



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE TUBUAI**

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2019

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS -----	3
1 - PRESENTATION -----	6
1.1 - Le système électrique polynésien -----	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession -----	8
1.3 - Le cadre juridique et contractuel -----	12
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE -----	13
➤ Aspects commerciaux -----	14
2.1 - Mode de détermination des tarifs -----	14
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019 -----	14
2.3 - Chiffre d'affaires énergie -----	15
2.4 - Autres produits d'exploitation -----	16
2.5 - Statistiques de ventes -----	16
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tubuai -----	19
2.7 - Gestion des impayés -----	20
2.8 - Dépenses de la Commune -----	20
2.9 - Services offerts à la clientèle -----	21
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie -----	24
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE -----	25
➤ Bilan technique -----	26
3.1 - Autorisation d'exploitation -----	26
3.2 - Effectifs -----	26
3.3 - Détail des ouvrages de production -----	27
3.4 - Données de production -----	27
3.5 - Qualité de service -----	27
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement -----	28
3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants -----	29
3.8 - Raccordement solaire -----	31
3.9 - Unités d'œuvre 2019 de la concession -----	31
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES -----	33
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée -----	34
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique -----	40
4.3 - Comptes de la concession -----	45
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés -----	52
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES -----	55
5.1 - Variation du patrimoine immobilier -----	56
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public -----	57
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements -----	65
5.4 - Dépenses de renouvellement -----	65
5.5 - Méthode relative aux charges calculées -----	66
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année -----	71
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22 -----	71
5.8 - Plan de Renouvellement -----	71
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC -----	73

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

B) Loi de pays sur les provisions :

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

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

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

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

C) Péréquation inter îles :

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

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

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

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

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

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

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

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

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2019 écoulée :

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

Principaux indicateurs

		TUBUAI				
		2019		2018		
CLIENTS	Nombre de contrats clients	844		836		
	BT	836	99,05%	828	99,04%	
	MT	8	0,95%	8	0,96%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	4 218		4 192	
	BT	3 928	93,13%	3 902	93,08%	
	MT	290	6,87%	290	6,92%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,49		0,52	
	Nombre de kWh vendus total		2 513 226		2 561 119	
	BT	1 923 511	76,54%	1 937 438	75,65%	
	MT	589 715	23,46%	623 681	24,35%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	93 040 106		88 656 138	
	BT : Total		72 006 769	77,39%	68 422 174	77,18%
	BT : par client		86 132		82 635	
	BT : par kVA de puissance souscrite		18 331		17 536	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		17 459 937	24,25%	16 052 248	23,46%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		54 546 832	75,75%	52 369 926	76,54%
	MT : Total		21 033 337	22,61%	20 233 964	22,82%
	MT : par client		2 629 167		2 529 246	
	MT : par kVA de puissance souscrite		72 529		69 772	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		5 759 440	27,38%	5 334 840	26,37%
MT : part variable en XPF et % du CA total		15 273 897	72,62%	14 899 124	73,63%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		37,02		34,62		
BT		37,44		35,32		
MT		35,67		32,44		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,93		0,94		
	Energie achetée					
	Energie solaire	kWh	82 501	3,04%	82 214	0,14%
	Energie hydroélectrique	kWh	0	0%	0	0%
	Energie thermique	kWh	2 627 028	96,96%	2 648 283	4,51%
	Energie totale achetée		2 709 529		2 730 497	
	Temps moyen de coupure					
	global		1h42		6h18	
origine production		1h01		3h02		
origine transport		-		-		
origine distribution		0h41		3h21		
FINANCIERS	Patrimoine					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	100		100	
	Valeur d'origine	k XPF	952 121		932 244	
	Valeur nette économique	k XPF	382 890		379 364	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	33 319		28 326	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	9 143		1 737	
	Indemnité de fin de concession	k XPF				
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A		N/A	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A		N/A	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	58 743		56 907	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	16 433		4 889	
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A		N/A		

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

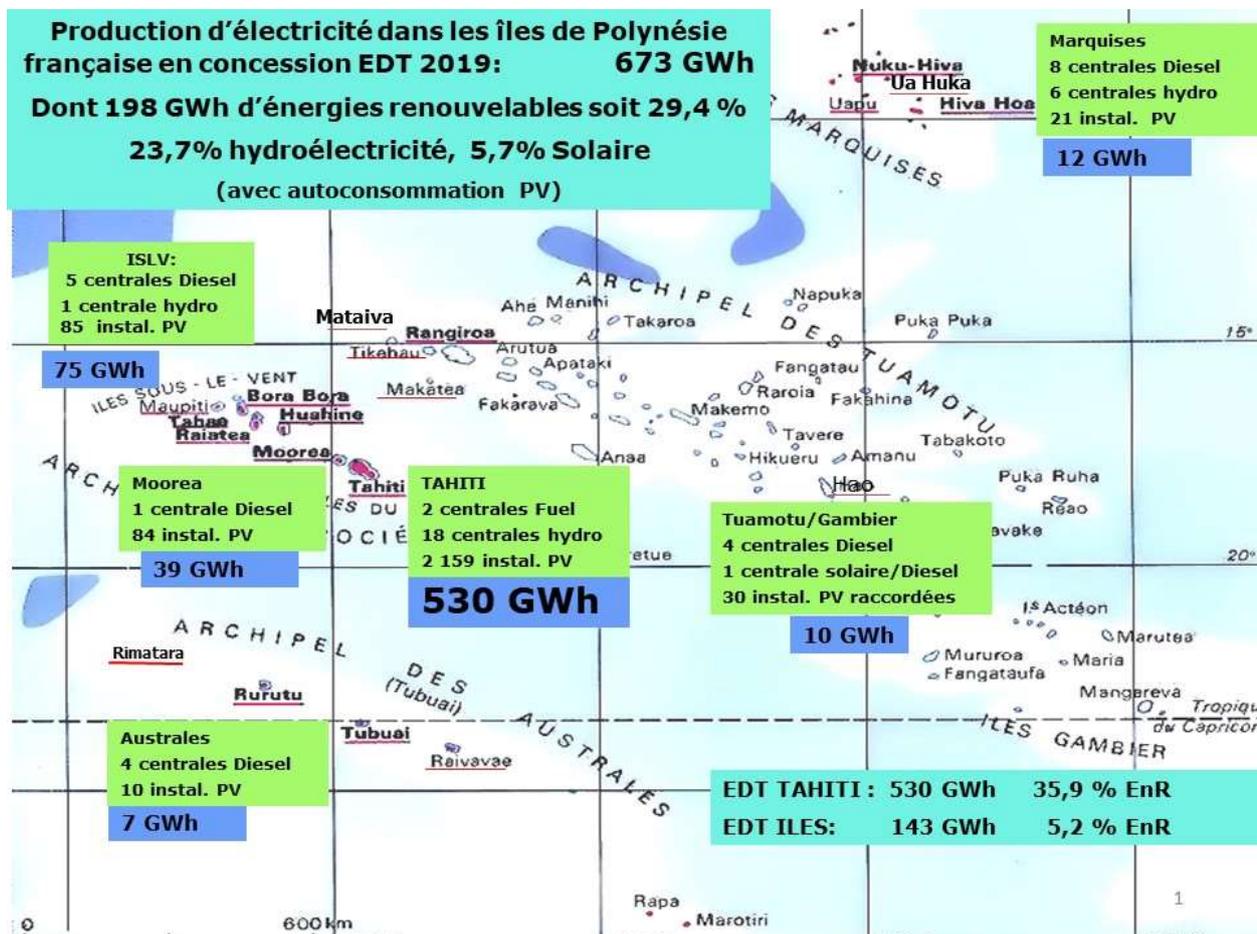
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

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

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



* Production net d'électricité (en GWh)

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

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

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

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

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions).

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées

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

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

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

En dehors de Tahiti, les systèmes électriques ne comportent pas de réseau de transport. Sauf exception, les concessions de service public confiées à EDT dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production est essentiellement assurée par des centrales à gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Tubuai est de 4 :

- 1 Chef d'exploitation
- 3 agents d'exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production

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.

COMMERCIAL

- 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 ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 3 véhicules d'intervention 4x4 ;
- 1 nacelle tractable ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

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

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

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

- la conduite et l'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 Tubuai a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 24 septembre 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

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

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

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

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

Le cahier des charges spécifique de Tubuai a, quant à lui, été modifié par un avenant depuis son origine connu aucun avenant depuis son origine :

- L'avenant n°1, en date du 21 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). Cet avenant a également validé les mises à jour intervenues sur le cahier des charges de Tahiti Nord depuis 1990, dont la prolongation de la durée du contrat de concession inscrite au cahier des charges, portée au 30 septembre 2030.

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 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Dépenses de la Commune
- 2.9 Services offerts à la clientèle
- 2.10 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

Les tarifs applicables ont été revalorisés au 15 février 2019, conformément à l'arrêté n° 173 CM du 4 février 2019 portant approbation de l'avenant n° 18 à la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti n° 60-10 du 27 septembre 1960 modifiant le cahier des charges annexé à ladite convention. La précédente actualisation avait eu lieu en Mars 2016.

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

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

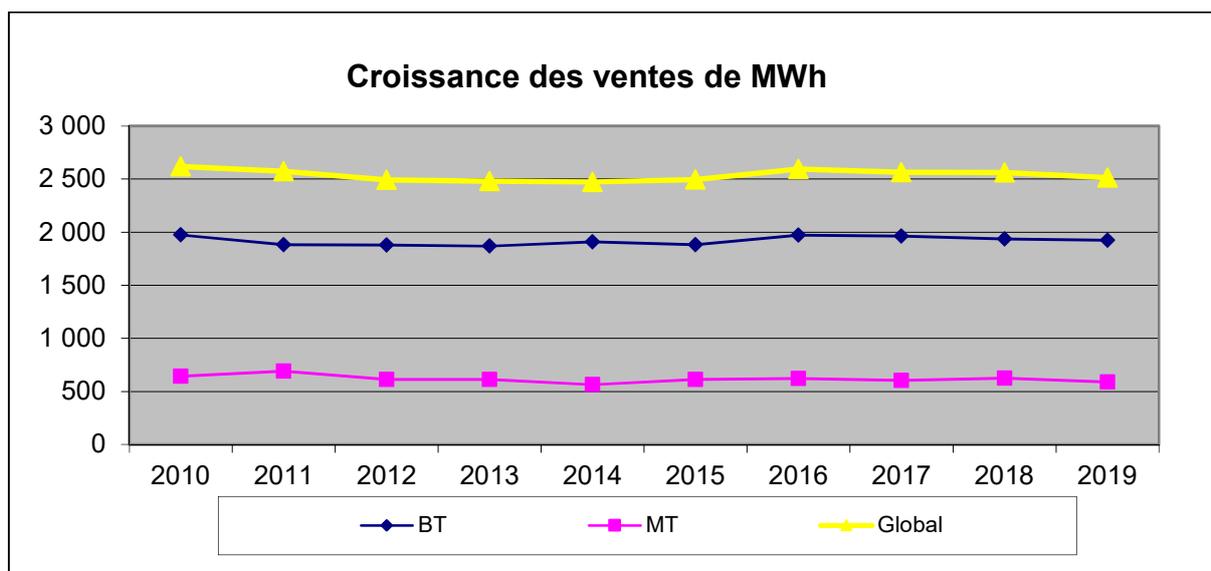
Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	445
Tarif "classique" basse tension éclairage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

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 :	169 326 XPF
- Frais de relance :	<u>440 910 XPF</u>
- Total	610 236 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de stabilisation en 2018, les ventes d'électricité se réduisent pour la concession de Tubuai (-1,9%) et s'établissent à **2,5 GWh**.

La baisse de -5,4% des volumes en moyenne tension (-34 MWh) est combinée avec la baisse de 0,7% des volumes en basse tension (-14 MWh) qui représentent 77% des volumes globaux.

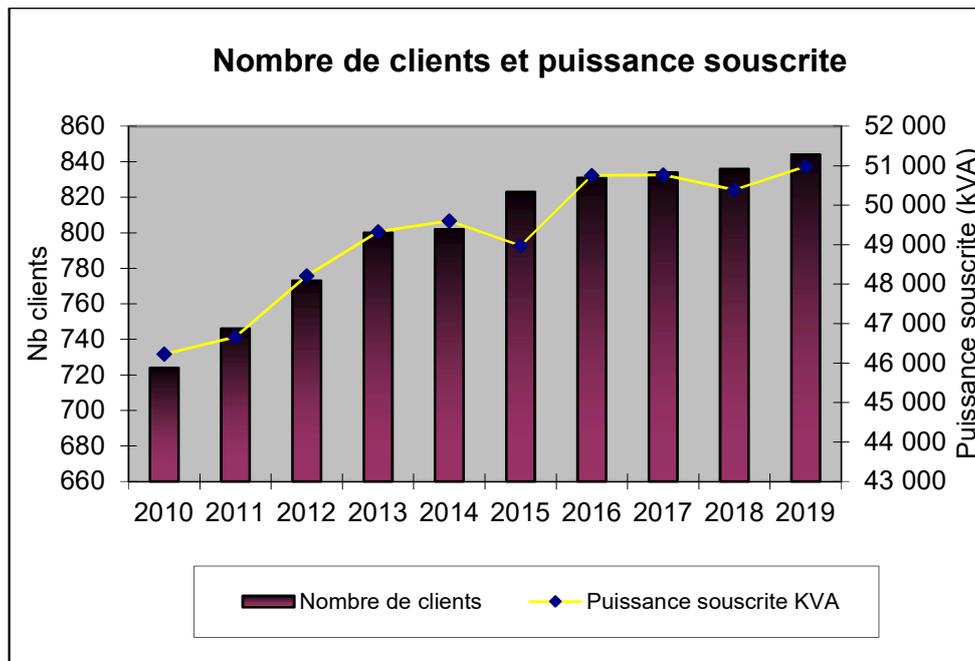
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui pèsent pour 72% des volumes basse tension, a connu une évolution à la baisse de 2,2% (-30 MWh).

