



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

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2017

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 – PRESENTATION	7
1.1 - Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	10
1.3 - le cadre juridique et contractuel	13
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	15
➤ Aspects commerciaux	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	18
2.4 - Autres produits d'exploitation	18
2.5 - Statistiques de ventes	18
2.6 - Gestion des impayés	23
2.7 - Dépenses de la Commune	23
2.8 - Services offerts à la clientèle	24
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	25
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	27
➤ Bilan technique	28
3.1 - Système électrique de Bora Bora	28
3.2 - Qualité de service	33
3.3 - Qualité – Sécurité – Environnement	35
3.4 - Travaux significatifs – Faits marquants	35
3.5 - Raccordement solaire	36
3.6 - Unités d'œuvres 2017 de la concession	36
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	38
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	39
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	45
4.3 - Comptes de la concession	49
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	56
4.5 - Objectivation de la marge	60
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	63
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	64
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	65
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	76
5.4 - Dépenses de renouvellement	76
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	77
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	80
5.7 - Indemnités de fin de concession	81
5.8 - Plan de Renouvellement	82
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	85

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Rapport de la chambre territoriale des comptes :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Comptabilité :

1) Méthode comptable :

En rappelant :

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

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

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

2) Loi de pays sur les provisions :

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

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

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

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

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

Performance :

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

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

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2017 écoulée :

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

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

1 accident du travail sans arrêt (hors trajet).

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

Tarif :

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

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

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

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

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

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

Principaux indicateurs

CLIENTS	nombre de contrats clients		3 079	
	BT		3 049	99,03%
	MT		30	0,97%
	puissance souscrite au 31/12	kVA	23 049	
	BT		16 597	72,01%
	MT		6 452	27,99%
	Puissance maximale appelée	MW	7,50	
	nombre de kWh vendus total		42 939 814	
	BT		12 049 025	28,06%
	MT		30 890 789	71,94%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	1 263 747 845	
	BT : Total		419 976 959	33,23%
	BT : par client		137 743	
	BT : par kVA de puissance souscrite		25 304	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		67 367 514	16,04%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		352 609 445	83,96%
	MT : Total		843 770 886	66,77%
	MT : par client		28 125 696	
	MT : par kVA de puissance souscrite		130 777	
MT : part fixe en XPF et % du CA total		105 606 889	12,52%	
MT : part variable en XPF et % du CA total		738 163 997	87,48%	
prix moyen de vente par kWh vendu		29,43		
BT		34,86		
MT		27,31		
TECHNIQUES	Rendement réseaux		0,95	
	énergie achetée			
	énergie solaire	kWh	177 733	1,20%
	énergie hydroélectrique	kWh		34,80%
	énergie thermique	kWh	44 820 146	64,00%
	énergie totale achetée		44 997 879	
	temps moyen de coupure			
	globale		11h31	
	origine production		9h42	
origine transport				
origine distribution		1h49		
FINANCIERS	Patrimoine			
	longueur du réseaux hors branchement	km	158	
	valeur d'origine	k XPF	5 234 503	
	valeur nette économique	k XPF	2 220 105	
	Travaux réalisés			
	dépenses de renouvellement	k XPF	57 879	
	dépenses d'améliorant	k XPF	58 968	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	74 331	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	1 572 116	
	part revenant au concessionnaire	k XPF	805 819	
	coût des énergies et du transport	k XPF	766 297	
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	112 351		
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	308 368		

1 – PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats

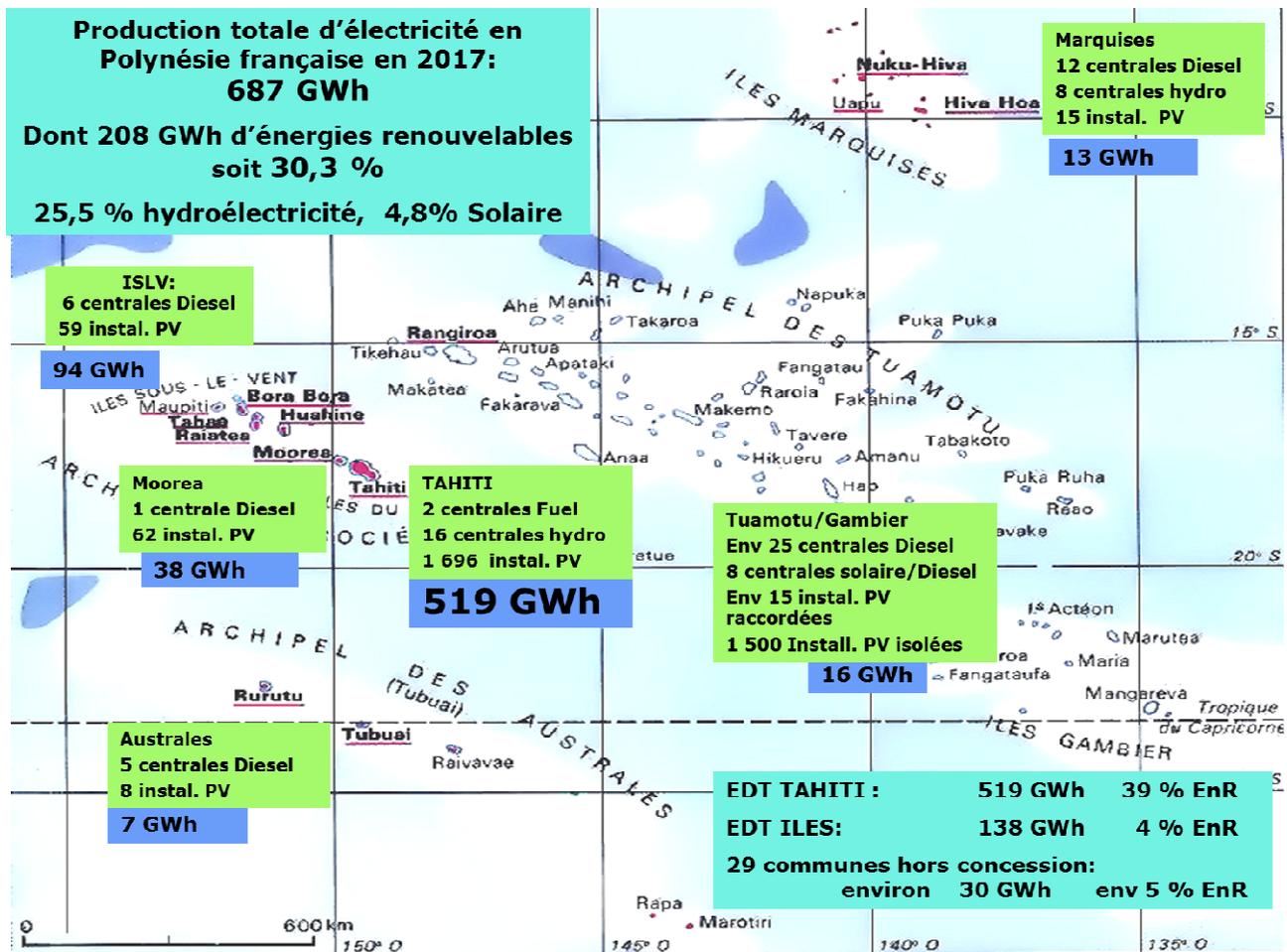
Cf. paragraphe :

7- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



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

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

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

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

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions) à la Sem Te Mau Ito Api (1 concession) pour la commune de Makemo.

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

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

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

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

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

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

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Bora Bora est de 12 :

- 1 Chef de Centre
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution 4 agents
- Exploitation et maintenance des moyens de production 5 agents
- Gestion de clientèle 2 agents

L'équipe spécialisée dans les réseaux de distribution (4 agents) assure :

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

L'équipe spécialisée dans les moyens de production (5 agents) assure :

- 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)

Ces 2 équipes 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.

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

L'équipe commerciale (2 agents) gère l'agence commerciale de Bora Bora dont les principales activités consistent à :

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

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

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

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

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

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

- Administration et finance
- Achats, approvisionnement
- Communication, marketing

- Digital et Services informatiques
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- Ressources humaines et formation

1.3 - le cadre juridique et contractuel

1.3.1. La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de Moorea a été confiée par la commune de Bora Bora à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 20 novembre 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 Bora Bora correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7.

Le cahier des charges de Bora Bora a lui-même été modifié par 5 fois depuis son origine :

- L'avenant n°1, en date du 26 mars 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 dit du « F.E.R. »).
- L'avenant n°2, en date du 23 octobre 2007, est revenu sur le système du F.E.R. à la demande des services juridiques du haut-commissariat, au profit d'un 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.
- L'avenant n°3 en date du 10 juillet 2015 met à la charge du concessionnaire la réalisation de travaux d'investissements non prévus initialement au contrat (enfouissement de réseau), en contrepartie d'une extension de 10 à 15 ans, de la période au cours de laquelle les investissements non amortis du concessionnaire sont indemnisés par le concédant en fin de contrat.
- L'avenant n°4 en date du 5 juillet 201- valide le montant des travaux d'enfouissement déjà réalisés, et ajoute de nouveaux travaux d'enfouissement à réaliser selon le même principe ;
- L'avenant n°5, en date du 13 février 2018, valide le montant des travaux d'enfouissements réalisés, ainsi que l'indemnité de fin de concession correspondante, qui sera due en fin de contrat. Il formalise également la pratique du concessionnaire consistant à garantir la puissance électrique nécessaire à la continuité de service, même en cas d'arrêt des deux principaux groupes électrogènes de l'île pour cause de révision ou panne.

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

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

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

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 - 2.1 Mode de détermination des tarifs
 - 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017
 - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
 - 2.4 Autres produits d'exploitation
 - 2.5 Statistiques de ventes
 - 2.6 Gestion des impayés
 - 2.7 Dépenses de la Commune
 - 2.8 Services offerts à la clientèle
 - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

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

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

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

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

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

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

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur 01/03/2016	kWh vendus postérieur 01/03/2016	Total kWh vendus	Montant antérieur 01/03/2016	Montant postérieur 01/03/2016	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance au 31/12/2017
BT Usage social 1ère tranche	P1	483	3 273 278	3 273 761	9 171	62 192 282	62 201 453	64 781	17 120 697	5 441
BT Usage social 2ème tranche	P2	4	428 832	428 836	156	16 724 448	16 724 604			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	-3	2 473 563	2 473 560	-83	59 766 321	59 766 238	67 467	26 590 661	5 727
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	175	1 615 254	1 615 429	7 875	62 125 066	62 132 941			
BT Usage domestiques	ex-P2'	92		92	5 152		5 152			
BT Eclairage public	P4		153 293	153 293		5 058 669	5 058 669	1 874	674 784	156
BT Usage professionnel	P5		4 104 054	4 104 054		146 720 388	146 720 388	63 750	22 981 372	5 274
MT Tarif jour	P6		19 522 213	19 522 213		488 055 325	488 055 325	75 836	105 606 889	6 452
MT Tarif nuit	P7		11 368 576	11 368 576		250 108 672	250 108 672			
Total		751	42 939 063	42 939 814	22 271	1 090 751 171	1 090 773 442	273 709	172 974 403	23 049

