



**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 2018

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 – PRESENTATION	7
1.1 - Le système électrique polynésien.....	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession.....	10
1.3 - Le cadre juridique et contractuel.....	14
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	15
➤ Aspects commerciaux	16
2.1 - Mode de détermination.....	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018.....	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie.....	18
2.4 - Autres produits d'exploitation.....	18
2.5 - Statistiques de ventes.....	19
2.6 - Gestion des impayés.....	23
2.7 - Dépenses de la Commune.....	23
2.8 - Services offerts à la clientèle.....	24
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	26
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	27
➤ Bilan technique	28
3.1 - L'équilibre offre-demande.....	28
3.2 - Qualité – Sécurité – Environnement.....	33
3.3 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	34
3.4 - Raccordement solaire.....	35
3.5 - Unités d'œuvres 2018 de la concession.....	36
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	37
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée.....	38
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique.....	44
4.3 - Comptes de la concession.....	49
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	55
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	59
5.1 - Variation du patrimoine immobilier.....	60
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	61
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	68
5.4 - Dépenses de renouvellements réalisées dans l'année.....	68
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	69
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	74
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	74
5.8 - Plan de Renouvellement.....	79
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	81
➤ Etats des engagements à incidence financière.....	81

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

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

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

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

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

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

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

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

Loi de pays sur les provisions :

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

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

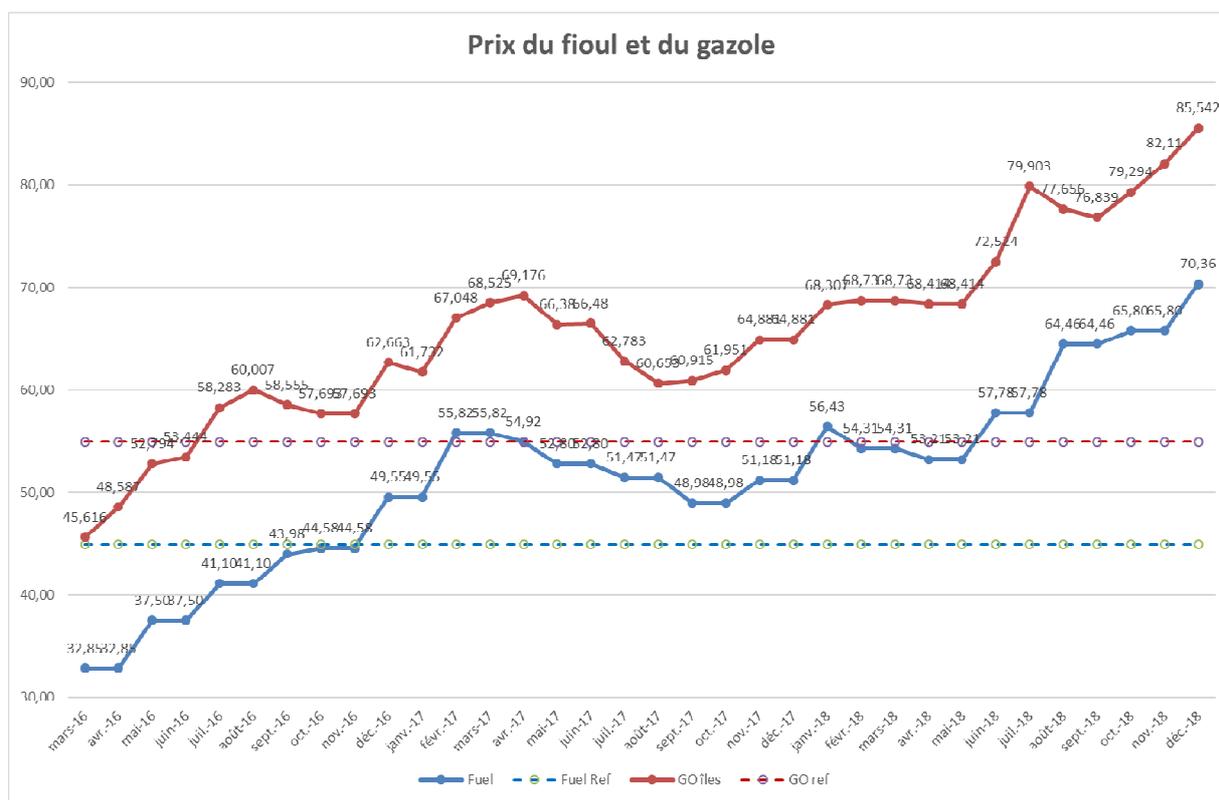
- du nombre important des composants des réseaux (55.000 comptages, 25.000 poteaux, 950 transformateurs, 1.200 km de câbles rien que sur Tahiti Nord) ;
- de la durée de vie à la fois importante (25 ou 30 ans) et très variable au sein même de chaque famille de composants ;
- de la difficulté à prévoir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

Données économiques :

1) Combustibles :

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

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



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

2) Redevance de transport :

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

3) Tarif de vente :

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

Formule tarifaire et rémunération du concessionnaire :

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

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

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

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

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

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

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2018 écoulée :

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

Principaux indicateurs

		HUAHINE		
		2018	2017	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	2 078	2 072	
	BT	2 065 99,37%	2 059 99,37%	
	MT	13 0,63%	13 0,63%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	9 329	8 265
	BT	8 637 92,58%	7 755 93,83%	
	MT	692 7,42%	510 6,17%	
	Puissance maximale appelée	MW	1,54	1,55
	Nombre de kWh vendus total		7 960 768	8 003 748
	BT	5 409 128 67,95%	5 388 603 67,33%	
	MT	2 551 640 32,05%	2 615 145 32,67%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	251 586 531	251 135 099
	BT : Total		177 970 360 70,74%	176 032 082 70,09%
	BT : par client		86 184	85 494
	BT : par kVA de puissance souscrite		20 606	22 699
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		33 654 568 18,91%	33 090 844 18,80%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		144 315 793 81,09%	142 941 238 81,20%
	MT : Total		73 616 171 29,26%	75 103 017 29,91%
	MT : par client		5 662 782	5 777 155
	MT : par kVA de puissance souscrite		106 382	147 261
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		12 730 032 17,29%	12 730 032 16,95%
MT : part variable en XPF et % du CA total		60 886 139 82,71%	62 372 985 83,05%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		31,60	31,38	
BT		32,90	32,67	
MT		28,85	28,72	
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,90	0,91	
	Energie achetée			
	Energie solaire kWh	106 106 0,18%	109 532 0,19%	
	Energie hydroélectrique kWh	0 0,00%	0 0,00%	
	Energie thermique kWh	8 703 967 14,81%	8 726 227 14,85%	
	Energie totale achetée	8 810 073	8 835 759	
	Temps moyen de coupure			
	global	6h22	3h38	
	origine production	0h48	0h02	
origine transport	-	-		
origine distribution	5h34	3h36		
FINANCIERS	Patrimoine			
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	165	154
	Valeur d'origine	k XPF	1 635 883	1 556 930
	Valeur nette économique	k XPF	885 620	827 114
	Travaux réalisés			
	Dépenses de renouvellement	k XPF	65 789	89 541
	Dépenses d'améliorant	k XPF	47 791	5 213
	Indemnité de fin de concession	k XPF	109 959	70 496
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A	517 886
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A	351 732
	Coût des énergies et du transport	k XPF	190 662	166 154
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	16 143	69 632
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A	266 751	

1 – PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

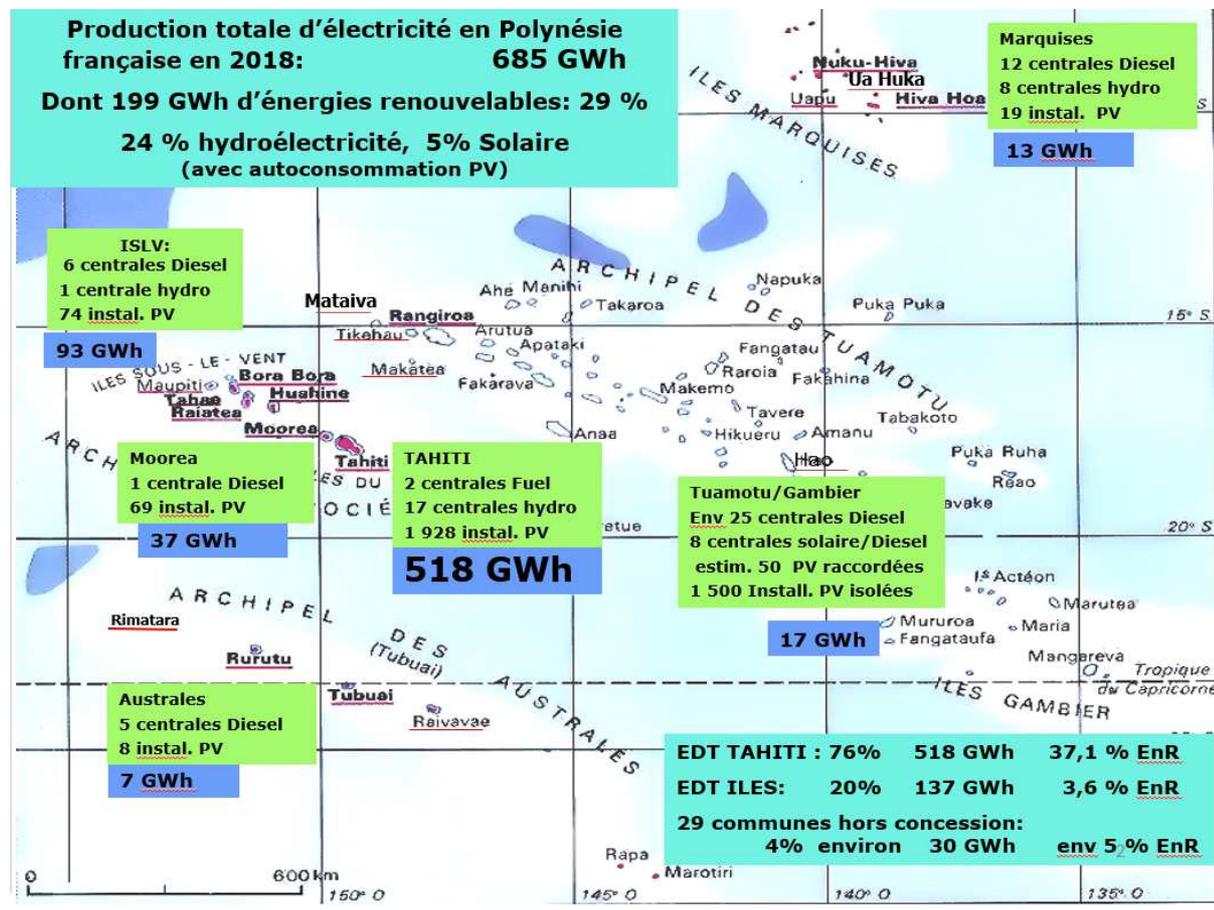
- La convention de concession
- Les autres contrats

Cf. paragraphe :

6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



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

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

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

Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de 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 smartgrid, les bornes de paiement ;
- des polices d'assurances groupe, bénéficiant de conditions de couverture et de tarifs négociés au niveau mondial ;
- de l'affectation temporaire de personnels hautement qualifiés ;
- de l'expérience d'ENGIE Singapour filiale spécialisée en trading pour faire baisser le coût des approvisionnements en fioul ;
- du réseau d'acheteurs et des volumes internationaux pour faire baisser le coût en approvisionnement notamment du câble et des transformateurs.

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

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

PRODUCTION

- 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, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

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

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

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 - 2.1 Mode de détermination des tarifs
 - 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018
 - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
 - 2.4 Autres produits d'exploitation
 - 2.5 Statistiques de ventes
 - 2.6 Gestion des impayés
 - 2.7 Dépenses de la Commune
 - 2.8 Services offerts à la clientèle
 - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination

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

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

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

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

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

Taxes	Taux
Taxe municipale	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
	$P = 39,00 \text{ XPF}$
Basse tension	
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	Total kWh vendus *	Total XPF *	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2018 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P1	2 286 499	43 443 481	47 345	12 478 946	4 007
BT Usage social 2ème tranche	P2	178 395	6 957 405			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	1 114 427	27 304 150	33 308	13 183 972	2 751
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	442 585	17 260 815			
BT Eclairage public	P4	88 546	2 922 018	977	351 648	81,4
BT Usage professionnel	P5	1 298 676	46 427 924	21 228	7 640 002	1 797,4
MT Tarif jour	P6	1 583 353	39 583 825	8 304	12 730 032	692
MT Tarif nuit	P7	968 287	21 302 314			
Total		7 960 768	205 201 932	111 162	46 384 600	9 329

Ventes totales

251 586 531

Prix moyen

31,60

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

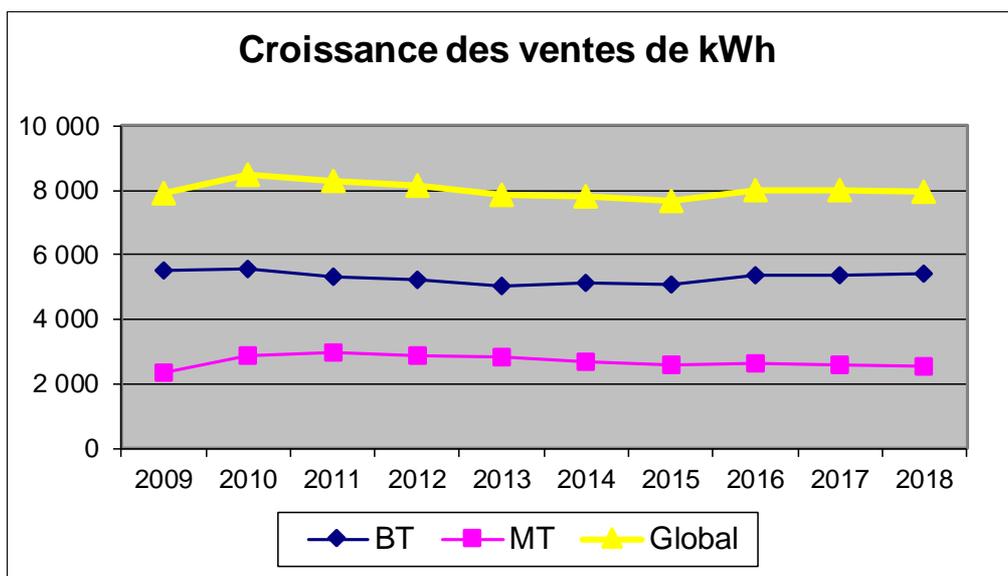
Le chiffre d'affaires de la concession en 2018 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités aux tarifs publics domestiques.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	570 666 XPF
- Frais de relance :	<u>1 493 298 XPF</u>
- Total	2 063 964 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



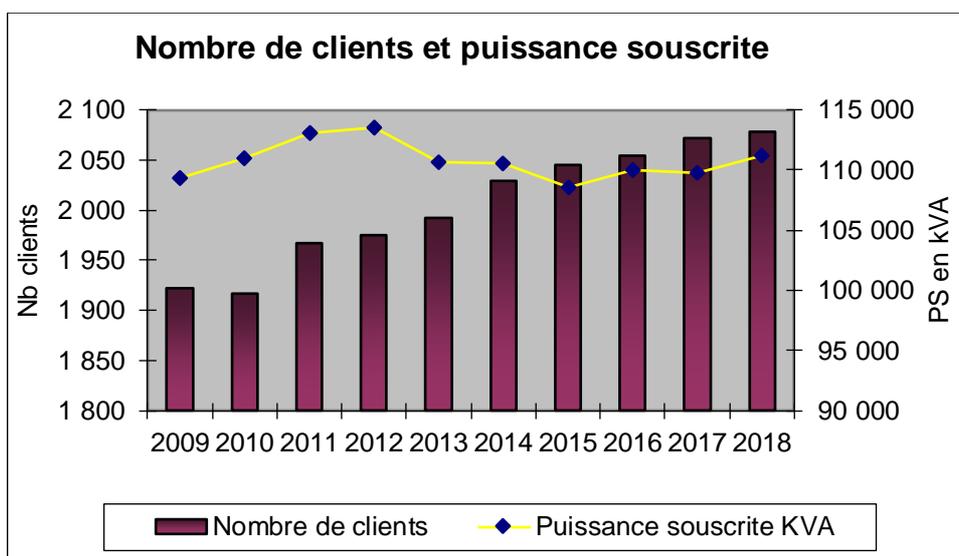
Après une année de stabilisation, les ventes d'électricité pour la concession de Huahine sont en léger recul de 0,5% (-43 MWh) avec un volume global d'environ **8 GWh**. Les ventes en basse tension, qui représentent 68% des ventes, augmentent de 0,4% (+21 MWh) tandis que les ventes en moyenne tension diminuent de 2,4% (-64 MWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 1,8%, avec 4 GWh vendus sur 2018, soit 74% du volume total vendu en tarifs basse tension. La migration continue des clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif « petits consommateurs » se poursuit, entraînant une croissance du nombre de clients de 1,9% et une hausse des ventes de 56 MWh dans le segment des « petits consommateurs ».

