9 026 321		3 339 740		5 686 581
RESEAUX CP HUAHINE 2009	01/07/2009	25	1 947 100		662 014		1 285 086
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25		1 128 165	-	364 775	763 390
EXT 14A1 BTA QTIER TETUMU	01/01/2010	25	1 465 075		468 824		996 251
RESEAUX CP HUAHINE 2010	01/07/2010	25	495 637		148 691		346 946
RESEAUX 2010 CONCED HUAHI	01/07/2010	25		1 712 027	-	513 608	1 198 419
RESEAUX 2010 TIERS HUAHIN	01/07/2010	25		2 373 332	-	711 998	1 661 334
MISE CONFORM. BTA QT COCO	01/01/2011	25	1 111 082		311 101		799 981
MISE CONFORM. BTA QT ARAI	01/01/2011	25	1 021 596		286 048		735 548
MISE CONFORM. BTA VILLAGE	01/01/2011	25	5 948 908		1 665 692		4 283 216
MISE CONFORM. BTA VILLAGE	01/01/2011	25	3 119 233		873 383		2 245 850
MISE CONFORM. BTA QT TEUR	01/01/2011	25	1 605 738		449 607		1 156 131
RESEAU ZONE QUAI AEROPORT	01/01/2011	25	410 086		114 823		295 263
RESEAUX CP HUAHINE 2011	01/07/2011	25	14 342 373		3 729 017		10 613 356
RESEAUX 2011 CONCED HUA	01/07/2011	25		209 749	-	54 535	155 214
RESEAUX 2011 TIERS HUAHIN	01/07/2011	25		1 526 714	-	396 947	1 129 767
EXT 14A1 BTA QT TETAHORA	01/01/2012	25	236 234		56 694		179 540
MEC DE LA RAS-HT AU MAG	01/01/2012	25	2 108 465		506 033		1 602 432
EXT 14A1 BTA QT LEFOC	01/01/2012	25	2 098 753		503 700		1 595 053
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE	01/01/2012	25	8 203 154		1 968 756		6 234 398
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA	12/04/2012	25	654 501		149 735		504 766
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA	12/04/2012	25	1 117 055		255 556		861 499
RESEAUX CP HUAHINE 2012	01/07/2012	25	47 848 244		10 526 615		37 321 629
RESEAUX CP HUAHINE 2013	01/07/2013	25	50 367 836		9 066 209		41 301 627
DEVIAT°RESEAU HTA/BTA HUA	11/07/2013	25	16 872 613		3 018 323		13 854 290
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA	01/01/2014	25	294 395		47 104		247 291
ART14A1 065779/CH/2013	01/01/2014	25	828 267		132 524		695 743
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	25	1 532 372		245 180		1 287 192