Cette évolution reflète une accélération de la croissance des ventes en tarif « petits consommateurs » (+3,9% avec +24 MWh, comparée à une hausse de 4,8% en 2018), qui représentent près de 33% des volumes en basse tension, au détriment des ventes en tarif « classique » basse tension usages domestiques qui subissent une baisse de 6,9% (soit -54 MWh).

Après un recul de 3,9% en 2018, les ventes en tarif éclairage public progressent de 16% en 2019 (+9,5 MWh) et représentent 3,6% des ventes en basse tension.

Les ventes aux clients professionnels comptent pour 25% des volumes en basse tension. Elles augmentent de 1,5% en 2019 (+7,0 MWh).

Après une hausse des ventes en moyenne tension en 2018 de 3,5%, les consommations MT enregistrent une baisse de 5,4%, soit -34 MWh.



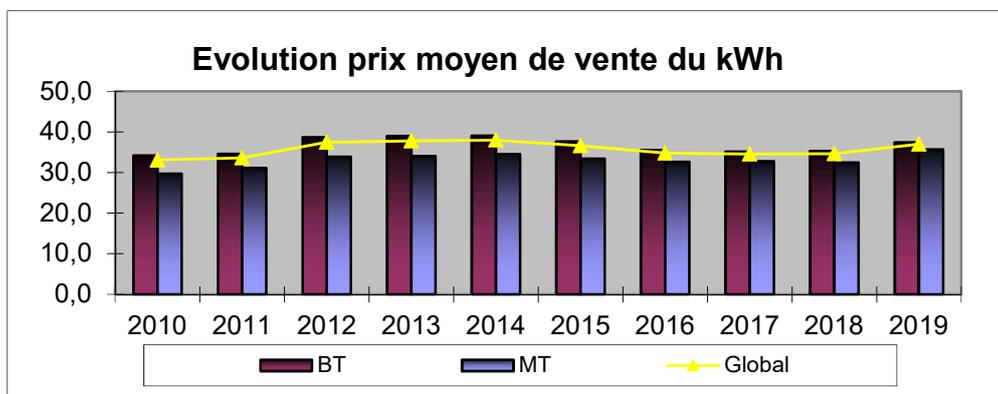
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2018 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	836 +1,0% (+ 8 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>8</u> -
	844 +1,0% (+ 8 contrats)

La principale évolution concerne la migration continue des contrats souscrits au tarif usages domestiques « classique » basse tension, qui reculent de 1% (-4 contrats), vers les contrats souscrits au tarif « petits consommateurs » (+3% avec 12 contrats supplémentaires par rapport à fin 2018).

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

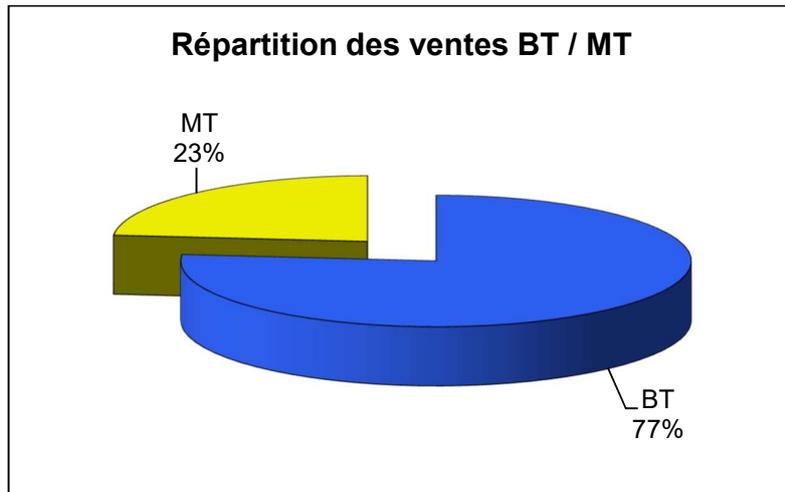
- Tarif « Petits Consommateurs » 50% (contre 49% en 2018)
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 37%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Usages professionnels basse tension 9%
- Tarif Moyenne tension 1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 50 981 kVA, en légère augmentation de 1,18% par rapport à 2018.



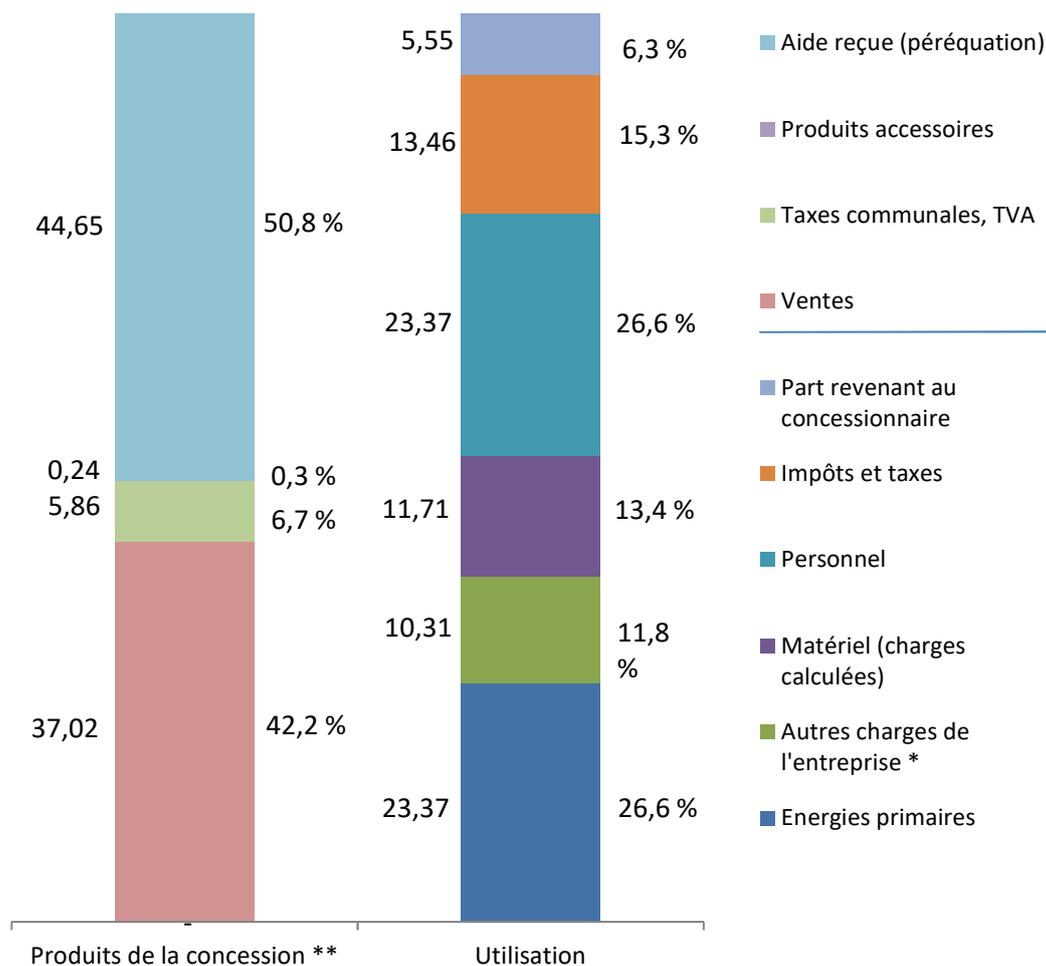
Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :	variation / 2018
Tarifs basse tension	37,4 Fcp +6,0%
Tarifs moyenne tension	<u>35,7 Fcp</u> +9,9%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	37,0 Fcp +6,9%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de 6,9% par rapport à 2018, en lien avec la hausse tarifaire du 15 février 2019.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 77% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 23% en tarif moyenne tension.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tubuai 2019 (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 42,88 F/KWh (48,9%) 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.

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2019, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Tubuai, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/19, était de 18 Millions Fcp, ce qui représente 17% du chiffre d'affaires énergie 2019, soit un délai de créances clients de 61 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 Tubuai, en moyenne 89 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 11% 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 Tubuai, en moyenne 8 clients, soit 0,9% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2019, 159 591 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tubuai, soit moins de 0,1% des ventes d'énergie réalisées sur 2019.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	40 - TUBUAI			
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2019 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	21	68 182	2 929 457	42,97
07 - USAGE PROFESSIONNEL	17	132 222	6 480 428	49,01
55 - TOUS USAGES MT	3	205 219	6 754 118	32,91
Total général	41	405 623	16 164 003	39,85

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

A fin 2019 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT augmente de 12,7% (+1,8 Millions F Cfp) et s'élève à 16,1 Millions XPF TTC, dont 2,9 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 41 compteurs.

2.9 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

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

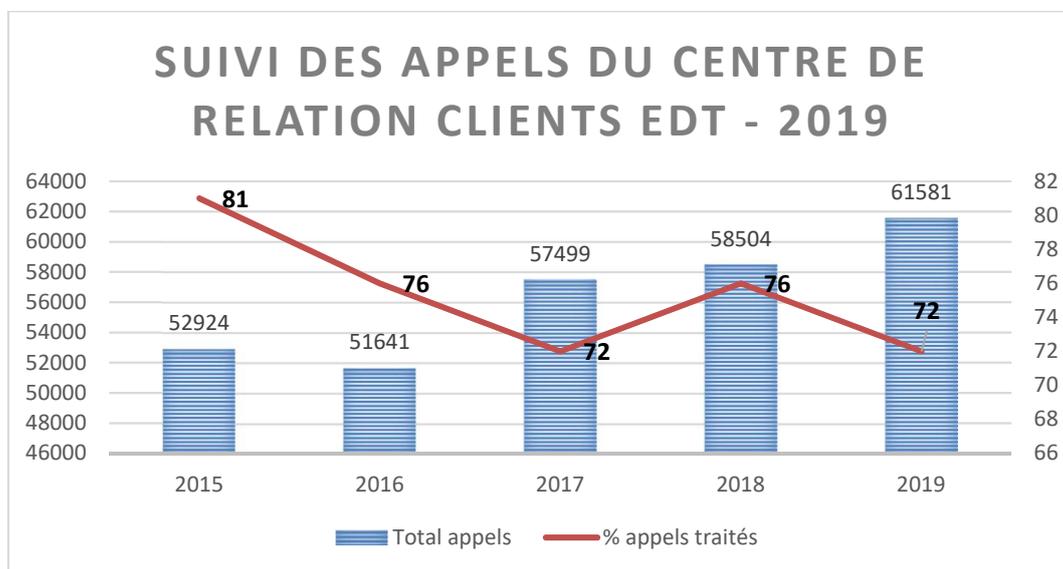


Figure 1

Aucun sinistre n'a été enregistré sur Tubuai en 2019.

Évolution de la plateforme de gestion clientèle

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

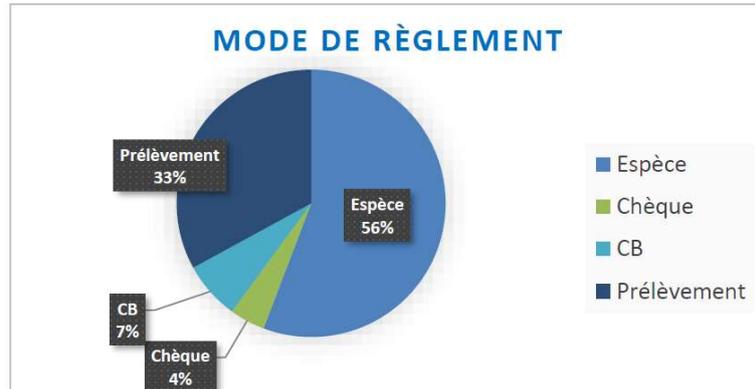
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel,
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privées.

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

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

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

Modes de Règlements



L'information clients par SMS

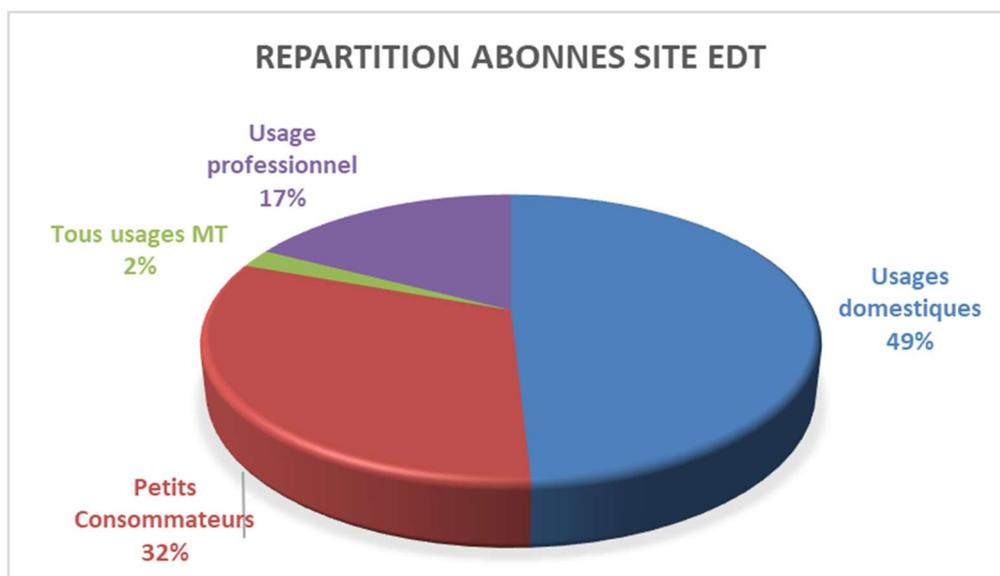
Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients avec 92% de clients satisfaits de ce service.