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui ne représentent plus que 1,6% des ventes en basse tension avec environ 89 MWh vendus sur 2018, ont, après un léger rebond en 2016, repris la tendance baissière observée sur les années 2014-2015 et 2017, enregistrant une baisse de 5,7% par rapport à l'année dernière.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent environ 24% des ventes basse tension, baissent de 0,4%.

Concernant les ventes en moyenne tension, elles poursuivent leur tendance à la baisse avec une contraction des ventes de 2,4% (-64 MWh), en lien avec la baisse de consommation de deux stations de pompage et d'un hôtel de l'île.

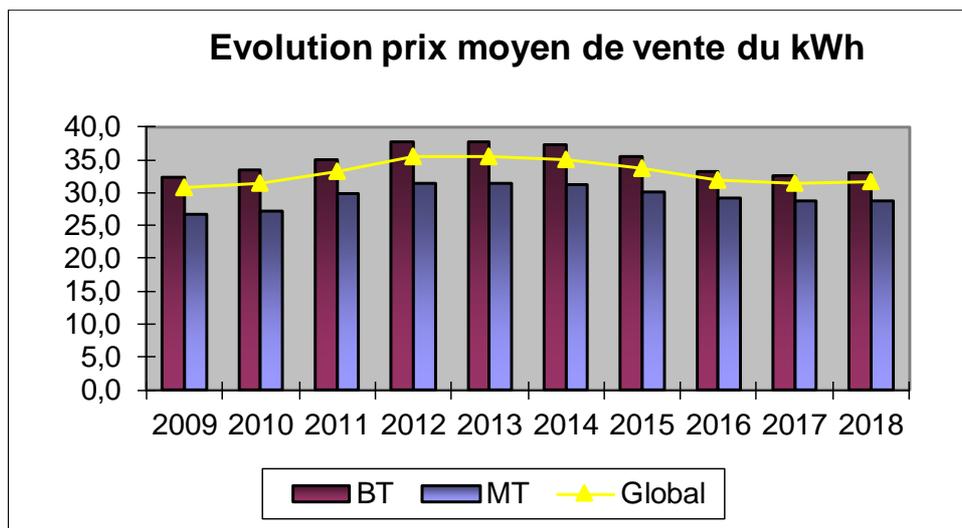


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2017 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	2 065	+0,3% (+ 6 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>13</u>	<u>-</u>
	2 078	+0,3% (+ 6 contrats)

Les principales évolutions concernent :

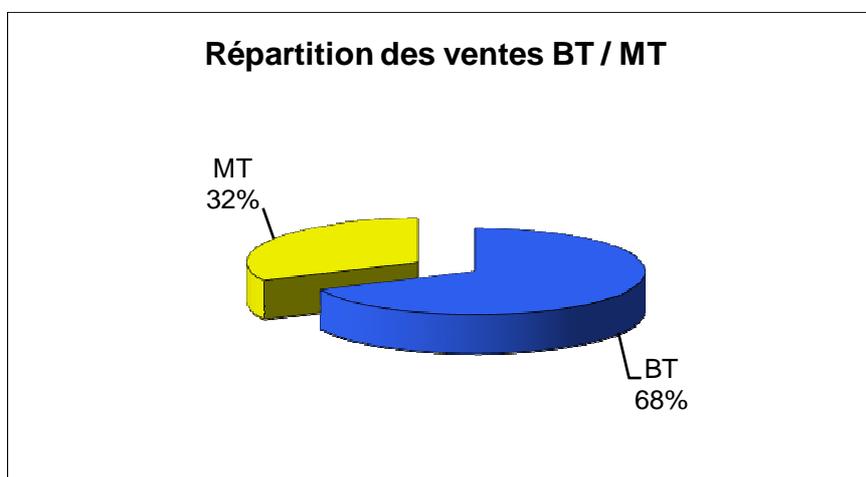
- La hausse du nombre de contrats de 0,3% est liée à l'augmentation du nombre de clients en tarifs « petits consommateurs » (25 contrats supplémentaires) qui représentent désormais près de 75% des abonnés domestiques à fin 2018.
- Parallèlement, le nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques a baissé de 3,3%, avec 16 contrats en moins par rapport à 2017. Les clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques passent ainsi de 27% à 25% du nombre d'abonnés domestiques.
- L'évolution nette du nombre de contrats professionnels est une réduction de 2% (-4 contrats).
- Le nombre d'abonnés dans les autres tarifs reste relativement stable.

La puissance souscrite facturée s'élève à 111 162 kVA, soit une hausse de 1,2% par rapport à 2017 en raison de la hausse enregistrée en basse tension.



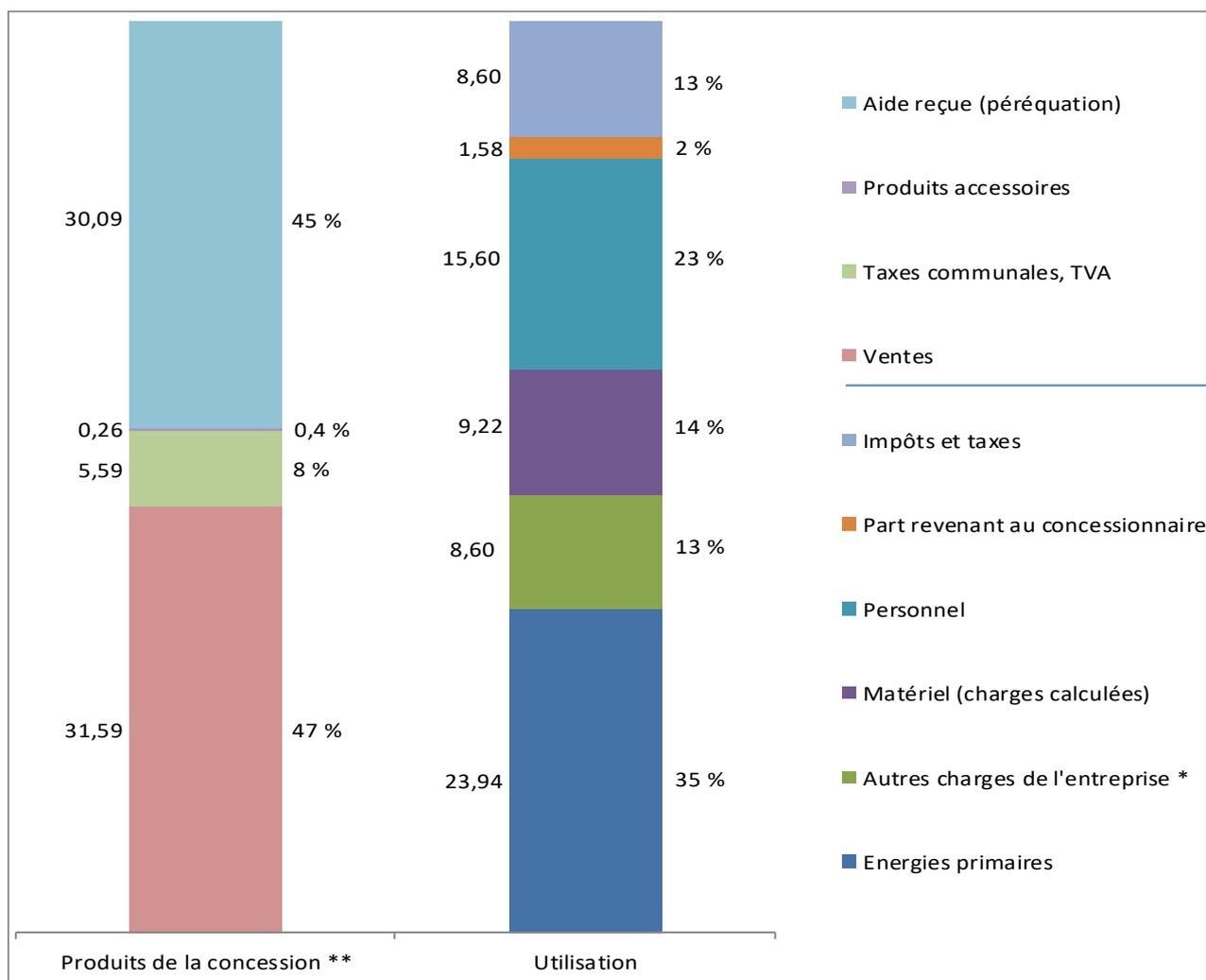
Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2017
Tarifs basse tension	32,9 Cfp	+0,7%
Tarifs moyenne tension	<u>28,9 Cfp</u>	<u>+0,5%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	31,6 Cfp	+0,7%

Le prix moyen de vente du kWh augmente légèrement par rapport à 2017. La hausse de 0,5% du prix moyen facturé en tarif moyenne tension s'explique par l'évolution de la répartition des volumes en tarif jour et tarif nuit, avec une baisse plus marquée des ventes de nuit.



Les ventes en tarif basse tension augmentent légèrement leur part, et passent de 67% à 68% des volumes globaux. Les ventes en tarif moyenne tension représentent 32% des volumes facturés.

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Huahine 2018 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



*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 d'œuvre, etc.

**Dont 37,18 F/KWh (55%) 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 produits accessoires que sont les relances et perception de taxes.

Les charges sont hors charges non récurrentes.

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,
- le coût des huiles.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2018, le montant des créances d'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 31/12/18, était de 30,5 Millions Cfp, ce qui représente 12% du chiffre d'affaires énergie 2018, 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 301 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 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 le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 7 clients par mois, soit 0,3% du nombre total de contrats.

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

En cas d'échec de recouvrement, pour diverses raisons (client insolvable, introuvable, client en redressement ou liquidation judiciaire, ...), à l'issue notamment du délai légal de prescription, ces impayés sont alors passés en pertes (créances irrécouvrables). A noter la réduction du délai de prescription pour le paiement des factures d'énergie et de travaux à 2 ans au lieu de 5 auparavant pour les clients domestiques, suite à l'entrée en application en 2017 de la loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016).

En 2018, 101 746 Cfp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Huahine, soit moins de 0,1% des ventes d'énergie réalisées sur 2018.

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
Eclairage Public	31	90 234	3 495 954	38,74
Usages professionnels Basse Tension	35	277 331	11 982 075	43,20
Moyenne Tension	3	437 204	12 753 661	29,17
Total	69	804 769	28 231 690	35,08

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT diminue de 11,8% en 2018 et s'établit à 28,2 Millions Cfp TTC, le tout réparti sur 69 compteurs. En termes de consommation, les volumes se réduisent de 14,2% (-133 MWh), en particulier en raison de la baisse de consommation des stations de pompage en contrat moyenne tension.

Les dépenses en éclairage public baissent de 4,4%, avec près de 3,5 Millions Cfp TTC qui leur sont consacrées, notamment en raison du remplacement d'une vingtaine de SHP en LED en avril 2018.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Mesure de la satisfaction clients

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

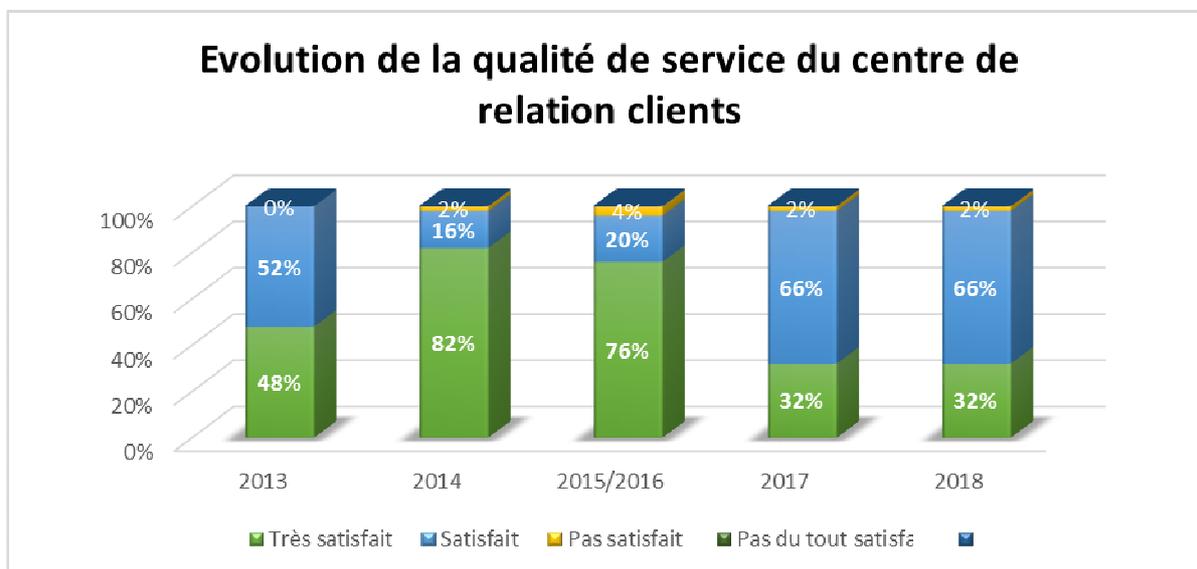


Figure 1 Campagne appels mystères

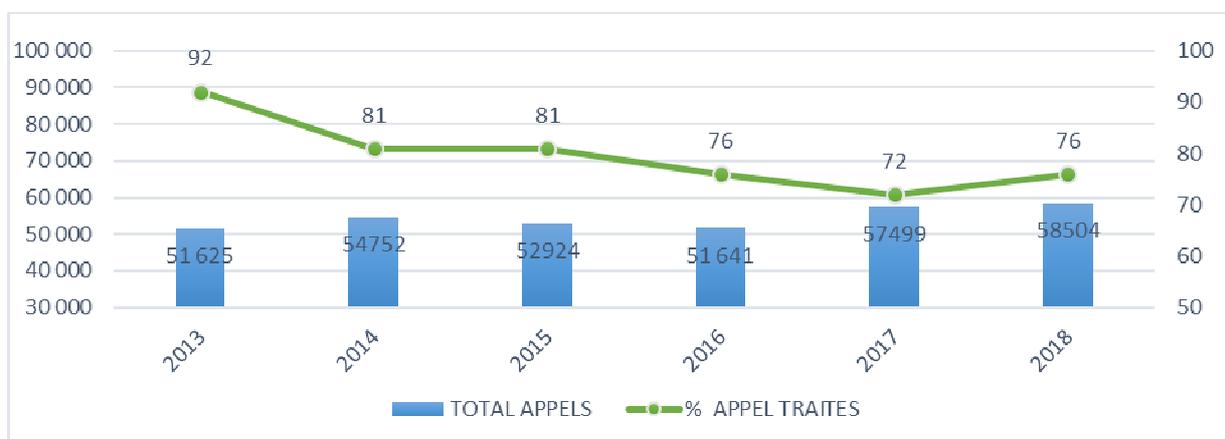


Figure 2 Suivi des appels du CRC EDT

Modes de règlement

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

- par prélèvement ou virement bancaire,
- en agence clientèle,
- à distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf ». Sur Huahine, 275 clients sont connectés à l'agence en ligne,
- par téléphone via le module de télévente du centre d'appels.

L'information clients par SMS

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

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

Nombre de souscriptions Services SMS HUAHINE à fin 2018

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Huahine	1 662	1 272	1 661	525	1 609	6 729

Mise en place d'un agent conversationnel : Mareva



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

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

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

Lancement d'un blog : Maeva expat.com

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



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

Q

Agence EDT

Bienvenue en Polynésie française

Les services EDT ENGIE sans vous déplacer



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

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

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

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

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

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
 - 3.1 L'équilibre offre-demande
 - 3.2 Qualité – Sécurité - Environnement
 - 3.3 Travaux significatifs – Faits marquants
 - 3.4 Raccordement solaire
 - 3.5 Unités d'œuvres 2018 de la concession

Demande en énergie électrique

Evolution de la demande en énergie électrique

Les ventes d'énergie en 2018 s'élevaient à 7,965 GWh. Ci-dessous l'évolution de l'énergie livrée au réseau de distribution sur la période 2014-2018.

	2014	2015	2016	2017	2018
Ventes d'énergie en GWh	7,830	7,686	8,002	8,004	7,960
Croissance	-0,51%	-1,84%	+4,11%	+0,02%	-0,5%

La consommation d'énergie sur l'île de Huahine se maintient depuis 2016 autour de 8 GWh. La répartition de la consommation d'énergie par catégories de clients (BT ou MT) reste également stable.

En 2018, la consommation d'électricité était répartie de la façon suivante :

- Clients basse tension : 68 %
- Clients moyenne tension : 32 %

La puissance de pointe maximale appelée par le réseau de distribution a été de 1 540 kW, atteinte en octobre 2018.

Ci-dessous l'évolution de la puissance de pointe appelée sur la période 2014-2018.

	2014	2015	2016	2017	2018
Puissance de pointe en kW	1540	1500	1583	1545	1540
Croissance	-5,5%	-2,6%	+5,5%	-2,4%	-0,3%

La puissance de pointe enregistrée à fin 2018 est quasiment la même que celle de 2017.