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 HUAHINE 2014	01/07/2014	25	59 750 532		8 365 074		51 385 458
RESEAUX CP HUAHINE 2015	01/07/2015	25	27 433		2 743		24 690
RESEAUX CP HUAHINE 2016	01/07/2016	25	2 184 378		131 063		2 053 315
RESEAUX 2016 CONCED HUAHI	01/07/2016	25		92 853	-	5 571	87 282
RESEAUX CP HUAHINE 2017	01/07/2017	25	565 302		11 306		553 996
SOUT HTA RESEAU AERIEN	01/01/2008	35	16 521 399		4 720 400		11 800 999
EXT HT/BTAS A14 BAIE DE	01/01/2008	35	19 207 220		5 487 780		13 719 440
EXT QT TEIHOARII/TUARIHIO	28/04/2008	35	278 502		76 984		201 518
EXT A14 QT TARAVARI HUA	01/10/2008	35	21 061 415		5 566 234		15 495 181
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE	01/01/2012	35	24 666 150		4 228 482		20 437 668
EXT 14A1 BTS Q.HENNEBUISE	01/01/2012	35	1 034 676		177 372		857 304
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA	01/01/2014	35	331 977		37 940		294 037
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	35	31 670 373		3 619 472		28 050 901
POSE CABLE HTA S/ PONT DE	01/01/2015	35	4 820 853		413 217		4 407 636
RESEAUX CP HUAHINE 2015	01/07/2015	35	383 809		27 415		356 394
RSX SOUT TIERS HUA 2015	01/07/2015	35		1 501 442	-	107 245	1 394 197
14A1 066425/CH/2013 QT TE	15/03/2017	35	1 796 153		40 770		1 755 383
RSX SOUT TIERS HUA 2017	01/07/2017	35		234 951	-	3 356	231 595
RESEAU CP HUAHINE 2017	01/07/2017	35	65 524		936		64 588
COMPTAGE HUAHINE 1991	01/01/1991	20		27 650 795	-	27 650 795	-
COMPTAGE HUAHINE 92	01/01/1992	20	872 885		872 885		-
COMPTAGE HUAHINE 1992	01/01/1992	20		4 446 812	-	4 446 812	-
COMPTAGE HUAHINE 93	01/01/1993	20	952 592		952 592		-
COMPTAGE HUAHINE 1993	01/01/1993	20		786 280	-	786 280	-
COMPTAGE HUAHINE 94	01/01/1994	20	2 643 358		2 643 358		-
COMPTAGE HUAHINE 1994	01/01/1994	20		5 630 469	-	5 630 469	-
COMPTAGE HUAHINE 95	01/01/1995	20	1 655 793		1 655 793		-
COMPTAGE HUAHINE 1995	01/01/1995	20		1 706 855	-	1 706 855	-
COMPTAGE HUAHINE 96	01/01/1996	20	914 863		914 863		-
COMPTAGE HUAHINE 1996	01/01/1996	20		6 663 413	-	6 663 413	-
COMPTAGE HUAHINE 97	01/01/1997	24	964 081		936 173		27 908
COMPTAGE HUAHINE 1997	01/01/1997	24		5 467 831	-	5 309 551	158 280
COMPTAGE HUAHINE 98	01/01/1998	23	847 130		798 085		49 045
COMPTAGE HUAHINE 1998	01/01/1998	23		6 327 791	-	5 961 446	366 345
COMPTAGE HUAHINE 99	01/01/1999	22	847 701		774 085		73 616
COMPTAGE HUAHINE 1999	01/01/1999	22		6 993 888	-	6 386 524	607 364
COMPTAGE HUAHINE 2000	01/01/2000	21	1 840 766		1 627 624		213 142
COMPTAGE HUAHINE 2000	01/01/2000	21		6 309 070	-	5 578 546	730 524
COMPTAGE HUAHINE 2001	01/01/2001	20	134 559		114 376		20 183
COMPTAGE HUAHINE 2001	01/01/2001	20		5 488 939	-	4 665 599	823 340
COMPTAGE HUAHINE 2002	01/01/2002	20	1 594 456		1 275 566		318 890
COMPTAGE HUAHINE 2002	01/01/2002	20		6 904 948	-	5 523 958	1 380 990
COMPTAGE HUAHINE 2003	01/01/2003	20		4 675 567	-	3 506 674	1 168 893

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
POSE COMPTEURS 2004 HUA	01/07/2004	20	1 006 344		679 280		327 064
BRANCHEMENT HUAHINE 2004	01/07/2004	20		4 833 844	-	3 262 843	1 571 001
COMPTAGE HUAHINE 2005	01/06/2005	20		3 890 252	-	2 447 618	1 442 634
POSE COMPTEUR CP HUAHINE	01/07/2005	20	1 145 655		716 036		429 619
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2006	20	1 852 340		1 065 095		787 245
BRCHT HUAHINE 2006	01/07/2006	20		2 614 812	-	1 503 518	1 111 294
BRCHT AERIEN COLOMBANI JC	01/01/2007	20	51 184		28 149		23 035
BRCHT AEROSOUT TERAIKI	01/01/2007	20	51 373		28 256		23 117
BCHT AEROSOUT RIMO MANUEL	01/01/2007	20	35 649		19 606		16 043
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2007	20	1 769 938		929 218		840 720
BRCHT HUAHINE 2007	01/07/2007	20		4 721 689	-	2 478 886	2 242 803
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2008	20	1 554 242		738 264		815 978
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20		3 625 919	-	1 722 312	1 903 607
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2009	01/07/2009	20	2 510 484		1 066 954		1 443 530
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20		3 422 003	-	1 383 058	2 038 945
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2010	01/07/2010	20	905 176		339 442		565 734
COMPTAGE TIERS HUA 2010	01/07/2010	20		2 837 072	-	1 063 903	1 773 169
BRCHT/CPTAG HUAHINE 2011	01/07/2011	20	3 663 523		1 190 644		2 472 879
COMPTAGE TIERS HUA 2011	01/07/2011	20		3 462 887	-	1 125 436	2 337 451
BRCHT/CPTAGES HUAHINE	01/07/2012	20	1 212 708		333 493		879 215
COMPTAGE TIERS HUA 2012	01/07/2012	20		3 570 827	-	981 976	2 588 851
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2013	20	865 740		194 791		670 949
COMPTAGE TIERS HUA 2013	01/07/2013	20		2 564 020	-	576 904	1 987 116
CPTEURS SOLAIRE HUA 2013	01/07/2013	20		208 018	-	46 804	161 214
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2014	20	722 058		126 360		595 698
COMPTAGE TIERS HUA 2014	01/07/2014	20		3 227 553	-	564 823	2 662 730
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2015	20	862 472		107 810		754 662
COMPTAGE TIERS HUA 2015	01/07/2015	20		3 041 743	-	380 218	2 661 525
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2016	20	3 180 213		238 516		2 941 697
COMPTAGE TIERS HUA 2016	01/07/2016	20		2 485 535	-	186 415	2 299 120
COMPTAGE TIERS HUA 2017	01/07/2017	20		2 756 822	-	68 921	2 687 901
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2017	20	1 541 526		38 538		1 502 988
<b>TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE</b>			<b>563 626 395</b>	<b>198 569 011</b>	<b>191 329 206</b>	<b>137 785 199</b>	<b>433 081 003</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION HUAHINE</b>			<b>1 357 548 056</b>	<b>199 381 488</b>	<b>591 312 780</b>	<b>138 503 095</b>	<b>827 113 671</b>