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

L'information clients par SMS

Service SMS	TUBUAI 40
Annulation Coupure Travaux	5
Auto-Relève	12
Avis de coupure pour Travaux	5
Avis passage releveur	4
Confirmation Coupure Travaux	5
Montant Facture mensuelle	21
Relance	20
Total général	72

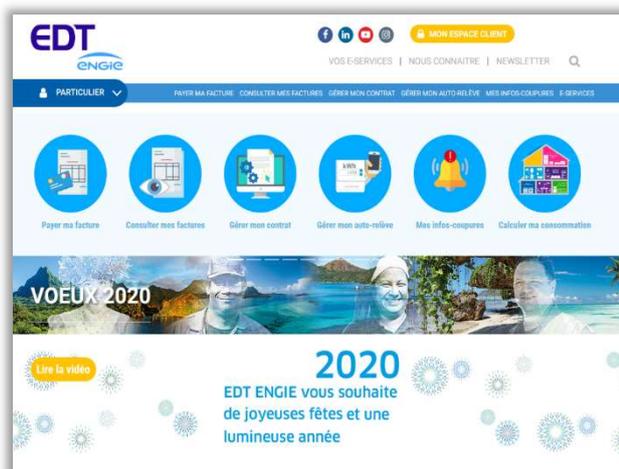
Un nouveau site client edt.pf



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

Sur Tubuai, on dénombre 107 accès à l'agence en ligne.

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



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

Paiement facture

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

Auto-relève

- Modification de son auto-relève

- Historique de ses relèves

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

Campagne digitale pédagogique



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

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

Deux thématiques ont été abordées :

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

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

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

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

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



Campagne sur la Maîtrise de la Demande en Energie



sur une moyenne mensuelle de 16 000.

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

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

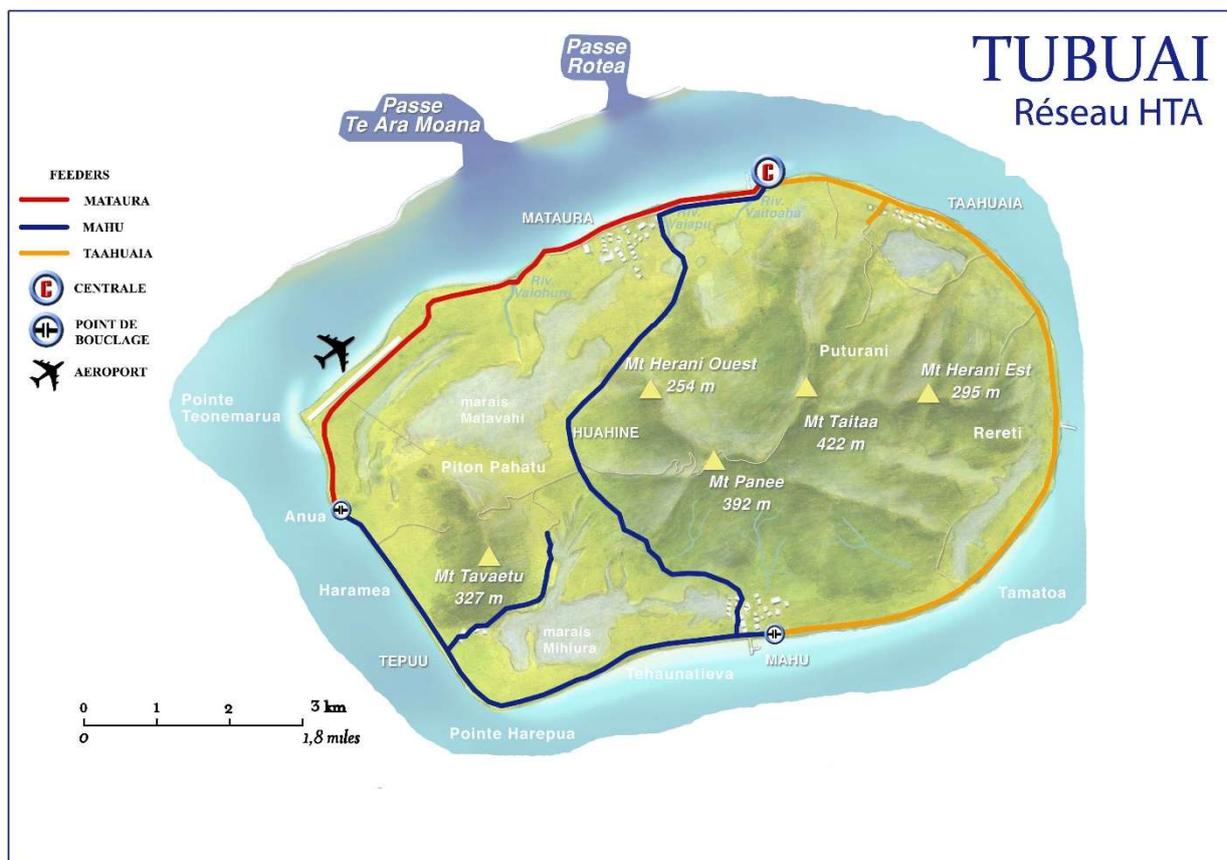
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Tubuai
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.7 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Unités d'œuvres 2019 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Tubuai



3.1 - Autorisation d'exploitation

La centrale électrique de TUBUAI fait l'objet des arrêtés d'exploitation suivants :

Type de text	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1126	08/03/2010	MATAURA-TUBUAI	Modif. Nouveau
Arrêté	9028	07/12/2009	MATAURA-TUBUAI	Nouveau

3.2 - Effectifs

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation en 2019 de Tubuai est de 4 agents.



3.3 - Détail des ouvrages de production

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2019	HDM au 1er Janvier 2020	Nbre heure de fonctionnement
G1 TUBUAI	FG WILSON	400	320	256	26/06/2018	2 995	8 299	5 304
G2 TUBUAI	FG WILSON	400	320	256	26/06/2018	2 222	7 218	4 996
G3 TUBUAI	FG WILSON	400	320	256	15/11/2013	19 385	22 380	2 995
G4 TUBUAI	FG WILSON	400	320	256	15/11/2013	22 159	26 481	4 322

3.4 - Données de production

Sortie de centrale, 2 627 MWh ont été produits en 2019 contre 2 648 MWh en 2018.

737 670 litres de gazole ont été consommés en 2019 contre 738 350 litres en 2018, et 2 166 litres d'huile ont été consommés en 2019 contre 2 062 litres en 2018.

La puissance de pointe appelée est de 492 kW pour 2019, une baisse significative par rapport à l'année 2018 qui était de 519 kW. La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

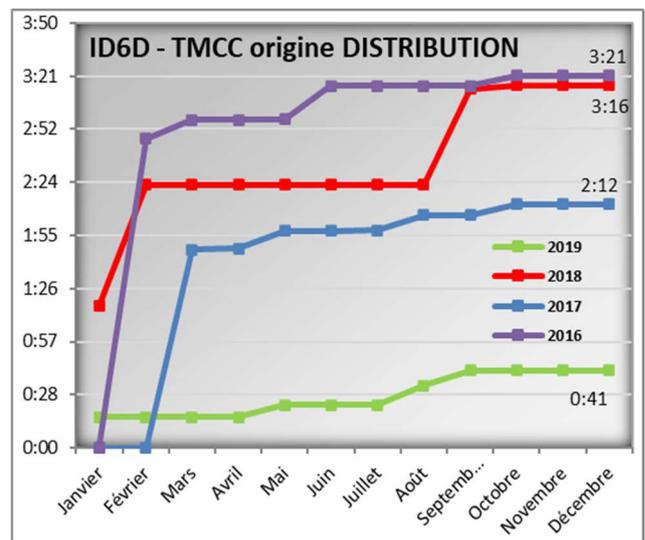
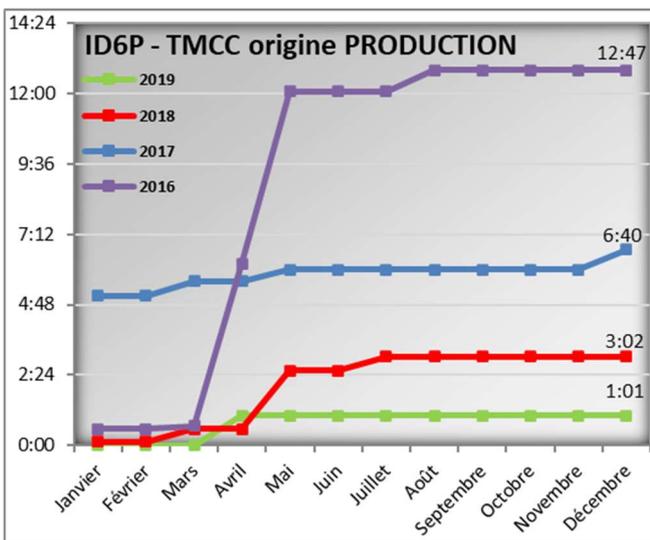
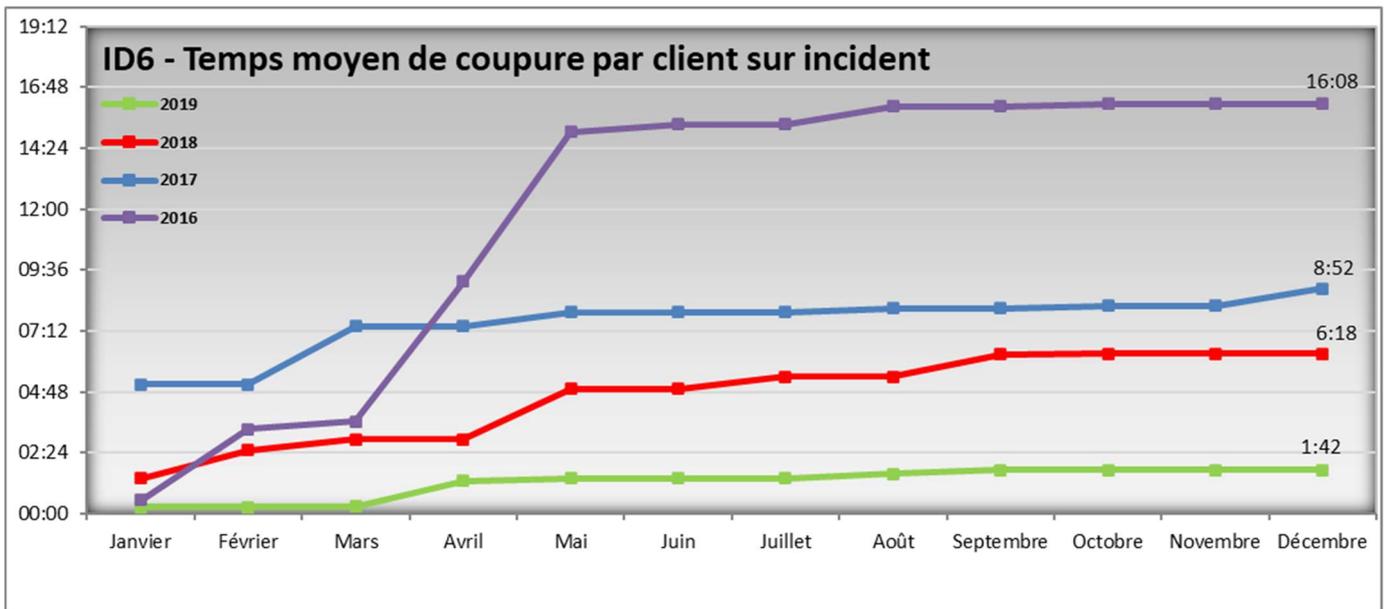
TUBUAI 2019	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	248 956	247 406	1 207	68 925	277	480
Février	223 958	222 579	866	62 010	277	481
Mars	244 744	243 201	1 208	68 298	279	488
Avril	218 554	217 168	974	60 650	278	483
Mai	222 611	221 339	833	62 270	280	485
Juin	205 679	204 677	896	57 531	280	487
Juillet	207 322	206 476	923	57 260	276	452
Août	209 743	208 687	1 001	60 180	287	476
Septembre	199 635	198 655	1 228	55 125	276	480
Octobre	218 295	217 123	1 183	60 951	279	465
Novembre	218 463	216 967	1 013	60 185	275	487
Décembre	224 222	222 750	1 180	64 285	287	492
TOTAL	2 642 182	2 627 028	12 512	737 670	279	492

3.5 - Qualité de service

Bilan des TMCC sur incident (Temps Moyen de Coupure par Client)

Le temps moyen de coupure par client a été de 1h42 en 2019, nette amélioration par rapport à 2018 (6h18), suite à la maintenance du réseau (renouvellement poteaux).