Ventes totales
Prix moyen

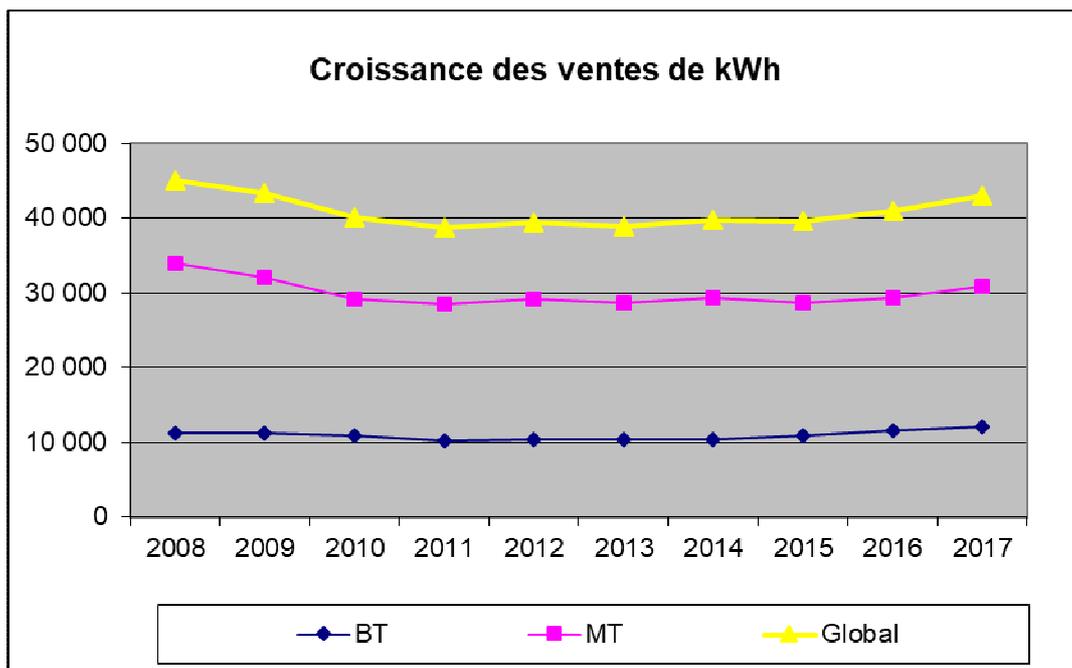
1 263 747 845
29,43

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	3 111 819 XPF
- Frais de relance :	<u>2 545 026 XPF</u>
- Total	5 656 845 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité ont globalement augmenté de 4,8% (soit +1,9 GWh) entre 2016 et 2017 pour la concession Bora-Bora pour atteindre un volume global d'environ 42,9 GWh sur 2017, avec une hausse à la fois des ventes en basse tension, qui représentent 28% des volumes, de 3,8% (+0,45 GWh) et des ventes en moyenne tension (72% des volumes) de 5,1% (+1,5 GWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) a connu une évolution à la hausse de 5,3% (+0,39 GWh, qui représente près de 87% de l'augmentation totale des ventes en basse tension), portée par :

- la croissance du nombre de clients (+2,2%)
- une tendance socio-économique positive liée à une légère reprise économique

et ce, malgré l'impact climatique défavorable, avec un abaissement des températures moyennes comparativement à 2016, qui avait connu un climat particulièrement chaud, entraînant une hausse des consommations des ménages (surconsommation des appareils de production de froid, utilisation plus intensive des appareils de climatisation).

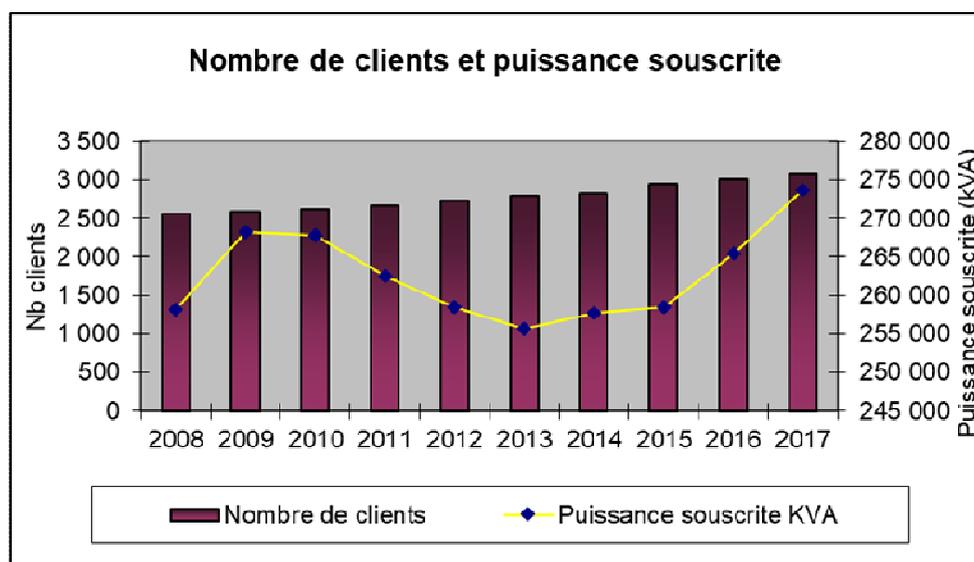
Après une légère baisse en 2016, les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent environ 1% des ventes en basse tension avec 153 MWh vendus sur 2017, ont évolué à la hausse en 2017, avec +3,6% de variation par rapport à 2016.

Les ventes des clients professionnels, qui représentent 34% des ventes basse tension, ont elles progressé de 1,5 % (+61 MWh), sous l'effet combiné de la croissance du nombre d'abonnés (+2,5%) quelque peu atténué par l'effet température, avec des températures observées sur 2017 inférieures à 2016..

Concernant les ventes en moyenne tension, l'évolution constatée à la hausse de 5,1% est liée à l'augmentation significative des consommations de certains hôtels, liée notamment :

- à la reprise d'activités de l'hôtel Hilton/Conrad qui a été fermé plusieurs mois en 2016 pour des travaux de rénovation,
- à l'impact des problèmes rencontrés par l'hôtel Intercontinental Resort & Thalasso Spa avec son système de climatisation SWAC, qui a engendré une hausse des volumes depuis la fin de l'année 2016.

qui viennent largement compenser la baisse observée sur d'autres établissements de par les économies d'énergie réalisées via l'installation d'équipements de climatisation plus performants notamment.

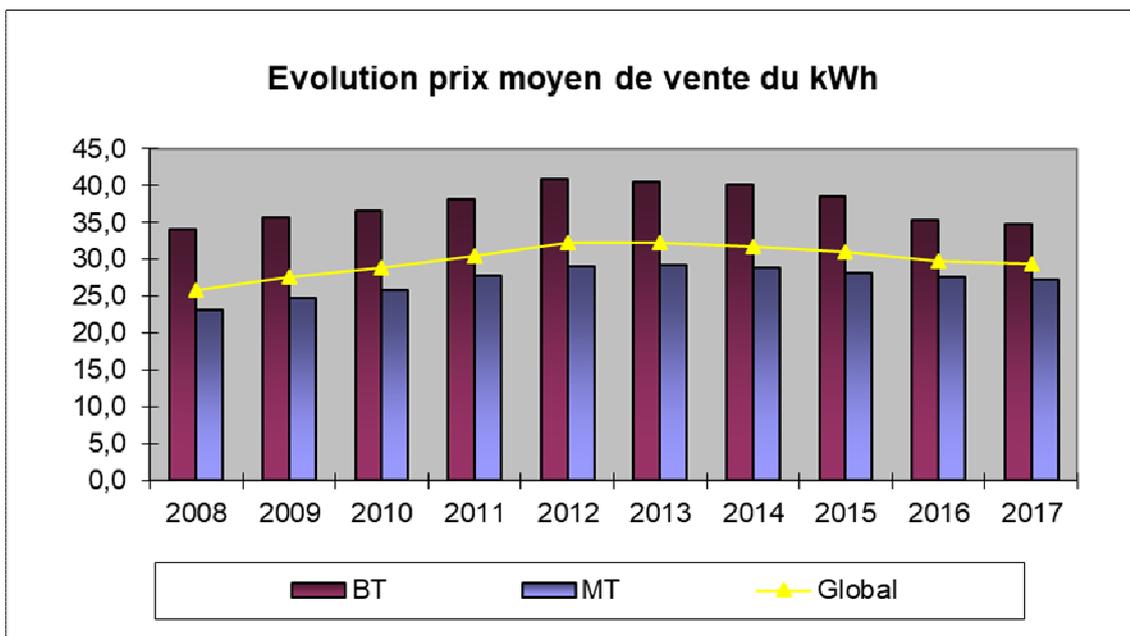


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2016
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	3 049	2,2%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>30</u>	<u>-3,2%</u>
	3 079	2,1%

Les principales évolutions concernent :

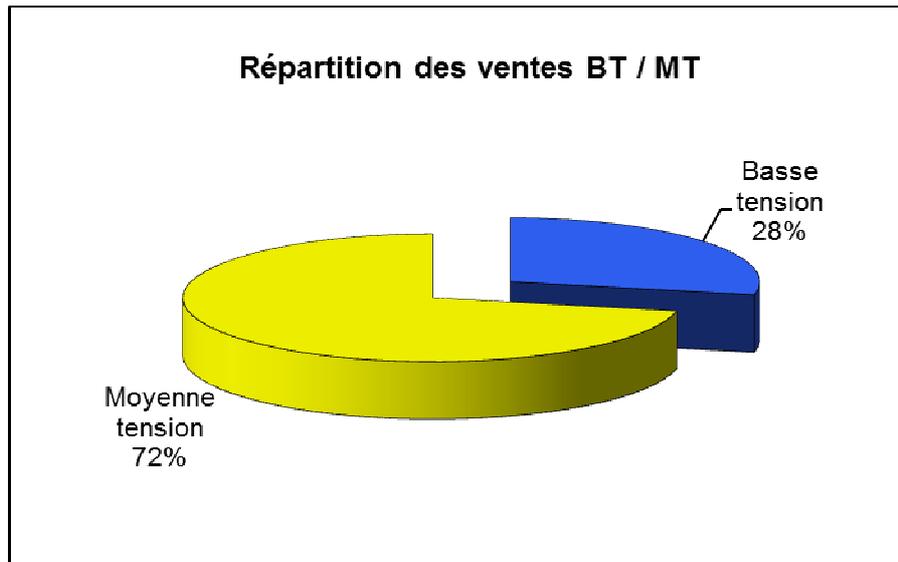
- la hausse de 2,6% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec plus de 40 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Cette évolution naturelle est en partie liée à la suppression au 1^{er} mars 2016 du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs » et qui a engendré un basculement des clients éligibles avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 3.3 kVA (15A) du tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif « petits consommateurs ». Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent ainsi aujourd'hui 56% du nombre total d'abonnés.
- le nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques qui a malgré tout augmenté lui aussi (+1,5%). Les clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques continuent ainsi à représenter 31% du nombre total d'abonnés.
- Augmentation de 2,5% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui, avec 330 clients, représentent 11% du nombre total d'abonnés.
- La baisse de 3,2% du nombre de clients en tarif moyenne tension, qui correspond à la résiliation du contrat lié à l'ancien site du Club Med Anau.