### 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

#### Total distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
330550	14A1 066425/CH/2013 FARE HUAHINE	1 796 153		1 796 153	
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>1 796 153</b>	-	<b>1 796 153</b>	-
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	65 524		65 524	
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	359 474			359 474
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 182 052			1 182 052
E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	565 302	565 302		
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>2 172 352</b>	<b>565 302</b>	<b>65 524</b>	<b>1 541 526</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE</b>	<b>3 968 505</b>	<b>565 302</b>	<b>1 861 677</b>	<b>1 541 526</b>

### 5.4 - Dépenses de renouvellements réalisées dans l'année

#### Production :

	prévu	réalisé	écart
FILIERES	11 120 662		<b>11 120 662</b>
BLOC MOTEUR GROUPE	45 288 691	87 793 418	- <b>42 504 727</b>
SECURITE	10 303 091		<b>10 303 091</b>
<b>TOTAL</b>	<b>66 712 444</b>	<b>87 793 418</b>	- <b>21 080 974</b>

<b>dont</b>	écart	commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	21 423 753	commande passée en 2018
<i>renouvellement anticipé</i>	(45 968 021)	moteur renouvelé en avance, il était prévu en 2018
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	3 463 294	
<i>total pour vérif</i>	-21 080 974	

#### Distribution :

	prévu	réalisé	écart
Transfos	1 500 000		1 500 000
IAT IAM	6 000 000		6 000 000
Réseaux HTA	25 000 000	565 302	24 434 698
Réseaux BT	6 000 000		6 000 000
Branchements et comptages	3 500 000	1 182 052	2 317 948
			-
<b>TOTAL</b>	<b>42 000 000</b>	<b>1 747 354</b>	<b>40 252 646</b>

<b>dont</b>	écart	commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	40 252 646	le programme 2017 n'a pas pu être réalisé et a été commencé fin 2017
<i>renouvellement anticipé</i>	-	
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>		
<i>total pour vérif</i>	40 252 646	



## 5.5 - Méthode relative aux charges calculées

### 5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

### 5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

- 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.

### 5.5.3 Impact sur l'exercice

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

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

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

#### Production

<b>Amortissement des biens au bilan</b>			
Vo cloture		794 734 138	
- financements tiers et concédant		(812 477)	
- IFC biens au bilan cumulé		(24 970 548)	
<b>base amortissab</b>		<b>768 951 113</b>	
<b>doté à l'ouverture</b>		<b>669 862 196</b>	<b>(A)</b>
	Caducité	536 581 266	
	PRU	72 241 812	
	PRC article 22	20 834 133	
	Amort article 22	40 204 985	
reste à amort		99 088 917	
nb années restantes		4	
dotation exercice		24 772 229	<b>(B)</b>
dotations cumulées		694 634 425	<b>(A) + (B)</b>

Amortissement comptable (actif)