1 black-out d'origine production a généré 1h de TMCC.



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Ce type d'exercice est annuel et permet la formation des agents de première intervention.

Le POI de 2019 a eu lieu le 10 octobre avec la participation du chef pompier de l'île. Deux exercices ont été réalisés sur cette journée.

- Feu sur camion PETROPOL dans le dépotage:



➤ Feu dans la salle des cellules :



- Visite annuelle Fenua Incendie le 26/11/2019 pour contrôle annuel extincteur 2019.
- Visite annuelle PolyDiesel sur camion nacelle et remplacement tresse GMP

Traitement des effluents

832 litres d'huile de vidange et 3 fûts de filtres usagés ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2018.

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Distribution :

- Négociation du contrat d'élagage avec le prestataire OPARU.
- Remplacement de 24 EP (dont Haramea, Taahueia) + pose 11 nouveaux EP (dont Mataura)
- Raccordement 7 extensions réseau BT (dont quartier Audouin, Teinauri, Patii Raimaru)
- Mise en conformité de l'extension dans le quartier Oanua a Haramea.
- Le 20/10/2019 un support BT branchement a été accidenté par un tiers, câble branchement 2X25 a été mis en sécurité avec des travaux programmés dans la semaine.



- Intervention sur le poste T2181 le 08/08/2019 de 18h à 21h, suite à un amorçage sur la connectique du pont gainé en aval du cut-out. Coupure de courant de 18h45 et renvoi à 20h20.



Exploitation :

- Travaux de terrassement réalisés par la commune derrière les cuves de stockage le 27/08 au 06/09/2019, suite à un glissement de terre. Vus avec la DEQ pour autorisation terrassement avec les propriétaires voisins.

Production :

- En Novembre 2019 : contrôles des installations Tertiaires de la centrale et de l'agence par INSPELEC.
- Maintenance 6 ans des cellules HTA (départs, arrivées des transformateurs...) et contrôles des protections par l'équipe du service TCE. Contrôles des protections et nettoyage des deux transformateur TR1 et TR2.



- Fin 2019 : Investigation sur le moteur du GE3 suite à un bruit anormal. Vérification des culbuteurs, du carter moteur, des injecteurs... Changement moteur du GE3 début 2020.



- Travaux de mise en conformité de l'éclairage de la salle des machines par l'entreprise Moana le 18/06/2019 : abaisser de 1.5m, pour un meilleur accès. Fin de chantier le 25/06/2019.



- Travaux d'entretien de la tuyauterie et des 2 cuves gasoil 50m³, réalisés par notre sous-traitant TUBUAI FROID.



3.8 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2019	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
4	94	-	-	-	-	-	-	23,64 F/kWh

3.9 - Unités d'œuvre 2019 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	492
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	2 513 226
Quantité en litre de combustible	737 670
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 627 028
Nb de kWh solaire acheté par tarif	82 501
Nb de km de réseaux hors branchements	100,25
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés (DP et privée)	2 820
Nombre d'abonnés (BT et HT)	844

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

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	-	-	-	69 989	12 512

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Tubuai	27,10	12,20	-	39,30	51,67	9,28	60,95	78,77	21,48	100,25	78,6%	21,4%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES,
- la mise à disposition de toiture ou de terrain à ELECTRA.

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2015 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) La séparation des services délégués

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

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de Taputapuataea 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 Tubuai, en 2018 :

- les imputations directes concernent 84 % du total des dépenses de la concession de Tubuai. 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 16 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Îles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

TUBUAI	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	72%	12%	84%
Frais répartis sur la concession	7%	9%	16%
Total	79%	21%	100%

4.1.5) La non compensation des produits et des charges

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

Tubuai		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	20 708	-115 852
Production thermique - frais de siège*		338 616	
Production thermique - fonction support*		978 777	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	183 820	-257 570
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de charge sur contrôle des réseaux	3 341 136	
Coût de distribution - Amort. : Dot. Amortissement Caducité	Reprise d'amortissement de caducité		
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	-14 515	0
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	612 483	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		170	
Distribution d'électricité - frais de siège*		316 188	
Distribution d'électricité - fonction support*		547 287	
Gestion administrative achats solaires - Cout de fonctionnement - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	26 875	0
Fourniture d'électricité - frais de siège*		527	
Fourniture d'électricité - fonction support*		13	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	285 728	0
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	32 573	
Clientèle - frais de siège*		108 566	
Clientèle - fonction support*		434 046	
Total		7 212 998	-373 422

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

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

4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

Production :

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

Dispatching et conduite du réseau

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

Transport :

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

Distribution :

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

Gestion de clientèle :

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

4.1.7) La permanence des méthodes

Adaptation des clefs de répartition :

Réorganisation de la direction commerciale

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

Changement de présentation :

Total des produits et des charges de la concession :

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

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

Changement d'estimation :

Provisionnement créances client

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

Contenu du rapport :

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

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

4.1.8) Le principe de détermination des charges économiquement calculées

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

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

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

4.1.9) Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	40
	Mise à disposition personnel	128 766
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	1 988 800
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	523 065
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	180 109

Electra

Libellé	Description	40
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	500 480
Redevance solaire	Jusqu'en juin 2019, EDT facture à ELECTRA la redevance autoproducteur conformément au jopf. Suite à une décision de justice, EDT a cessé la facturation de cette redevance et a annulé par émission d'avoir les redevances facturées depuis 2016. Le solde négatif correspond aux avoirs des périodes 2016 à 2018.	28 560
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.	60 000
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.	54 877

Autres parties liées

Libellé	Description	40
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	941 117
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	20 775 868

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En l'attente de la mise en application de la formule du Revenu Autorisé, l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés tels que prévus à l'avenant 17b.

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

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

L'avenant 18b

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

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

N/A

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

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 91 % 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 9 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
 - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe, la péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le CA énergie péréqué de la concession :

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

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

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

Le taux de marché applicable pour les besoins est le taux Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 points
Cette rémunération est calculée sur la base du taux de marché de l'exercice considéré

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,641% (- 0,359 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,44 % (-0,359 % + 1 % + 0,799 % surperformance financière)

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

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

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

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

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 Tapuapuatea et Tumaraa, la répartition se faisait au prorata du nombre de kWh vendu-solaire.
Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées.

4.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.5 Les coûts informatiques :

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

4.2.6 Le service de support aux îles situé à Puurai :

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

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

4.2.7 La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

4.2.8 Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

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

répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode »

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

**Détail des frais répartis
Tubuai**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Tubuai en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tubuai
Frais de siege	1 356,4	1 146,3			14,2	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	349,3	349,2	13,7	1,0	14,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 007,9	39,4
Clientèle îles	43,3	43,3	1,5	-0,1	1,5	Nombre d'abonnés îles	26 789	944
Exploitation réseau Tahiti	384,7	382,4	0,5	0,0	0,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	417,8	1
Suivi et développement	97,9	94,2	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	97,0	0
Travaux réseau	129,8	129,8	1,2	0,0	1,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	75,4	1
Relève Intervention Branchement	241,3	232,2	0,2	0,1	0,3	Temps pointé par la cellule	160,2	0,1
Gestion administrative du solaire	28,3	26,3	0,0	0,0	0,0	Contrats solaires	2 221	4
Service Grand compte	37,8	33,9	0,5	0,0	0,5	Contrats grands comptes	5 214	84
Marketing & E-services	46,1	39,8	0,4	0,0	0,4	Nombre d'abonnés	78 561	844
Animation & réseaux proximité	20,9	18,0	0,2	0,0	0,2	Nombre d'abonnés	78 561	844
Comptabilité client et recouvrement	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	78 561	844
Magasins	51,2	48,9	0,2	0,0	0,2	Sorties de stock valorisées	993 983	4 912
Total support externe					19,7			
Support interne de l'île					23,9			
Total Support					43,5			

(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	Tubuai	
	2019	2018
Immobilisations concédées *	952 121 065	932 243 957
- Production	301 284 846	301 284 846
- Distribution	650 836 219	630 959 111
Immobilisations privées	35 445 873	45 082 225
Immobilisations en-cours	7 247 161	13 915 652
- Production	6 987 876	0
- Distribution	259 285	13 915 652
Total immobilisations brutes	994 814 099	991 241 834
Amortissements et provisions **	-593 842 815	-583 966 801
- Production	-180 014 675	-163 564 785
- Distribution	-389 216 355	-389 315 492
- Privés	-24 611 785	-31 086 524
Immobilisations nettes	400 971 284	407 275 033
Stock	26 259 382	25 609 309
Créances clients	18 235 859	16 485 953
Autres créances	3 223 101	3 854 568
Provisions pour dépréciation	-2 800 162	-3 653 541
Stock et créances nets	44 918 181	42 296 289
Compte courant du concessionnaire	94 909 100	64 382 316
TOTAL ACTIF	540 798 565	513 953 638

* Immobilisations concédées

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	284 023 685	284 023 685
Concessionnaire - Droit incorporel	10 686 415	10 686 415
Total concessionnaire	294 710 100	294 710 100
Total Tiers et concédant	6 574 746	6 574 746
Total au bilan	301 284 846	301 284 846

** Amortissements et provisions

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	-164 399 281	-148 940 414
Concessionnaire - Droit incorporel	-10 072 075	-9 252 956
Total concessionnaire	-174 471 356	-158 193 370
Tiers et concédant	-5 543 319	-5 371 415
Total au bilan	-180 014 675	-163 564 785

Distribution

	2019	2018
Concessionnaire	367 673 361	350 402 548
Concessionnaire - Droit incorporel	13 183 925	13 183 925
Total concessionnaire	380 857 286	363 586 473
Tiers et concédant	269 978 933	267 372 638
Total au bilan	650 836 219	630 959 111

Distribution

	2019	2018
Concessionnaire	-267 033 380	-276 622 830
Concessionnaire - Droit incorporel	-12 426 009	-11 415 453
Total concessionnaire	-279 459 389	-288 038 283
Tiers et concédant	-109 756 966	-101 277 209
Total au bilan	-389 216 355	-389 315 492

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	Tubuai	
	2019	2018
Résultat	16 433 337	4 889 442
Capitaux propres	16 433 337	4 889 442
Droits des tiers et concédant apports gratuit	161 253 394	167 298 760
- Production	1 031 427	1 203 331
- Distribution	160 221 967	166 095 429
Provisions devenues sans objet	456 868	
Droits du concédant exigible en nature	161 710 262	167 298 760
Autres provisions	7 652 610	6 028 082
- PIDR	7 652 610	6 028 082
Provision pour risques et charges	7 652 610	6 028 082
Clients - avances sur consommation	4 428 595	4 440 410
Fournisseurs	33 559 183	24 206 516
Dettes fiscales et sociales	14 830 612	13 274 950
Passif de renouvellement	297 682 821	290 733 491
- Production	61 784 972	57 583 044
- Distribution	235 897 849	233 150 448
Autres dettes	244 216	0
Produits constatés d'avance	4 256 929	3 081 987
Emprunts et dettes	355 002 356	335 737 354
TOTAL PASSIF	540 798 565	513 953 638

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

		Tubuai 2018			Tubuai 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	85 928 984		85 928 984	92 172 181		92 172 181
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	735,00		735	735,00		735
	- Forfait FP1	127 926		127 926	127 922		127 922
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-65 823 503	238 628	-65 584 875	-64 391 506	-157 408	-64 548 914
	par UO : Puissance maximale majorée	-89 556		-89 231	-87 607		-87 822
	- Maintenance	-20 584 123		-20 584 123	-19 680 991		-19 680 991
	- AC	-2 320 704		-2 320 704	-1 806 696		-1 806 696
	- ACE	-2 797 506		-2 797 506	-3 773 072		-3 773 072
	- MO	-15 465 913		-15 465 913	-14 101 223		-14 101 223
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-2 349 298		-2 349 298	-2 200 843		-2 200 843
	- AC	-192 401		-192 401	-40 180		-40 180
	- ACE	-460 032		-460 032	-394 894		-394 894
- MO	-117 634		-117 634	-21 421		-21 421	
- AUTRES	-1 579 231		-1 579 231	-1 744 348		-1 744 348	
- Amortissement des actifs de concession	-16 277 987		-16 277 987	-16 277 987		-16 277 987	
- Dotation amortissement biens au bilan	-12 076 059		-12 076 059	-12 076 059		-12 076 059	
- Dotation / reprise de lissage	-4 201 928		-4 201 928	-4 201 928		-4 201 928	
- Quote part des activités support affectées	-26 612 095	238 628	-26 373 467	-26 231 685	-157 408	-26 389 093	
- Fonctions supports	-19 936 476		-19 936 476	-20 347 097		-20 347 097	
- Frais de siège	-6 675 619	238 628	-6 436 991	-5 884 588	-157 408	-6 041 996	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	5 308 971		5 308 971	5 664 825		5 664 825
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 658 676		2 658 676	2 648 283		2 648 283
	- Forfait FP2	2,185		2,185	2,182		2,182
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-3 571 401	9 564	-3 561 837	-3 557 084	-6 956	-3 564 040
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,343		-1,340	-1,343		-1,346
	- Maintenance	-2 153 748		-2 153 748	-2 132 937		-2 132 937
	- AC	-1 018 434		-1 018 434	-702 739		-702 739
	- ACE	-30 234		-30 234	-247 953		-247 953
	- MO	-1 105 080		-1 105 080	-1 182 245		-1 182 245
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-1 417 653	9 564	-1 408 089	-1 424 147	-6 956	-1 431 103
	- Fonctions supports	-1 150 097		-1 150 097	-1 164 103		-1 164 103
- Frais de siège	-267 556	9 564	-257 992	-260 044	-6 956	-267 000	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	50 017 563		50 017 563	55 473 981		55 473 981
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	18,81		18,81	20,95		20,95
	- Consommations	-54 730 449		-54 730 449	-56 587 702		-56 587 702
	- Fioul						
	- Gasoil	-54 094 005		-54 094 005	-55 923 701		-55 923 701
- Huile	-636 444		-636 444	-664 001		-664 001	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	60 000		60 000	60 000		60 000
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées				476		476
	- Fonctions supports				476		476
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	27 560 972		27 560 972	6 987 876		6 987 876
	- Coûts directs	-25 891 976		-25 891 976	-6 984 108		-6 984 108
	- AC	-21 310 660		-21 310 660	-6 420 898		-6 420 898
- ACE	-2 707 128		-2 707 128	-444 570		-444 570	
- MO	-1 874 188		-1 874 188	-118 640		-118 640	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-1 668 996		-1 668 996	-47 590		-47 590	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	168 876 490		168 876 490	160 358 863		160 358 863	
MARGE AVANT IS	17 190 165	248 192	17 438 357	28 791 349	-164 364	28 626 985	
- IS	-10 234 978	-147 773	-10 382 750	-14 492 660	82 736	-14 409 925	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	6 955 187	100 419	7 055 606	14 298 689	-81 628	14 217 061	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	5 911 909	85 356	5 997 265	12 153 886	-69 384	12 084 501	
En % des produits	4%		4%	-8%		-8%	