HUAHINE 2018	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	760 796	749 851	4 395	210 560	277	1 400
Février	660 154	649 698	2 905	187 110	283	1 460
Mars	757 047	744 694	3 975	204 933	271	1 410
Avril	735 285	724 747	3 696	203 917	277	1 440
Mai	739 120	727 394	3 211	209 642	284	1 460
Juin	735 760	724 512	3 234	196 921	268	1 349
Juillet	761 318	748 659	3 078	203 036	267	1 379
Août	704 702	691 576	2 847	203 126	288	1 426
Septembre	682 721	671 875	3 368	190 439	279	1 404
Octobre	754 534	740 188	3 164	208 678	277	1 540
Novembre	752 839	740 951	0	210 014	279	1 442
Décembre	809 061	789 822	0	222 275	275	1 450
TOTAL	8 853 337	8 703 967	33 873	2 450 651	277	1 540

Pertes et rendement du réseau de distribution

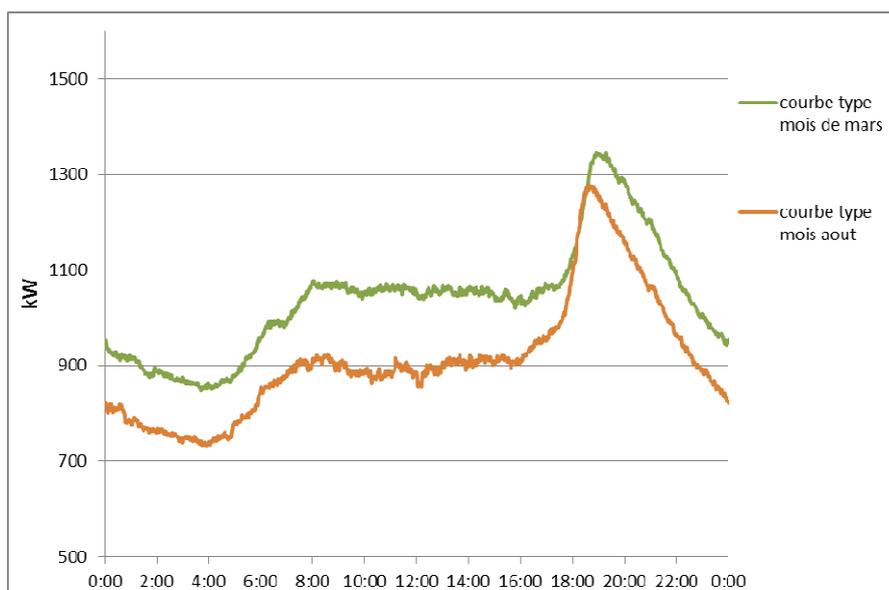
En 2018, la part des auxiliaires de la centrale représentait 1,69 % de l'énergie brute produite par les groupes électrogènes de la centrale thermique de Fare (0,149 GWh). Le rendement global du système électrique (Energie vendue) / (Energie Produite et achetée) est de 88,9% pour l'année 2018.

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 2018 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 2018, la puissance garantie PG2 (Puissance utile – les deux plus grosses unités de production de l'île) était de 1 667 kW pour une puissance de pointe de 1 540 kW. En 2018, la centrale thermique de Fare a produit 8,85 GWh.

Evolution de la production :

	2014	2015	2016	2017	2018
Production thermique (GWh)	8,615	8,571	8,827	8,859	8,853
Production EnR (GWh)	0,107	0,105	0,111	0,110	0,106
Production totale (GWh)	8,722	8,676	8,938	8,969	8,959

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 2018, 2,450 millions de litres de gazole ont été consommés. La consommation spécifique des groupes de la centrale était de 277 ml/kWh en légère augmentation de 0,62% par rapport à 2017.

9 518 litres d'huile ont été consommés en 2018, en diminution de 11% par rapport aux 10 700 litres consommés en 2017.

Evolution de la consommation spécifique :

	2014	2015	2016	2017	2018
Consommation spécifique en ml/kWh	275	276	276	275	277
Croissance	+2,2%	+0,4%	0%	-0,4%	+0,6%

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 types intermittentes.

A fin 2018, on recensait 23 installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution publique, totalisant une puissance globale de 254 kWc et une production cumulée injectée sur le réseau de 0,106 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 254 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 2018. Toutefois, avec près de 160 kWc de projets prévus d'être raccordés au réseau en 2019, nous approcherons du seuil de 30% de la puissance minimale de jour, et des déconnexions pourraient avoir lieu en 2019.

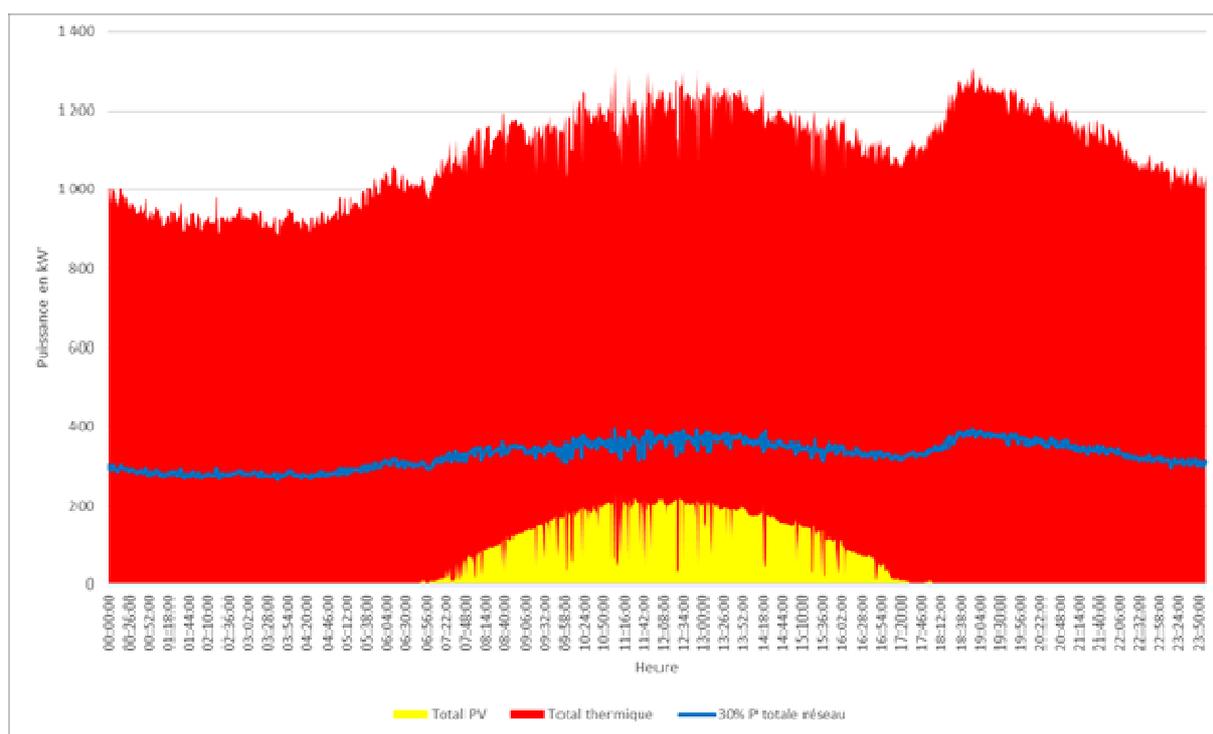
Equilibre du système électrique

Bilan 2018

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 réinjectée sur le réseau représente moins de 2% de la production totale d'énergie électrique de l'île en 2018.

Equilibre journalier

Les graphiques ci-dessous reproduisent l'empilement des moyens de production disponibles pour une journée type en 2018.



Développement et renouvellement du parc de production thermique

Le parc de groupes électrogènes fixes de production à fin 2018 est décrit dans le tableau ci-après :

Intitulé	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2018	HDM au 1er Janvier 2019	Nbre heure de fonctionnement 2018
G1 HUAHINE	FG WILSON	625	455	227	27/09/2005	9 416	9 416	0
G2 HUAHINE	CUMMINS QSK60	2281	1800	1440	15/04/2015	6 973	11 997	5 024
G3 HUAHINE	CUMMINS QSK60	2281	1800	1440	01/12/2009	21 345	22 936	1 591
G4 HUAHINE	CUMMINS QSK60	2281	1800	1440	01/12/2009	28 411	30 593	2 182

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 2019-2020.

Réseau de distribution HTA

Le réseau de distribution HTA/BTA est principalement aérien. Les principaux travaux sur le réseau de distribution en 2018 portaient sur le renouvellement des supports bois HTA et BT. Ces travaux se poursuivront en 2019 avec un programme de plus de 55 millions XPF de prévu.

Le programme d'enfouissement des réseaux BT du centre-ville de Fare démarré en 2017, s'est poursuivi en 2018 et s'achèvera fin du premier trimestre 2019.

3.2 - Qualité - Sécurité - Environnement

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

Un exercice incendie a été effectué en juillet 2018. 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

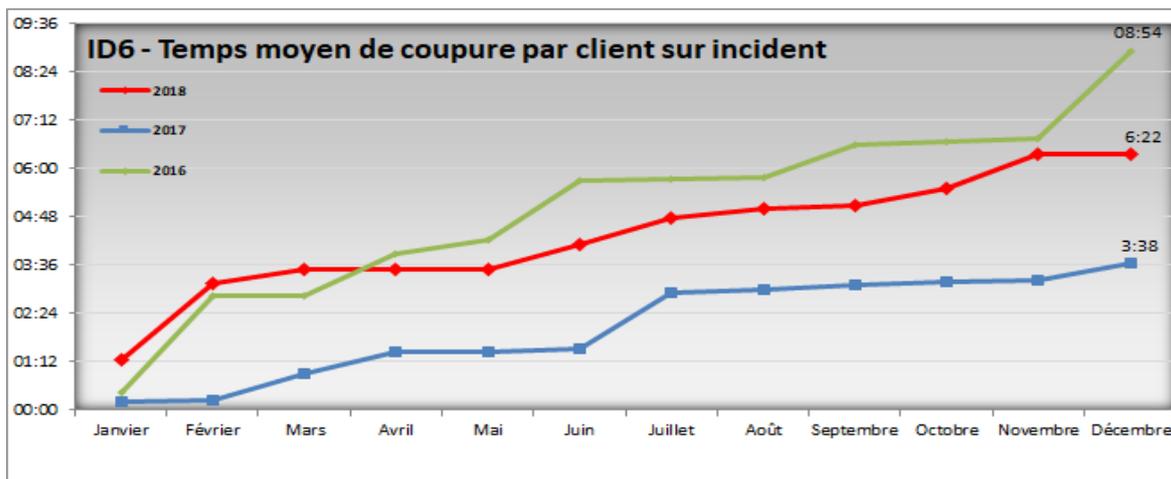
10 660 litres d'huile de vidange et 4 bacs de 610L de déchets solides souillés par le gazole ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2018.

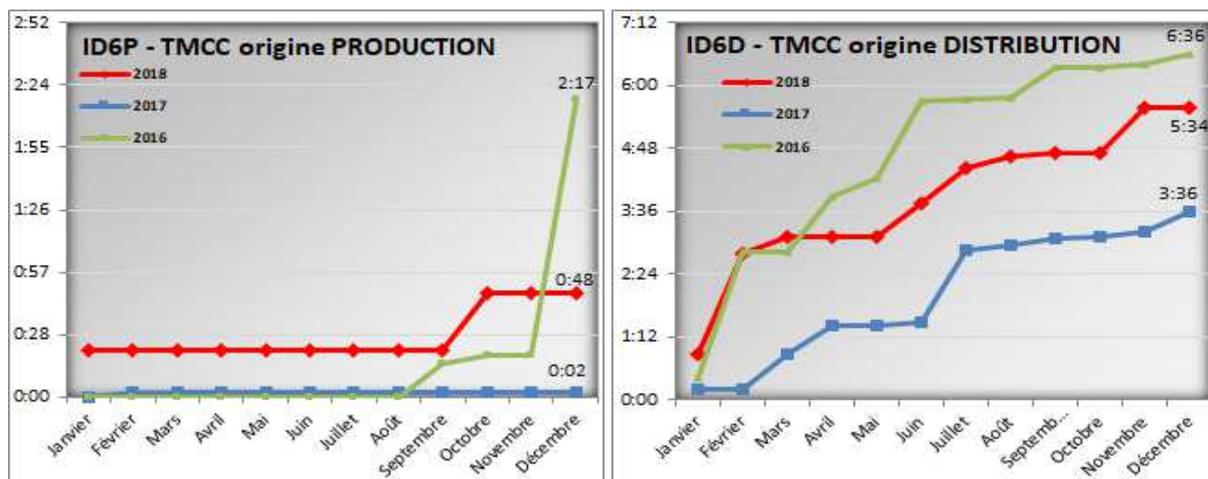
Qualité de fourniture

Le TMCC sur incident en 2018 est de 6h22.

L'origine des déclenchements est essentiellement dû :

- Production : 2 incidents mineurs sur le GE2 (Janvier) et le GE3 (Octobre)
- Distribution : les fortes intempéries ainsi que la végétation avoisinant les réseaux électriques indépendamment de l'élague (chute d'arbres, chute de branches, ...).





3.3 - Travaux significatifs – Faits marquants

Rencontre entre le conseil municipal et une délégation EDT ENGIE à Huahine le 11 décembre 2018

Cette visite s'inscrit dans l'optique de répondre aux questions de la commune en vue de la fin de concession.

Travaux Production

Le remplacement du tableau HTA et du TGBT de la centrale ont été réalisés en octobre 2018.



Travaux Distribution

Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

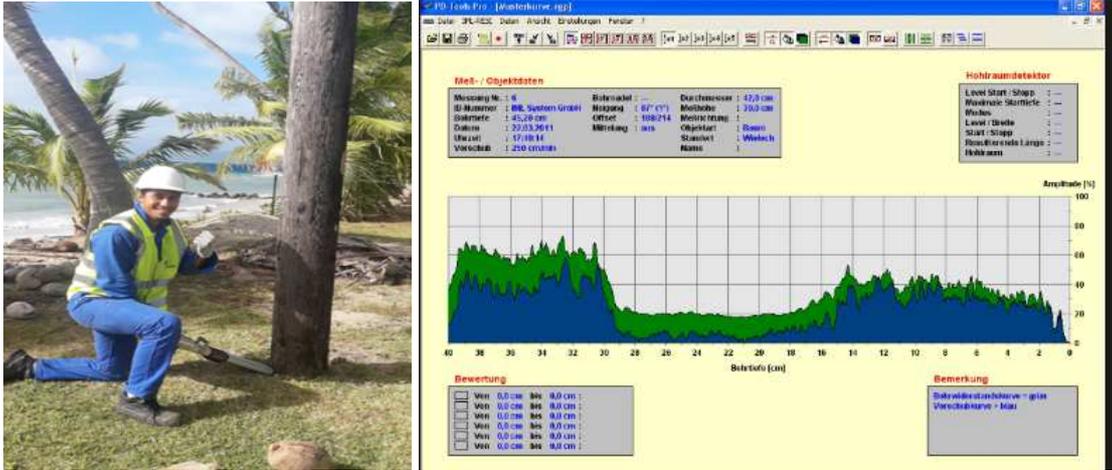
- le renouvellement de supports bois des lignes aériennes HTA et BT, et de branchements sur le réseau ;
- la création de nouveaux branchements ;
- les extensions article 14a1.

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 de tirage de câbles souterrains et de basculement des compteurs ont été finalisés en mars 2019, après une période de mise en attente des travaux en 2018, à la demande de la Commune.

Les supports et le réseau basse tension ne pourront être déposés qu'une fois les réseaux OPT et d'éclairage public déposés.

Une campagne de recensement et d'un audit de l'état des supports bois du réseau a été réalisée en 2018. Ce recensement a permis la mise à jour du Système d'Information Géographique SIG.

L'audit des poteaux, basé sur l'utilisation d'un résistographe à aiguille, a permis d'évaluer l'état et la résistance mécanique des poteaux.



Un contrôle des 2 cuves gazoil 50m3 a été réalisée en Septembre 2018 par VERITAS, conformément à la réglementation. Les résultats d'inspection sont conformes.



3.4 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2018	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
23	254	1	2	1	-	-	-	23,64F/kWh

3.5 - Unités d'œuvres 2018 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	1 540
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	1 440
Puissance garantie en kW (PG2)	1 667
Nb de kWh vendus	7 960 768
Quantité en litre de combustible	2 450 651
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	8 703 967
Nb de kWh solaire acheté par tarif	106 106
Nb de kWh hydro acheté par tarif	-
Nb de km de réseaux hors branchements	156
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés (DP et Privée)	6 555
Nombre d'abonnés (BT et HT)	2 078

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	6 917	36 277	-	29 039	33 873

Répartition des longueurs de réseaux de Huahine

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT			RESEAU HT+BT				
	Aérien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Huahine	56,5	19,2	-	75,7	67,4	21,5	88,9	123,9	40,7	164,6	75,3%	24,7%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- l'élagage avec un prestataire de l'île,
- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la moto pompe incendie et de la nacelle avec ENGIE SERVICES.