<b>Détermination du passif de renouvellement</b>			
Besoin évalué 31/12/2016		126 394 290	
Ajustement du besoin 2017		(3 463 294)	
IFC Prévis. sur renouvellement		-	
<b>doté à l'ouverture</b>		<b>180 801 036</b>	<b>(A)</b>
	Amort	194 784 826	
	Annul amort art 22 -	40 204 985	
	PR	26 221 195	
reste à doter		(57 870 040)	
nb années restantes		4	
dotation exercice		(14 467 510)	<b>(B)</b>
reprises sur trvx renouvellement		(1 846 717)	<b>©</b>
Passif de renouvellement		164 486 809	<b>(A) + (B) + ©</b>

Passif de renouvellement (passif)

## Distribution :

### Amortissement des biens au bilan

Vo cloture		762 195 406	
- financements tiers et concédant		(198 569 011)	
- IFC biens au bilan cumulé		(42 182 095)	
<b>base amortissab</b>		<b>521 444 300</b>	
<b>doté à l'ouverture</b>		<b>451 239 484</b>	<b>(A)</b>
	Caducité	294 577 077	
	PRU	123 368 760	
	PRC article 22	17 723 383	
	Amort article 22	<u>15 570 264</u>	
reste à amorti		70 204 816	
nb années restantes		4	
dotation exercice		17 551 204	<b>(B)</b>
dotations cumulées		468 790 688	<b>(A) + (B)</b>

Amortissement comptable (actif)

### Détermination du passif de renouvellement

Besoin évalué 31/12/2016		150 204 684	
Ajustement du besoin 2017		1	
IFC Prévis. sur renouvellement		-	
<b>doté à l'ouverture</b>		<b>143 248 199</b>	<b>(A)</b>
	Amort	23 791 807	
	Annul amort art 22 -	15 570 264	
	PR	<u>135 026 656</u>	
<b>reste à doter</b>		<b>6 956 486</b>	
nb années restantes		4	
dotation exercice		1 739 122	<b>(B)</b>
reprises sur trvx renouvellement		(141 326)	<b>©</b>
Passif de renouvellement		144 845 995	<b>(A) + (B) + ©</b>

Passif de renouvellement (passif)

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

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
330550	14A1 066425/CH/2013 FARE HUAHINE	1 796 153	100%	1 796 153
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>1 796 153</b>		<b>1 796 153</b>
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	65 524	100%	65 524
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	359 474	100%	359 474
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>424 998</b>		<b>424 998</b>
600235	540220 EXTENS QT TE TIARE LI SHENG V. HUA 22201623	234 951	100%	234 951
CR3004	342042 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR RPCLTM CR3003	127 154	100%	127 154
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	2 629 668	100%	2 629 668
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS HUAHINE</b>	<b>2 991 773</b>		<b>2 991 773</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE</b>	<b>5 212 924</b>		<b>5 212 924</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.

Cette indemnité sera égale au montant réajusté conformément à l'Article 27, des dépenses dûment justifiées par le concessionnaire, sauf déduction pour chaque ouvrage de 1/10<sup>ème</sup> 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

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010 à 2017 s'élève à 67 MXPF.