La puissance souscrite facturée s'élève à 273 709 kVA, soit une hausse de 3,1% par rapport à 2016. La hausse observée s'explique par une hausse de la puissance souscrite facturée pour les clients en tarifs basse tension (+4,8%), alors que la puissance souscrite des clients en moyenne tension a baissé en 2017 (-1,1%). La puissance souscrite totale facturée atteint ainsi son le plus haut sur les 10 dernières années.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2016
Tarifs basse tension	34,9 Fcp	-1,4%
Tarifs moyenne tension	<u>27,3 Fcp</u>	<u>-0,8%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	29,4 Fcp	-1,1%

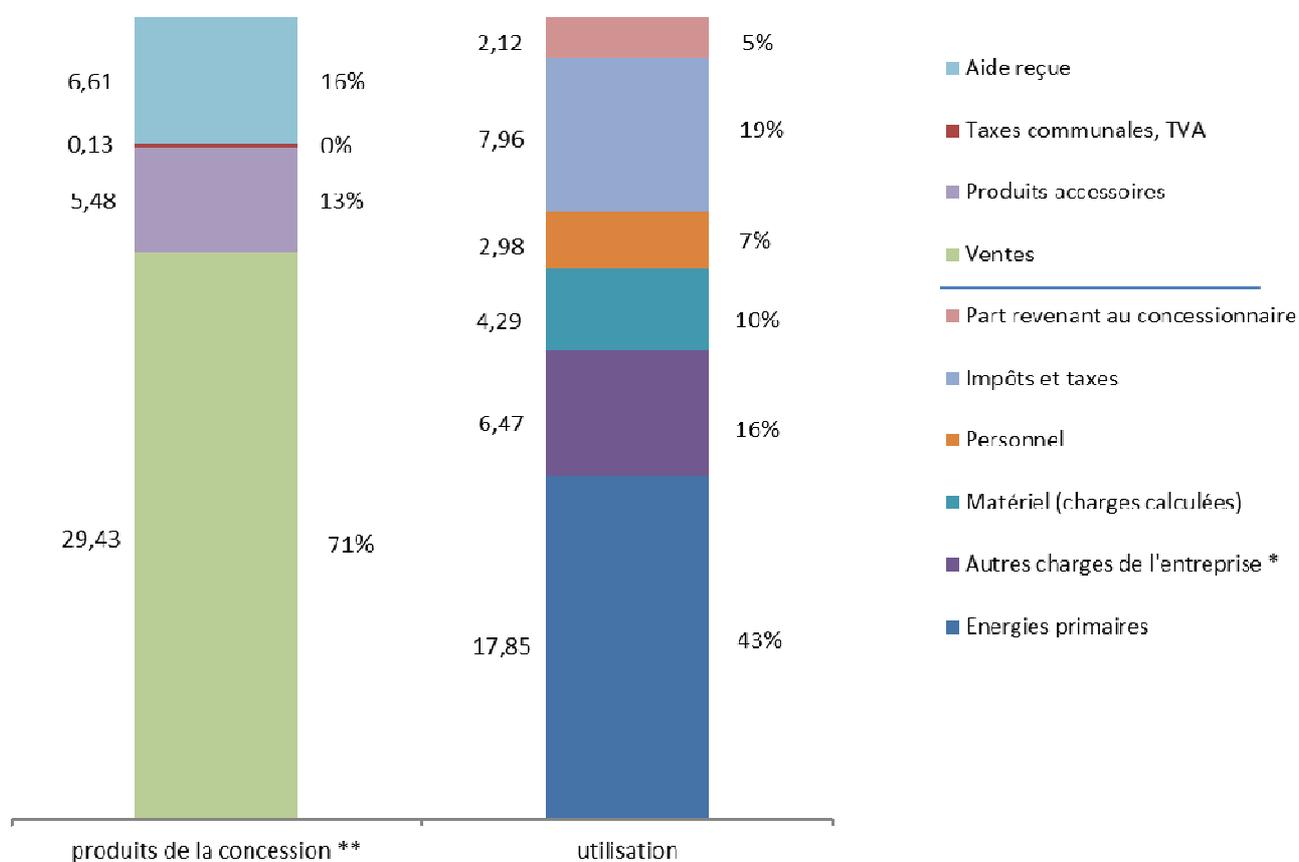
Le prix moyen de vente du kWh reste relativement stable par rapport à 2016, du fait d'un maintien des prix de l'électricité depuis le 1^{er} mars 2016. La légère baisse du prix moyen facturé en tarifs basse tension est liée à l'évolution du mix tarifs, et notamment au basculement d'une partie des volumes tarif « domestique classique » au profit du tarif « petits consommateurs ».



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste stable, avec 28% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 72% en tarifs moyenne tension.

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Bora Bora

2017 (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 œuvre, etc.

** Dont 35,24 F/KWh (85%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2017, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Bora-Bora, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/17, était de 270 Millions Fcp, ce qui représente 20% du chiffre d'affaires énergie 2017, soit un délai de créances clients de 74 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 Bora-Bora, en moyenne 516 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit près de 17% 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 Bora-Bora, en moyenne 37 clients, soit 1,2% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2017, 1,6 Millions Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Bora-Bora, soit environ 0,1% des ventes d'énergie réalisées sur 2017.

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

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nb contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé	Prix moyen TTC
Eclairage Public	29	152 174	5 951 460	39,11
Usages professionnels Basse Tension	27	398 513	19 657 310	49,33
Moyenne Tension	3	527 145	17 512 921	33,22
Total	59	1 077 832	43 121 691	40,01

A fin 2017 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT était de 43,1 Millions XPF TTC, dont près de 6,0 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur environ 60 compteurs.

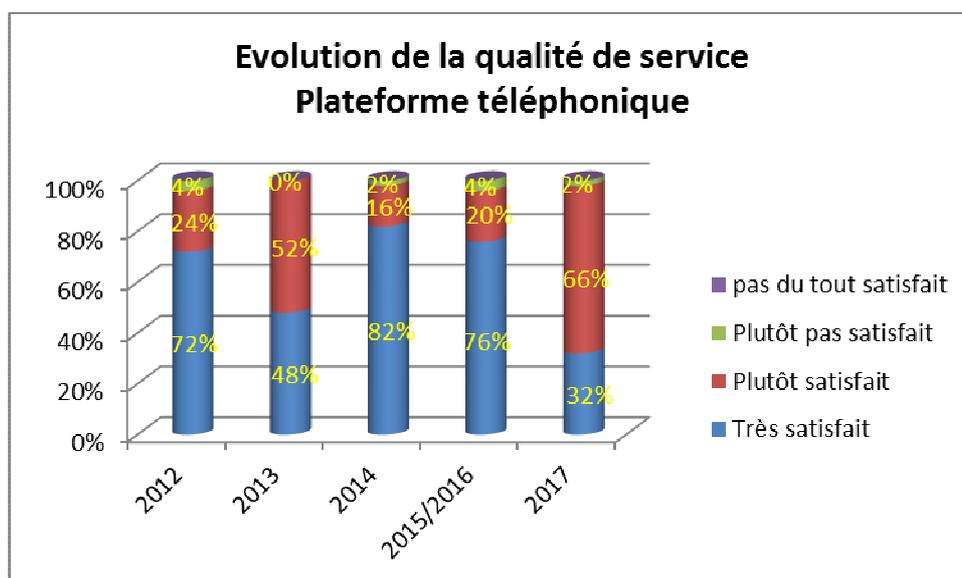
Aucune dépense de la commune n'a été enregistrée pour des travaux commandés à EDT (branchements, ...) en dehors des travaux d'extension correspondant à l'article 14A1 du cahier des charges de concession.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

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

Campagnes d'appels mystères



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

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

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

L'information clients par SMS

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

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

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

Nombre de souscriptions Services SMS en 2017

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Bora	3 275	544	2 450	981	2 331	9 581

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

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

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

FORMULAIRE

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

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

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

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
 - 3.1. Système électrique de Bora Bora
 - 3.2. Qualité de service
 - 3.3. Qualité – Sécurité – Environnement
 - 3.4. Travaux significatifs – Faits marquants
 - 3.5. Raccordement solaire
 - 3.6. Unités d'œuvres 2017 de la concession

➤ *Bilan technique*

3.1 - Système électrique de Bora Bora

Schéma du système électrique de Bora Bora

Le réseau de distribution de Bora, alimenté depuis l'unique centrale de production thermique de l'île, est constitué de 4 départs HTA 14,4 kV totalisant à fin 2017 une longueur de 66,1 km, principalement souterrain (13% de lignes HTA aériennes). Le réseau basse tension totalisait 91,5 km, dont 30 % en aérien. La fréquence du réseau électrique de Bora Bora est de 60 Hz.

A fin 2017, 3 079 clients étaient raccordés au réseau de distribution publique d'énergie électrique, dont 30 clients HT.



Effectif de l'exploitation de Bora Bora

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation reste inchangé en 2017, il est de 10 agents.

Demande en énergie électrique

Evolution de la demande en énergie électrique

Les ventes d'énergie en 2017 s'élevaient à 42,940 GWh, en hausse de 4,8% par rapport à l'année précédente. Ci-dessous l'évolution de l'énergie livrée au réseau de distribution sur la période 2013-2017.

	2013	2014	2015	2016	2017
Ventes d'énergies en GWh	39,003	39,802	39,644	40,984	42,940
Croissance	-1,1%	2%	-0,4%	+3,4%	+4,8%

Après une baisse significative de la demande en 2009 (-4%), 2010 (-7,2%) et 2011(-3,7%), on enregistre en 2017 une hausse significative de la demande en énergie sur l'île de Bora Bora.

La consommation d'électricité était répartie de la façon suivante :

- Clients basse tension : 28%
- Clients moyenne tension : 72%

La puissance de pointe maximale appelée par le réseau de distribution était de 7 500 kW, atteinte en avril 2017.

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

	2013	2014	2015	2016	2017
Puissance de pointe en kW	7 225	7020	7 450	7 340	7500
Croissance	-0,04%	0,93%	6,12%	-1,5%	+2,17%

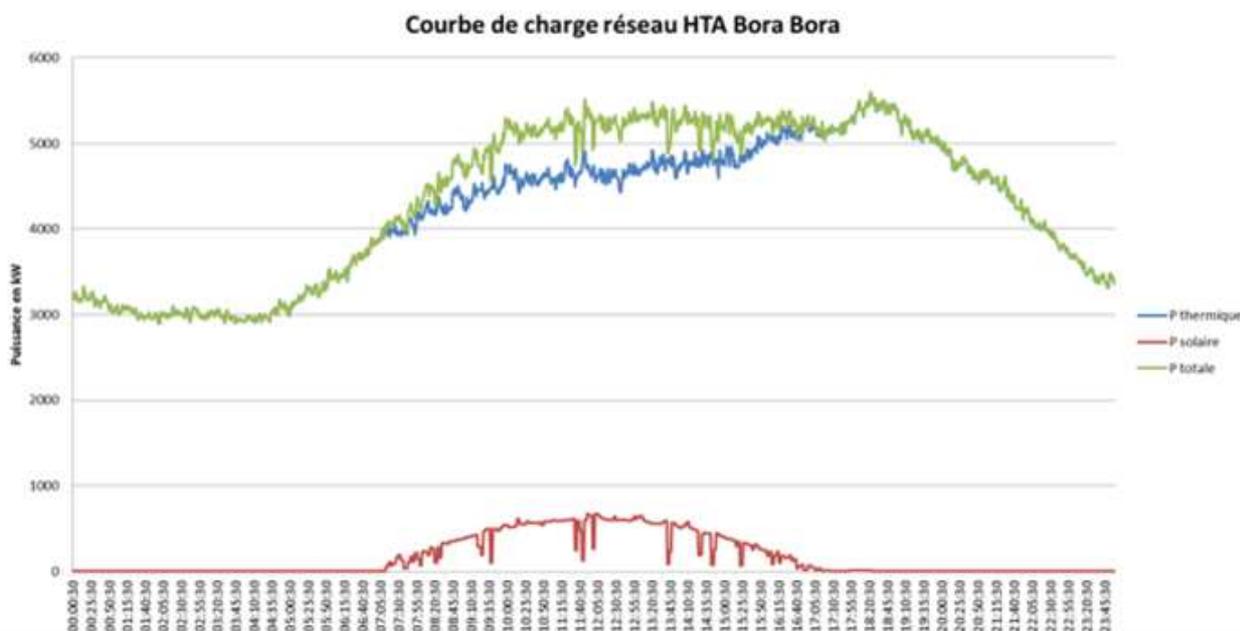
Pertes et rendement du réseau de distribution

En 2017, la part des auxiliaires de la centrale représentait 2,98% de l'énergie brute produite par les groupes électrogènes de la centrale thermique de Faanui. Le rendement global du système électrique (Energie vendue) / (Energie Produite et achetée) est de 93,89% pour l'année 2017.

Courbes de charge journalières

Une courbe typique de charge journalière de Bora Bora est représentée sur le graphe ci-dessous, pour un jour ensoleillé. Elle est caractérisée par un plateau s'établissant à partir de 9h00 et qui se prolonge jusqu'à 21h00, avec un pic vers 19h00 (pointe du soir) beaucoup moins marqué que ce que l'on peut observer sur les autres îles, pour ensuite décroître et atteindre le creux de puissance aux alentours de 3h00-4h00.

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



Moyens de production

Moyens thermiques

Une seule centrale de production thermique dessert l'île en électricité. Elle est située à Faanui, à proximité du quai et est autorisée par l'arrêté n°5368/MSE/ENV du 05 août 2010.