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) – La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) – La séparation des services délégués

A l'exception des services mutualisés pour des raisons de coordination et d'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 2018 :

- les imputations directes concernent 87 % du total des dépenses de la concession de Huahine. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 13 % 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	83%	4%	87%
Frais répartis sur la concession	6%	7%	13%
Total	89%	11%	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 éleveurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau

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

Transport :

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

Distribution :

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

Gestion de clientèle :

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

4.1.7) – La permanence des méthodes

- **Compte de résultat analytique**

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

- **Bilan par concession**

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

4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

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

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

4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	22
	Mise à disposition personnel	719 795
Convention d'assistance	La société ENGIE s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	4 289 831
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	837 987
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	437 096

Electra

Libellé	Description	22
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	1 354 920
Redevance solaire	Electra est producteur d'énergie solaire, EDT lui facture la redevance autoproducteur conformément au jopf.	26 040
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.	45 275

Autres parties liées

Libellé	Description	22
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	3 085 866
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	46 549 573

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En rappelant :

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

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

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

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

L'objectivation de la marge a été formalisée sur le compte de résultat de la concession en pourcentage du total des produits (revenu autorisé et produits des activités annexes).

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

N/A

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

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 82 % du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 18 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

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

- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe, la péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le CA énergie péréqué de la concession :

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

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

- *Les frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- *Le résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1 ;
Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points.

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,679% (- 0,321 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,204 % (-0,321 % + 1 % + 0,525 % surperformance financière)

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

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

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

- Pour les concessions globalement bénéficiaires, ce taux est appliqué le résultat comptable de chaque activité, même s'il est négatif.
- Pour les concessions globalement déficitaires, il est déterminé un « impôt positif », mis en report déficitaire, qui s'imputera le moment venu sur l'impôt dû au titre des prochains résultats bénéficiaires.

Suivi des reports déficitaires	Huahine		
	2016	2017	2018
Solde à l'ouverture	9 402 141	0	0
IS déficitaire	0	0	0
Consommation IS déficitaire	-9 402 141	0	0
Solde à la clôture	0	0	0

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

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

➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

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

4.2.1. Les frais de siège :

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

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

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

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

4.2.2. Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.3. Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.4. Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.5. Les coûts informatiques :

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

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

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

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

4.2.7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

4.2.8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

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

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

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

**Détail des frais répartis
Huahine**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Huahine en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Huahine
Frais de siège	1 388,5	1 177,5			34,6	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	3%
Exploitation des îles	297,6	297,5	22,6	-0,1	22,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	957,6	72,8
Clientèle îles	38,0	38,0	3,2		3,2	Nombre d'abonnés îles	24 325	2 078
Exploitation réseau Tahiti	365,7	365,3	0,9	0,1	1,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	398,9	0,9
Suivi et développement	69,6	69,5	1,7	-0,4	1,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,9	1,9
Travaux production	45,3	38,1	0,3	-0,1	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21,7	0,2
Travaux réseau	97,2	92,7	2,5	0,8	3,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	83,2	2,3
Gestion administrative du solaire	38,1	35,5	0,4		0,4	Contrats solaires	1 976	23
Service Grand compte	53,8	48,5	1,2	0,0	1,2	Contrats grands comptes	5 150	132
Marketing & E-services	55,4	47,8	1,3		1,3	Nombre d'abonnés	77 399	2 078
Comptabilité client et recouvrement	1,2	1,0	0,0		0,0	Nombre d'abonnés	77 399	2 078
Magasins	27,0	26,2	0,9		0,9	Sorties de stock valorisées	1 284 413,0	44 770,0
Total support externe					35,6			
Support interne de l'île					23,7			
Total Support					59,3			

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

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

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

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Huahine	
	2018	2017
Immobilisations concédées *	1 835 565 434	1 556 929 544
- Production	799 666 135	794 734 138
- Distribution	1 035 899 299	762 195 406
Immobilisations privées	74 620 194	274 228 228
Immobilisations en-cours	46 157 120	61 819 962
- Production	20 741 140	1 868 204
- Distribution	25 411 030	59 951 758
- Privées	4 950	0
Total immobilisations brutes	1 956 342 748	1 892 977 734
Amortissements et provisions **	-1 519 589 033	-1 811 422 846
- Production	-672 500 320	-695 352 321
- Distribution	-778 799 858	-606 575 886
- Privés	-68 288 855	-509 494 639
Immobilisations nettes	436 753 715	81 554 888
Stock	39 605 215	33 624 687
Créances clients	51 280 782	49 222 708
Autres créances	9 965 019	134 653
Provisions pour dépréciation	-5 878 233	-4 664 919
Stock et créances nets	94 972 783	78 317 129
Compte courant du concessionnaire	0	410 007 341
TOTAL ACTIF	531 726 498	569 879 358

* Immobilisations concédées

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	747 119 178	793 921 661
Concessionnaire - Droit incorporel	51 734 480	
Total concessionnaire	798 853 658	793 921 661
Total Tiers et concédant	812 477	812 477
Total au bilan	799 666 135	794 734 138

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	687 261 440	563 626 395
Concessionnaire - Droit incorporel	147 947 685	
Total concessionnaire	835 209 125	563 626 395
Tiers et concédant	200 690 174	198 569 011
Total au bilan	1 035 899 299	762 195 406

** Amortissements et provisions

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	-620 036 121	-694 634 425
Concessionnaire - Droit incorporel	-51 734 480	
Total concessionnaire	-671 770 601	-694 634 425
Tiers et concédant	-729 719	-717 896
Total au bilan	-672 500 320	-695 352 321

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	-512 876 124	-468 790 688
Concessionnaire - Droit incorporel	-121 928 930	
Total concessionnaire	-634 805 054	-468 790 688
Tiers et concédant	-143 994 804	-137 785 198
Total au bilan	-778 799 858	-606 575 886

1 Amortissement et provisions

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir :

- en production : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens),
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant.

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

Les amortissements techniques pour ordres pratiqués sur les biens non renouvelables financés par le concessionnaire figurant dans les comptes sociaux :

- à l'actif en "amortissement et provisions",
- au passif en "droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre" ont été annulés à l'actif et au passif des comptes du rapport du délégataire pour simplifier la lecture du bilan.

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Huahine	
	2018	2017
Résultat	16 142 635	69 631 971
Capitaux propres	16 142 635	69 631 971
Droits des tiers et concédants apports gratuit	56 778 128	60 878 394
- Production	82 758	94 581
- Distribution	56 695 370	60 783 813
Droits du concédant exigible en nature	56 778 128	60 878 394
Autres provisions	25 884 249	20 241 762
- PIDR	25 884 249	20 241 762
Provision pour risques et charges	25 884 249	20 241 762
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	93 542 754	0
Clients - avances sur consommation	10 815 108	10 748 958
Fournisseurs	63 605 780	54 487 315
Dettes fiscales et sociales	33 652 601	38 579 636
Passif de renouvellement	224 801 270	309 332 804
- Production	110 654 632	164 486 809
- Distribution	114 146 638	144 845 995
Produits constatés d'avance	6 503 974	5 978 519
Emprunts et dettes	339 378 733	419 127 231
TOTAL PASSIF	531 726 498	569 879 358

2

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

4.3.3. COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Huahine 2017			Huahine 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	176 516 787	5 206 823	181 723 610	169 043 305		169 043 305
	- LO UP1 : Puissance maximale majorée -1	3 113,00		3 113	3 113,00		3 113
	- Forfait FP1	59 294,00		59 294	59 419,00		59 419
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-95 420 727	3 237 471	-92 183 256	-123 228 262	611 416	-122 616 846
	par UO : Puissance maximale majorée	-30 652		-29 612	-39 585		-39 389
	- Maintenance	-35 052 750		-35 052 750	-43 863 452		-43 863 452
	- AC	-2 281 645		-2 281 645	-2 862 942		-2 862 942
	- ACE	-4 662 356		-4 662 356	-5 110 534		-5 110 534
	- MO	-28 108 749		-28 108 749	-35 889 976		-35 889 976
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-5 490 206		-5 490 206	-4 907 702		-4 907 702
	- AC	-113 598		-113 598			
	- ACE	-859 461		-859 461	-998 783		-998 783
- MO	-451 308		-451 308	-570 037		-570 037	
- AUTRES	-4 065 839		-4 065 839	-3 338 882		-3 338 882	
- Amortissement des actifs de concession	-8 458 002		-8 458 002	-33 126 065		-33 126 065	
- Dot. Amortissement Technique							
- Dot. Amortissement Caducité							
- Dot. Provision pour Renouvellement							
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles							
- Reprise Provision pour Renouvellement							
- Dotation provision pour risque							
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-24 772 229		-24 772 229	-70 884 592		-70 884 592	
- Dotation / reprise de lissage	16 314 227		16 314 227	37 758 527		37 758 527	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-46 419 769	3 237 471	-43 182 298	-41 331 043	611 416	-40 719 627	
- Fonctions supports	-33 319 833		-33 319 833	-24 226 641		-24 226 641	
- Frais de siège	-13 099 936	3 237 471	-9 862 465	-17 104 402	611 416	-16 492 986	
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	24 687 410	728 220	25 415 630	23 763 198		23 763 198
	- LO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	8 683 294		8 683 294	8 708 063		8 708 063
	- Forfait FP2	2,973		2,973	2,986		2,986
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-8 660 631	60 058	-8 600 573	-3 596 623	12 122	-3 584 501
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-0,997		-0,990	-0,413		-0,412
	- Maintenance	-7 594 785		-7 594 785	-2 384 672		-2 384 672
	- AC	-5 727 031		-5 727 031	-649 327		-649 327
	- ACE	-261 152		-261 152	-304 839		-304 839
	- MO	-1 606 602		-1 606 602	-1 430 506		-1 430 506
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents	-6 030		-6 030			
	- Quote part des activités support affectées	-1 059 816	60 058	-999 758	-1 211 951	12 122	-1 199 829
	- Fonctions supports	-816 799		-816 799	-872 839		-872 839
- Frais de siège	-243 017	60 058	-182 959	-339 112	12 122	-326 990	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	155 093 858	4 574 898	159 668 756	170 767 323		170 767 323
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	17,86		18,39	19,61		19,61
	- Consommations	-162 180 435		-162 180 435	-186 857 810		-186 857 810
	- Fioul						
	- Gasoil	-158 467 796		-158 467 796	-182 922 941		-182 922 941
- Huile	-3 712 639		-3 712 639	-3 934 869		-3 934 869	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	355 000		355 000	155 000		155 000
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
- Coûts sur revente energie							
MARGE AVANT IS							
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	37 900 990		37 900 990	18 872 936		18 872 936	
- Coûts directs	-37 003 941		-37 003 941	-16 685 455		-16 685 455	
- AC	-2 030 956		-2 030 956	-13 094 696		-13 094 696	
- ACE	-33 124 139		-33 124 139	-736 660		-736 660	
- MO	-1 848 846		-1 848 846	-2 854 099		-2 854 099	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-897 049		-897 049	-2 187 481		-2 187 481	

		Huahine 2017			Huahine 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	394 554 046	10 509 940	405 063 986	382 601 761		382 601 761
	MARGE AVANT IS	90 391 262	13 807 470	104 198 732	50 046 130	623 538	50 669 668
	- I.S.	-41 310 191	-6 310 225	-47 620 416	-29 797 330	-371 253	-30 168 583
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	49 081 072	7 497 245	56 578 316	20 248 800	252 285	20 501 085
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	41 718 911	6 372 658	48 091 569	17 211 480	214 443	17 425 922
	En % des produits	11%	-61%	12%	4%		5%
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	105 986 899	3 126 360	109 113 259	101 732 070		101 732 070
	- LO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) - 1	155		155	155		155
	- Forfait FD2	714 712		714 712	715 994		715 994
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-84 302 624	2 744 220	-81 558 404	-110 241 038	534 878	-109 706 160
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-543 646		-525 949	-709 069		-705 628
	- Maintenance	-27 931 354		-27 931 354	-39 067 767		-39 067 767
	- AC	-3 848 098		-3 848 098	-7 485 710		-7 485 710
	- ACE	-4 088 582		-4 088 582	-10 886 422		-10 886 422
	- MO	-19 994 674		-19 994 674	-20 695 635		-20 695 635
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-1 452 337		-1 452 337	-893 133		-893 133
	- AC	-461 318		-461 318	-219 067		-219 067
	- ACE	-152 322		-152 322	-226 738		-226 738
	- MO	-94 083		-94 083	-46 181		-46 181
	- AUTRES	-744 614		-744 614	-401 147		-401 147
	- Amortissement des actifs de concession	-19 149 000		-19 149 000	-40 296 327		-40 296 327
	- Dot. Amortissement Technique						
	- Dot. Amortissement Caducité						
	- Dot. Provision pour Renouvellement						
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles						
- Reprise Provision pour Renouvellement		136 200 476	136 200 476				
- Dotation provision pour risque		-136 200 476	-136 200 476				
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-17 551 204		-17 551 204	-60 135 353		-60 135 353	
- Dotation / reprise de lissage	-1 597 796		-1 597 796	19 839 026		19 839 026	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-35 769 933	2 744 220	-33 025 713	-29 983 811	534 878	-29 448 933	
- Fonctions supports	-24 665 864		-24 665 864	-15 020 567		-15 020 567	
- Frais de siège	-11 104 069	2 744 220	-8 359 849	-14 963 244	534 878	-14 428 366	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	2 955 467		2 955 467	3 159 340		3 159 340
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	2 897 117		2 897 117	4 832 759		4 832 759
	- Coûts directs	-2 347 584		-2 347 584	-2 870 944		-2 870 944
	- AC	-762 734		-762 734	-989 244		-989 244
	- ACE	-38 000		-38 000	-883 695		-883 695
	- MO	-1 304 810		-1 304 810	-1 436 555		-1 436 555
	- AUTRES	-242 040		-242 040	438 550		438 550
	- Quote part des activités support affectées	-1 349 652	28 826	-1 320 826	-1 366 181	5 359	-1 360 822
	- Fonctions supports	-1 233 012		-1 233 012	-1 216 263		-1 216 263
	- Frais de siège	-116 640	28 826	-87 814	-149 918	5 359	-144 559
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	62 561 328		62 561 328	66 304 604		66 304 604
	- Coûts directs	-59 159 664		-59 159 664	-63 065 452		-63 065 452
	- AC	-26 832 422		-26 832 422	-35 458 551		-35 458 551
- ACE	-28 523 654		-28 523 654	-21 703 933		-21 703 933	
- MO	-3 738 064		-3 738 064	-5 902 968		-5 902 968	
- AUTRES	-65 524		-65 524				
- Quote part des activités support affectées	-5 365 314		-5 365 314	-5 627 343		-5 627 343	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
	TOTAL DES PRODUITS	174 400 811	3 126 360	177 527 171	176 028 773		176 028 773
	MARGE AVANT IS	21 875 974	5 899 406	27 775 379	-7 142 185	540 237	-6 601 948
	- I.S.	-9 997 655	-2 696 119	-12 693 774	4 252 438	-321 656	3 930 782
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	11 878 319	3 203 287	15 081 606	-2 889 748	218 581	-2 671 166
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	10 096 571	2 722 794	12 819 365	-2 456 285	185 794	-2 270 491
	En % des produits	6%	-87%	7%	-1%		-1%

		Huahine 2017			Huahine 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	360 098 073	10 622 032	370 720 105	367 050 031		367 050 031
	- Achat d'électricité d'origine thermique	356 298 056	10 509 940	366 807 996	363 573 825		363 573 825
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	3 800 017	112 091	3 912 108	3 476 206		3 476 206
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	COÛTS D'ACHAT	-360 271 704	-10 509 940	-370 781 644	-367 377 575		-367 377 575
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-356 298 056	-10 509 940	-366 807 996	-363 573 825		-363 573 825
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-3 973 648		-3 973 648	-3 803 750		-3 803 750
GESTION ADMINISTRATIVE	-154 620	5 906	-148 714	-486 137	2 187	-483 950	
- Produits de la Redevance solaire	156 768		156 768	156 768		156 768	
- Coûts de Fonctionnement	-54 000		-54 000	-168 795		-168 795	
- AC							
- ACE	-54 000		-54 000	-129 600		-129 600	
- MO							
- AUTRES				-39 195		-39 195	
- Quote part des activités support affectées	-257 388	5 906	-251 482	-474 110	2 187	-471 923	
- Fonctions supports	-233 490		-233 490	-412 929		-412 929	
- Frais de siège	-23 898	5 906	-17 992	-61 181	2 187	-58 994	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	398 090		398 090	99 186		99 186
	- Coûts directs	-232 803		-232 803	-29 755		-29 755
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-41 460		-41 460	-29 755		-29 755
- AUTRES	-191 343		-191 343				
- Quote part des activités support affectées	-118 429	938	-117 491	-61 661	178	-61 483	
- Fonctions supports	-114 635		-114 635	-56 690		-56 690	
- Frais de siège	-3 794	938	-2 856	-4 971	178	-4 793	
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	27 968 804	825 013	28 793 817	27 002 426		27 002 426
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	2 055		2 055	2 072		2 072
	- Forfait FC	14 232		14 232	14 260		14 260
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	1 997 984		1 997 984	2 063 964		2 063 964
	- Frais de relance	1 430 190		1 430 190	1 493 298		1 493 298
	- Frais de perception de taxe	567 794		567 794	570 666		570 666
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-34 763 718	641 586	-34 122 132	-33 548 328	116 515	-33 431 813
	par UO : Nombre d'abonnés	-16 917		-16 604	-16 191		-16 135
	- Affranchissements	-2 843 214		-2 843 214	-2 896 033		-2 896 033
	- Fonctionnement	-15 220 496		-15 220 496	-17 743 331		-17 743 331
- AC	-175 941		-175 941	-523 716		-523 716	
- ACE	-2 500 199		-2 500 199	-1 661 844		-1 661 844	
- MO	-11 841 596		-11 841 596	-12 484 464		-12 484 464	
- AUTRES	-702 760		-702 760	-3 073 307		-3 073 307	
- Quote part des activités support affectées	-16 700 008	641 586	-16 058 422	-12 908 964	116 515	-12 792 449	
- Fonctions supports	-14 103 928		-14 103 928	-9 649 458		-9 649 458	
- Frais de siège	-2 596 080	641 586	-1 954 494	-3 259 506	116 515	-3 142 991	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	587 204		587 204	700 120		700 120
	- Autres						
	- Frais de coupure	587 204		587 204	700 120		700 120
	- Coûts directs	-519 166		-519 166	-71 365		-71 365
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-519 166		-519 166	-71 365		-71 365
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-299 188	8 597	-290 591	-55 435	178	-55 257	
- Fonctions supports	-264 401		-264 401	-50 464		-50 464	
- Frais de siège	-34 787	8 597	-26 190	-4 971	178	-4 793	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	391 206 923	11 447 045	402 653 968	397 072 495		397 072 495	
MARGE AVANT IS	-5 309 472	1 594 131	-3 715 341	-4 714 528	119 057	-4 595 471	
- IS.	2 426 510	-728 542	1 697 968	2 807 017	-70 886	2 736 131	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION	-2 882 962	865 589	-2 017 374	-1 907 511	48 171	-1 859 340	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 450 518	735 750	-1 714 768	-1 621 384	40 945	-1 580 439	
En % des produits	-1%	-6%	0%	0%		0%	