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
AMNGMT STOCK HUAHINE	02/11/2010	18	7 493 493	974 154	7 590 908	100%	7 590 908	759 091
GENIE CIVIL INSTAL GRPE QSK60 CUMMINS HUAHINE	01/01/2011	18	6 285 581	817 126	6 449 006	100%	6 449 006	1 289 801
RENFORCEMT HANGAR HUAHINE TOIT-CHARPENTE ANTICYCLO	01/01/2011	18	2 025 104	263 264	2 077 757	40%	831 103	166 221
MEC INSTALLAT° TERTIAIRES CENTRALE DE HUAHINE	01/08/2015	13	3 534 308	459 460	3 809 984	0%	-	-
AGENC BAT INSTAL GRPE QSK60 CUMMINS HUAHINE	01/01/2011	18	6 285 582	817 126	6 449 007	100%	6 449 007	1 289 801
ECLAIRAGE ENTREPOT HUAHINE	01/03/2011	18	692 299	89 999	710 299	100%	710 299	142 060
TVX BETONNAGE A L'ARRIERE CENTRALE HUAHINE	01/01/2015	14	1 061 630	138 012	1 144 437	100%	1 144 437	686 662
F&P GE QSK60 CUMMINS À LA CENTRALE DE HUAHINE	01/01/2015	14	1 122 430	145 916	1 209 980	0%	-	-
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/01/2015	15	43 960 000	5 714 800	47 388 880	0%	-	-
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/01/2015	15	12 730 000	1 654 900	13 722 940	0%	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/01/2015	15	19 774 575	2 570 695	21 316 992	0%	-	-
FIL COMB QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	12 247 839	1 592 219	12 566 283	100%	12 566 283	2 513 257
ENS COMPTAGE THOKEIM HUA SATAM TYPE EMS24 HUAHINE	01/09/2011	17	1 817 907	236 328	1 865 173	100%	1 865 173	373 035
F&P SONDE RADAR HUAHINE POUR CUVE	01/05/2014	15	1 151 324	149 672	1 226 160	100%	1 226 160	613 080
FIL EAU QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	12 921 848	1 679 840	13 257 816	100%	13 257 816	2 651 563
EAU F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	9 273 548	1 205 561	9 996 885	0%	-	-
CPL TABLEAU HTA CDE HUAHINE SIT 2	16/03/2010	19	5 580 674	725 488	5 653 223	100%	5 653 223	565 322
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	20 103 866	2 613 503	20 626 567	100%	20 626 567	4 125 313
SUPERVISION GE SEPAM ITI HUAHINE	01/01/2011	18	1 221 494	158 794	1 253 253	100%	1 253 253	250 651
COFFRET COMPTAGE CENTRALE HUAHINE	01/06/2013	16	2 127 949	276 633	2 238 602	100%	2 238 602	895 441
NRJ F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	7 592 902	987 077	8 185 148	0%	-	-
FIL LUB QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	913 358	118 737	937 105	100%	937 105	187 421
FIL ENVT QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	5 480 147	712 419	5 622 631	100%	5 622 631	1 124 526
FIL ENVT REJET HUAHINE AUTO EVACUA° REJET LIQUIDE	01/08/2011	17	3 694 075	480 230	3 790 121	100%	3 790 121	758 024
VASE FILTRE D'AMORÇAGE PR CENTRALE DE HUAHINE	01/04/2015	14	1 854 226	241 049	1 998 856	100%	1 998 856	1 199 313
RENOVAT.SECU.INCENDIE HUAHINE	03/09/2010	18	25 933 172	3 371 312	26 270 303	88%	23 117 867	2 311 787
GPE MOTOPOMPE GMP HUAHINE	02/11/2010	18	3 917 129	509 227	3 968 052	100%	3 968 052	396 805
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIRE GROUPES G3 HUA	01/01/2012	17	304 000	39 520	315 856	100%	315 856	94 757
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIRE GROUPES G4 HUA	01/01/2012	17	304 000	39 520	315 856	100%	315 856	94 757
INSTAL DETECTEUR IR3 STKG GASOIL CENTRALE HUAHINE	01/01/2012	17	575 587	74 826	598 035	100%	598 035	179 410
INST EVENTS CENT HUAHINE LOC SYST DÉTECT°&EXTINCT°	01/03/2012	17	434 969	56 546	451 933	100%	451 933	135 580
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIR GE3 QSK60 HUAHINE	01/07/2012	17	255 000	33 150	264 945	100%	264 945	79 484
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIR GE4 QSK60 HUAHINE	01/07/2012	17	255 000	33 150	264 945	100%	264 945	79 484
F&P GARDE CORPS HUAHINE ZONE EXTRACTEUR AIR	01/03/2013	16	455 000	59 150	478 660	100%	478 660	191 464
INSTAL CAMERA IP HUAHINE CENTRALE	01/02/2014	15	2 860 908	371 918	3 046 867	100%	3 046 867	1 523 434
FILIERES QSK60 HUAHINE CUMMINS CENTRALE	01/01/2015	14	35 143 817	4 568 696	37 885 035	0%	-	-
F&P AUTOMATE SUPERVISION CENTRALE HUAHINE	01/01/2016	13	936 027	121 684	1 021 205	100%	1 021 205	714 844
NRJ AUTOMATE TWIDO CENTRALE HUAHINE	01/01/2016	13	588 424	76 495	641 971	100%	641 971	449 379
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/06/2017	7	42 688 773	5 549 540	47 128 405	0%	-	-
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/04/2017	7	45 104 645	5 863 604	49 795 528	0%	-	-
<b>PRODUCTION HUAHINE</b>			<b>350 702 610</b>	<b>45 591 339</b>	<b>373 535 607</b>		<b>128 696 740</b>	<b>25 841 766</b>