Le parc est constitué de 8 groupes de production à base de moteurs diesel :

- un groupe rapide CUMMINS KTA50 de puissance utile 640 kW (installé en 1996);
- trois groupes semi-rapides Wartsila 12VW200 de puissance utile 1800 kW chacun (installés en 2000, 2001 et 2002);
- un groupe semi-rapide Wartsila Vaasa32 de puissance utile 2000 kW (installé en 1998) ;
- un groupe semi-rapide Wartsila Vaasa32 de puissance utile 2850 kW (installé en 1997) ;
- deux groupes semi-rapides Wartsila W9L32 de puissance utile 3880 kW chacun (installés en 2011).

A fin 2017, la puissance garantie (Puissance installée – les deux plus grosses unités de production de l'île) était de 10 890 kW pour une puissance de pointe de 7 500 kW.

En 2017, la centrale thermique de Faanui a produit 45,556 GWh.

Evolution de la production :

	2013	2014	2015	2016	2017
Production thermique (GWh)	41,954	42,630	42,376	44,045	45,556
Production EnR (GWh)	0,180	0,193	0,222	0,186	0,178
Production totale (GWh)	42,134	42,824	42,598	44,232	45,734

Evolution de la consommation spécifique :

	2013	2014	2015	2016	2017
Consommation spécifique en ml/kWh	256,7	258,3	256,3	258	254
Variation	0,9%	0,6%	-0,75%	+0,6%	-1,6

Les nouveaux groupes 4MW de la centrale de Bora Bora, mis en service en 2011, ont permis de réduire de manière significative la consommation spécifique en combustibles de la centrale (passage de 261,5 ml/kWh à en moyenne 256-258 ml/kWh aujourd'hui). 11,590 millions de litres de gazole et 26 360 litres d'huile ont été consommés en 2017.

BORA BORA 2017	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable ELECTRA (kWh)	PUISSANCES Pointe Maxi	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	3 748 807	3 631 965	16 187	6 960	965 050	257

Février	3 658 684	3 556 386	9 761	7 000	932 921	255
Mars	4 073 298	3 963 024	11 589	7 180	1 036 231	254
Avril	4 087 496	3 988 992	12 485	7 500	1 022 600	250
Mai	4 143 900	4 041 038	9 285	7 300	1 043 411	252
Juin	3 737 814	3 643 320	9 652	7 060	938 001	251
Juillet	3 895 772	3 772 639	10 992	7 150	991 202	254
Août	3 345 146	3 256 664	12 986	6 570	867 311	259
Septembre	3 378 837	3 281 907	10 357	6 680	864 510	256
Octobre	3 689 176	3 561 135	10 397	6 730	938 140	254
Novembre	3 857 949	3 735 626	15 466	7 120	982 330	255
Décembre	3 938 655	3 821 303	14 935	7 330	1 009 060	256
TOTAL	45 555 534	44 253 999	144 092	7 500	11 590 767	254

Energies renouvelables (EnR)

Les EnR peuvent être classées en plusieurs grandes familles :

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

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

A fin 2017, on recensait 9 installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution publique, totalisant une puissance globale de 1 529 kWc et une production cumulée de 0,178GWh injectée sur le réseau. Les trois installations les plus importantes étant celles de l'hôtel Four Seasons (600 kWc) mise en service en 2015, celle de l'hôtel Saint Régis (512 kWc) mise en service en 2012, et celles du supermarché Super U Toa Amok (100 kWc) mise en service en 2015.

Avec 1 529 kWc d'EnR intermittentes en service et raccordées au réseau à fin 2017, la limite de 30% concernant les énergies intermittentes (30% de la P appelée minimale de jour, fixé à 1 046 kW en 2017), garante de la stabilité du système électrique de l'île, est atteinte. Aucune déconnexion de producteurs PV n'a toutefois encore été effectuée en 2017.

En 2018, près de 690 kWc de nouveaux projets sont prévus, deux d'entre eux sont des installations en autoconsommation avec revente de surplus et un en consommation totale.

Avec ces futures installations, la puissance installée PV connectée au réseau de distribution atteindrait **2 220 kWc**, ce qui excéderait le seuil de 30% de pénétration d'énergie fatale, pour l'île de Bora Bora. Des

déconnexions d'installations PV pourraient donc se produire dès 2018 à chaque fois que la production solaire excéderait le seuil de 30% de la puissance instantanée appelée par le réseau. Tous nouveaux projets dont la puissance sera « non marginale » devront de ce fait être équipés d'un dispositif permettant leur découplage par le concessionnaire en cas de nécessité.

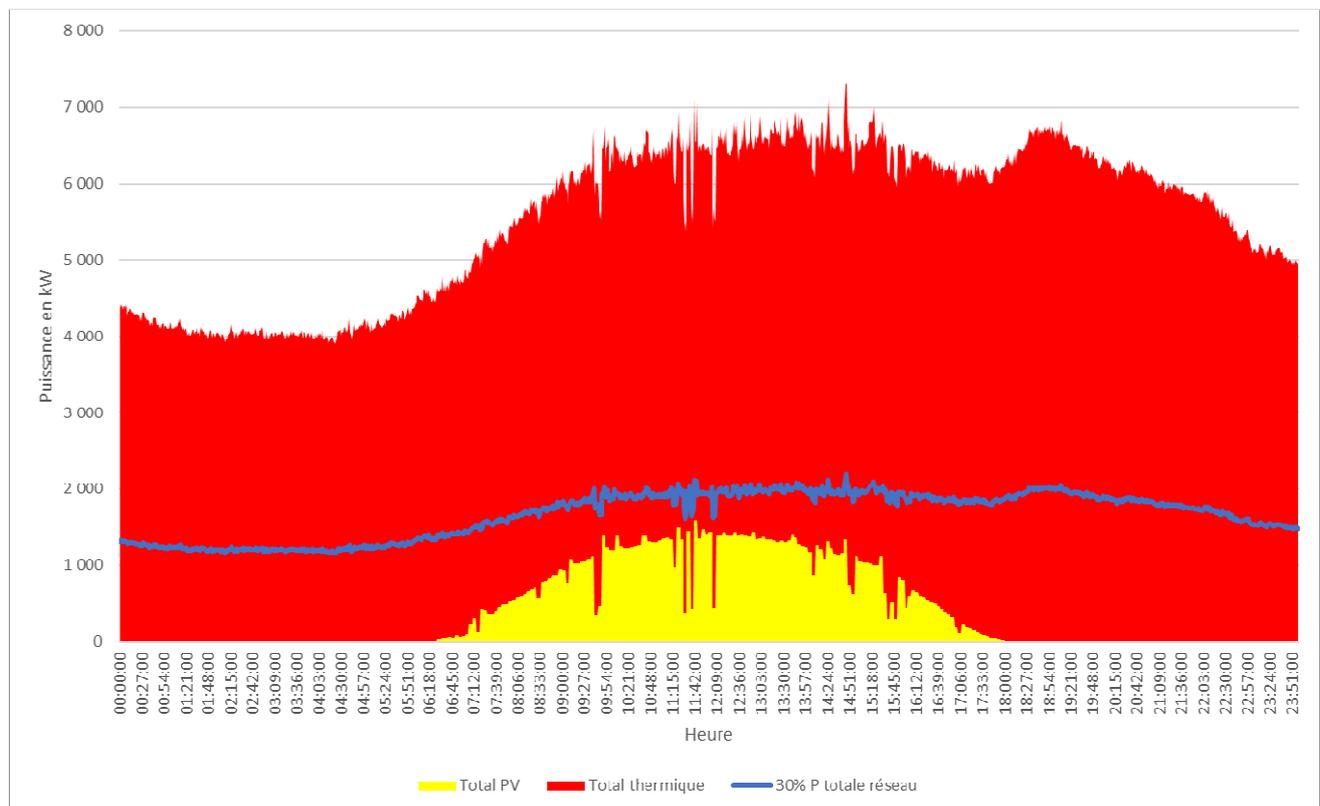
Équilibre du système électrique

Bilan 2017

Le mix énergétique de l'île de Bora Bora est peu diversifié, l'essentiel de la production d'énergie provenant des groupes diesel de la centrale thermique. La part EnR PV solaire, en incluant une estimation de l'autoconsommation, représenterait environ 4-5% de la production totale d'énergie électrique de l'île en 2017.

Équilibre journalier

Le graphique ci-dessous reproduit l'empilement des moyens de production disponibles pour une journée typique, en 2017.



Développement et renouvellement du parc de production thermique

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

Intitulé	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Appellation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2017	HDM au 1er Janvier 2018	Nbre heure de fonctionnement en 2017
G1 BORA	CUMMINS KTA50	1400	1000	640	CUMIG051	31/01/1996	12 040	12 049	9
G3 BORA	WARTSILA W200 V12	2500	2000	1800	W200G106	01/01/2001	64 790	67 222	2 432
G4 BORA	WARTSILA W9L32	4850	3880	3880	W9L32G224	01/06/2011	26 508	32 213	5 705
G6 BORA	WARTSILA 6R32	2650	2150	2000	6R32G074	01/01/1998	91 894	91 894	0
G7 BORA	WARTSILA W200	2500	2000	1800	W200G110	01/01/2002	66 359	66 672	313
G10 BORA	WARTSILA 8R32	3560	2850	2850	8R32G064	01/01/1997	102 913	107 392	4 479
G12 BORA	WARTSILA W200	2500	2000	1800	W200G094	01/01/2000	51 135	51 861	726
G13 BORA	WARTSILA W9L32	4850	3880	3880	W9L32G225	01/06/2011	25 532	31 577	6 045

Compte tenu des prévisions de consommation d'énergie sur les prochaines années, les trois groupes Wartsila W200 devront être renouvelés sur la période 2020-2022. Ces derniers pourraient être renouvelés par des groupes rapides CUMMINS de type QSK60 de 1800 kW. Un dossier de demande d'autorisation d'exploiter a été déposé et est en cours d'instruction à la direction de l'environnement.

Réseau de distribution HTA

Le réseau de distribution HTA/BT est principalement souterrain, notamment, les réseaux situés le long de la route de ceinture. Le réseau de distribution HTA de Bora Bora est constitué de quatre départs : Vaitape, Faanui, Anau et Top Dive.

En 2017, des travaux d'entretien des lignes aériennes ont été entrepris, et 1 800 ml de câbles HTA souterrains défectueux ont été renouvelés sur Faanui (800 ml) et Anau (1 km).

En 2018, le programme de renouvellement des réseaux souterrains HTA se poursuivra avec le renouvellement d'un tronçon situé entre les poste B7131 et B7133 à Nunue.

3.2 - Qualité de service

Les indicateurs de qualité sont fournis ci-après:

- temps moyen de coupure par client d'origine production sur incident : 9h42, notamment dû au déclenchement du G12 sur une rupture du câble de puissance dans l'alternateur en juin.
 - temps moyen de coupure par client d'origine distribution HTA sur incident : 1h49
- soit un TMCC sur incident toutes origines de 11h31.