		Tubuai 2018			Tubuai 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	34 101 497		34 101 497	36 995 006		36 995 006
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	99		99	100		100
	- Forfait FD2	376 532		376 532	376 440		376 440
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-30 653 724	229 662	-30 424 061	-25 580 315	-149 076	-25 729 391
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-309 318		-307 001	-255 168		-256 655
	- Maintenance	-4 501 789		-4 501 789	-4 600 286		-4 600 286
	- AC	-262 234		-262 234	-165 429		-165 429
	- ACE	-251 037		-251 037	-1 180 740		-1 180 740
	- MO	-3 988 518		-3 988 518	-3 254 117		-3 254 117
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-530 629		-530 629	2 524 299		2 524 299
	- AC	-116 195		-116 195	-7 374		-7 374
	- ACE	-88 974		-88 974	-468 936		-468 936
	- MO	-20 095		-20 095	-22 087		-22 087
	- AUTRES	-305 365		-305 365	3 022 696		3 022 696
	- Amortissement des actifs de concession	-13 070 157		-13 070 157	-13 156 809		-13 156 809
	- 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	-7 546 154		-7 546 154	-10 409 408		-10 409 408	
- Dotation / reprise de lissage	-5 524 004		-5 524 004	-2 747 401		-2 747 401	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-12 551 148	229 662	-12 321 486	-10 347 519	-149 076	-10 496 595	
- Fonctions supports	-6 126 334		-6 126 334	-4 774 445		-4 774 445	
- Frais de siège	-6 424 814	229 662	-6 195 152	-5 573 074	-149 076	-5 722 150	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	2 014 919		2 014 919	2 037 838		2 037 838
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	1 667 052		1 667 052	5 118 144		5 118 144
	- Coûts directs	239 178		239 178	-2 885 727		-2 885 727
	- AC	-861 373		-861 373	-796 148		-796 148
	- ACE	-191 459		-191 459	-1 097 677		-1 097 677
	- MO	-1 355 691		-1 355 691	-1 795 731		-1 795 731
	- AUTRES	2 647 701		2 647 701	803 829		803 829
	- Quote part des activités support affectées	-2 416 107	5 002	-2 411 105	-2 992 298	-4 491	-2 996 789
	- Fonctions supports	-2 276 181		-2 276 181	-2 824 423		-2 824 423
	- Frais de siège	-139 926	5 002	-134 924	-167 875	-4 491	-172 366
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	14 820 433		14 820 433	25 350 149		25 350 149
	- Coûts directs	-12 285 206		-12 285 206	-24 057 710		-24 057 710
	- AC	-9 422 583		-9 422 583	-2 601 542		-2 601 542
	- ACE	-958 274		-958 274	-19 575 430		-19 575 430
	- MO	-1 904 349		-1 904 349	-1 674 877		-1 674 877
- AUTRES				-205 861		-205 861	
- Quote part des activités support affectées	-3 273 646		-3 273 646	-2 211 912		-2 211 912	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	52 603 901		52 603 901	69 501 137		69 501 137	
MARGE AVANT IS	4 214 397	234 664	4 449 061	11 773 175	-153 566	11 619 609	
- IS.	-2 509 240	-139 718	-2 648 959	-5 926 246	77 300	-5 848 946	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	1 705 156	94 946	1 800 102	5 846 929	-76 266	5 770 663	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	1 449 383	80 704	1 530 087	4 969 889	-64 826	4 905 063	
En % des produits	3%		3%	-7%		-7%	

		Tubuai 2018			Tubuai 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	143 244 999		143 244 999	155 423 588		155 423 588
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	141 255 518		141 255 518	153 310 987		153 310 987
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 989 482		1 989 482	2 112 601		2 112 601
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COÛTS D'ACHAT	-143 432 458		-143 432 458	-155 466 001		-155 466 001
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-141 255 518		-141 255 518	-153 310 987		-153 310 987
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-2 176 940		-2 176 940	-2 155 014		-2 155 014
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)							
GESTION ADMINISTRATIVE	-5 182	296	-4 886	-25 333	-212 392	-237 725	
- Produits de la Redevance solaire	74 916		74 916				
- Coûts de Fonctionnement				26 875	-212 262	-185 387	
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES				26 875	-212 262	-185 387	
- Quote part des activités support affectées	-80 098	296	-79 802	-52 208	-130	-52 338	
- Fonctions supports	-71 810		-71 810	-47 365		-47 365	
- Frais de siège	-8 288	296	-7 992	-4 843	-130	-4 973	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	70 517		70 517	54 877		54 877
	- Coûts directs	-41 093		-41 093	-29 881		-29 881
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-41 093		-41 093	-29 881		-29 881
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-78 368	178	-78 190	-29 766	-128	-29 894
	- Fonctions supports	-73 397		-73 397	-24 996		-24 996
	- Frais de siège	-4 971	178	-4 793	-4 770	-128	-4 898
	GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	12 770 385		12 770 385	13 738 057	
- UO UC : Nombre d'abonnés -1		834		834	836		836
- Forfait FC		16 755,00		16 755	16 763,00		16 763
PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE		597 527		597 527	610 236		610 236
- Frais de relance		423 936		423 936	440 910		440 910
- Frais de perception de taxe		173 591		173 591	169 326		169 326
COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE		-22 784 455	70 620	-22 713 835	-21 461 612	-52 313	-21 513 925
par UO : Nombre d'abonnés		-27 319		-27 235	-25 672		-25 734
- Affranchissements		-1 165 103		-1 165 103	-995 174		-995 174
- Fonctionnement		-6 718 052		-6 718 052	-6 609 322		-6 609 322
- AC	-87 258		-87 258	-111 858		-111 858	
- ACE	-624 054		-624 054	-484 259		-484 259	
- MO	-5 690 972		-5 690 972	-6 142 947		-6 142 947	
- AUTRES	-315 768		-315 768	129 742		129 742	
- Quote part des activités support affectées	-14 901 300	70 620	-14 830 680	-13 857 116	-52 313	-13 909 429	
- Fonctions supports	-12 925 696		-12 925 696	-11 901 441		-11 901 441	
- Frais de siège	-1 975 604	70 620	-1 904 984	-1 955 675	-52 313	-2 007 988	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	480 000		480 000	656 204		656 204
	- Frais de coupure	480 000		480 000	656 204		656 204
	- Coûts directs	-296 958		-296 958	-194 982		-194 982
	- AC				-20 201		-20 201
	- ACE						
	- MO	-296 958		-296 958	-174 781		-174 781
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-482 879	1 071	-481 808	-185 413	-384	-185 797
	- Fonctions supports	-452 919		-452 919	-171 048		-171 048
	- Frais de siège	-29 960	1 071	-28 889	-14 365	-384	-14 749
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	157 238 345		157 238 345	170 482 961		170 482 961	
MARGE AVANT IS	-9 957 964	72 165	-9 885 799	-6 910 027	-265 216	-7 175 244	
- I.S.	5 928 945	-42 967	5 885 978	3 478 291	133 502	3 611 792	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	-4 029 019	29 198	-3 999 821	-3 431 737	-131 715	-3 563 452	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-3 424 666	24 818	-3 399 848	-2 916 976	-111 958	-3 028 934	
En % des produits	-2%		-2%	2%		2%	

		Tubuai 2018			Tubuai 2019		
		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		-880 170		-880 170	-909 148		-909 148
- Intérêts sur emprunts bancaires							
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de mar		542 871		542 871	412 637		412 637
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière		420 232		420 232	514 763		514 763
MARGE AVANT IS		82 933		82 933	18 252		18 252
TOTAL CONCESSION							
TOTAL DES PRODUITS (*)		236 583 048		236 583 048	246 122 827		246 122 827
TOTAL DES CHARGES (*)		-225 053 517	555 021	-224 498 496	-212 450 078	-583 147	-213 033 225
MARGE AVANT IS		11 529 530	555 021	12 084 551	33 672 749	-583 147	33 089 602
- I.S.		-6 864 651	-330 458	-7 195 109	-16 949 804	293 538	-16 656 266
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION		4 664 879	224 563	4 889 442	16 722 946	-289 609	16 433 337
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		3 965 147	190 879	4 156 026	14 214 504	-246 168	13 968 336
En % des produits		1,7%		1,8%	-5,8%		-5,7%

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

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

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

-0.4 MF lié à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)

-0.2 MF liés aux redevances solaires 2018 et antérieures réclamées par les clients suite à une décision de justice.

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

Commentaires sur la variation des produits : + 10 MF

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

Ce poste augmente de + 16 MF

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - 6 MF sont :

- **Production : - 21 MF**
 - - 21 MF sur les travaux immobilisés : renouvellement des groupes 1 et 2 en 2018
- **Distribution : + 14 MF**
 - + 11 MF sur les travaux immobilisés
 - + 3 MF sur les travaux vendus
- **Fourniture : + 0 MF**

Commentaires sur la variation des charges : - 13 MF

- **Production : - 20 MF**

- - 21 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - - 26 MF au titre du renouvellement du groupe 1 et 2 en 2018
 - + 7 MF au titre du remplacement du bloc moteur sur le groupe 3 et 4 en 2019
 - - 2 MF au titre des fonctions support
- - 1 MF au titre de la conduite et maintenance de la centrale
- + 2 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)

- **Distribution : + 9 MF**

- + 11 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - + 10 MF au titre renouvellement réseau HTA/BT
 - + 1 MF au titre d'extensions article 14A1
- + 3 MF au titre des travaux vendus
- - 5 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
 - - 3 MF au titre de la conduite et fonctionnement du réseau
 - - 1 MF au titre des fonctions support
 - - 1 MF au titre des frais de siège

- **Fourniture : - 2 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)

- - 1 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- - 0.5 MF au titre des travaux vendus

- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 22 MF

La marge récurrente a été impactée principalement par les phénomènes suivants :

- La hausse de 16 MF sur le revenu autorisé
- La baisse de 5 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution

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

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

4.4.1) Revenu autorisé

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

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{209.368.140} & = & \mathbf{150.625.425} & + & \mathbf{58.742.715} \end{array}$$

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	735	735		127 926	127 922	0,0%	94 025 610	94 022 670	0,0%
Nb de kWh produits	2 658 676	2 648 283	-0,4%	2,185	2,182	-0,1%	5 809 207	5 778 554	-0,5%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	99,101	100,249	1,2%	376 532	376 440	0,0%	37 314 698	37 737 734	1,1%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	834	836	0,2%	16 755	16 763	0,0%	13 973 670	14 013 868	0,3%
RE - "Forfaits"							151 123 185	151 552 825	0,3%
Résultat financier							-963 104	-927 400	-3,7%
Partage des gains de rendement									
RE (Revenu de l'exploitation)							150 160 080	150 625 425	0,3%

4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2018			2019		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	738 350	73,26	54 094 005	737 670	75,81	55 923 700
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 062	308,65	636 444	2 166	306,56	664 001
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	82 214	26,48	2 176 940	82 501	26,12	2 155 014
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				56 907 389	58 742 715		

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

- En l'absence du dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, la formule de Revenu Autorisé prévue à l'avenant 17 du 28 décembre 2015 ne sera applicable qu'au 1^{er} janvier 2020, sur la base des nouveaux forfaits arrêtés dans l'avenant 18b.
- En l'attente, les produits enregistrés par concession et par processus correspondent au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions, lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés (principe de péréquation).