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
TRANSFO 14A1 H3104 HUAHINE TUPUNA SOCLE FITII	01/01/2014	25	2 279 701	296 361	2 427 882	100%	2 427 882	1 213 941
TRANSFO 14A1 H3105 HUAHINE VILLANT SOCLE FITII	01/01/2014	25	2 279 701	296 361	2 427 882	100%	2 427 882	1 213 941
TRANSFO H7007 LOTIS FAUNAITI À FARE FEEDER MAEVA	01/07/2015	25	-	-	-	-	-	-
POSE CABLE HTA S/ PONT DE MAROE À HUAHINE(ARMEMENT)	01/01/2015	25	1 100 000	143 000	1 185 800	100%	1 185 800	711 480
TRANSFO DP H7031 OPT FARE FEEDER MAEVA HUAHINE	01/01/2012	25	697 133	90 627	724 321	69%	499 782	149 934
TRANSFO DP H6292 FITII SUITE MEP SELF HUAHINE	03/05/2012	25	1 527 424	198 565	1 586 994	100%	1 586 994	476 098
RENFORC DP H61 H7031 OPT FARE MAEVA HUAHINE	01/01/2012	25	1 447 130	188 127	1 503 568	69%	1 037 462	311 239
MEP SELF DP H6292 FITII HUAHINE	03/05/2012	25	1 656 476	215 342	1 721 079	100%	1 721 079	516 324
INTERRUPTEUR DISJ VPR HT DEPART FITII HUAHINE	30/10/2010	15	4 556 810	592 385	4 616 049	100%	4 616 049	461 605
IAM BOUCLAGE TRAVERSIERE HUAHINE FAIE & MAROE	01/01/2012	15	1 789 300	232 609	1 859 083	100%	1 859 083	557 725
IAM 14A1 436/MEM HUAHINE VILLAGE FAATETORO MAROE	01/01/2014	15	1 861 686	242 019	1 982 696	100%	1 982 696	991 348
REMP IAT H310 PAR DISJ NULEC A HAAPU	26/06/2014	15	4 003 040	520 395	4 263 238	50%	2 131 619	1 065 809
EXT 14A1 BTA QTIER TETUMU TEFARRERII HUAHINE	01/01/2010	25	1 465 075	190 460	1 484 121	100%	1 484 121	148 412
RESEAUX CP HUAHINE 2010	01/07/2010	25	495 637	64 433	502 080	83%	414 883	41 488
RESEAUX 2010 CONCED HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2010 TIERS HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
MISE CONFORM. BTA QT COCOA PAREA HUAHINE	01/01/2011	25	1 111 082	144 441	1 139 970	0%	-	-
MISE CONFORM. BTA QT ARAIA TEFARERII HUAHINE	01/01/2011	25	1 021 596	132 807	1 048 157	0%	-	-
MISE CONFORM. BTA VILLAGE DE PAREA HUAHINE	01/01/2011	25	5 948 908	773 358	6 103 580	0%	-	-
MISE CONFORM. BTA VILLAGE HAAPU A HUAHINE	01/01/2011	25	3 119 233	405 500	3 200 333	0%	-	-
MISE CONFORM. BTA QT TEURURAI TEFARERII HUAHINE	01/01/2011	25	1 605 738	208 746	1 647 487	0%	-	-
RESEAU ZONE QUAI AEROPORT ETAPE 1 HUAHINE	01/01/2011	25	410 086	53 311	420 748	100%	420 748	84 150
RESEAUX CP HUAHINE 2011	01/07/2011	25	14 342 373	1 864 508	14 715 275	1%	197 174	39 435
RESEAUX 2011 CONCED HUA HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2011 TIERS HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 BTA QT TETAHORA MAROE HUAHINE	01/01/2012	25	236 234	30 710	245 447	100%	245 447	73 634
MEC DE LA RAS-HT AU MAG SUPER FARE NUI HUAHINE	01/01/2012	25	2 108 465	274 100	2 190 695	0%	-	-
EXT 14A1 BTA QT LEFOC MAROE HUAHINE	01/01/2012	25	2 098 753	272 838	2 180 604	100%	2 180 604	654 181
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE TRAVERSIERE FAIE & MAROE	01/01/2012	25	8 203 154	1 066 410	8 523 077	100%	8 523 077	2 556 923
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUAHINE MAROE	12/04/2012	25	654 501	85 085	680 027	100%	680 027	204 008
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA MAROE HUAHINE	12/04/2012	25	1 117 055	145 217	1 160 620	100%	1 160 620	348 186
RESEAUX CP HUAHINE 2012	01/07/2012	25	47 848 244	6 220 272	49 714 326	0%	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2013 CP 2013	01/07/2013	25	50 367 836	6 547 819	52 986 963	0%	-	-
DEVIAT*RESEAU HTA/BTA HUAHINE A MAROE	11/07/2013	25	16 872 613	2 193 440	17 749 989	0%	-	-
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA TUIHANI A MAROE HUAHINE	01/01/2014	25	294 395	38 271	313 531	100%	313 531	156 765
ART14A1 065779/CH/2013QUART VAIHARO A FARE	01/01/2014	25	828 267	107 675	882 104	100%	882 104	441 052
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE VILLAGE FAATETORO MAROE	01/01/2014	25	1 532 372	199 208	1 631 976	100%	1 631 976	815 988