Les principales causes des coupures sur défaut sont les suivantes :

En production :

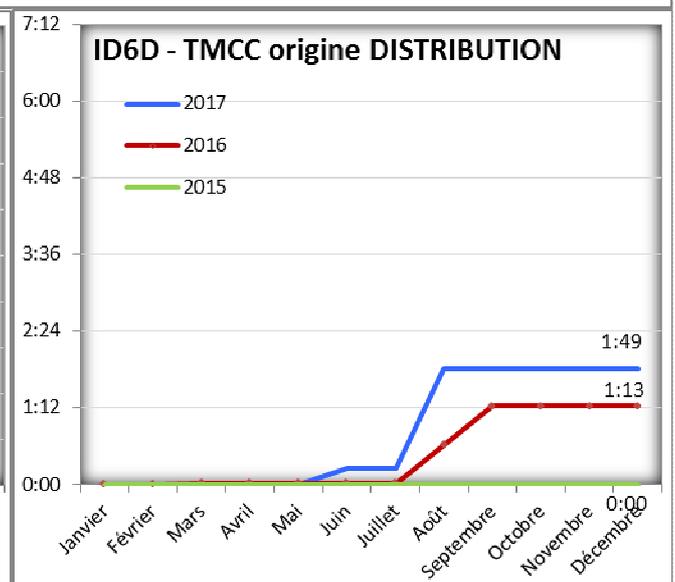
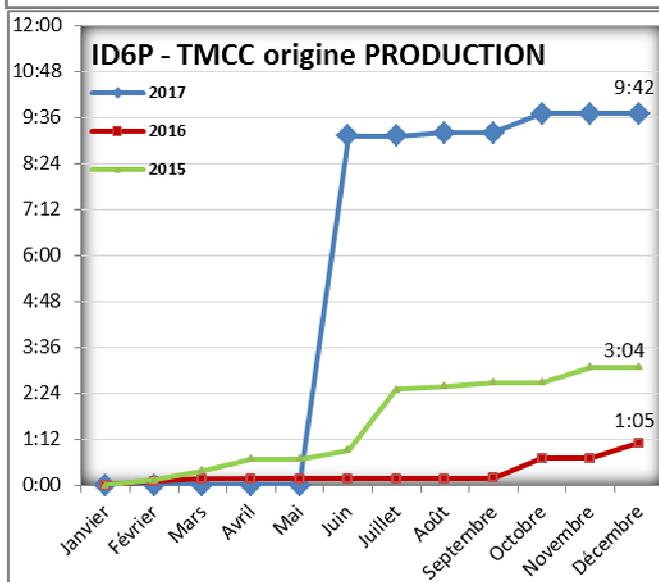
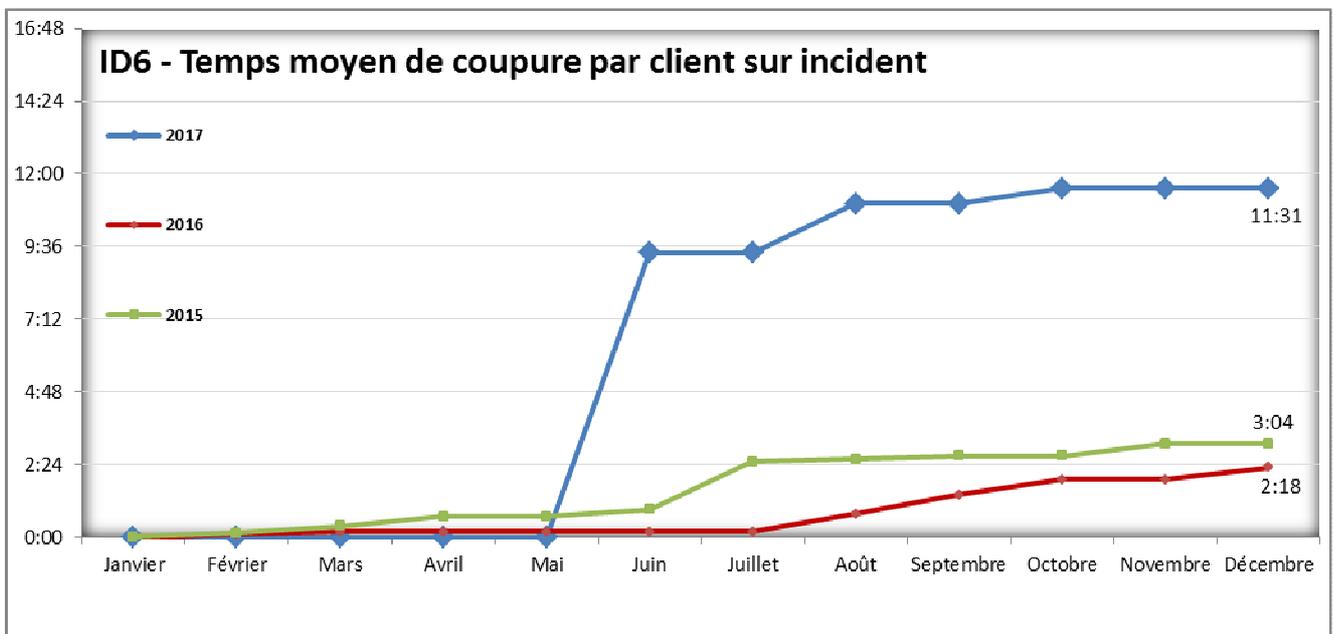
- Le 4 mars : Black Out sur une perte d'alimentation des aéro du G13 9L32. Le bornier de la phase 1 a fondu suite à un mauvais serrage
- Le 1^{er} mai : Black Out suite à un défaut thermique activé sur le compresseur 7 bar du SSI. Fermeture des vannes gasoil suite à une fuite d'air sur le circuit de protection incendie
- Le 16 juin : Black Out suite à une perte excitation sur le G13. Fil E+ de l'excitatrice coupé à l'intérieur d'une gaine

- Le 17 juin : Black Out suite au déclenchement du G12 sur une rupture du câble de puissance dans l'alternateur. Délestage des hôtels St Régis et FourSeason par manque de moyen de production. Reprise des hôtels après 21 h de délestage.
- Le 14 juillet : délestage du départ Faanui suite au déclenchement du G4 9L32. Défaut de dégazage du circuit d'eau de refroidissement.
- Le 28 août : délestage du départ Faanui suite au déclenchement du G12 sur défaut pression eau. Capteur de pression eau en défaut.
- Le 12 octobre : délestage général suite au contrôle et test SSI. Ouverture des départs par le SSI
- Le 16 octobre : Black Out suite au déclenchement du G4 9L32. Défaut sur la carte de contrôle du moteur. Arrêt d'urgence externe inexistante activée

En Distribution :

- Le 29 avril : Déclenchement du départ Vaitape sur défaut I homopolaire suite à un accident de la route. Décrochage d'une phase sur un poteau HTA métallique
- Le 22 août : déclenchement départ Vaitape sur I homopolaire suite à un défaut câble en centre-ville.

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



3.3 - Qualité - Sécurité - Environnement

8 405 litres d'huile de vidange et d'effluents d'hydrocarbures et 50 fûts de déchets solides (filtres, chiffons souillés par de l'hydrocarbure) ont été rapatriés sur Tahiti en 2017 dans les filières de traitement (Société TOTAL et FENUA MA).

Un exercice POI de lutte contre l'incendie a été réalisé en juin 2017, avec la participation des pompiers de la commune.

3.4 - Travaux significatifs - Faits marquants

Une réunion a eu lieu avec le conseil municipal le 11 janvier 2017. Ce type de réunion a pour objectif de présenter au concédant les données techniques et le fonctionnement de la concession.

Production

- G13 9L32 : 2 mois à l'arrêt suite perte d'excitation
- G4 9L32 : 3 mois à l'arrêt suite au défaut de son contrôleur moteur
- Révision du plan de protection des départs HTA de la centrale de Faanui avec l'installation d'une bobine de point neutre BPN et une résistance sur le jeu de barre HTA. Ajustement des réglages de protection.
- R48000 du G10 8R32
- Dépannage du G7 W200 : 4 mois à l'arrêt

Distribution : Renouvellement de 2.2 Km de câble HTA défectueux

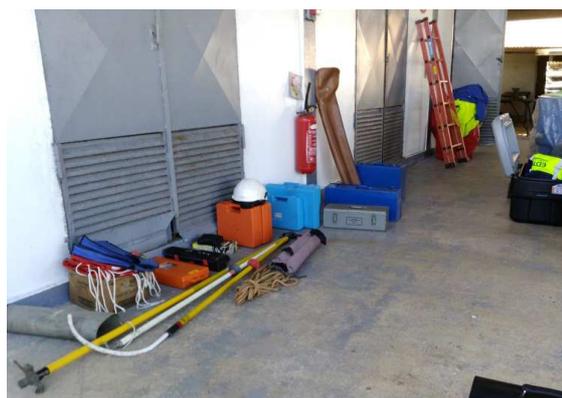
Formation :

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

Un agent en formation sur une manœuvre de Cut-out



Revue d'outillages



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

3.5 - Raccordement solaire

Aucune centrale solaire n'a été raccordée en 2017.

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2017	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
9	1 529	0	0	0	0	0	0	0

3.6 - Unités d'œuvres 2017 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	7 500
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	3 880
Puissance garantie en kW (PG2)	10 890
Nb de kWh vendus	42 939 814
Quantité en litre de combustible	11 590 767
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	44 253 999
Nb de kWh solaire acheté par tarif	177 733
Nb de kWh hydro acheté par tarif	0
Nb de km de réseaux hors branchements	159,7
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés (DP et Privée)	24 255
Nombre d'abonnés (BT et HT)	3 079

L'écart entre l'unité d'œuvre « longueur de réseaux » 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	1 529	0	0	32 113	144 091

Répartition des longueurs Réseaux

RE SEAU HT				RE SEAU BT ss branchements			RE SEAU HT+BT				
Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
8,9	40,4	16,8	66,1	30,0	61,5	91,5	38,9	118,7	157,6	25%	75%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

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

Pour l'élagage avec la société Bora Bora Jardin

Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie

Pour le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES

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

Pour la maintenance, dépannage et stockage des pièces des groupes G4 et G13 avec ENGIE SERVICES

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

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) – La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) – La séparation des services délégués

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

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

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

4.1.3) – Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) – La prééminence de l'imputation directe

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

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

- Les imputations directes concernent 93% du total des dépenses de la concession de Bora Bora. Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances.
- Les 7% restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

BORA BORA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	90%	3%	93%
Frais répartis sur la concession	4%	3%	7%
Total	94%	6%	100%

4.1.5) – La non compensation des produits et des charges

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

4.1.6) – La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

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

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

Production :

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

Dispatching et conduite du réseau

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

Transport :

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

Distribution :

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

Gestion de clientèle :

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

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

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

4.1.7) – La permanence des méthodes

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

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

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

MARGE AVANT IS
- I.S.
- IS report déficitaire 2017
MARGE NETTE CONCESSION
MARGE NETTE ACTIONNAIRE

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

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

4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

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

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

4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	23
	Mise à disposition de personnel	794 820
Convention d'assistance	La société GDF SUEZ ENERGIES SERVICES s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	8 466 570
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	4 393 448
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de GDF-SUEZ	697 715

Electra

Libellé	Description	23
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	5 763 680
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.	-
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.	5 853 119

Autres parties liées

Libellé	Description	23
Polydiésel	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	66 462 208
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: production	42 204 512

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En rappelant :

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

Il en découle que l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés. Cette marge spécifique est calculée par activité et en global pour chaque concession, deux niveaux de marge sont ressortis, avant et après impôts sur les résultats et distribution.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

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

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

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

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

Compte de résultat

➤ Postes du compte de résultat

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

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

- *La production d'électricité d'origine thermique*
- *La production d'électricité d'origine hydraulique*
- *La production d'électricité d'origine photovoltaïque*
- *Le dispatching* consiste à assurer l'équilibre, à tout moment, entre l'offre pouvant être délivrée par les différentes sources de productions, et la demande des consommateurs finaux.

- *Le transport* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute tension permettant l'acheminement de l'électricité des sources de production jusqu'à l'entrée des réseaux de distribution.
- *La distribution* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de moyenne et basse tension permettant l'acheminement de l'électricité du réseau de transport jusqu'au consommateur final
- *La fourniture* correspond à l'activité d'un fournisseur d'électricité qui est chargé d'acheter l'électricité à des producteurs et de la revendre au détail au consommateur final, dont il est le principal interlocuteur.