		Huahine 2017			Huahine 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	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							
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh fournis aux client finaux							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	1 202 842	35 481	1 238 322	-4 513 121		-4 513 121
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-1 257 803		-1 257 803	2 783 609		2 783 609
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière				2 154 759		2 154 759
	MARGE AVANT IS	-54 961	35 481	-19 481	425 247		425 247
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	605 066 566	14 608 886	619 675 452	587 616 083		587 616 083
	TOTAL DES CHARGES	-498 163 764	6 727 602	-491 436 162	-549 001 420	1 282 833	-547 718 587
	MARGE AVANT IS	106 902 802	21 336 487	128 239 290	38 614 664	1 282 833	39 897 497
	- IS.	-48 856 217	-9 751 101	-58 607 319	-22 991 066	-763 795	-23 754 861
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	58 046 585	11 585 386	69 631 971	15 623 597	519 038	16 142 635
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	49 339 597	9 847 578	59 187 175	13 280 058	441 182	13 721 240
	En % des produits	8,2%	-67%	9,6%	2,3%		2,3%

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

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

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

Commentaires sur la variation des produits : – 17 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 – 13 MF sont :

- **Production : -19 MF**
 - - 19 MF au titre des travaux immobilisés
- **Distribution : + 6 MF**
 - + 2 MF sur les travaux vendus
 - + 4 MF sur les travaux immobilisés

Commentaires sur la variation des charges : + 51 MF

- **Production : + 28 MF**
 - + 28 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - + 24 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 4 MF au titre des frais de siège
 - - 6 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 25 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
 - - 19 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

- **Distribution : + 31 MF**
 - + 26 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 21 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 5 MF sur l'entretien préventif du réseau
 - + 5 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : - 2 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - - 2 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : - 6 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 68 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 en produit le CA péréqué. Cela génère un manque à gagner de **46 MF** sur l'exercice.
- La hausse de + 45MF sur les charges lissées et de + 25 MF au titre des matières consommées

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).

$$\begin{array}{rclcl}
 \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\
 \mathbf{537.561.271} & = & \mathbf{346.899.711} & + & \mathbf{190.661.560}
 \end{array}$$

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 2017 sont :

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	3 113	3 113		59 294	59 419	0,2%	184 582 222	184 971 347	0,2%
Nb de kWh produits	8 683 294	8 708 063	0,3%	2,973	2,986	0,4%	25 815 433	26 002 276	0,7%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	155,069	155,473	0,3%	714 712	715 994	0,2%	110 829 675	111 317 735	0,4%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	2 055	2 072	0,8%	14 232	14 260	0,2%	29 246 760	29 546 720	1,0%
RE - "Forfaits"							350 474 090	351 838 078	0,4%
Résultat financier							1 257 803	-4 938 368	-492,6%
Partage des gains de rendement									
RE (Revenu de l'exploitation)							351 731 893	346 899 711	-1,4%

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.

		2017			2018		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	2 434 760	65,09	158 467 796	2 450 651	74,64	182 922 941
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	10 700	346,98	3 712 639	9 518	413,41	3 934 869
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	109 532	36,28	3 973 648	106 106	35,85	3 803 750
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				166 154 084			190 661 560

Prix des combustibles

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

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

- La formule de Revenu Autorisé de notre concession prévoit que les tarifs de l'électricité sont actualisés : « tous les ans au 1er mars », ou « À tout moment : en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE », (le terme CE correspondant aux dépenses d'énergie, de combustible et de transport).
Toutefois, depuis le 1er mars 2016, aucune mise à jour des tarifs n'a été opérée, malgré une hausse des prix des hydrocarbures, et de la redevance de transport due à la TEP.
En l'absence d'accord du concédant ou de décision du tribunal administratif sur l'application de la dite formule tarifaire, la rémunération du concessionnaire est alors constituée par ses seuls encaissements clients.
- En l'attente d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, les tarifs de l'électricité sont les mêmes pour l'ensemble des concessions d'EDT et établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.
- Aussi les produits enregistrés par concession et par processus correspondent au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions, lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés (principe de péréquation).

		Huahine			
		2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	251 586 531	251 135 099	254 723 297	258 390 319
Péréquation	B	239 684 875	244 121 523	259 706 066	265 785 078
CA péréqué	C=A+B	491 271 406	495 256 622	514 429 363	524 175 397
Ecart RA/CA 2018		n/a	22 629 355	-14 608 886	n/a
Revenu autorisé		537 561 271	517 885 977	499 820 477	524 175 397
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	-22 629 355	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	14 608 886	n/a	n/a
Produits comptabilisés		491 271 406	509 865 508	499 820 477	524 175 397

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

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2018	Réalisé 2017
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	7 960 768	8 003 748
<i>Rendement (kWh) Energie vendue / Energie produite & achetée</i>	88,9%	89,2%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	6 917	6 789
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	36 277	35 423
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	29 039	26 991
Achat Electra 40F/kWh	33 873	40 329
Total Production Photovoltaïque	106 106	109 532
Production hydro		
Production Total EnR	106 106	109 532
Production brute thermique à produire	8 853 337	8 858 803
Production nette thermique à produire	8 703 967	8 726 227
Total production (EDT et Autres)	8 959 443	8 968 335
<i>Total production sur 30 jours / Variation en % N / N-1</i>		
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,277	0,275
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	76 200	82 912
Achat matière première	2 457 717	2 428 048
Stock final	83 266	76 200
Consommation matière première	2 450 651	2 434 760
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,277	0,275
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	74,64 F	65,09 F
Prix de l'hydroélectricité		
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	413,41 F	346,98 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	4 985 080	5 240 287
Achat matière première	185 105 532	158 212 589
Stock final	7 167 672	4 985 080
Consommation matière première	182 922 941	158 467 796
Huile	3 934 869	3 712 639
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	186 857 810	162 180 436
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	3 803 750	3 973 648
(CE) TOTAL achat de matières premières	190 661 560	166 154 084

5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

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

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2017	Acquisition ⁽³⁾	Cession ⁽⁴⁾	2018	Reclassement droit incorporel ⁽⁵⁾	Total bilan 2018
Production	813 008 001 (1)	0	-65 076 346	747 931 655	51 734 480	799 666 135
Distribution	774 497 205 (2)	113 579 594	-125 185	887 951 614	147 947 685	1 035 899 299
Total	1 587 505 206	113 579 594	-65 201 531	1 635 883 269	199 682 165	1 835 565 434

(1) Ecart sur rapport délégataire 2017 de 18 273 863 XPF, correspondant à la régularisation de la TVA à reverser sur les acquisitions de 2011 à 2017

(2) Ecart sur rapport délégataire 2017 de 12 301 799 XPF, correspondant à la régularisation de la TVA à reverser sur les acquisitions de 2011 à 2017.

Dont 8 199 953 XPF sur les biens de renouvellement et 4 101 846 XPF sur les biens améliorants.

(3) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Enveloppe	Poste aérien	Organes de	Réseau	Réseau	Branchement & Comptages
			Poste cabine	Autre non décomposable	coupure aérien	aérien	souterrain	
724040	POSTE H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	1 712 614	1 712 614					
724040	POSTE H1023 CENT CIAL HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	662 400	662 400					
724040	CELLULES H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	1 961 772		1 961 772				
724040	AUT COMP H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	5 033 423		5 033 423				
724040	CELLULES H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	1 357 289		1 357 289				
724040	AUT COMP H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	2 028 403		2 028 403				
724040	TRANSFO H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	973 271						
724040	TRANSFO H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	1 314 411	1 314 411					
724040	ENFOUISS RSX HT/BTA FARE AVT2 18/07/2017 HUAHINE	6 342 950				6 342 950		
724040	ENFOUISS RSX HT/BTS FARE AVT2 18/07/2017 HUAHINE	41 185 346					41 185 346	
	TOTAL TRAVAUX AVENANT 2	62 571 879	4 662 696	10 380 887	-	6 342 950	41 185 346	-
601504	RENV 5 IAM H412B/H519A/H5 23A/H700C/H307A HUAHINE	8 637 283			8 637 283			
735000	RENV RESEAU HTA HUAHINE	39 695 962				39 695 962		
CP2018	BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2018	428 122						428 122
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	48 761 367	-	-	8 637 283	39 695 962	-	428 122
728855	RSX SOUT TIERS HUA 2018 FINANCEMENTS HUAHINE	243 424					243 424	
BRT11/18	COMPTAGE TIERS HUA 2018 FINANCEMENT HUAHINE	2 002 924						2 002 924
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HUAHINE	2 246 348	-	-	-	-	243 424	2 002 924
	TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE	113 579 594	4 662 696	10 380 887	8 637 283	46 038 912	41 428 770	2 431 046

(4) Cessions de Production : 65 MF Groupe Caterpillar

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

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 46,1 MF contre 61,8 MF fin 2017 soit une diminution de 15,7 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 CONCEDEANT HUAHIN	01/01/1991	35	-	812 477	-	729 719	82 758
A.N CONSTRUCTION HUAHINE	01/01/1994	35	176 217 623	-	120 122 003	-	56 095 620
AMNGMT STOCK HUAHINE	02/11/2010	18	7 493 493	-	3 367 490	-	4 126 003
GENIE CIVIL INSTAL GRPE	01/01/2011	18	6 367 293	-	2 829 921	-	3 537 372
RENFORCEMT HANGAR HUAHINE	01/01/2011	18	2 051 430	-	911 753	-	1 139 677
MEC INSTALLAT ^e TERTIAIRES	01/08/2015	13	3 764 038	-	958 617	-	2 805 421
AGENC BAT INSTAL GRPE	01/01/2011	18	6 367 295	-	2 829 921	-	3 537 374
ECLAIRAGE ENTREPOT HUAHIN	01/03/2011	18	701 299	-	308 052	-	393 247
TVX BETONNAGE A L'ARRIERE	01/01/2015	14	1 130 636	-	323 040	-	807 596
F&P GE QSK60 CUMMINS À LA	01/01/2015	14	1 195 388	-	341 540	-	853 848
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	46 817 400	-	23 652 856	-	23 164 544
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/06/2017	7	46 573 451	-	10 534 598	-	36 038 853
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/04/2017	7	49 209 168	-	12 302 694	-	36 906 474
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	13 557 450	-	3 742 620	-	9 814 830
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/12/2009	15	11 642 122	-	10 149 656	-	1 492 466
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/12/2009	10	11 642 122	-	11 642 122	-	-
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	21 059 922	-	8 111 799	-	12 948 123
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/12/2009	11	22 654 424	-	22 654 424	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/12/2009	11	22 654 424	-	22 654 424	-	-
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	-	585 366	-	644 442
FIL COMB QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	12 407 061	-	5 514 274	-	6 892 787
ENS COMPTAGE THOKEIM HUA	01/09/2011	17	1 841 540	-	779 118	-	1 062 422
F&P SONDE RADAR HUAHINE	01/05/2014	15	1 211 193	-	385 405	-	825 788
F&P AUTOMATE SUPERVIS ^e HUA	01/01/2016	13	1 009 037	-	232 854	-	776 183
FIL EAU QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	4 919 230	-	2 341 465	-	2 577 765
FIL EAU QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	13 089 832	-	5 817 728	-	7 272 104
EAU F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	9 876 329	-	2 821 807	-	7 054 522
TABLEAU CDE HTA HUAHINE	01/12/2009	19	28 998 231	-	13 802 652	-	15 195 579
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	14 571 325	-	6 935 697	-	7 635 628
CPL TABLEAU HTA CDE HUAHI	16/03/2010	19	5 580 674	-	2 605 138	-	2 975 536
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	20 365 216	-	9 051 246	-	11 313 970
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	18	1 237 373	-	549 948	-	687 425

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	2 210 939	-	792 178	-	1 418 761
NRJ F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	8 086 441	-	2 310 411	-	5 776 030
NRJ AUTOMATE TWIDO HUA	01/01/2016	13	634 321	-	146 381	-	487 940
FIL LUB QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	1 229 808	-	585 366	-	644 442
FIL LUB QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	925 232	-	411 215	-	514 017
TRAITEMT EAUX HUILEUSES	01/01/2008	21	1 535 933	-	804 538	-	731 395
EVACUAT ^E EFFLUENT LIQUIDE	01/08/2009	19	2 422 923	-	1 175 068	-	1 247 855
FIL ENVT QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	8 674 476	-	4 128 901	-	4 545 575
FIL ENVT QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	5 551 389	-	2 467 296	-	3 084 093
FIL ENVT REJET HUAHINE	01/08/2011	17	3 742 098	-	1 593 547	-	2 148 551
VASE FILTRE D'AMORÇAGE PR	01/04/2015	14	1 974 751	-	538 599	-	1 436 152
INSTAL SECU INCENDIE HUA	30/06/2004	25	940 932	-	556 984	-	383 948
PROTECTION INCENDIE HUAHI	30/06/2004	14	2 754 393	-	2 754 393	-	-
EVACUAT ^E EFFLUENT LIQUIDE	01/08/2009	19	1 307 468	-	634 093	-	673 375
RENOVAT.SECU.INCENDIE HUA	03/09/2010	18	25 983 172	-	11 779 948	-	14 153 224
GPE MOTOPOMPE GMP HUAHINE	02/11/2010	18	3 917 129	-	1 760 314	-	2 156 815
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/01/2012	17	311 904	-	128 431	-	183 473
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/01/2012	17	311 904	-	128 431	-	183 473
INSTAL DETECTEUR IR3 STKG	01/01/2012	17	590 552	-	243 171	-	347 381
INST EVENTS CENT HUAHINE	01/03/2012	17	446 278	-	181 168	-	265 110
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/07/2012	17	261 630	-	103 068	-	158 562
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/07/2012	17	261 630	-	103 068	-	158 562
F&P GARDE CORPS HUAHINE	01/03/2013	16	472 745	-	174 177	-	298 568
INSTAL CAMERA IP HUAHINE	01/02/2014	15	3 009 675	-	992 023	-	2 017 652
FILIERES QSK60 HUAHINE	01/01/2015	14	37 428 165	-	10 693 763	-	26 734 402
TOTAL PRODUCTION HUAHINE			747 119 178	812 477	386 860 160	729 719	360 341 776
POSTE H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	1 712 614	-	59 180	-	1 653 434
POSTE H1023 CENT CIAL HUA	20/02/2018	25	662 400	-	22 890	-	639 510
CELLULES H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	1 961 772	-	67 790	-	1 893 982
AUT COMP H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	5 033 423	-	173 933	-	4 859 490
CELLULES H1023 CENT CCIAL	20/02/2018	25	1 357 289	-	46 902	-	1 310 387
AUT COMP H1023 CENT CCIAL	20/02/2018	25	2 028 403	-	70 093	-	1 958 310
TRANSFO 14A1 H3104 HUAHIN	01/01/2014	25	2 398 245	-	479 649	-	1 918 596
TRANSFO 14A1 H3105 HUAHIN	01/01/2014	25	2 398 245	-	479 649	-	1 918 596
TRANSFO H7007 LOTIS FAUNA	01/07/2015	25	-	538 334	-	75 366	462 968
TRANSFO H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	973 271	-	33 632	-	939 639
TRANSFO H1023 CENT CCIAL	20/02/2018	25	1 314 411	-	45 420	-	1 268 991
POSE CABLE HTA S/ PONT DE	01/01/2015	25	1 171 500	-	187 440	-	984 060
TRANSFO HUAHINE 98	01/01/1998	25	3 930 123	-	3 301 305	-	628 818
TRANSFO HUAHINE 99	01/01/1999	25	1 469 539	-	1 175 631	-	293 908
TRANSFO HUAHINE 2000	01/01/2000	25	725 429	-	551 324	-	174 105