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
RESEAUX CP HUAHINE 2014 CP 2014	01/07/2014	25	59 750 532	7 767 569	63 634 317	0%	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2015 CP 2015	01/07/2015	25	27 433	3 566	29 573	0%	-	-
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE TRAVERSIERE FAIE & MAROE	01/01/2012	35	24 666 150	3 206 600	25 628 130	100%	25 628 130	7 688 439
EXT 14A1 BTS Q.HENNEBUISE HUAHINE FAIE	01/01/2012	35	1 034 676	134 508	1 075 028	100%	1 075 028	322 509
EXT 14A1 QT TEURURAI HUATUIHANI MAROE A HUAHINE	01/01/2014	35	331 977	43 157	353 556	100%	353 556	176 778
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE VILLAGE FAATETORO MAROE	01/01/2014	35	31 670 373	4 117 148	33 728 947	100%	33 728 947	16 864 474
POSE CABLE HTA S/ PONT DE MAROE À HUAHINE	01/01/2015	35	4 820 853	626 711	5 196 880	80%	4 157 504	2 494 502
RESEAUX CP HUAHINE 2015 CP 2015	01/07/2015	35	383 809	49 895	413 746	100%	413 746	248 248
RSX SOUT TIERS HUA 2015 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2015	35	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2010	01/07/2010	20	905 176	117 673	916 943	100%	916 943	91 694
COMPTAGE TIERS HUA 2010 FINANCEMENT	01/07/2010	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAG HUAHINE 2011	01/07/2011	20	3 663 523	476 258	3 758 775	14%	542 413	108 483
COMPTAGE TIERS HUA 2011 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2011	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES HUAHINE CP 2012	01/07/2012	20	1 212 708	157 652	1 260 004	59%	746 482	223 945
COMPTAGE TIERS HUA 2012 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2012	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2013	01/07/2013	20	865 740	112 546	910 758	61%	558 184	223 274
COMPTAGE TIERS HUA 2013 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2013	20	-	-	-	-	-	-
CPTEURS SOLAIRE HUA 2013	01/07/2013	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2014	01/07/2014	20	722 058	93 868	768 992	50%	385 770	192 885
COMPTAGE TIERS HUA 2014 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2014	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2015	01/07/2015	20	862 472	112 121	929 745	74%	685 023	411 014
COMPTAGE TIERS HUA 2015 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2015	20	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2016 CP 2016	01/07/2016	25	2 184 378	283 969	2 383 156	0%	-	-
RESEAUX 2016 CONCED HUAHINE FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2016	25	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2016	01/07/2016	20	3 180 213	413 428	3 469 612	17%	589 834	412 884
COMPTAGE TIERS HUA 2016 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2016	20	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2017 CP 2017	01/07/2017	25	565 302	73 489	624 093	0%	-	-
14A1 066425/CH/2013 QT TERRE TUARAI À FARE HUAHINE	15/03/2017	35	1 796 153	233 500	1 982 953	100%	1 982 953	1 586 362
RESEAUX SOUT TIERS 2017 QT TARAVARI HUAHINE	01/07/2017	35	-	-	-	100%	-	-
RESEAU CP HUAHINE 2017 CP 2017	01/07/2017	35	65 524	8 518	72 338	100%	72 338	57 871
COMPTAGE TIERS HUA 2017 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2017	25	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2017	01/07/2017	20	1 541 526	200 398	1 701 845	23%	396 859	317 487
<b>DISTRIBUTION HUAHINE</b>			<b>325 130 594</b>	<b>42 266 977</b>	<b>341 659 091</b>		<b>111 844 347</b>	<b>44 654 513</b>
<b>&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION HUAHINE</b>			<b>675 833 204</b>	<b>87 858 317</b>	<b>715 194 698</b>		<b>240 541 087</b>	<b>70 496 278</b>