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

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

- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe,

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

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

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

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

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,671% (- 0,329 % + 2%)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,355% (-0,329% + 1% + 0,684% surperformance financière)

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

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

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

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

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

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

➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

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

4.2.1. Les frais de siège :

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

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

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

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

4.2.2. Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.3. Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.4. Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.5. Les coûts informatiques :

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

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

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

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

4.2.7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

4.2.8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Montant réparti sur Bora Bora (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Bora Bora
Frais de siège	937,7	916,2	50,4	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	6%
Exploitation des îles	202,5	185,1	22,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	847,3	98,2
Clientèle îles	35,9	35,9	4,6	Nombre d'abonnés îles	24 052,0	3 079
Exploitation réseau Tahiti	391,9	299,6	1,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	278,3	1,5
Suivi et développement	94,6	87,1	1,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	93,8	1,0
Travaux réseau	91,7	53,0	1,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	50,4	1,4
Relève Intervention Branchement	246,8	139,5	0,3	Temps pointé par la cellule	84 330,0	134,0
Gestion administrative du solaire	21,9	21,9	0,1	Contrats solaires	1 797,0	9
Service Grand compte	52,6	52,6	2,9	Contrats grands comptes	5 174,0	283
Marketing & E-services	71,3	71,3	2,8	Nombre d'abonnés	78 276,0	3 079
Magasins	31,3	17,2	1,2	Sorties de stock valorisées	633 246,0	47 682,0

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Bora Bora		
	2017	2016 retraité	2016
Immobilisations concédées *	5 234 502 758	5 157 124 605	5 157 124 605
- Production	3 450 788 399	3 446 444 246	3 446 444 246
- Distribution	1 783 714 359	1 710 680 359	1 710 680 359
Immobilisations privées	350 835 071	350 075 453	350 075 453
Immobilisations en-cours	7 990 630	46 720 707	46 720 707
- Production	5 734 780	0	0
- Distribution	1 217 097	46 120 899	46 120 899
- Privées	1 038 753	599 808	599 808
Total immobilisations brutes	5 593 328 459	5 553 920 765	5 553 920 765
Amortissements et provisions **	-3 236 477 219	-3 066 035 471	-3 140 448 171
- Production	-1 935 082 251	-1 818 749 418	-2 121 328 120
- Distribution	-1 029 803 843	-983 870 069	-755 704 067
- Privés	-271 591 125	-263 415 984	-263 415 984
Immobilisations nettes	2 356 851 240	2 487 885 294	2 413 472 594
Stock	76 317 429	89 733 305	89 733 305
Avances et acomptes			
Créances clients	269 686 075	244 589 390	244 589 390
Autres créances	6 491 254	36 847 636	36 847 636
Provisions pour dépréciation	-28 094 484	-25 383 425	-25 383 425
Stock et créances nets	324 400 274	345 786 905	345 786 905
Compte courant du concessionnaire	247 538 103	34 342 531	34 342 531
TOTAL ACTIF	2 928 789 618	2 868 014 731	2 793 602 031

* Dont financement tiers et concédant	
- Production	0
- Distribution	543 362 075
** Dont ATO financement tiers et concédant	
- Production	0
- Distribution	- 318 817 519

1 Amortissement et provisions

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

en 2017 ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir : en production et en distribution pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens)

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

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

- à l'actif en « amortissement et provisions »
- au passif en « droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre »

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

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Bora Bora		
	2017	2016 retraité	2016
Résultat	112 350 954	104 454 739	104 454 739
Capitaux propres	112 350 954	104 454 739	104 454 739
Droits des tiers et concédants apports gratuit	224 544 556	236 105 969	236 105 969
- Distribution	224 544 556	236 105 969	236 105 969
Droits des concédants PRU	0	0	308 032 333
- Production	0	0	53 217 014
- Distribution	0	0	254 815 319
Amortissements techniques pour ordre	0	0	-936 249 289
- Production	0	0	-783 247 872
- Distribution	0	0	-153 001 417
Droits du concédant exigible en nature	224 544 556	236 105 969	-392 110 987
Caducité	0	0	2 183 391 115
- Production	0	0	1 765 338 375
- Distribution	0	0	418 052 740
Provisions pour renouvellement	0	2 222 114 042	592 527 183
- Production	0	1 358 156 066	20 269 847
- Distribution	0	863 957 976	572 257 336
Autres provisions	14 600 346	17 017 874	17 017 874
- PIDR	14 600 346	17 017 874	17 017 874
Provision pour risques et charges	14 600 346	2 239 131 916	2 792 936 172
Clients - avances sur consommation	42 347 806	39 979 068	39 979 068
Fournisseurs	129 644 035	79 860 349	79 860 349
Dettes fiscales et sociales	141 216 955	162 385 358	162 385 358
Passif de renouvellement	2 256 720 148	0	0
- Production	1 375 347 389	0	0
- Distribution	881 372 759	0	0
Autres dettes	0	491 600	491 600
Produits constatés d'avance	7 364 819	5 605 732	5 605 732
Emprunts et dettes	2 577 293 762	288 322 107	288 322 107
TOTAL PASSIF	2 928 789 618	2 868 014 731	2 793 602 031

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

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

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

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

4.3.3. COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Bora Bora 2016			Bora Bora 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée	486 609 550		486 609 550	466 396 379	13 757 578	480 153 957
	- LO UP1 : Puissance maximale majorée -1	10 975,00		10 975	10 975,00		10 975
	- Forfait FP1	44 338		44 338	44 438		44 438
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-312 448 061	13 240	-312 434 821	-315 204 546	7 752 531	-307 452 015
	par LO : Puissance maximale majorée	-28 469		-28 468	-28 720		-28 014
	- Maintenance	-71 967 554		-71 967 554	-78 887 645		-78 887 645
	- AC	-13 623 522		-13 623 522	-13 956 208		-13 956 208
	- ACE	-19 631 332		-19 631 332	-28 616 720		-28 616 720
	- MO	-38 712 700		-38 712 700	-36 314 717		-36 314 717
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-32 229 936		-32 229 936	-30 543 819		-30 543 819
	- AC	-770 791		-770 791	-958 509		-958 509
	- ACE	-16 510 721		-16 510 721	-4 963 192		-4 963 192
	- MO	-5 936 306		-5 936 306	-8 769 807		-8 769 807
	- AUTRES	-9 012 118		-9 012 118	-15 852 311		-15 852 311
- Amortissement des actifs de concession	-138 706 932	13 240	-138 693 692	-133 524 155		-133 524 155	
- Dot. Amortissement Technique	-24 207 268		-24 207 268				
- Dot. Amortissement Caducité	-113 360 778	16 831	-113 343 947				
- Dot. Provision pour Renouvellement	-1 138 886		-1 138 886				
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		-3 591	-3 591				
- Reprise Provision pour Renouvellement							
- Dotation provision pour risque							
- Reprise lissée caducité							
- Charge lissée sur biens financés				-116 332 833		-116 332 833	
- Charge lissée de renouvellement				-17 191 323		-17 191 323	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-69 543 639		-69 543 639	-72 248 927	7 752 531	-64 496 396	
- Fonctions supports	-35 657 224		-35 657 224	-40 879 486		-40 879 486	
- Frais de siège	-33 886 415		-33 886 415	-31 369 441	7 752 531	-23 616 910	
P2	REVENU AUTORISE: Rémunération des autres charges de production	71 120 417		71 120 417	71 288 577	2 102 843	73 391 420
	- LO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	40 803 452		40 803 452	42 622 014		42 622 014
	- Forfait FP2	1,743		1,743	1,749		1,749
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-41 966 833		-41 966 833	-97 732 258	268 123	-97 464 135
	par LO : kWh produits sortie de centrale	- 1,029		- 1,029	- 2,293		- 2,287
	- Maintenance	-39 484 812		-39 484 812	-93 578 178		-93 578 178
	- AC	-22 550 884		-22 550 884	-63 603 792		-63 603 792
	- ACE	-14 756 141		-14 756 141	-25 406 284		-25 406 284
	- MO	-2 177 787		-2 177 787	-4 568 102		-4 568 102
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
- Traitement des effluents	-54 972		-54 972	-582 274		-582 274	
- Quote part des activités support affectées	-2 427 049		-2 427 049	-3 571 806	268 123	-3 303 683	
- Fonctions supports	-1 730 804		-1 730 804	-2 486 888		-2 486 888	
- Frais de siège	-696 245		-696 245	-1 084 918	268 123	-816 795	
Matières consommées	REVENU AUTORISE: Matières consommées	661 116 835		661 116 835	726 509 894	21 430 304	747 940 198
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	16,20		16,20	17,05		17,55
	- Consommations	-661 116 835		-661 116 835	-759 705 715		-759 705 715
	- Fioul						
- Gasoil	-654 282 581		-654 282 581	-752 257 689		-752 257 689	
- Huile	-6 834 252		-6 834 252	-7 448 026		-7 448 026	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-354 073		-354 073			
	- Fonctions supports	-354 073		-354 073			
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
- Coûts sur revente energie							
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	2 502 058		2 502 058	10 078 933		10 078 933	
- Coûts directs	-2 502 058		-2 502 058	-9 782 046		-9 782 046	
- AC				-8 148 627		-8 148 627	
- ACE	-2 502 058		-2 502 058	-1 345 682		-1 345 682	
- MO				-287 737		-287 737	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées				-296 887		-296 887	

		Bora Bora 2016			Bora Bora 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	1 221 348 860		1 221 348 860	1 274 273 784	37 290 724	1 311 564 508
	MARGE AVANT IS	202 961 000	13 240	202 974 240	91 552 332	45 311 378	136 863 709
	- I.S.	-107 784 872	-7 031	-107 791 903	-41 840 817	-20 707 993	-62 548 810
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	111 971 915	7 304	111 979 219	49 711 515	24 603 384	74 314 899
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	95 176 128	6 209	95 182 336	42 254 787	20 912 877	63 167 664
	En % des produits	8%		8%	3%	-56%	5%
	Rémunération base actif régulée 11% IS déduit	0		0			88 819 098
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	209 070 991		209 070 991	205 423 290	6 059 496	211 482 786
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	154		154	158		158
	- Forfait FD2	1 355 843		1 355 843	1 359 554		1 359 554
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-158 188 048	-10 677 194	-168 865 242	-123 328 621	4 004 740	-119 323 880
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-1 025 863		-1 095 105	-780 561		-755 214
	- Maintenance	-46 228 823		-46 228 823	-39 525 579		-39 525 579
	- AC	-1 034 650		-1 034 650	-2 005 981		-2 005 981
	- ACE	-13 553 150		-13 553 150	-8 451 668		-8 451 668
	- MO	-31 695 995		-31 695 995	-29 067 930		-29 067 930
	- AUTRES	54 972		54 972			
	- Conduite et Fonctionnement	273 391		273 391	1 723 207		1 723 207
	- AC	-179 316		-179 316	-95 310		-95 310
	- ACE	-814 126		-814 126	-516 211		-516 211
	- MO	3 245 605		3 245 605	3 535 139		3 535 139
	- AUTRES	-1 978 772		-1 978 772	-1 200 411		-1 200 411
	- Amortissement des actifs de concession	-80 469 333	-10 677 194	-91 146 527	-50 482 100		-50 482 100
	- Dot. Amortissement Technique	-16 203 480		-16 203 480			
	- Dot. Amortissement Caducité	-26 093 656	2 273 427	-23 820 229			
	- Dot. Provision pour Renouvellement	-34 169 040	-12 153 839	-46 322 879			
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles	-4 003 157	-796 782	-4 799 939			
- Reprise Provision pour Renouvellement					569 357 514	569 357 514	
- Dotation provision pour risque					-569 357 514	-569 357 514	
- Reprise lissée caducité							
- Charge lissée sur biens financés				-33 067 317		-33 067 317	
- Charge lissée de renouvellement				-17 414 783		-17 414 783	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-31 763 283		-31 763 283	-35 044 148	4 004 740	-31 039 408	
- Fonctions supports	-14 408 612		-14 408 612	-18 839 573		-18 839 573	
- Frais de siège	-17 354 671		-17 354 671	-16 204 575	4 004 740	-12 199 835	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	2 337 113		2 337 113	1 888 764		1 888 764
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	14 696 338		14 696 338	12 077 973		12 077 973
	- Coûts directs	-10 639 348	-283 762	-10 923 110	-10 043 448		-10 043 448
	- AC	-4 168 795		-4 168 795	-2 728 806		-2 728 806
	- ACE	-6 836 889		-6 836 889	-5 659 604		-5 659 604
	- MO	-1 682 706		-1 682 706	-1 594 434		-1 594 434
	- AUTRES	2 049 042	-283 762	1 765 280	-60 604		-60 604
	- Quote part des activités support affectées	-3 716 709		-3 716 709	-2 130 776	25 642	-2 105 134
	- Fonctions supports	-3 162 392		-3 162 392	-2 027 019		-2 027 019
	- Frais de siège	-554 317		-554 317	-103 757	25 642	-78 115
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	73 098 330		73 098 330	57 191 668		57 191 668
	- Coûts directs	-68 425 555		-68 425 555	-54 343 672		-54 343 672
	- AC	-19 956 884		-19 956 884	-14 378 866		-14 378 866
	- ACE	-42 093 529		-42 093 529	-35 367 021		-35 367 021
- MO	-5 356 875		-5 356 875	-4 290 653		-4 290 653	
- AUTRES	-1 018 267		-1 018 267	-307 132		-307 132	
- Quote part des activités support affectées	-6 222 866		-6 222 866	-4 838 150		-4 838 150	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
	TOTAL DES PRODUITS	299 202 772		299 202 772	276 581 695	6 059 496	282 641 191
	MARGE AVANT IS	52 010 246	-10 960 956	41 049 290	81 897 028	10 089 878	91 986 906
	- I.S.	-27 620 664	5 820 947	-21 799 717	-37 428 196	-4 611 229	-42 039 424
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	28 693 625	-6 047 069	22 646 556	44 468 832	5 478 649	49 947 482
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	24 389 581	-5 140 009	19 249 572	37 798 508	4 656 852	42 455 360
	En % des produits	8%		6%	14%	-77%	15%
	Rémunération base actif régulée 7% IS déduit	0		0			37 792 302