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 HUAHINE 2001	01/01/2001	25	306 093	-	220 388	-	85 705
TRANSFO HUAHINE 2002	01/01/2002	25	1 061 541	-	721 849	-	339 692
TRANSFO H61 HAAMENE HUA	01/06/2004	25	587 633	-	342 784	-	244 849
POSTE DP H61 FARE MAEVA	25/07/2006	25	1 894 068	-	941 986	-	952 082
POSTE DP FARE MAEVA	25/07/2006	25	2 865 559	-	1 425 136	-	1 440 423
POSTE DP FARE MAEVA	25/07/2006	25	401 733	-	199 793	-	201 940
POSTE QT TARAVARI FITII	01/10/2008	25	514 254	-	210 843	-	303 411
TRANSFO QT TARAVARI FITII	01/10/2008	25	494 422	-	202 714	-	291 708
TRANSFO DP H7031 OPT FARE	01/01/2012	25	715 258	-	200 272	-	514 986
TRANSFO DP H6292 FITII	03/05/2012	25	1 567 137	-	417 563	-	1 149 574
POSTE HUAHINE 98	01/01/1998	25	81 694	-	68 624	-	13 070
POSTE HUAHINE 99	01/01/1999	25	7 240 469	-	5 792 376	-	1 448 093
POSTE DP HAAMENE HUAHINE	01/06/2004	25	1 829 177	-	1 067 019	-	762 158
POSTE DP COMMUNE HUAHINE	26/08/2005	25	5 480 730	-	2 926 098	-	2 554 632
SUPERVISION HUAHINE	01/08/2006	25	5 994 498	-	2 977 268	-	3 017 230
POSTE DP HUAHINE 2008	01/07/2008	25	4 366 560	-	1 833 954	-	2 532 606
POSTE DP HUAHINE 2009	01/07/2009	25	571 820	-	217 293	-	354 527
RENFORC DP H61 H7031 OPT	01/01/2012	25	1 484 755	-	415 734	-	1 069 021
MEP SELF DP H6292 FITII	03/05/2012	25	1 699 544	-	452 842	-	1 246 702
IAT/IACM HAAPU HUAHINE	01/01/2006	15	1 856 623	-	1 609 074	-	247 549
IAT/IACM MAROE HUAHINE	01/01/2006	15	1 851 329	-	1 604 486	-	246 843
INTERRUPTEUR DISJ VPR HT	30/10/2010	15	4 556 810	-	2 481 773	-	2 075 037
IAM BOUCLAGE TRAVERSIERE	01/01/2012	15	1 835 822	-	856 727	-	979 095
IAM 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	15	1 958 494	-	652 830	-	1 305 664
REMP IAT H310 PAR DISJ	26/06/2014	15	4 211 198	-	1 267 312	-	2 943 886
RENV 5 IAM H412B/H519A/H5	01/06/2018	15	8 637 283	-	335 894	-	8 301 389
CELLULE TELECOMMANDE DANS	01/01/2008	15	1 106 571	-	811 485	-	295 086
RES.AERIEN HUAHINE 98	01/01/1998	25	46 716 084	-	39 241 511	-	7 474 573
RES.AERIEN HUAHINE 99	01/01/1999	25	610 872	-	488 699	-	122 173
RESEAUX HUAHINE 1999	01/01/1999	25	-	6 854 659	-	5 483 726	1 370 933
RES.AERIEN HUAHINE 2000	01/01/2000	25	7 718 036	-	5 865 707	-	1 852 329
RESEAUX HUAHINE 2000	01/01/2000	25	-	1 236 107	-	939 440	296 667
RES.AERIEN HUAHINE 2001	01/01/2001	25	5 622 786	-	4 048 405	-	1 574 381
RESEAUX HUAHINE 2001	01/01/2001	25	-	2 163 291	-	1 557 570	605 721
RESEAUX HUAHINE 2001	01/01/2001	25	-	18 285 110	-	13 652 595	4 632 515
RES.AERIEN HUAHINE 2002	01/01/2002	25	4 998 296	-	3 398 844	-	1 599 452
RESEAUX HUAHINE 2002	01/01/2002	25	-	2 486 084	-	1 690 536	795 548
RESEAUX HUAHINE 2002	01/01/2002	25	-	5 089 778	-	3 559 906	1 529 872
RES.AERIEN HUAHINE 2003	01/01/2003	25	3 494 362	-	2 236 392	-	1 257 970
RESEAUX HUAHINE 2003	01/01/2003	25	-	1 433 683	-	917 555	516 128
RESEAUX HUAHINE 2003	01/01/2003	25	-	836 382	-	544 039	292 343

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAU BTA TAAEREU HUAHIN	27/05/2004	25	399 664	-	233 316	-	166 348
RESEAU CP 41906 2004 HUA	01/07/2004	25	964 508	-	559 413	-	405 095
RESEAUX HUAHINE 2004	01/07/2004	25	-	7 791 486	-	4 519 061	3 272 425
RESEAUX HUAHINE 2004	01/07/2004	25	-	233 648	-	135 517	98 131
RESEAU BTA COMMUNE HUAHIN	30/10/2004	25	3 557 232	-	2 016 158	-	1 541 074
EXT BTA AERIEN TEIHOTU	06/04/2005	25	108 068	-	59 380	-	48 688
EXT BTA AERI QTIER BELLA	11/04/2005	25	319 741	-	175 504	-	144 237
EXT BTA QTIER UTAHIA FARE	22/04/2005	25	271 682	-	148 789	-	122 893
EXT BTA MLE MAI VIOLETTE	28/04/2005	25	641 543	-	350 927	-	290 616
RESEAUX HUAHINE 2005	01/06/2005	25	-	895 942	-	486 797	409 145
RESEAUX HUAHINE 2005	01/06/2005	25	-	249 400	-	135 507	113 893
RESEAUX CP 51906 2005 HUA	01/06/2005	25	68 642	-	37 298	-	31 344
REEMPL CÂBLES CU HT PAREA	30/08/2005	25	1 710 061	-	912 222	-	797 839
RESEAUX HUAHINE 2006	01/07/2006	25	-	178 408	-	89 202	89 206
RESEAU 15% EXT HUAHINE 06	01/07/2006	25	27 418	-	13 712	-	13 706
RESEAU AERIEN QTIER SOC	25/07/2006	25	1 847 916	-	919 032	-	928 884
RESEAU HTA/BTA FARE HUAHI	25/07/2006	25	269 000	-	133 783	-	135 217
RES. AERIEN EXT QT FAREOA	01/08/2006	25	203 560	-	101 100	-	102 460
RESEAUX HUAHINE 2007	01/07/2007	25	-	91 780	-	42 217	49 563
RESEAUX HUAHINE 2007	01/07/2007	25	-	2 434 410	-	1 119 827	1 314 583
RES AERIEN CP HUAHINE 07	01/07/2007	25	6 422 028	-	2 954 132	-	3 467 896
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	237 553	-	109 273	-	128 280
EXT QT TEIHOARI/TUARIHIO	28/04/2008	25	327 045	-	139 650	-	187 395
RESEAUX CP HUAHINE 2008	01/07/2008	25	16 042 489	-	6 737 846	-	9 304 643
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25	-	78 872	-	33 127	45 745
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	2 596 750	-	1 090 635	1 506 115
EXT A14 QT TARAVARI HUA	01/10/2008	25	9 026 321	-	3 700 793	-	5 325 528
RESEAUX CP HUAHINE 2009	01/07/2009	25	1 947 100	-	739 898	-	1 207 202
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	1 128 165	-	409 902	718 263
EXT 14A1 BTA QTIER TETUMU	01/01/2010	25	1 465 075	-	527 427	-	937 648
RESEAUX CP HUAHINE 2010	01/07/2010	25	495 637	-	168 516	-	327 121
RESEAUX 2010 CONCED HUAHI	01/07/2010	25	-	1 712 027	-	582 089	1 129 938
RESEAUX 2010 TIERS HUAHIN	01/07/2010	25	-	2 373 332	-	806 931	1 566 401
MISE CONFORM. BTA QT COCO	01/01/2011	25	1 125 526	-	360 168	-	765 358
MISE CONFORM. BTA QT ARAI	01/01/2011	25	1 034 877	-	331 163	-	703 714
MISE CONFORM. BTA VILLAGE	01/01/2011	25	6 026 244	-	1 928 404	-	4 097 840
MISE CONFORM. BTA VILLAGE	01/01/2011	25	3 159 783	-	1 011 132	-	2 148 651
MISE CONFORM. BTA QT TEUR	01/01/2011	25	1 626 613	-	520 518	-	1 106 095
RESEAU ZONE QUAI AEROPORT	01/01/2011	25	415 417	-	132 933	-	282 484
RESEAUX CP HUAHINE 2011	01/07/2011	25	14 528 824	-	4 358 698	-	10 170 126
RESEAUX 2011 CONCED HUA	01/07/2011	25	-	209 749	-	62 925	146 824

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 2011 TIERS HUAHIN	01/07/2011	25	-	1 526 714	-	458 015	1 068 699
EXT 14A1 BTA QT TETAHORA	01/01/2012	25	242 376	-	67 863	-	174 513
MEC DE LA RAS-HT AU MAG	01/01/2012	25	2 163 285	-	605 728	-	1 557 557
EXT 14A1 BTA QT LEFOC	01/01/2012	25	2 153 321	-	602 935	-	1 550 386
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE	01/01/2012	25	8 416 436	-	2 356 624	-	6 059 812
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA	12/04/2012	25	671 518	-	180 491	-	491 027
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA	12/04/2012	25	1 146 098	-	308 049	-	838 049
RESEAUX CP HUAHINE 2012	01/07/2012	25	49 092 298	-	12 764 204	-	36 328 094
RESEAUX CP HUAHINE 2013	01/07/2013	25	52 332 182	-	11 513 402	-	40 818 780
DEVIAT°RESEAU HTA/BTA HUA	11/07/2013	25	17 530 645	-	3 837 382	-	13 693 263
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA	01/01/2014	25	309 704	-	61 942	-	247 762
ART14A1 065779/CH/2013	01/01/2014	25	871 337	-	174 269	-	697 068
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	25	1 612 055	-	322 412	-	1 289 643
RESEAUX CP HUAHINE 2014	01/07/2014	25	62 857 560	-	11 314 871	-	51 542 689
RESEAUX CP HUAHINE 2015	01/07/2015	25	29 216	-	4 090	-	25 126
RESEAUX CP HUAHINE 2016	01/07/2016	25	2 354 759	-	235 485	-	2 119 274
RESEAUX 2016 CONCED HUAHI	01/07/2016	25	-	92 853	-	9 285	83 568
RESEAUX CP HUAHINE 2017	01/07/2017	25	616 744	-	37 007	-	579 737
ENFOUISS RSX HT/BTA FARE	20/02/2018	25	6 342 950	-	219 184	-	6 123 766
RENV RESEAU HTA HUAHINE	01/06/2018	25	39 695 962	-	926 239	-	38 769 723
SOUT HTA RESEAU AERIEN	01/01/2008	35	16 521 399	-	5 192 440	-	11 328 959
EXT HT/BTAS A14 BAIE DE	01/01/2008	35	19 207 220	-	6 036 558	-	13 170 662
EXT QT TEIHOARI/TUARIHIO	28/04/2008	35	278 502	-	84 941	-	193 561
EXT A14 QT TARAVARI HUA	01/10/2008	35	21 061 415	-	6 167 989	-	14 893 426
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE	01/01/2012	35	25 307 470	-	5 061 543	-	20 245 927
EXT 14A1 BTS Q.HENNEBUISE	01/01/2012	35	1 061 578	-	212 316	-	849 262
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA	01/01/2014	35	349 240	-	49 891	-	299 349
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	35	33 317 232	-	4 759 606	-	28 557 626
POSE CABLE HTA S/ PONT DE	01/01/2015	35	5 134 208	-	586 768	-	4 547 440
RESEAUX CP HUAHINE 2015	01/07/2015	35	408 757	-	40 879	-	367 878
RSX SOUT TIERS HUA 2015	01/07/2015	35	-	1 501 442	-	150 143	1 351 299
14A1 066425/CH/2013 QT TE	15/03/2017	35	1 959 603	-	100 482	-	1 859 121
RSX SOUT TIERS HUA 2017	01/07/2017	35	-	234 951	-	10 069	224 882
RESEAU CP HUAHINE 2017	01/07/2017	35	71 487	-	3 064	-	68 423
ENFOUISS RSX HT/BTS FARE	20/02/2018	35	41 185 346	-	1 360 963	-	39 824 383
RSX SOUT TIERS HUA 2018	01/07/2018	35	-	243 424	-	3 477	239 947
COMPTAGE HUAHINE 1991	01/01/1991	20	-	27 525 610	-	27 525 610	-
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	-

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
COMPTAGE 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	-	946 321	-	17 760
COMPTAGE HUAHINE 1997	01/01/1997	24	-	5 467 831	-	5 367 107	100 724
COMPTAGE HUAHINE 98	01/01/1998	23	847 130	-	815 920	-	31 210
COMPTAGE HUAHINE 1998	01/01/1998	23	-	6 327 791	-	6 094 662	233 129
COMPTAGE HUAHINE 99	01/01/1999	22	847 701	-	800 854	-	46 847
COMPTAGE HUAHINE 1999	01/01/1999	22	-	6 993 888	-	6 607 384	386 504
COMPTAGE HUAHINE 2000	01/01/2000	21	1 840 766	-	1 705 130	-	135 636
COMPTAGE HUAHINE 2000	01/01/2000	21	-	6 309 070	-	5 844 191	464 879
COMPTAGE HUAHINE 2001	01/01/2001	20	134 559	-	121 104	-	13 455
COMPTAGE HUAHINE 2001	01/01/2001	20	-	5 488 939	-	4 940 046	548 893
COMPTAGE HUAHINE 2002	01/01/2002	20	1 594 456	-	1 355 288	-	239 168
COMPTAGE HUAHINE 2002	01/01/2002	20	-	6 904 948	-	5 869 205	1 035 743
COMPTAGE HUAHINE 2003	01/01/2003	20	-	4 675 567	-	3 740 453	935 114
POSE COMPTEURS 2004 HUA	01/07/2004	20	1 006 344	-	729 598	-	276 746
BRANCHEMENT HUAHINE 2004	01/07/2004	20	-	4 833 844	-	3 504 535	1 329 309
COMPTAGE HUAHINE 2005	01/06/2005	20	-	3 890 252	-	2 642 130	1 248 122
POSE COMPTEUR CP HUAHINE	01/07/2005	20	1 145 655	-	773 319	-	372 336
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2006	20	1 852 340	-	1 157 712	-	694 628
BRCHT HUAHINE 2006	01/07/2006	20	-	2 614 812	-	1 634 258	980 554
BRCHT AERIEN COLOMBANIJC	01/01/2007	20	51 184	-	30 708	-	20 476
BRCHT AEROSOUT TERAIKI	01/01/2007	20	51 373	-	30 825	-	20 548
BCHT AEROSOUT RIMO MANUEL	01/01/2007	20	35 649	-	21 389	-	14 260
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2007	20	1 769 938	-	1 017 715	-	752 223
BRCHT HUAHINE 2007	01/07/2007	20	-	4 721 689	-	2 714 971	2 006 718
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2008	20	1 554 242	-	815 976	-	738 266
BRCHT 2008 FINANCIERS	01/07/2008	20	-	3 625 919	-	1 903 608	1 722 311
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2009	01/07/2009	20	2 510 484	-	1 192 478	-	1 318 006
BRCHT 2009 FINANCIERS	01/12/2009	20	-	3 422 003	-	1 554 158	1 867 845
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2010	01/07/2010	20	905 176	-	384 701	-	520 475
COMPTAGE TIERS HUA 2010	01/07/2010	20	-	2 837 072	-	1 205 757	1 631 315
BRCHT/CPTAG HUAHINE 2011	01/07/2011	20	3 711 149	-	1 391 696	-	2 319 453
COMPTAGE TIERS HUA 2011	01/07/2011	20	-	3 462 887	-	1 298 581	2 164 306
BRCHT/CPTAGES HUAHINE	01/07/2012	20	1 244 238	-	404 383	-	839 855
COMPTAGE TIERS HUA 2012	01/07/2012	20	-	3 570 827	-	1 160 517	2 410 310
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2013	20	899 504	-	247 370	-	652 134