## 5.8 - Plan de Renouvellement

**Production :**

**Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice**

<b>reste à faire au 31/12/2016</b>	126 394 290
réalisé	- 87 793 418
écart de coût sur réalisé réajusté	- 3 463 294
<b>reste à faire au 31/12/2017</b>	35 137 578

**Plan de renouvellement au 31/12/2017**

	2018	2019	2020	Total général
ALTERNATEUR GROUPE	-	-	13 713 825	<b>13 713 825</b>
FILIERES	11 120 662	-	-	<b>11 120 662</b>
SECURITE	10 303 091	-	-	<b>10 303 091</b>
<b>Total général</b>	<b>21 423 753</b>	-	<b>13 713 825</b>	<b>35 137 578</b>

**Situation de l'actif/passif de renouvellement**

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
<b>TOTAL HUAHINE PRODUCTION</b>	<b>180 801 036</b>	<b>-14 467 510</b>	<b>-87 793 418</b>	<b>78 540 108</b>	<b>35 137 578</b>

(1)

(2)

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique :	194 784 826
- amortissement technique sur biens indemnisés :	-40 204 985
- provision de renouvellement :	26 221 195
	<hr/>
	180 801 036

(2) correspond à la dotation 2017 :

- reste à faire 2016 :	122 930 996
- déjà doté à l'ouverture :	-180 801 036
	<hr/>
reste à doter	-57 870 040
nb année à doter :	4
dotation de l'exercice :	-14 467 510

### Distribution :

### Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>reste à faire au 31/12/2016</b>	150 204 684
réalisé	- 1 747 354
écart de coût sur réalisé réajusté	
<b>reste à faire au 31/12/2017</b>	148 457 330

### Plan de renouvellement au 31/12/2017

	2018			2019			2020			TOTAL
	qté	coût unit	total	qté	coût unit	total	qté	coût unit	total	
Transfos	1	1 500 000	1 500 000			-	1	1 568 518	1 568 518	<b>3 068 518</b>
IAT	3	2 000 000	6 000 000			-			-	<b>6 000 000</b>
Réseaux HTA	133	255 681	33 938 899	133	255 681	33 938 899	133	255 681	33 938 899	<b>101 816 696</b>
Réseaux BT	53	153 409	8 145 336	53	153 409	8 145 336	53	153 409	8 145 336	<b>24 436 007</b>
Branchements et comptages	43	102 273	4 378 703	43	102 273	4 378 703	43	102 273	4 378 703	<b>13 136 110</b>
Souterrain			-							-
<b>TOTAL</b>			<b>53 962 937</b>			<b>46 462 937</b>			<b>48 031 455</b>	<b>148 457 330</b>

### Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
<b>TOTAL HUAHINE DISTRIBUTION</b>	<b>143 248 199</b>	<b>1 739 122</b>	<b>- 1 747 354</b>	<b>143 239 967</b>	<b>148 457 330</b>

(1)

(2)

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique :	23 791 807
- amortissement technique sur biens indemnisés :	-15 570 264
- provision de renouvellement :	135 026 656
	<hr/>
	143 248 199

(2) correspond à la dotation 2017 :

- reste à faire 2016 :	150 204 684
- déjà doté à l'ouverture :	-143 248 199
	<hr/>
reste à doter	6 956 485
nb année à doter:	4
dotation de l'exercice:	1 739 122

## 6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

### Etats des engagements à incidence financière

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

Durée : 1<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 1,35 xpf/litre sur les prestations locales.

Le contrat contient des clauses de garanties de stock, de livraison prioritaire, et d'adaptation aux demandes du client.

#### b) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

Une somme est provisionnée chaque année, en fonction notamment d'une estimation du turnover du personnel, de l'âge prévisionnel de départ à la retraite des agents, et de leur niveau de rémunération prévu.

#### c) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

Conventions d'occupation d'emprises foncières par des postes de transformation, et conventions d'autorisation de passage par les conduites électriques.

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

#### d) Baux

Bailleur	Objet du bail
TEMANAHA STELLA	AGENCE HUAHINE

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

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

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

**f) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire**

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

**g) Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et Electra.**

EDT met en location les espaces accueillant les installations photovoltaïques suivantes de sa filiale ELECTRA :

SITE DE PRODUCTION	Date de mise en service	Durée du contrat
HUAHINE	23/12/2010	18 ans

**h) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle**

Cf. paragraphe :

**1. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE**

➤ Aspects commerciaux

**i) 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