		Bora Bora 2016			Bora Bora 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	1 225 873 837		1 225 873 837	1 270 498 433	37 476 665	1 307 975 098
	- Achat d'électricité d'origine thermique	1 218 846 802		1 218 846 802	1 264 194 851	37 290 724	1 301 485 575
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	7 027 035		7 027 035	6 303 583	185 941	6 489 523
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE						
	COUITS D'ACHAT	-1 225 873 837		-1 225 873 837	-1 270 786 458	-37 290 724	-1 308 077 182
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-1 218 846 802		-1 218 846 802	-1 264 194 851	-37 290 724	-1 301 485 575
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-7 027 035		-7 027 035	-6 591 607		-6 591 607
	GESTION ADMINISTRATIVE	895 139		895 139	943 418	3 608	947 026
	- Produits de la Redevance solaire	1 065 090		1 065 090	1 277 636		1 277 636
- Coûts de Fonctionnement				-224 100		-224 100	
- AC							
- ACE				-224 100		-224 100	
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-169 951		-169 951	-110 118	3 608	-106 510	
- Fonctions supports	-144 305		-144 305	-95 520		-95 520	
- Frais de siège	-25 646		-25 646	-14 598	3 608	-10 990	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	8 869 025		8 869 025	6 197 216		6 197 216
	- Coûts directs	-7 487 022		-7 487 022	-5 169 848		-5 169 848
	- AC				-5 405 491		-5 405 491
	- ACE	-763 987		-763 987	-1 982 476		-1 982 476
	- MO	-428 798		-428 798	-1 719 345		-1 719 345
	- AUTRES	-6 294 237		-6 294 237	3 937 464		3 937 464
	- Quote part des activités support affectées	-632 489		-632 489	-4 737 145	17 293	-4 719 852
- Fonctions supports	-370 624		-370 624	-4 667 173		-4 667 173	
- Frais de siège	-261 865		-261 865	-69 972	17 293	-52 679	
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	21 760 356		21 760 356	21 445 676	632 596	22 078 272
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	2 939		2 939	3 015		3 015
	- Forfait FC	7 404		7 404	7 438,00		7 438
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	5 503 210		5 503 210	5 656 845		5 656 845
	- Frais de relance	2 487 450		2 487 450	2 545 026		2 545 026
	- Frais de perception de taxe	3 015 760		3 015 760	3 111 819		3 111 819
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-49 180 249	-93 103	-49 273 352	-54 762 842	1 577 221	-53 185 621
	par UO : Nombre d'abonnés	-16 734		-16 765	-18 163		-17 640
	- Affranchissements	-4 073 902		-4 073 902	-4 224 232		-4 224 232
	- Fonctionnement	-17 981 854	-93 103	-18 074 957	-21 038 215		-21 038 215
	- AC	-308 046		-308 046	-277 061		-277 061
	- ACE	-1 548 687		-1 548 687	-2 363 403		-2 363 403
	- MO	-16 775 887		-16 775 887	-18 376 470		-18 376 470
- AUTRES	650 766	-93 103	557 663	-21 281		-21 281	
- Quote part des activités support affectées	-27 124 493		-27 124 493	-29 500 395	1 577 221	-27 923 174	
- Fonctions supports	-20 486 434		-20 486 434	-23 118 409		-23 118 409	
- Frais de siège	-6 638 059		-6 638 059	-6 381 986	1 577 221	-4 804 765	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	2 792 600		2 792 600	2 642 958		2 642 958
	- Autres						
	- Frais de coupure	2 792 600		2 792 600	2 642 958		2 642 958
	- Coûts directs	-1 414 844		-1 414 844	-1 668 942		-1 668 942
	- AC				-102 256		-102 256
	- ACE						
	- MO	-1 414 844		-1 414 844	-1 566 686		-1 566 686
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-2 288 717		-2 288 717	-1 347 595	36 660	-1 310 935	
- Fonctions supports	-2 288 717		-2 288 717	-1 199 256		-1 199 256	
- Frais de siège				-148 339	36 660	-111 679	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	1 264 799 028		1 264 799 028	1 307 718 764	38 109 261	1 345 828 025	
MARGE AVANT IS	-21 182 991	-93 103	-21 276 094	-31 088 282	2 453 318	-28 634 964	
- I.S.	11 249 481	49 443	11 298 925	14 207 821	-1 121 204	13 086 617	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION	-11 686 482	-51 364	-11 737 846	-16 880 461	1 332 114	-15 548 347	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-9 933 510	-43 660	-9 977 169	-14 348 392	1 132 297	-13 216 095	
En % des produits	-1%		-1%	-1%	-3%	-1%	

		Bora Bora 2016			Bora Bora 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production				4 882 850	144 032	5 026 882
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution				1 616 246	47 675	1 663 922
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
MARGE AVANT IS				6 499 096	191 708	6 690 804	
- I.S.				-2 970 186	-87 613	-3 057 800	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION				3 528 910	104 094	3 633 004	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				2 999 573	88 480	3 088 053	
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	2 218 427		2 218 427	-445 129	-13 130	-458 259
	- Intérêts sur emprunts bancaires				230 353		230 353
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-2 218 427		-2 218 427	235 118		235 118
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière				20 342	-13 130	7 212
	MARGE AVANT IS				-9 297	6 001	-3 296
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION				11 045	-7 130	3 916
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE				9 389	-6 060	3 328
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	1 569 787 374		1 569 787 374	1 600 433 359	44 347 334	1 644 780 694
	TOTAL DES CHARGES	-1 335 999 120	-11 040 819	-1 347 039 939	-1 451 552 844	13 685 817	-1 437 867 027
	MARGE AVANT IS	233 788 254	-11 040 819	222 747 435	148 880 516	58 033 151	206 913 667
	- I.S.	-124 156 055	5 863 359	-118 292 696	-68 040 675	-26 522 039	-94 562 713
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	128 979 058	-6 091 129	122 887 929	80 839 841	31 511 113	112 350 954
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	109 632 199	-5 177 460	104 454 739	68 713 865	26 784 446	95 498 310
	En % des produits	7,0%		6,7%	4,3%	-60%	5,8%

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : + 45 MF**
 - + 37 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 8 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Distribution : + 10 MF**
 - + 6 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 4 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Fourniture : + 2 MF**
 - + 38 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - - 37 MF sur le cout des energies
 - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)

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

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

Commentaires sur la variation des produits : + 30 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 + **44 MF**

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - **14 MF** sont :

- **Production : + 7 MF**
 - + 7 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : - 19 MF**
 - - 3 MF sur les travaux vendus
 - - 16 MF sur les travaux immobilisés
- **Fourniture : -2 MF**
 - - 2 MF sur les études et raccordement d'installations solaires

Commentaires sur la variation des charges : + 116 MF

- **Production : + 164 MF**
 - + 3 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales
 - + 56 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 98 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles..)
 - + 7 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Distribution : - 52 MF**
 - - 35 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - -30 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - 5 MF sur l'entretien préventif du réseau HTA souterrain.
 - - 2 MF au titre des travaux vendus
 - - 15 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : + 7 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 7 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : - 3 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 84 MF

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

- La non actualisation des tarifs
- la non reconnaissance par le ministère du revenu autorisé conduisant par prudence à comptabiliser le CA facturé aux clients. Cela génère un manque à gagner de 69 MF sur l'exercice.
- La mise en place de la méthode lissée de comptabilisation des charges calculées laquelle stabilise le niveau des charges calculées à un niveau moindre que 2016 à savoir une baisse de 5 MF sur la production et 30 MF en distribution (35 MF)
- L'augmentation du coût de maintenance des groupes de 56 MF

La marge non récurrente a été impactée principalement par la reprise de l'écart CA – RA constaté à fin 2016 soit un impact positif de **44 MF**.

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

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

4.4.1) – Revenu autorisé

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

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE \\ \mathbf{1\ 572\ 115\ 960} &= \mathbf{805\ 818\ 638} + \mathbf{766\ 297\ 322} \end{aligned}$$

4.4.1.1) – Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

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

	nb UO exercice N-1	nb UO exercice N	variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	variation en % / N-1
Activité de production									
puissance maximale majorée	10 975	10 975	0,0%	44 338	44 438	0,2%	486 609 550	487 707 050	0,2%
nb de kWh produits	40 803 452	42 622 014	4,5%	1,743	1,749	0,3%	71 120 417	74 545 902	4,8%
Activité de dispatching									
nb de km de réseaux HTA	0,0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	0	0,0%
Activité de distribution									
nb de km de réseaux (hors branchements)	154,200	158,000	2,5%	1 355 843	1 359 554	0,3%	209 070 991	214 809 532	2,7%
Activité de fourniture									
nb de clients (abonnements)	2 939	3 015	2,6%	7 404	7 438	0,5%	21 760 356	22 425 570	3,1%
RE - "Forfaits"							788 561 313	799 488 054	1,4%
Résultat financier							2 218 427	-465 470	-121,0%
Partage des gains de rendement							0	6 796 054	
RE (Revenu de l'exploitation)							790 779 741	805 818 638	1,9%

4.4.1.2) – Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

CE : CUHPTF + E + T

		2016			2017		
		l/kwh	Prix	Cout	l/kwh	Prix	Cout
carburant : GO	C	11 357 224	57,61	654 282 582	11 590 766	64,90	752 257 689
carburant : Fuel	C						
urée	U						
huiles	H	24 470	279,29	6 834 253	26 760	278,33	7 448 026
énergie achetée Hydro	E						
énergie achetée Solaire	E	186 715	37,64	7 027 035	177 733	37,09	6 591 607
prod ENR EDT							
transport	T						
CE Total				668 143 870			766 297 322

Prix des combustibles

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

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

- Le revenu autorisé 2015 a été fixé concession par concession en répartissant le chiffre d'affaires contractuel 2015 du concessionnaire pour l'ensemble de ses concessions au prorata des charges de chaque activité dans chaque concession.
Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients correspond à *la péréquation*.
- A compter du 1^{er} mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.
 - Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et les facturations adressées aux clients correspond à *la péréquation*.

- Sur l'ensemble des concessions ou la péréquation est nulle, l'écart existant entre les facturations adressées aux clients et le revenu autorisé est pris en compte dans les tarifs de la période suivante ; cet écart n'est donc pas intégré au chiffre d'affaires du concessionnaire, il est comptabilisé en produits constatés d'avance ou facture à établir selon qu'il soit positif ou négatif.
- En 2017, malgré une hausse importante du prix des combustibles d'une part et de la redevance TEP d'autre part (+ 40%), le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs s'abritant pour se justifier sur la non applicabilité de la formule tarifaire de l'avenant 17 et donc de l'absence d'opposabilité de la notion de revenu autorisé.
Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
 - Pour 2016 au revenu autorisé
 - Pour 2017 au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés. (principe de péréquation)

Ce refus d'actualisation associé à cette remise en cause des avenants 17 et 17b se traduit en récurrent par une baisse du CA du concessionnaire de 837 MF avec impact sur Bora Bora de 69.MF.