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
COMPTAGE TIERS HUA 2013	01/07/2013	20	-	2 564 020	-	705 105	1 858 915
CPTEURS SOLAIRE HUA 2013	01/07/2013	20	-	208 018	-	57 205	150 813
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2014	20	759 605	-	170 919	-	588 686
COMPTAGE TIERS HUA 2014	01/07/2014	20	-	3 227 553	-	726 201	2 501 352
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2015	20	918 533	-	160 756	-	757 777
COMPTAGE TIERS HUA 2015	01/07/2015	20	-	3 041 743	-	532 305	2 509 438
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2016	20	3 428 270	-	428 551	-	2 999 719
COMPTAGE TIERS HUA 2016	01/07/2016	20	-	2 485 535	-	310 692	2 174 843
COMPTAGE TIERS HUA 2017	01/07/2017	20	-	2 756 822	-	206 762	2 550 060
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2017	20	1 681 805	-	126 145	-	1 555 660
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2018	20	428 122	-	10 703	-	417 419
COMPTAGE TIERS HUA 2018	01/07/2018	20	-	2 002 924	-	50 073	1 952 851
TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE			687 261 440	200 690 174	218 678 367	143 994 804	525 278 443
>>>> TOTAL PAR CONCESSION HUAHINE			1 434 380 618	201 502 651	605 538 527	144 724 523	885 620 219

Production :

VB Concessionnaire :	747 119 178
VB Tiers :	812 477
Droit incorporel * :	51 734 480
Total VB (fin 2018)	799 666 135

Distribution :

VB Concessionnaire :	687 261 440
VB Tiers :	200 690 174
Droit incorporel * :	147 947 685
Total VB (fin 2018)	1 035 899 299

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

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Enveloppe		Organes de coupure aérien	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
			Poste cabine	Poste aérien				
			Transformateur	Autre non décomposable				
724040	POSTE H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	1 712 614	1 712 614					
724040	POSTE H1023 CENT CIAL HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	662 400	662 400					
724040	CELLULES H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	1 961 772		1 961 772				
724040	AUT COMP H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	5 033 423		5 033 423				
724040	CELLULES H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	1 357 289		1 357 289				
724040	AUT COMP H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	2 028 403		2 028 403				
724040	TRANSFO H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	973 271	973 271					
724040	TRANSFO H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	1 314 411	1 314 411					
724040	ENFOUISS RSX HT/BTA FARE AVT2 18/07/2017 HUAHINE	6 342 950			6 342 950			
724040	ENFOUISS RSX HT/BTS FARE AVT2 18/07/2017 HUAHINE	41 185 346				41 185 346		
	TOTAL TRAVAUX AVENANT 2	62 571 879	4 662 696	10 380 887	0	6 342 950	41 185 346	0
601504	RENV 5 IAM H412B/H519A/H5 23A/H700C/H307A HUAHINE	8 637 283			8 637 283			
735000	RENV RESEAU HTA HUAHINE	39 695 962				39 695 962		
CP2018	BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2018	428 122						428 122
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	48 761 367	0	0	8 637 283	39 695 962	0	428 122
	TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE	111 333 246	4 662 696	10 380 887	8 637 283	46 038 912	41 185 346	428 122

5.4 - Dépenses de renouvellements réalisées dans l'année

Production :

	Prévu	Réalisé*	Ecart
FILIERES	11 120 662	-	11 120 662
SECURITE	10 303 091	-	10 303 091
TOTAL	21 423 753	-	21 423 753

* hors rattrapage TVA à reverser

dont	écart	commentaires
renouvellement reporté	- 21 423 753	Le renouvellement du Tableau Général Basse Tension (TGBT) débuté en 2018 s'est terminé en 2019. Le renouvellement de la centrale SSI a été reporté en 2019.
renouvellement anticipé		
renouvellement besoin annulé ou modifier		
écart de coût sur renouvellement effectué		
total	- 21 423 753	

Distribution :

	Prévu	Réalisé*	Ecart
Transfos	1 500 000	5 362 503	3 862 503
IAT	6 000 000	8 637 283	2 637 283
Réseaux HTA	33 938 899	36 616 627	2 677 728
Réseaux BT	8 145 336	8 787 990	642 655
Branchements et comptages	4 378 703	206 587	- 4 172 116
Réseau souterrain		6 177 802	6 177 802
TOTAL	53 962 937	65 788 792	11 825 855

* hors rattrapage TVA à reverser

dont	écart	commentaires
renouvellement reporté	- 4 172 116	
renouvellement anticipé	3 320 383	Le programme de renouvellement de supports HTA et BT de 2019 a été anticipé en 2018.
renouvellement besoin annulé ou modifier		
écart de coût sur renouvellement effectué	12 677 588	Le renouvellement d'équipements réseaux et la part renouvellement des réseaux suite à l'enfouissement des réseaux de Fare s'inscrivent dans le cadre de l'avenant 2 signé en août 2017.
total	11 825 855	

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{er} janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

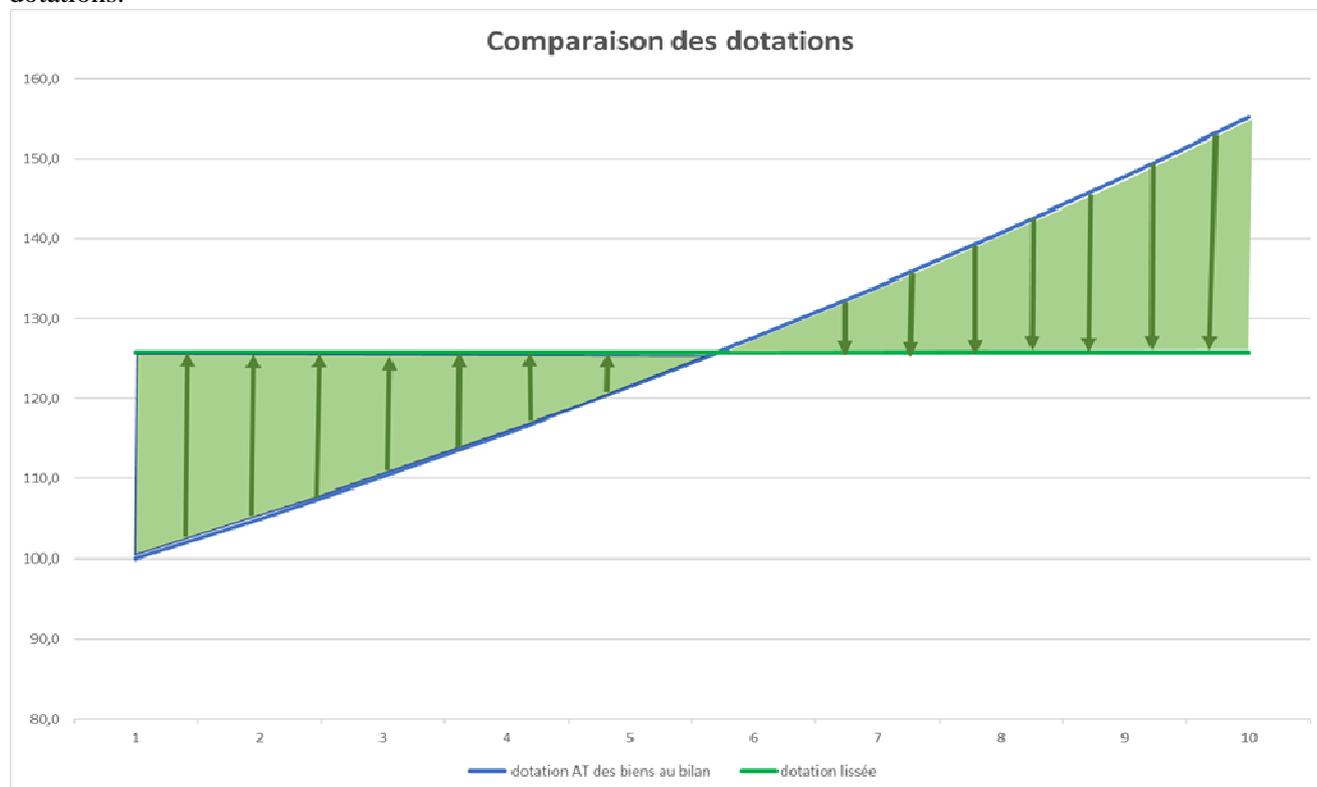
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotation/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée.

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

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

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

Détail des calculs / **Production** :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	747 931 655	746 316 342	1 615 314	
- financements tiers et concédant	(812 477)	(812 477)	-	
- IFC renouvellement cumul	(25 517 149)	(25 517 149)	-	
base amortissable	721 602 029	719 986 716	1 615 314	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	694 634 425	694 634 425	-	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(80 406 550)	(80 406 550)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	20 101 638	20 101 638	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	634 329 513	634 329 513	-	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(65 076 346)	(65 076 346)	-	(C)
reste à amortir	152 348 863	150 733 549	1 615 314	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	3	3	3	
dotation	50 782 954	50 244 516	538 438	
réintégration droit entrée	-	-	-	
dotations exercice ⁽¹⁾	50 782 954	50 244 516	538 438	(E)
dotation cumulée	620 036 121	619 497 683	538 438	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	51 734 480	51 734 480	-	
dotations cumulées à fin 2018 ⁽²⁾	671 770 601	671 232 163	538 438	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	
	(180 801 036)					
2017	(148 413 159)	32 387 877	(44 873 867)	(12 485 989)	-	(12 485 989)
2018	(110 654 632)	37 758 527	(50 244 516)	(12 485 989)	(538 438)	(13 024 427)
2019	(62 184 228)	48 470 403	(60 956 393)	(12 485 989)	(538 438)	(13 024 427)
2020	-	62 184 228	(74 670 218)	(12 485 989)	(538 438)	(13 024 427)
	180 801 036		(230 744 994)	(49 943 958)	(1 615 314)	(51 559 271)
moyenne	45 200 259		(57 686 248)	(12 485 989)		
				moyenne 2017 / 2020		

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

Dotation N	50 782 954	
Réintégration droit d'entrée	-	
Régularisation dotation 2017	20 101 638	
Total dotation amortissements biens au bilan 2018	70 884 592	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2018	(37 758 527)	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	33 126 065	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	-	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	33 126 065	5.5.3
- régularisations et écarts	(20 101 638)	
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	13 024 427	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	671 770 601
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	729 719
Total amortissement au bilan	672 500 320

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	139 589 546
- réalisé 2017 :	(87 793 418)
- réalisé 2018 ⁽¹⁾ :	(16 658 550)
Reste à faire à fin 2018 :	35 137 578

(1) : dont rattrapage sur TVA à reverser 2011-2017 de 16 658 550 xpf

Détail des calculs / Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	887 951 614	830 846 042	57 105 572	
- financements tiers et concédant	(200 690 174)	(195 452 053)	(5 238 121)	
- IFC renouvellement cumul	(84 441 366)	(84 441 366)	-	
base amortissable	602 820 074	550 952 623	51 867 451	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	468 790 688	468 235 400	555 288	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(1 182 052)	(1 182 052)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	295 513	295 513	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	467 904 149	467 348 861	555 288	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir	134 915 925	83 603 762	51 312 164	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	3	3	3	
dotation	44 971 975	27 867 921	17 104 055	
réintégration droit entrée	14 867 865	14 867 865	-	
dotations exercice ⁽¹⁾	59 839 840	42 735 786	17 104 055	(E)
dotation cumulée	527 743 989	510 084 647	17 659 342	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	107 061 065	107 061 065	-	
dotations cumulées à fin 2018 ⁽²⁾	634 805 054	617 145 712	17 659 342	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total impact exercice (+) = produit
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotations aux amortissements A		dotations aux amortissements	
	(143 248 199)					
2017	(133 985 664)	9 262 535	(17 291 429)	(8 028 894)	(555 288)	(8 584 182)
2018	(114 146 638)	19 839 026	(27 867 921)	(8 028 894)	(17 104 055)	(25 132 949)
2019	(70 557 612)	43 589 026	(51 617 921)	(8 028 894)	(17 104 055)	(25 132 949)
2020	-	70 557 612	(78 586 506)	(8 028 894)	(17 104 055)	(25 132 949)
		143 248 199	(175 363 776)	(32 115 577)	(51 867 451)	(83 983 029)
	moyenne	35 812 050	(43 840 944)	(8 028 894)		
				moyenne 2017 / 2020		

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

Dotation N	44 971 975	
Réintégration droit d'entrée	14 867 865	
Régularisation dotation 2017	295 513	
Total dotation amortissements biens au bilan 2018	60 135 353	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2018	(19 839 026)	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	40 296 327	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	(14 867 865)	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	25 428 462	5.5.3
- régularisations et écarts	(295 513)	
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	25 132 949	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	634 805 054
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	143 994 804
Total amortissement au bilan	778 799 858

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	150 204 684
- réalisé 2017 :	(1 747 354)
- réalisé 2018 :	(73 988 745)
Reste à faire à fin 2018 :	74 468 585

5.5.3 Impact sur l'exercice

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

	Huahine		
	PCG	lissée	Ecart
PRODUCTION	23 715 943	33 126 065	9 410 122
DISTRIBUTION	37 334 024	25 428 462	- 11 905 562
TOTAL	61 049 967	58 554 527	- 2 495 440

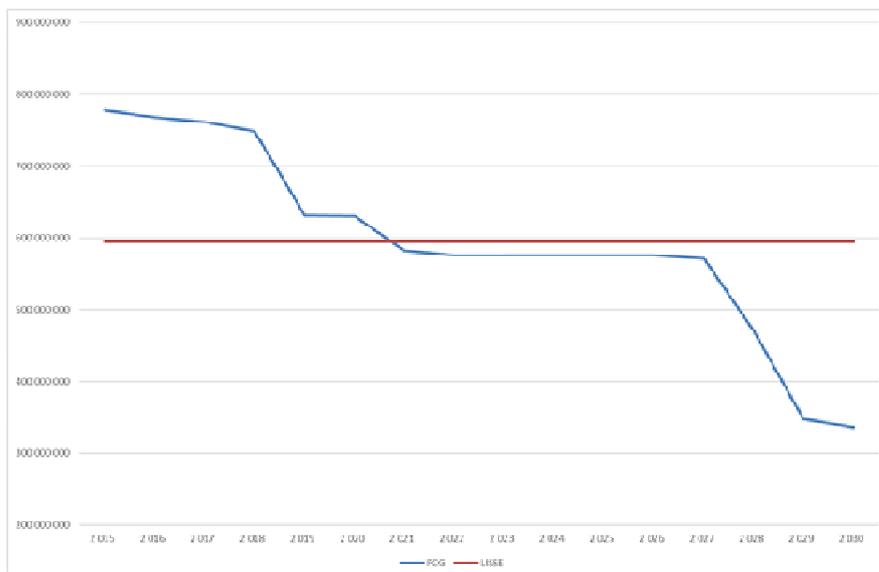
Les écarts s'expliquent :

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

- en production :
 - par un rythme différent de provisionnement des renouvellements (durée de vie des biens en PCG / durée résiduelle de la concession en méthode lissée) ;
 - les charges lissées intégrées au rapport délégataire 2018 intègrent une régularisation relative à l'année 2017 de + 20 101 638 xpf correspondant à la quote-part lissée des amortissements techniques sur biens renouvelés qui n'avaient pas été sortis du bilan en 2017. Ils auraient dû venir augmenter la base amortissable à lisser. La régularisation a été effectuée sur 2018.

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

Illustration



5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Améliorant
724040	ENFOUISS RSX HT/BTA FARE AVT2 18/07/2017 HUAHINE	62 571 879	72%	45 322 919
	TOTAL TRAVAUX AVENANT 2	62 571 879		45 322 919
E4900	BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2018	221 535	100%	221 535
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	221 535		221 535
728855	RSX SOUT TIERS HUA 2018 FINANCEMENTS HUAHINE	243 424	100%	243 424
BRT11/18	COMPTAGE TIERS HUA 2018 FINANCEMENT HUAHINE	2 002 924	100%	2 002 924
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HUAHINE	2 246 348		2 246 348
	TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE	65 039 762		47 790 802

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

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

- Application de la formule

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

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

Soit :

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

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010 à 2018 s'élève à 110 MXPF.