		Tubuai				
		2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	93 040 106	88 656 138	88 623 822	90 306 489	91 391 821
Péréquation	B	112 207 396	100 580 573	103 949 669	111 625 058	111 190 927
CA péréqué	C=A+B	205 247 502	189 236 711	192 573 491	201 931 547	202 582 748
Ecart RA/CA 2018		n/a	n/a	8 799 103	-5 680 457	n/a
Revenu autorisé		209 368 140	207 067 470	201 372 594	196 251 090	202 582 748
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	n/a	-8 799 103	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	n/a	5 680 457	n/a	n/a
Produits comptabilisés		205 247 502	189 236 711	198 253 948	196 251 090	202 582 748

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 2019	Réalisé 2018
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	2 513 226	2 561 119
Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	92,2%	93,2%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	69 989	67 948
Achat Electra 40F/kWh	12 512	14 266
Total Production Photovoltaïque	82 501	82 214
Production hydro		
Production Total EnR	82 501	82 214
Production brute thermique à produire	2 642 182	2 671 288
Production Nette thermique à produire	2 627 028	2 648 283
Total production (EDT et Autres)	2 724 683	2 753 502
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,279	0,276
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	60 750	61 270
Achat matière première	764 099	737 830
Stock final	87 179	60 750
Consommation matière première	737 670	738 350
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>		
	0,279	0,276
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	75,81 F	73,26 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix huile	306,56 F	308,65 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	5 222 687	4 014 472
Achat matière première	57 154 663	55 302 220
Stock final	6 453 650	5 222 687
Consommation matière première	55 923 700	54 094 005
Huile	664 001	636 444
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	56 587 701	54 730 449
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 155 014	2 176 940
(CE) TOTAL achat de matières premières	58 742 715	56 907 389

5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

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

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2018	Acquisition	Cession	2019
Production	301 284 846	0	0	301 284 846
Distribution	630 959 111	42 462 729 (1)	-22 585 621 (2)	650 836 219
Total	932 243 957	42 462 729	-22 585 621	952 121 065

(1) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
831030	14A1 LC18/CT/2019/RAA/DR QT MAONO MATAURA TUBUAI	1 713 551	1 713 551	
834050	14A1 LC JJ/MT2018/620 QT NAUTA TAAHUAIA TUBUAI	1 308 223	1 308 223	
834030	14A1 LC JJ/MT2018/620 QT ROSENDA TAAHUAIA TUBUA	460 063	460 063	
828500	RENV RSX HT/BT PMT 2018 TUBUAI	29 211 747	29 211 747	
834170	14A1 LC JJ/MT2018/620 QT FAAANA HARAMEA TUBUAI	1 667 090	1 667 090	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	34 360 674	34 360 674	-
CP2019	RESEAUX CP TUBUAI 2019 CP 2019	3 004 491	3 004 491	
CP2019	BRCHT/COMPTAGES TUBUAI CP 2019	1 641 351		1 641 351
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	4 645 842	3 004 491	1 641 351
733825	RSX AERIEN TIERS TUB 2019 FINANCEMENT TUBUAI	1 464 584	1 464 584	
BRT12/18	COMPTAGE TIERS TUB 2019 FINANCEMENT TUBUAI	1 991 629		1 991 629
	TOTAL FINANCEMENT TIERS TUBUAI	3 456 213	1 464 584	1 991 629
	TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI	42 462 729	38 829 749	3 632 980

(2) Cessions de Distribution : 21,7 MF Réseaux et 0,9 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 7,2 MF contre 13,9 MF fin 2018 soit une diminution de - 6,7 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 TUBUAI	00/00/0000	-	15 730 081	-	-	-	15 730 081
AN TERRAIN CENT TUBUAI	00/00/0000	-	530 000	-	-	-	530 000
AMNGT INSTAL GRPE G3 & G4	09/06/2006	-	2 200 000	-	-	-	2 200 000
BITUMAGE PARKING CENTRALE	01/07/2011	-	4 289 760	-	-	-	4 289 760
AMENAG TERRAIN,CLOTURE,	01/07/2013	-	3 911 834	-	-	-	3 911 834
AN CONST CONCEDANT TUBUAI	01/01/1991	35	-	6 574 746	-	5 543 319	1 031 427
A.N CONSTRUCTION TUBUAI	01/01/1999	35	91 103 975	-	54 882 374	-	36 221 601
BATIMENT TUBUAI	01/01/1999	35	-	-	-	-	-
BATIMENT CENTRALE TUBUAI	09/06/2006	28	2 327 390	-	1 144 244	-	1 183 146
HANGAR DE STOCKAGE TUBUAI	01/07/2013	21	8 047 780	-	2 551 737	-	5 496 043
ABRI NACELLE CENT. TUBUAI	01/07/2013	21	4 148 942	-	1 315 517	-	2 833 425
ABRIS TOURETS CENT.TUBUAI	01/07/2013	21	2 074 471	-	657 761	-	1 416 710
RENFORCMT.CENTRALE TUBUAI	01/02/2009	25	445 320	-	195 105	-	250 215
AMENAG BUREAU CENT.TUBUAI	01/07/2013	21	5 592 770	-	1 773 317	-	3 819 453
ARMOIRE SECURITE TUBUAI	01/08/2013	20	393 442	-	123 655	-	269 787
AMENAG CENTRALE TUBUAI	01/09/2013	20	8 544 963	-	2 661 545	-	5 883 418
MOTEUR FG WILSON P438 TUB	01/07/2018	7	6 201 219	-	1 328 832	-	4 872 387
MOTEUR FG WILSON P438 TUB	01/07/2018	7	6 201 219	-	1 328 832	-	4 872 387
MOTEUR FG WILSON P400 TUB	15/11/2013	7	6 115 169	-	5 353 200	-	761 969
MOTEUR FG WILSON P400 TUB	15/11/2013	7	6 115 169	-	5 353 200	-	761 969
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	01/07/2018	7	2 756 097	-	590 592	-	2 165 505
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	01/07/2018	7	2 756 097	-	590 592	-	2 165 505
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	15/11/2013	7	2 669 320	-	2 336 714	-	332 606
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	15/11/2013	7	2 669 320	-	2 336 714	-	332 606
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	01/07/2018	7	4 823 170	-	1 033 536	-	3 789 634
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	01/07/2018	7	4 823 170	-	1 033 536	-	3 789 634
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	15/11/2013	7	6 109 376	-	5 348 129	-	761 247
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	15/11/2013	7	6 109 376	-	5 348 129	-	761 247
FILIERE TUBUAI	01/01/1999	25	-	-	-	-	-
INSTALL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	342 663	-	185 876	-	156 787
RENFORCMT CENTRALE TUBUAI	01/02/2009	25	493 720	-	216 314	-	277 406

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
F&P RESEAU GO/HUILE IR3	01/02/2012	22	3 984 733	-	1 439 353	-	2 545 380
REFECTION CIRCUIT GASOIL	01/08/2013	20	6 660 176	-	2 093 200	-	4 566 976
PASSERELLE ACCES CUVES GO	01/08/2013	20	2 268 591	-	712 988	-	1 555 603
INSTAL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	284 761	-	154 466	-	130 295
RENFORCMT CENTR.TUBUAI	01/02/2009	25	4 208 749	-	1 843 967	-	2 364 782
REMPLE TRANSFO 800KVA TUBU	13/08/2012	21	1 874 507	-	646 232	-	1 228 275
COFFRETS COMPTAGES TUBUAI	01/09/2013	20	948 476	-	295 425	-	653 051
FIL ENER-TABLEAU HTA TUBU	01/09/2013	20	18 050 115	-	5 622 168	-	12 427 947
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°TUB	01/06/2014	20	3 668 968	-	1 046 047	-	2 622 921
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	19	160 954	-	41 835	-	119 119
ETUDES DDAE CENTR.TUBUAI	01/10/2009	24	1 562 515	-	660 446	-	902 069
FIL.ENVT BAC SEREP TUBUAI	01/07/2013	21	2 855 430	-	905 379	-	1 950 051
ENS DESHUILAGE TUBUAI	01/01/2015	19	4 336 445	-	1 141 170	-	3 195 275
PROTECTION INCENDIE TUBUA	01/01/2003	25	7 460 299	-	5 073 002	-	2 387 297
EXTENS°EXTINCT°INCENDIE	01/01/2009	25	959 702	-	422 268	-	537 434
RENF.SECU.INCENDIE TUBUAI	01/10/2010	23	8 457 773	-	3 364 919	-	5 092 854
INST EVENTS CENT TUBUAI	01/03/2012	22	214 926	-	77 111	-	137 815
FIL SECU-TABLEAU HTA TUBU	01/09/2013	20	2 196 167	-	684 051	-	1 512 116
RENOUV STATION INCENDIE	01/09/2016	17	4 187 310	-	805 253	-	3 382 057
INSTAL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	2 157 275	-	1 170 202	-	987 073
TOTAL PRODUCTION TUBUAI			284 023 685	6 574 746	125 888 933	5 543 319	159 166 179
POSTE T1002 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	193 814	560 417
POSTE T3021 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	193 814	560 417
POSTE T1012 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	193 814	560 417
POSTE T1042 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	193 814	560 417
AUT.COMP T1002 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 223 435	-	1 029 707	2 193 728
AUT.COMP T3021 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 223 435	-	1 029 707	2 193 728
AUT.COMP T1012 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 520 991	-	1 124 763	2 396 228
AUT.COMP T1042 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 367 099	-	1 075 601	2 291 498
AUT.COMP T1021 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	1 704 074	-	544 357	1 159 717
AUT.COMP T1032 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	1 704 074	-	544 357	1 159 717

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 T1001 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	2 367 824	-	756 389	1 611 435
TRANSFO T3011 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	2 367 824	-	756 389	1 611 435
TRANSFO T1002 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	577 963	-	184 627	393 336
TRANSFO T3021 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	893 038	-	285 276	607 762
TRANSFO T1012 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	736 723	-	235 343	501 380
TRANSFO T1042 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	577 963	-	184 627	393 336
TRANSFO T1021 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	893 038	-	285 276	607 762
TRANSFO T1032 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	577 963	-	184 627	393 336
TRANSFO T1061 RTE TRAVER-	01/07/2015	25	-	1 685 263	-	303 348	1 381 915
TRANSFO TUBUAI 97	01/01/1997	25	353 056	-	334 236	-	18 820
TRANSFO TUBUAI 2003	01/01/2003	25	656 287	-	446 275	-	210 012
REEMPL TRANSFOS H61 TUBUAI	06/06/2005	25	3 512 870	-	2 047 225	-	1 465 645
TRANSFO POSTE CP DP TUBUA	01/07/2006	25	21 777	-	11 759	-	10 018
POSTE DP H61 TUBUAI	10/07/2006	25	2 108 638	-	1 136 556	-	972 082
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	297 664	-	154 786	-	142 878
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	346 204	-	180 024	-	166 180
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	587 145	-	305 318	-	281 827
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	5 408 378	-	2 812 355	-	2 596 023
TRANSFO T4110 MAHU TUBUAI	01/01/2011	25	1 043 525	-	375 669	-	667 856
TRANSFO T3031 TEMPLE TUB	01/02/2011	25	668 666	-	238 493	-	430 173
POSTE TUBUAI 95	01/01/1995	25	14 815	-	14 815	-	-
POSTE TUBUAI 96	01/01/1996	25	54 572	-	52 390	-	2 182
POSTE TUBUAI 97	01/01/1997	25	1 094	-	1 007	-	87
POSTE TUBUAI 2000	01/01/2000	25	57 483	-	45 986	-	11 497
POSTE H61 TUBUAI 2004	01/12/2004	25	1 912 850	-	1 154 086	-	758 764
POSTE DP TUBUAI 2008	01/07/2008	25	1 866 146	-	858 429	-	1 007 717
CREAT POSTE T4110 TUBUAI	01/01/2011	25	935 404	-	336 744	-	598 660
MEC H61 T3031 TEMPLE TUB	01/02/2011	25	653 968	-	233 251	-	420 717
POSE IACM TUBUAI 2004	01/12/2004	15	467 336	-	467 336	-	-
TELECOM IAT RESEAU TUBUAI	01/02/2011	15	1 606 739	-	955 118	-	651 621
MEP IACM T102 PAR IAM TRA	01/02/2012	15	2 098 784	-	1 107 692	-	991 092