Composants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx amélioré	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
AMINGMI STOCK HUAHINE	02/11/2010	18	7 495 495	0	7 495 495	100%	7 495 495	749 349
GENIE CIVIL INSTAL GRPE QSK60 CUMMINS HUAHINE	01/01/2011	18	6 285 581	81 713	6 367 294	100%	6 367 294	1 273 459
REINFORCEMENT HANGAR HUAHINE TOIT-CHARPENTE ANTI CYCLO	01/01/2011	18	2 025 104	26 326	2 051 430	40%	820 572	164 114
MECINSTALLATION TERTIAIRES CENTRALE DE HUAHINE	01/08/2015	13	3 534 308	229 730	3 764 038	0%	0	0
AGENC BAT INSTAL GRPE QSK60 CUMMINS HUAHINE	01/01/2011	18	6 285 582	81 713	6 367 295	100%	6 367 295	1 273 459
ECLAIRAGE ENTREPOT HUAHINE	01/03/2011	18	692 299	9 000	7 01 299	100%	7 01 299	140 260
TVX BETONNAGE A L'ARRIERE CENTRALE HUAHINE	01/01/2015	14	1 061 630	69 006	1 130 636	100%	1 130 636	678 382
F&P GE QSK60 CUMMINS À LA CENTRALE DE HUAHINE	01/01/2015	14	1 122 430	72 958	1 195 388	0%	0	0
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/01/2015	7	43 960 000	2 857 400	46 817 400	0%	0	0
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/01/2015	14	12 730 000	827 450	13 557 450	0%	0	0
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/01/2015	10	19 774 575	1 285 347	21 059 922	0%	0	0
FIL COMB QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2012	18	12 247 839	159 222	12 407 061	100%	12 407 061	2 481 412
ENS COMPTAGE THOKEM HUA SATAM TYPE EMS24 HUAHINE	01/09/2011	17	1 817 907	23 633	1 841 540	100%	1 841 540	368 308
F&P SONDE RADAR HUAHINE POUR CUVE	01/05/2014	15	1 151 324	59 869	1 211 193	100%	1 211 193	605 596
FIL EAU QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	12 921 848	167 984	13 089 832	100%	13 089 832	2 617 966
EAU F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	9 279 548	602 781	9 876 329	0%	0	0
CPL TABLEAU HTA CDE HUAHINE SIT 2	16/03/2010	19	5 580 674	0	5 580 674	100%	5 580 674	558 067
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	20 109 866	261 350	20 365 216	100%	20 365 216	4 073 043
SUPERVISION GE SEPAMITI HUAHINE	01/01/2011	18	1 221 484	15 879	1 237 373	100%	1 237 373	247 475
COFFRET COMPTAGE CENTRALE HUAHINE	01/06/2013	16	2 127 949	82 990	2 210 939	100%	2 210 939	884 376
NRI F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	7 592 902	485 539	8 068 441	0%	0	0
FIL LUB QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	913 358	11 874	925 232	100%	925 232	185 046
FIL ENVT QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	5 480 147	71 242	5 551 389	100%	5 551 389	1 110 278
FIL ENVT REJET HUAHINE AUTO EVACUATION REJET LIQUIDE	01/08/2011	17	3 694 075	48 023	3 742 098	100%	3 742 098	748 420
VASE FILTRE D'AMORÇAGE PR CENTRALE DE HUAHINE	01/04/2015	14	1 854 226	120 525	1 974 751	100%	1 974 751	1 184 480
RENOVAT SECURINCENDE HUAHINE	03/09/2010	18	25 933 172	0	25 933 172	88%	22 821 191	2 282 119
GRE MOTOPOMPE GMP HUAHINE	02/11/2010	18	3 917 129	0	3 917 129	100%	3 917 129	391 713
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIRE GROUPES G3 HUA	01/01/2012	17	3 04 000	7 904	3 11 904	100%	3 11 904	93 571
F&P PASSERELLE ACCES FILTRE SAIRE GROUPES G4 HUA	01/01/2012	17	3 04 000	7 904	3 11 904	100%	3 11 904	93 571
INSTAL DETECTEUR IRS STYGGASOIL CENTRALE HUAHINE	01/01/2012	17	575 587	14 965	590 552	100%	590 552	177 166
INST EVENTS CENT HUAHINE LOC SYST DETECT&EXTINCT	01/03/2012	17	434 969	11 309	446 278	100%	446 278	133 883
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIRE G3 QSK60 HUAHINE	01/07/2012	17	255 000	6 630	261 630	100%	261 630	78 489
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIRE G4 QSK60 HUAHINE	01/07/2012	17	255 000	6 630	261 630	100%	261 630	78 489
F&P GARDE CORPS HUAHINE ZONE EXTRACTEUR AIR	01/03/2013	16	455 000	17 745	472 745	100%	472 745	189 098
INSTAL CAMERA IP HUAHINE CENTRALE	01/02/2014	15	2 860 908	148 767	3 009 675	100%	3 009 675	1 504 838
FILIERES QSK60 HUAHINE CUMMINS CENTRALE	01/01/2015	14	35 143 817	2 284 348	37 428 165	0%	0	0
F&P AUTOMATE SUPERVISION CENTRALE HUAHINE	01/01/2016	13	936 027	73 010	1 009 037	100%	1 009 037	706 326
NRI AUTOMATE TWIDO CENTRALE HUAHINE	01/01/2016	13	588 424	45 897	634 321	100%	634 321	444 025
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/06/2017	7	42 688 773	3 884 678	46 573 451	0%	0	0
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/04/2017	7	45 104 645	4 104 523	49 209 168	0%	0	0
PRODUCTION HUAHINE			350 702 610	18 273 863	368 976 473		127 065 883	25 517 149
TRANSFO 14A1 HS104 HUAHINE TUPUNA SOCLE FITII	01/01/2014	25	2 279 701	118 544	2 398 245	100%	2 398 245	1 199 123
TRANSFO 14A1 HS105 HUAHINE VILLANT SOCLE FITII	01/01/2014	25	2 279 701	118 544	2 398 245	100%	2 398 245	1 199 123
TRANSFO H7007 LOTIS FAUNAITI À FARE FEEDER MAEVA	01/07/2015	25	-	0	0	0%	0	0
POSE CABLE HTA S/ PONT DE MAROE À HUAHINE (ARMEMENT)	01/01/2015	25	1 100 000	71 500	1 171 500	100%	1 171 500	702 900
TRANSFO DP H7081 OPT FARE FEEDER MAEVA HUAHINE	01/01/2012	25	697 133	18 125	715 258	69%	493 528	148 059
TRANSFO DP H6292 FITII SUITE MEP SELF HUAHINE	03/05/2012	25	1 527 424	39 713	1 567 137	100%	1 567 137	470 141
REINFORC DP H61 H7081 OPT FARE MAEVA HUAHINE	01/01/2012	25	1 447 130	37 625	1 484 755	69%	1 024 481	307 344
MEP SELF DP H6292 FITII HUAHINE	03/05/2012	25	1 656 476	43 068	1 699 544	100%	1 699 544	509 863
INTERRUPTEUR DISI VPR HT DEPART FITII HUAHINE	30/10/2010	15	4 556 810	0	4 556 810	100%	4 556 810	455 681
IAM BOUCLAGE TRAVERSIERE HUAHINE FAIE & MAROE	01/01/2012	15	1 789 300	46 522	1 835 822	100%	1 835 822	550 747
IAM 14A1 436/ MEM HUAHINE VILLAGE FAATETORO MAROE	01/01/2014	15	1 861 686	96 808	1 958 494	100%	1 958 494	979 247
REMP IAT HS10 PAR DISI NULE CA HAAPU	26/06/2014	15	4 003 040	208 158	4 211 198	50%	2 105 599	1 052 800
EXT 14A1 BTA QTIER TETUMU TE FARRERII HUAHINE	01/01/2010	25	1 465 075	0	1 465 075	100%	1 465 075	146 508
RESEAUX CP HUAHINE 2010	01/07/2010	25	495 637	0	495 637	83%	409 559	40 956
RESEAUX 2010 CONCED HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	0	0	0%	0	0
RESEAUX 2010 TIERS HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	0	0	0%	0	0
MISE CONFORM. BTA QT COODA PAREA HUAHINE	01/01/2011	25	1 111 082	14 444	1 125 526	0%	0	0
MISE CONFORM. BTA QT ARAIA TE FARRERII HUAHINE	01/01/2011	25	1 021 396	13 281	1 034 677	0%	0	0
MISE CONFORM. BTA VILLAGE DE PAREA HUAHINE	01/01/2011	25	5 948 908	77 336	6 026 244	0%	0	0
MISE CONFORM. BTA VILLAGE HAAPU A HUAHINE	01/01/2011	25	3 119 233	40 550	3 159 783	0%	0	0
MISE CONFORM. BTA QT TE URURAI TE FARRERII HUAHINE	01/01/2011	25	1 605 738	20 875	1 626 613	0%	0	0
RESEAU ZONE QUAI AE RPORT ETAPE 1 HUAHINE	01/01/2011	25	410 086	53 31	415 417	100%	415 417	83 083

Composants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
RESEAU CP HUAHINE 2011	01/07/2011	25	14 342 373	186 451	14 528 824	1%	194 675	38 935
RESEAU 2011 CONCED HUA HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
RESEAU 2011 TIERS HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
EXT 14A 1 BTA QT TETAHORA MAROE HUAHINE	01/01/2012	25	236 234	6 142	242 376	100%	242 376	72 713
MEC DE LA RAS-HT AU MAG SUPER FARE NUI HUAHINE	01/01/2012	25	2 108 465	54 820	2 163 285	0%	-	-
EXT 14A 1 BTA QT LEFOC MAROE HUAHINE	01/01/2012	25	2 098 753	54 568	2 153 321	100%	2 153 321	645 996
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE TRAVERSIERE FAIE & MAROE	01/01/2012	25	8 203 154	213 282	8 416 436	100%	8 416 436	2 524 931
EXT 14A 1 BTA QT LEFOC HUA HINE MAROE	12/04/2012	25	654 501	17 017	671 518	100%	671 518	201 455
EXT 14A 1 BTA QT LEFOC HUA MAROE HUAHINE	12/04/2012	25	1 117 055	29 043	1 146 098	100%	1 146 098	343 830
RESEAU CP HUAHINE 2012	01/07/2012	25	47 848 244	1 244 054	49 092 298	0%	-	-
RESEAU CP HUAHINE 2013 CP 2013	01/07/2013	25	50 367 836	1 964 346	52 332 182	0%	-	-
DEVIAT* RESEAU HTA/BTA HUAHINE A MAROE	11/07/2013	25	16 872 613	658 032	17 530 645	0%	-	-
EXT 14A 1 QT TEURURAI HUATUIHANI A MAROE HUAHINE	01/01/2014	25	294 395	15 309	309 704	100%	309 704	154 852
ART14A 1 065779/CH/2013 QUART VAIHARO A FARE	01/01/2014	25	828 267	43 070	871 337	100%	871 337	435 668
EXT 14A 1 436/MEM HUAHINE VILLAGE FAATETORO MAROE	01/01/2014	25	1 532 372	79 683	1 612 055	100%	1 612 055	806 028
RESEAU CP HUAHINE 2014 CP 2014	01/07/2014	25	59 750 552	3 107 028	62 857 580	0%	-	-
RESEAU CP HUAHINE 2015 CP 2015	01/07/2015	25	27 433	1 783	29 216	0%	-	-
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE TRAVERSIERE FAIE & MAROE	01/01/2012	35	24 666 150	641 320	25 307 470	100%	25 307 470	7 592 241
EXT 14A 1 BTS Q, HENNEBUISE HUAHINE FAIE	01/01/2012	35	1 054 676	26 902	1 081 578	100%	1 081 578	318 473
EXT 14A 1 QT TEURURAI HUA TUIHANI MAROE A HUAHINE	01/01/2014	35	351 977	17 263	369 240	100%	349 240	174 620
EXT 14A 1 436/MEM HUAHINE VILLAGE FAATETORO MAROE	01/01/2014	35	31 670 373	1 646 859	33 317 232	100%	33 317 232	16 658 616
POSE CABLE HTA S/ PONT DE MAROE À HUAHINE	01/01/2015	35	4 820 853	313 355	5 134 208	80%	4 107 367	2 464 420
RESEAU CP HUAHINE 2015 CP 2015	01/07/2015	35	383 809	24 948	408 757	100%	408 757	245 254
RSX SOUT TIERS HUA 2015 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2015	35	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPAGE HUAHINE 2010	01/07/2010	20	905 176	-	905 176	100%	905 176	90 518
COMPTAGE TIERS HUA 2010 FINANCEMENT	01/07/2010	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPAG HUAHINE 2011	01/07/2011	20	3 663 523	47 626	3 711 149	14%	535 541	107 108
COMPTAGE TIERS HUA 2011 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2011	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPAGES HUAHINE CP 2012	01/07/2012	20	1 212 708	31 530	1 244 238	59%	737 142	221 143
COMPTAGE TIERS HUA 2012 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2012	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2013	01/07/2013	20	865 740	33 764	899 504	61%	551 286	220 514
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	37 547	759 605	50%	381 061	190 530
COMPTAGE TIERS HUA 2014 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2014	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2015	01/07/2015	20	862 472	56 061	918 533	74%	676 762	406 057
COMPTAGE TIERS HUA 2015 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2015	20	-	-	-	-	-	-
RESEAU CP HUAHINE 2016 CP 2016	01/07/2016	25	2 184 378	170 381	2 354 759	0%	-	-
RESEAU 2016 CONCED HUAHINE FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2016	25	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2016	01/07/2016	20	3 180 213	248 057	3 428 270	17%	582 806	407 964
COMPTAGE TIERS HUA 2016 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2016	20	-	-	-	-	-	-
RESEAU CP HUAHINE 2017 CP 2017	01/07/2017	25	565 302	51 442	616 744	0%	-	-
14A1 066425/CH/2013 QT TERRE TUARAI À FARE HUAHINE	15/03/2017	35	1 796 153	163 450	1 959 603	100%	1 959 603	1 567 682
RESEAU SOUT TIERS 2017 QT TARAVARI HUAHINE	01/07/2017	35	-	-	-	100%	-	-
RESEAU CP HUAHINE 2017 CP 2017	01/07/2017	35	65 524	5 963	71 487	100%	71 487	57 189

Compostants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
COMPTAGE TIERS HUA 2017 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2017	25	-	-	-	100%	-	-
BROCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2017	01/07/2017	20	1 541 526	140 279	1 681 805	23%	392 186	313 749
POSTE H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	1 712 614	-	1 712 614	100%	1 712 614	1 516 613 (1)
POSTE H1023 CENT CIAL HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	662 400	-	662 400	0%	-	-
CELLULES H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	1 961 772	-	1 961 772	100%	1 961 772	1 737 256 (1)
AUT COMPH1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	5 033 423	-	5 033 423	100%	5 033 423	4 457 371 (1)
CELLULES H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	1 357 289	-	1 357 289	0%	-	-
AUT COMPH1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	2 028 408	-	2 028 408	0%	-	-
TRANSFO H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	973 271	-	973 271	100%	973 271	861 885 (1)
TRANSFO H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	1 314 411	-	1 314 411	0%	-	-
RENV 5 IAM H412B/H519A/H523A/H700C/H307A HUAHINE	01/06/2018	15	8 637 283	-	8 637 283	0%	-	-
ENFOUISS RSX HT/BT A FARE AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	6 342 950	-	6 342 950	10%	634 295	561 703 (1)
RENV RESEAU HTA HUAHINE	01/06/2018	25	39 695 962	-	39 695 962	0%	-	-
ENFOUISS RSX HT/BTS FARE AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	35	41 185 346	-	41 185 346	85%	35 007 544	31 001 095 (1)
RSX SO UT TIERS HUA 2018 FINANCEMENTS HUAHINE	01/07/2018	35	-	-	-	100%	-	-
BROCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2018	01/07/2018	20	428 122	-	428 122	52%	221 535	199 382
COMPTAGE TIERS HUA 2018 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2018	20	-	-	-	100%	-	-
DISTRIBUTION HUAHINE			436 463 840	12 301 799	448 765 639		156 006 124	84 441 366
>>>> TOTAL PAR CONCESSION HUAHINE			787 166 450	30 575 662	817 742 112		283 072 006	109 958 515

(1) : Prévu à l'avenant 2, l'IFC est égale à la VNC à fin de concession sur la base d'un amortissement forfaitaire de 25 ans

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	35 137 578	
réalisé	- 16 658 550	(1)
écart de coût sur réalisé	-	
réajusté	16 658 550	(1)
reste à faire au 31/12/2018	35 137 578	-

(1) : dont rattrapage sur TVA à reverser 2011-2017 de 16 658 550 xpf

Plan de renouvellement au 31/12/2018

reste à faire au 31/12/2018	2019	2020	TOTAL
G4		13 713 825	13 713 825
S/T Groupes	-	13 713 825	13 713 825
Filières groupes	21 423 753		21 423 753
Bâtiment			-
TOTAL	21 423 753	13 713 825	35 137 578

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL HUAHINE PRODUCTION	148 413 159	- 2 941 204	- 34 817 323	110 654 632	35 137 578

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	126 394 290
ajustement du besoin 2017 :	(3 463 294)
ajustement du besoin 2018 :	16 658 550
- doté à l'ouverture :	148 413 159
reste à doter	(8 823 613)
nb années restantes	3
dotation de l'exercice :	(2 941 204)

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

Reste à faire au 31/12/17	148 457 331
Réalisé	- 73 988 745
Réajusté	
Reste à faire au 31/12/18	74 468 586

Plan de renouvellement au 31/12/2018

	2019	2020	TOTAL
TOTAL	47 500 000	26 968 585	74 468 585

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL HUAHINE DISTRIBUTION	133 985 664	5 406 340	- 25 245 367	114 146 638	74 468 586

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	150 204 684
ajustement du besoin 2017 :	1
ajustement du besoin 2018 :	-
- doté à l'ouverture :	133 985 664
reste à doter	16 219 021
nb années restantes	3
dotation de l'exercice :	5 406 340

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

➤ Etats des engagements à incidence financière

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

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

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 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) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque

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

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

c) Accord d'indemnité de Départ à la retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

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

e) Baux

Bailleur	Objet du bail
TEMANAHA STELLA	AGENCE HUAHINE

f) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

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

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

h) Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication. Ce sont ainsi près de 44.000 poteaux qui sont mis à disposition, toutes concessions confondues, contre rémunération.

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