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
IACM PAR IAM T412A TUBUAI	02/02/2016	15	3 007 791	-	784 810	-	2 222 981
IACM PAR IAM T414A TUBUAI	02/02/2016	15	3 007 791	-	784 810	-	2 222 981
RENV IAM DEFECTUEUX TUBUA	01/09/2017	15	1 244 881	-	193 648	-	1 051 233
RES.AERIEN TUBUAI 93	01/01/1993	25	37 481 676	-	37 481 676	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 94	01/01/1994	25	4 286 974	-	4 286 974	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 95	01/01/1995	25	4 281 513	-	4 281 513	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 96	01/01/1996	25	21 240 132	-	20 390 526	-	849 606
RESEAUX TUBUAI 1996	01/01/1996	25	-	1 667 485	-	1 600 785	66 700
RES.AERIEN TUBUAI 97	01/01/1997	25	11 192 658	-	10 297 245	-	895 413
RESEAUX TUBUAI 1997	01/01/1997	25	-	2 123 411	-	1 953 538	169 873
RESEAUX TUBUAI 1997	01/01/1997	25	-	10 313 922	-	9 549 541	764 381
RES.AERIEN TUBUAI 98	01/01/1998	25	12 063 617	-	10 615 983	-	1 447 634
RESEAUX TUBUAI 1998	01/01/1998	25	-	1 358 474	-	1 195 458	163 016
RES.AERIEN TUBUAI 99	01/01/1999	25	1 867 752	-	1 568 910	-	298 842
RESEAUX TUBUAI 1999	01/01/1999	25	-	1 692 177	-	1 421 427	270 750
RES.AERIEN TUBUAI 2000	01/01/2000	25	1 945 676	-	1 556 540	-	389 136
RESEAUX TUBUAI 2000	01/01/2000	25	-	1 137 230	-	912 885	224 345
RES.AERIEN TUBUAI 2001	01/01/2001	25	1 555 455	-	1 182 144	-	373 311
RES.AERIEN TUBUAI 2002	01/01/2002	25	683 550	-	492 156	-	191 394
RESEAUX TUBUAI 2002	01/01/2002	25	-	3 121 585	-	2 247 540	874 045
RESEAUX TUBUAI 2002	01/01/2002	25	-	130 792	-	94 773	36 019
RES.AERIEN TUBUAI 2003	01/01/2003	25	605 391	-	411 667	-	193 724
RESEAUX TUBUAI 2003	01/01/2003	25	-	2 655 630	-	1 805 826	849 804
RESEAUX TUBUAI 2003	01/01/2003	25	-	233 926	-	159 658	74 268
RESEAU CP 41906 2004 TUB	01/07/2004	25	161 566	-	100 172	-	61 394
RESEAUX TUBUAI 2004	01/07/2004	25	-	103 469	-	64 153	39 316
RESEAUX TUBUAI 2004	01/07/2004	25	-	1 293 275	-	801 830	491 445
RESEAU BTA PUPURE TUBUAI	02/12/2004	25	167 980	-	101 326	-	66 654
EXT BONNET TUBUAI 2005	01/01/2005	25	155 629	-	93 375	-	62 254
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25	-	348 335	-	203 194	145 141
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25	-	2 500 794	-	1 458 799	1 041 995

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 TUBUAI 2005	01/06/2005	25	-	593 650	-	346 296	247 354
RESEAUX CP 51906 2005TUBU	01/06/2005	25	343 244	-	200 228	-	143 016
RESEAUX TUBUAI 2006	01/07/2006	25	-	280 565	-	151 506	129 059
RESEAUX TUBUAI 2007	01/07/2007	25	-	607 295	-	303 650	303 645
RES AERIEN CP TUBUAI 2007	01/07/2007	25	1 298 620	-	649 312	-	649 308
RESEAUX TUBUAI 2007	01/07/2007	25	-	31 653	-	15 825	15 828
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	62 045	-	31 025	-	31 020
EXT BTA QTIER TANERPAU TUB	06/09/2007	25	293 279	-	144 519	-	148 760
RESEAUX CP TUBUAI 2008	01/07/2008	25	12 162 786	-	5 594 881	-	6 567 905
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	2 202 791	-	1 013 286	1 189 505
RENF.BTA MATAURA QTIER HA	01/01/2009	25	1 029 004	-	452 760	-	576 244
RESEAUX CP TUBUAI 2009	01/07/2009	25	1 247 849	-	524 097	-	723 752
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	121 064	-	48 830	72 234
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	1 878 167	-	757 530	1 120 637
RESEAUX CP TUBUAI 2010	01/07/2010	25	4 173 995	-	1 586 120	-	2 587 875
RESEAUX 2010 TIERS TUBUAI	01/07/2010	25	-	2 230 075	-	847 428	1 382 647
RESEAUX 2010 CONCED TUBUA	01/07/2010	25	-	239 285	-	90 927	148 358
MEC HT/BTA TEMPLE TUBUAI	01/02/2011	25	65 195 458	-	23 253 044	-	41 942 414
RESEAUX CP TUBUAI 2011	01/07/2011	25	2 127 693	-	723 418	-	1 404 275
RESEAUX 2011 CONCED TUBUA	01/07/2011	25	-	52 915	-	17 993	34 922
RESEAUX 2011 TIERS TUBUAI	01/07/2011	25	-	1 010 867	-	343 697	667 170
EXT 14A1 QT TEINAURI TUB	01/01/2012	25	892 588	-	285 628	-	606 960
RES AERIENS CONCED TUBUAI	06/01/2012	25	-	43 027 463	-	13 744 884	29 282 579
EXT 14A1 QT NAHEI TUBUAI	18/06/2012	25	1 160 240	-	349 750	-	810 490
RESEAUX CP TUBUAI 2012	01/07/2012	25	44 198 103	-	13 259 430	-	30 938 673
RESEAUX 2012 CONCED TUBUA	01/07/2012	25	-	684 652	-	205 395	479 257
RESEAUX 2012 TIERS TUBUAI	01/07/2012	25	-	33 909	-	10 170	23 739
RESEAUX CP TUBUAI 2013	01/07/2013	25	4 724 580	-	1 228 390	-	3 496 190
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	25	-	362 823	-	94 334	268 489
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	25	-	11 866 331	-	3 085 245	8 781 086
RESEAUX 2013 TIERS TUBUAI	01/07/2013	25	-	624 435	-	162 351	462 084

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX CP TUBUAI 2013	01/07/2013	25	448 404	-	116 584	-	331 820
ART 14A/321/CT/2012/SEC/D	01/01/2014	25	135 614	-	32 548	-	103 066
ART14A/207/CT/2014/RAA/DR	24/04/2014	25	411 012	-	93 482	-	317 530
RESEAUX CP TUBUAI 2014	01/07/2014	25	2 207 868	-	485 732	-	1 722 136
RESEAUX 2014 CONCED TUBUA	01/07/2014	25	-	109 296	-	24 046	85 250
RESEAUX 2014 TIERS TUBUAI	01/07/2014	25	-	177 421	-	39 033	138 388
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	01/07/2014	25	-	10 207 152	-	2 245 573	7 961 579
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	01/07/2014	25	-	17 589 546	-	3 869 701	13 719 845
RESEAUX CP TUBUAI 2014	01/07/2014	25	197 846	-	43 527	-	154 319
RESEAUX CP TUBUAI 2015	01/07/2015	25	2 161 938	-	389 149	-	1 772 789
RESEAUX 2015 CONCED TUB	01/07/2015	25	-	48 389	-	8 711	39 678
RESEAUX 2015 TIERS TUB	01/07/2015	25	-	507 548	-	91 359	416 189
RESEAUX CP TUBUAI 2016	01/07/2016	25	4 399 142	-	615 881	-	3 783 261
RESEAUX CP TUBUAI 2017	01/07/2017	25	6 622 216	-	662 222	-	5 959 994
14A1 LC18/CT/2019/RAA/DR	16/01/2019	25	1 713 551	-	65 686	-	1 647 865
14A1 LC JJ/MT2018/620	22/01/2019	25	1 308 223	-	49 276	-	1 258 947
14A1 LC JJ/MT2018/620	24/01/2019	25	460 063	-	17 227	-	442 836
RENV RSX HT/BT PMT 2018	01/05/2019	25	29 211 747	-	778 980	-	28 432 767
RESEAUX CP TUBUAI 2019	01/07/2019	25	3 004 491	-	60 090	-	2 944 401
RSX AERIEN TIERS TUB 2019	01/07/2019	25	-	1 464 584	-	29 292	1 435 292
14A1 LC JJ/MT2018/620	17/07/2019	25	1 667 090	-	30 378	-	1 636 712
EXT BTA ALEX TAUTU TUBUAI	01/08/2005	35	243 440	-	100 273	-	143 167
EXT.BTS QTIER YIENG KOW	01/07/2010	35	247 002	-	67 042	-	179 960
MEC BTS QT THIEN TUBUAI	01/01/2011	35	3 239 731	-	833 076	-	2 406 655
MEC HT/BTS TEMPLE TUBUAI	01/02/2011	35	2 556 100	-	651 195	-	1 904 905
RESEAUX SOUT CONCED TUBUA	06/01/2012	35	-	47 852 687	-	10 918 770	36 933 917
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	35	-	4 354 016	-	808 602	3 545 414
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	35	-	1 256 943	-	233 434	1 023 509
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35	-	896 163	-	140 827	755 336
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35	-	6 089 519	-	956 923	5 132 596
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35	-	760 544	-	119 515	641 029

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
MEC RES HT/BTS AEROP TUBU	11/09/2014	35	9 600 153	-	1 455 261	-	8 144 892
ART14A/441/CT/2014/RAA/DR	11/09/2014	35	343 916	-	52 132	-	291 784
RESEAUX CP TUBUAI 2015	01/07/2015	35	720 629	-	92 651	-	627 978
RSX SOUT TIERS TUB 2015	01/07/2015	35	-	2 334 396	-	300 137	2 034 259
14A1 548.CT/2016/RAA/DR	01/01/2017	35	263 031	-	22 545	-	240 486
14A1 638/CT/2016 HARAMEA	28/03/2017	35	1 258 365	-	99 171	-	1 159 194
RSX SOUT TIERS TUB 2017	01/07/2017	35	-	773 496	-	55 250	718 246
RESEAU CP TUBUAI 2017	01/07/2017	35	209 958	-	14 997	-	194 961
COMPTAGE TUBUAI 1990	01/01/1990	20	-	2 051 281	-	2 051 281	-
COMPTAGE TUBUAI 1991	01/01/1991	20	-	786 395	-	786 395	-
COMPTAGE TUBUAI 92	01/01/1992	20	842 967	-	842 967	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1992	01/01/1992	20	-	2 453 381	-	2 453 381	-
COMPTAGE TUBUAI 93	01/01/1993	20	685 757	-	685 757	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1993	01/01/1993	20	-	2 993 711	-	2 993 711	-
COMPTAGE TUBUAI 94	01/01/1994	20	260 729	-	260 729	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1994	01/01/1994	20	-	1 617 204	-	1 617 204	-
COMPTAGE TUBUAI 95	01/01/1995	20	776 431	-	776 431	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1995	01/01/1995	20	-	3 237 661	-	3 237 661	-
COMPTAGE TUBUAI 96	01/01/1996	20	1 124 131	-	1 124 131	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1996	01/01/1996	20	-	2 166 758	-	2 166 758	-
COMPTAGE TUBUAI 97	01/01/1997	20	396 420	-	396 420	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1997	01/01/1997	20	-	1 169 770	-	1 169 770	-
COMPTAGE TUBUAI 98	01/01/1998	20	481 225	-	481 225	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1998	01/01/1998	20	-	3 783 904	-	3 783 904	-
COMPTAGE TUBUAI 99	01/01/1999	20	682 504	-	682 504	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1999	01/01/1999	20	-	1 588 006	-	1 588 006	-
COMPTAGE TUBUAI 2000	01/01/2000	20	107 379	-	107 379	-	-
COMPTAGE TUBUAI 2000	01/01/2000	20	-	1 004 016	-	1 004 016	-
COMPTAGE TUBUAI 2001	01/01/2001	20	62 028	-	58 926	-	3 102
COMPTAGE TUBUAI 2001	01/01/2001	20	-	1 305 199	-	1 239 939	65 260
COMPTAGE TUBUAI 2002	01/01/2002	20	358 874	-	322 987	-	35 887

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 TUBUAI 2002	01/01/2002	20	-	1 513 275	-	1 361 948	151 327
COMPTAGE TUBUAI 2003	01/01/2003	20	-	1 132 103	-	962 287	169 816
POSE COMPTEUR 2004 TUBUAI	01/07/2004	20	308 727	-	239 263	-	69 464
BRANCHEMENT TUBUAI 2004	01/07/2004	20	-	1 397 854	-	1 083 338	314 516
POSE COMPTEURS TUBUAI 05	01/01/2005	20	323 180	-	242 385	-	80 795
COMPATGE TUBUAI 2005	01/06/2005	20	-	1 494 303	-	1 089 594	404 709
BRCHT TUBUAI 2006	01/07/2006	20	-	1 172 108	-	791 172	380 936
NVEAUX CPTAGES TUBUAI	01/07/2006	20	601 809	-	406 221	-	195 588
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	01/07/2007	20	541 538	-	338 462	-	203 076
BRCHT TUBUAI 2007	01/07/2007	20	-	1 504 032	-	940 021	564 011
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	01/07/2008	20	720 191	-	414 110	-	306 081
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	1 410 111	-	810 814	599 297
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2009	01/07/2009	20	984 255	-	516 736	-	467 519
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20	-	1 647 004	-	830 363	816 641
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2010	01/07/2010	20	1 147 205	-	544 920	-	602 285
COMPTAGE TIERS TUB 2010	01/07/2010	20	-	1 595 669	-	757 942	837 727
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2011	01/01/2011	20	797 188	-	358 733	-	438 455
COMPTAGE TIERS TUBUAI2011	01/07/2011	20	-	1 887 079	-	802 009	1 085 070
BRCHT/CPTAGES TUBUAI	01/07/2012	20	2 451 074	-	919 155	-	1 531 919
COMPTAGE TIERS TUB 2012	01/07/2012	20	-	1 754 433	-	657 914	1 096 519
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2013	20	2 359 686	-	766 896	-	1 592 790
COMPTAGE TIERS TUBU 2013	01/07/2013	20	-	2 169 104	-	704 958	1 464 146
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2014	20	2 150 024	-	591 256	-	1 558 768
COMPTAGE TIERS TUBUAI2014	01/07/2014	20	-	1 071 315	-	294 613	776 702
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2015	20	1 376 450	-	309 701	-	1 066 749
COMPTAGE TIERS TUB 2015	01/07/2015	20	-	1 211 527	-	272 592	938 935
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2016	20	1 738 248	-	304 192	-	1 434 056
COMPTAGE TIERS TUB 2016	01/07/2016	20	-	999 859	-	174 975	824 884
COMPTAGE TIERS TUB 2017	01/07/2017	20	-	896 968	-	112 120	784 848
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2017	20	1 355 824	-	169 478	-	1 186 346
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2018	20	916 151	-	68 712	-	847 439
COMPTAGE TIERS TUB 2018	01/07/2018	20	-	1 585 498	-	118 912	1 466 586
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2019	20	1 641 351	-	41 034	-	1 600 317
COMPTAGE TIERS TUB 2019	01/07/2019	20	-	1 991 629	-	49 791	1 941 838
EQUIP CELLULES TUBUAI 99	01/01/1999	25	1 068 128	-	897 226	-	170 902
EQUIP CELLULE TUBUAI 2000	01/01/2000	25	249 440	-	199 552	-	49 888
TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI			367 673 361	269 978 933	176 072 220	109 756 966	351 823 108
>>>> TOTAL PAR CONCESSION TUBUAI			651 697 046	276 553 679	301 961 153	115 300 285	510 989 287

Production :	
VB Concessionnaire :	284 023 685
VB Tiers :	6 574 746
Droit incorporel * :	10 686 415
Total VB (fin 2019)	301 284 846

Distribution :	
VB Concessionnaire :	367 673 361
VB Tiers :	269 978 933
Droit incorporel * :	13 183 925
Total VB (fin 2019)	650 836 219

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

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
831030	14A1 LC18/CT/2019/RAA/DR QT MAONO MATAURA TUBUAI	1 713 551	1 713 551	
834050	14A1 LC JJ/MT2018/620 QT NAUTA TAAHUAIA TUBUAI	1 308 223	1 308 223	
834030	14A1 LC JJ/MT2018/620 QT ROSENDA TAAHUAIA TUBUA	460 063	460 063	
828500	RENV RSX HT/BT PMT 2018 TUBUAI	29 211 747	29 211 747	
834170	14A1 LC JJ/MT2018/620 QT FAAAANA HARAMEA TUBUAI	1 667 090	1 667 090	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	34 360 674	34 360 674	-
CP2019	RESEAUX CP TUBUAI 2019 CP 2019	3 004 491	3 004 491	
CP2019	BRCHT/COMPTAGES TUBUAI CP 2019	1 641 351		1 641 351
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	4 645 842	3 004 491	1 641 351
733825	RSX AERIEN TIERS TUB 2019 FINANCEMENT TUBUAI	1 464 584	1 464 584	
BRT12/18	COMPTAGE TIERS TUB 2019 FINANCEMENT TUBUAI	1 991 629		1 991 629
	TOTAL FINANCEMENT TIERS TUBUAI	3 456 213	1 464 584	1 991 629
	TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI	42 462 729	38 829 749	3 632 980

5.4 - Dépenses de renouvellement

Distribution :

	prévu	réalisé	écart
POSTES ET TRANSFOS		-	
RESEAU AERIEN		32 010 377	
COMPTEURS		1 308 857	
TOTAL	53 600 000	33 319 234	(20 280 766)

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.

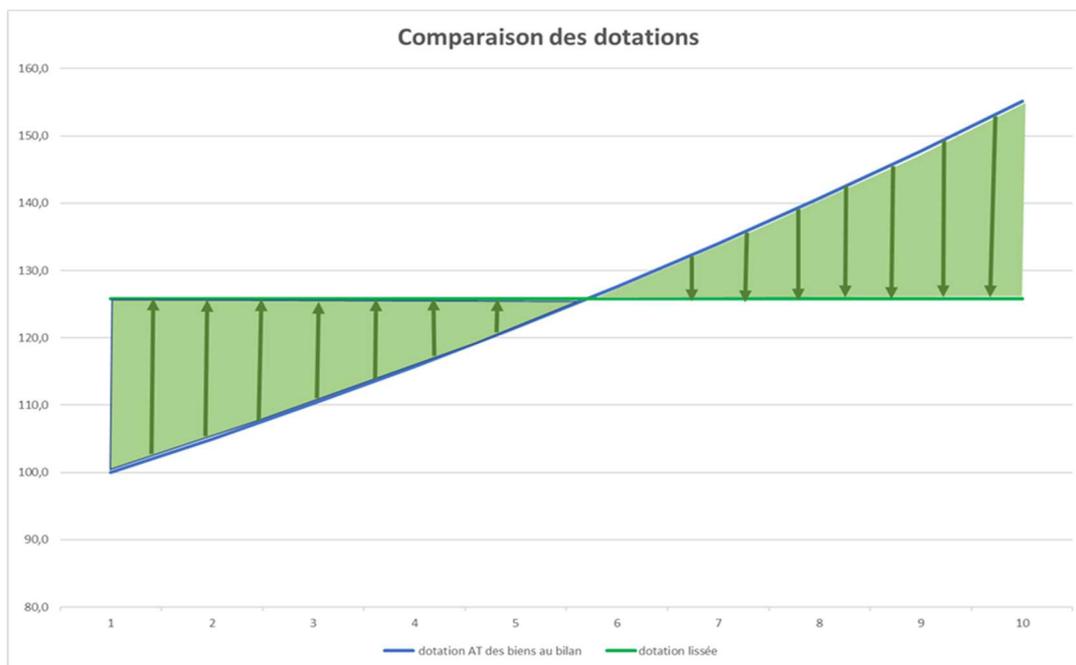
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 2019 (hors droit incorporel)	290 598 431	290 598 431	-	
- financements tiers et concédant	(6 574 746)	(6 574 746)	-	
- IFC cumulée	-	-	-	
base amortissable	284 023 685	284 023 685	-	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	158 193 370	158 193 370	-	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(9 252 956)	(9 252 956)	-	
Cumul dot à l'ouverture hors droits d'entrée	148 940 414	148 940 414	-	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	135 083 271	135 083 271	-	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	12	12	12	
Dotation brute	11 256 939	11 256 939	-	
Lissage par le passif de renouvellement	4 201 928	4 201 928	-	
Dotation lissée	15 458 867	15 458 867	-	
dotation droit entrée	819 119	819 119	-	
dotations exercice (1)	16 277 986	16 277 986	-	(E)
dotation cumulée lissée	165 218 400	165 218 400	-	(B+C+E)
Droit entrée amt cumulé	9 252 956	9 252 956	-	
dotations cumulées à fin 2019 (2)	174 471 356	174 471 356	-	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A	lissée A+B	dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(47 059 114)					
2017	(53 381 116)	(6 322 002)	(9 136 864)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2018	(57 583 044)	(4 201 928)	(11 256 939)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2019	(61 784 972)	(4 201 928)	(11 256 939)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2020	(63 213 579)	(1 428 607)	(14 030 260)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2021	(64 642 186)	(1 428 607)	(14 030 260)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2022	(66 070 793)	(1 428 607)	(14 030 260)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2023	(67 499 401)	(1 428 607)	(14 030 260)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2024	(67 388 562)	110 839	(15 569 706)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2025	(61 800 054)	5 588 508	(21 047 375)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2026	(56 211 545)	5 588 508	(21 047 375)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2027	(42 158 659)	14 052 886	(29 511 753)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2028	(28 105 773)	14 052 886	(29 511 753)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2029	(14 052 886)	14 052 886	(29 511 753)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2030	-	14 052 886	(29 511 753)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
		47 059 114	(263 483 251)	(216 424 137)	-	(216 424 137)
	moyenne	3 361 365	(18 820 232)	(15 458 867)		
				moyenne 2017 / 2030		

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

Dotation brute	11 256 939	
Réintégration droit d'entrée	819 119	
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	12 076 058	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2019	4 201 928	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	16 277 986	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	(819 119)	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	15 458 867	5.5.3
- régularisations et écarts		
Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations & écarts)	15 458 867	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	174 471 356
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	5 543 319
Total amortissement au bilan	180 014 675

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	135 567 149
- réalisé 2017 :	-
- réalisé 2018 :	(27 560 972)
- réalisé 2019 ⁽¹⁾ :	-
Reste à faire à fin 2019 :	108 006 177

Détail des calculs / Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	637 652 294	623 178 886	14 473 408	
- financements tiers et concédant	(269 978 933)	(263 266 758)	(6 712 175)	
- IFC cumulée	-	-	-	
base amortissable	367 673 361	359 912 128	7 761 233	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	288 038 283	287 751 987	286 296	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(11 415 453)	(11 415 453)	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	276 622 830	276 336 534	286 296	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(21 735 703)	(21 735 703)	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	112 786 234	105 311 297	7 474 937	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	12	12	12	
Dotation brute	9 398 853	8 775 941	622 911	
Lissage par le passif de renouvellement	2 747 401	2 747 401		
Dotation lissée	12 146 254	11 523 342	622 911	
réintégration droit entrée	1 010 556	1 010 556	-	
dotations exercice (1)	13 156 810	12 533 898	622 911	(E)
dotation cumulée lissée	268 043 936	267 134 729	909 207	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	11 415 453	11 415 453		
dotations cumulées à fin 2019 (2)	279 459 389	278 550 182	909 207	
	-			

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanique de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(222 043 615)					
2017	(227 626 445)	(5 582 830)	(5 940 512)	(11 523 342)	(137 324)	(11 660 667)
2018	(233 150 448)	(5 524 004)	(5 999 339)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2019	(235 897 849)	(2 747 401)	(8 775 941)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2020	(236 445 917)	(548 068)	(10 975 274)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2021	(234 574 719)	1 871 198	(13 394 540)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2022	(230 015 448)	4 559 271	(16 082 613)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2023	(222 432 094)	7 583 354	(19 106 696)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2024	(211 392 646)	11 039 448	(22 562 790)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2025	(196 321 088)	15 071 558	(26 594 900)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2026	(176 410 999)	19 910 090	(31 433 432)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2027	(150 452 744)	25 958 255	(37 481 597)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2028	(116 430 269)	34 022 475	(45 545 817)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2029	(70 311 464)	46 118 805	(57 642 147)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
2030	-	70 311 464	(81 834 807)	(11 523 342)	(622 911)	(12 146 254)
	222 043 615		(383 370 405)	(161 326 790)	(7 761 233)	(169 088 023)
moyenne	15 860 258		(27 383 600)	(11 523 342)		
				moyenne 2017 / 2020		

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

Dotation brute	9 398 853	
Réintégration droit d'entrée	1 010 556	
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	10 409 409	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2019	2 747 401	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	13 156 810	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	(1 010 556)	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	12 146 254	5.5.3
- régularisations et écarts		
Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations & écarts)	12 146 254	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	279 459 389
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	109 756 966
Total amortissement au bilan	389 216 355

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	309 234 966
- réalisé 2017 :	(9 031 733)
- réalisé 2018 :	(764 742)
- réalisé 2019 :	(33 319 234)
+ réajusté 2019 :	-
Reste à faire à fin 2019 :	266 119 257

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
831030	14A1 LC18/CT/2019/RAA/DR QT MAONO MATAURA TUBUAI	1 713 551	100%	1 713 551
834050	14A1 LC JJ/MT2018/620 QT NAUTA TAAHUAIA TUBUAI	1 308 223	100%	1 308 223
834030	14A1 LC JJ/MT2018/620 QT ROSENDA TAAHUAIA TUBUA	460 063	100%	460 063
834170	14A1 LC JJ/MT2018/620 QT FAAANA HARAMEA TUBUAI	1 667 090	100%	1 667 090
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	5 148 927		5 148 927
CP2019	RESEAUX CP TUBUAI 2019 CP 2019	3 004 491	7%	205 861
CP2019	BRCHT/COMPTAGES TUBUAI CP 2019	1 641 351	20%	332 494
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	4 645 842		538 355
733825	RSX AERIEN TIERS TUB 2019 FINANCEMENT TUBUAI	1 464 584	100%	1 464 584
BRT12/18	COMPTAGE TIERS TUB 2019 FINANCEMENT TUBUAI	1 991 629	100%	1 991 629
	TOTAL FINANCEMENT TIERS TUBUAI	3 456 213		3 456 213
	TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI	13 250 982		9 143 495

5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22

N/A

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2018	108 006 177
réalisé	-
écart de coût sur réalisé	-
réajusté	-
reste à faire au 31/12/2019*	108 006 177

* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2019	- Reprise de lissage 2019	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL TUBUAI PRODUCTION	57 583 044	6 498 675	- 2 296 748	61 784 972	108 006 177

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

besoin évalué 31/12/2016 :	70 025 414
ajustement du besoin 2017 :	65 757 525
ajustement du besoin 2018 :	(215 790)
- doté à l'ouverture :	57 583 044
reste à doter	77 984 105
nb années restantes	12
dotation de l'exercice :	6 498 675

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2018	299 438 491
réalisé	(33 319 234)
écart de coût sur réalisé	-
réajusté	-
reste à faire au 31/12/2019*	266 119 257

* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2019	- Reprise de lissage 2019	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL TUBUAI DISTRIBUTION	233 150 448	6 340 376	- 3 592 976	235 897 849	266 119 257

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

besoin évalué 31/12/2016 :	274 178 423
ajustement du besoin 2017 :	35 056 543
ajustement du besoin 2018 :	-
- doté à l'ouverture :	233 150 448
reste à doter	76 084 518
nb années restantes	12
dotation de l'exercice :	6 340 376

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

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

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 1,25 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
CHUNG TIEN VERONIQUE	AGENCE TUBUAI

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