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé soit 540 MF comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent avec un impact positif pour Bora Bora de 44 MF.

		Bora Bora			
		2017	2016	2015	2014
CA facturé dans la concession	A	1 263 747 845	1 219 398 429	1 228 798 035	1 266 402 108
péréquation	B	239 673 514	283 872 515	327 471 721	133 263 294
CA péréqué	C=A+B	1 503 421 359	1 503 270 944	1 556 269 756	1 399 665 402
écart RA/CA 2017		68 694 600	-44 347 334	n/a	n/a
Revenu autorisé		1 572 115 960	1 458 923 610	1 556 269 756	n/a
annulation écart RA/CA 2017		-68 694 600	n/a	n/a	n/a
reprise écart RA/CA 2016 dette		44 347 334	n/a	n/a	n/a
Produits comptabilisés		1 547 768 694	1 458 923 610	1 556 269 756	1 399 665 402

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

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

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2017	Réalisé 2016
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	42 939 814	40 983 916
<u>Rendement (kWh)</u> Energie vendue / Energie Produit	93,9%	92,7%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	1 529	977
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	32 113	27 289
Achat Electra 40F/kWh	144 091	158 449
Total Production Photovoltaïque	177 733	186 715
Production Total EnR	177 733	186 715
Production brute thermique à produire	45 555 534	44 045 287
Production Nette thermique à produire	44 820 146	42 622 014
Total production (EDT et Autres)	37 942 116	44 232 002
<i>Total production sur 30 jours / Variation en % N / N-1</i>		
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,254	0,258
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	58 180	60 890
Achat Matière première	11 557 026	11 354 514
Stock Final	24 440	58 180
Consommation Matière 1iere	11 590 766	11 357 224
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>		
	0,254	0,258
<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	64,90 F	57,61 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	278,33 F	279,29 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	3 656 788	4 130 656
Achat Matière première	750 191 236	653 808 714
Stock Final	1 590 335	3 656 788
Consommation Matière 1iere	752 257 689	654 282 582
Huile	7 448 026	6 834 253
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	759 705 715	661 116 835
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	6 591 607	7 027 035
(CE) TOTAL achat de matières premières	766 297 322	668 143 870

4.5 - Objectivation de la marge

Deux méthodes peuvent être utilisées pour cette objectivation à savoir :

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

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

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

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

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

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

A titre de comparaison :

1. les niveaux de rémunération des capitaux investis retenus pour les activités d'EDF et des producteurs tiers¹¹ dans les îles bénéficiant de la CSPE¹² est le suivant :

- a. 7,25 % nominal pour les actifs de distribution ; il s'agit du niveau retenu au niveau national pour le calcul du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ;
- b. 11 % nominal pour les actifs de production mis en service à partir de 2005¹³ (taux normatif, fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie).

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

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

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

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

9.5.1 Méthode de détermination,

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

A un instant T, ces investissements seront représentés par :

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

.....

b. Les immobilisations à exclure de la BAR

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

- Les immobilisations encours
- Les immobilisations financières
- Les immobilisations affectées aux autres activités

.....

d. Le mode d'amortissement de l'immobilisation

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

9.6 Récapitulation des composantes du coût de la rémunération du délégataire

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

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

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

	Production	Distribution	Cumul prod + dist
BAR (VNC 31/12/2016)	1 325 116 126	954 976 292	
Tbar	11%	7%	
BAR x Tbar	145 762 774	66 848 340	212 611 114
DETTE (à fin 2016)			
1/3 & concédant	0	245 009 805	
caducité	1 765 338 375	418 052 740	
PRU	53 217 014	254 815 319	
PR	20 269 847	572 257 336	
PRC	0	0	
ressource gratuite	1 838 825 236	1 490 135 200	3 328 960 436
T (OAT 10 ans)	0,68%	0,68%	
DETTE x T	12 540 788	10 162 722	22 703 510
Rémunération brute allouée à l'investisseur	133 221 986	56 685 618	
impôt France	33%	33%	
Rémunération nette allouée à l'investisseur	88 819 098	37 792 302	126 611 400

	Production	Distribution	cumul Prod + distrib
Rémunération nette allouée à l'investisseur	88 819 098	37 792 302	126 611 400
marge nette réalisée *			
- sur l'exercice	74 314 899	49 947 482	124 262 381
- moyenne depuis 2016	93 147 059	36 297 019	129 444 078
écart			
- sur l'exercice	(14 504 199)	12 155 180	(2 349 019)
- moyenne depuis 2016	4 327 961	(1 495 283)	2 832 678

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

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

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

5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

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

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2016	Acquisition	Cession	2017	
Production	3 446 444 246	4 344 153	0	3 450 788 399	(1)
Distribution	1 710 680 359	112 502 836	-39 468 836	1 783 714 359	(2)
Total	5 157 124 605	116 846 989	-39 468 836	5 234 502 758	

(1) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Filières (Energie-commande)
R23603	MATERIEL HT BPN & RPN CENT BORA BORA	3 151 410	3 151 410
R23700	INSTALLATION HT BPN & RPN CENT BORA BORA	1 192 743	1 192 743
	TOTAL PRODUCTION BORA BORA	4 344 153	4 344 153

(2) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Poste cabine	Poste aérien	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
			Transformateur	Autre non décomposable			
604350	14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS/TB FAANUI BORA	375 115				375 115	
616420	14A1 MT/034610/DTE/ST/GTS/MT FAANUI BORA	385 454				385 454	
625990	14A1 MT/035236/DTE/ST/GTS/MT FAANUI BORA	430 038				430 038	
634030	14A1 MT/039815/DTE/ST/GTS/MT VAITAPE BORA	699 589				699 589	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 890 196	-	-	-	1 890 196	-
712280	ART2 23/2017/01228 B6061 A POVAI NUNUE BORA	779 945		779 945			
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 2	779 945	-	779 945	-	-	-
51322E	EXT RSX OPT VERS INFIRMERIE NAMAHA BORA	13 730 462	887 770			12 842 692	
51322F	EXT RSX CONDOMINIUM BORA	19 033 856				19 033 856	
51322G	EXT RSX MARINA ELLACOTT BORA	8 068 702				8 068 702	
634760	RENV RSX HTS ANAU BORA ENTRE POSTE B2181 & B7134	19 697 245				19 697 245	
634840	RENV RSX HTS ANAU BORA ENTRE POSTE B1111 & B1112	6 817 605				6 817 605	
705960	RENV RSX HTS ANAU BORA ENTRE POSTE B1112 & B1122	7 440 896				7 440 896	
725730	RENV RSX HTS VAITAPE BORA ENTRE POSTE B4035 & B4037	2 665 150				2 665 150	
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	307 132				307 132	
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 185 756					1 185 756
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	8 296 668					8 296 668
E4903	RENV RESEAUX ILES (TFT E4921)	5 060 337			5 060 337		
E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	7 121 520			7 121 520		
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	99 425 329	887 770	-	12 181 857	76 873 278	9 482 424
601835	532071 EXTENS° RES LOT TA HANA MATIRA 23201600318	1 212 687				1 046 073	166 614
626765	532071 BCT COLL RESIDENCE HAAMAIRE BORA 2320162676	1 623 943				774 341	849 602
627455	540230 EXTENS LOTISSEMENT ELLACOTT BORA 2320162745	206 046				206 046	-
B6970	FOURN & POSE BRANCHEMENT ILES	62 616				-	62 616
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	7 302 074				-	7 302 074
	TOTAL FINANCEMENT TIERS BORA BORA	10 407 366	-	-	-	2 026 460	8 380 906
	TOTAL DISTRIBUTION BORA BORA	112 502 836	887 770	779 945	12 181 857	80 789 934	17 863 330

Cessions :

(2) dont 34 MF Réseaux et 5 MF de Comptages.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 6,9 MF contre 46,1 MF fin 2016 soit une baisse de -39.2 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 BORA BORA	00/00/0000		809 000		-		809 000
AN TERRAIN SPELEC BORA	00/00/0000		30 570 489		-		30 570 489
VRD EXTENSION CENTRALE	01/02/2008		11 497 594		-		11 497 594
CLOTURE/SUPPORT TOURET	01/05/2008		1 709 820		-		1 709 820
PROTECTION PIPELINE GO	01/05/2008		3 810 170		-		3 810 170
TVX GC MUR CF STOCKAGE DO	30/04/2010		1 940 084		-		1 940 084
REAL° CANIVEAU JONCTION	01/05/2012		521 590		-		521 590
A.N CONSTRUCTION BORA	01/01/2000	35	118 411 492		60 730 733		57 680 759
CONSTRUCT ATELIER BORA	01/01/2000	35	23 621 951		11 072 790		12 549 161
BATIMENT BORA BORA	01/01/2000	35	-		-		-
EXTENSION CENTRALE BORA	01/01/2008	27	193 425 454		71 639 060		121 786 394
FMERE EXT BATIMENT BORA	01/01/2008	35	-		-		-
CLOTURE SUPPORT TOURET	01/05/2008	26,66	1 673 950		606 806		1 067 144
MISE NORMES PORTES SALLE	01/07/2009	25,5	351 909		117 300		234 609
RAMPE STOCKAGE ATELIER	30/03/2010	24,75	1 625 000		509 022		1 115 978
BAC RANGEMENT CUBITAINER	01/06/2010	24,58	858 800		264 916		593 884
HANGAR STOCKAGE TRANSFO	01/08/2010	24,41	3 168 514		962 449		2 206 065
DBL VITRAGE S.MACHINE BOR	01/10/2011	23,25	894 340		240 413		653 927
REHAUS MURET PARKING BORA	01/01/2012	23	664 783		173 424		491 359
AMENAG HANGAR VEH BORA	01/01/2012	23	280 800		73 254		207 546
AMENAG MAGASIN CENT BORA	30/01/2012	22,91	331 069		85 518		245 551
F&P SAS ACCES SDM2 BORA	01/08/2013	29,41	3 607 934		541 700		3 066 234
LOCAL BUREAU CENT BORA	25/08/2014	28,33	8 544 401		1 010 249		7 534 152
REMISE EN ETAT ÉCLAIRAGE	01/06/2015	19,58	8 395 264		1 107 460		7 287 804
RAYONNAGE EXT CENT BORA	01/08/2007	27,41	3 423 094		1 300 567		2 122 527
PASSERLLE STOCK CENT BORA	01/08/2007	27,41	415 053		157 698		257 355
AMNGT LABO CENT BORA	12/12/2007	27,08	582 863		216 346		366 517
DALLES BETON SOUS AERO	01/05/2008	26,66	1 800 050		652 519		1 147 531
AGENCEMT EXTENS CENT BORA	01/12/2008	26,08	19 889 128		6 926 245		12 962 883
ACCES BETON AIRE RÉTENT°	01/01/2009	26	742 238		256 930		485 308
AIRE LAVAGE EXTÉRIEUR VEH	01/01/2009	26	351 783		121 770		230 013
RACC.RESEAU ASSAINISSEMNT	01/03/2009	25,83	643 149		219 915		423 234
REAL.CANIVEAU BETON TUYAU	01/06/2009	25,58	688 584		231 021		457 563
CHAUFFE-EAU SOLAIRE SANIT	01/08/2009	25,41	270 238		89 486		180 752
F&P D'UNE SELF DE 250V AR	01/01/2010	25	331 000		105 920		225 080
GENIE CIVIL INSTAL GROUPE	01/06/2011	31,58	94 014 607		19 596 714		74 417 893
BARRIERE ECOULEMT PLUVIAL	05/01/2012	23	183 300		47 730		135 570
ACHAT ETAGERES EN ACIER	01/07/2015	19,5	2 057 309		263 758		1 793 551
GPE CARTERPILLAR BORA	24/10/2006	6,25	64 622 854		64 622 854		-
PANOPLIE PIECES GPE BORA	01/06/2011	12,5	37 797 301		19 906 578		17 890 723
MOTEUR FG WILSON P250 BOR	12/10/2006	7	3 699 525		3 699 525		-
MOTEUR CUMMINS KTA-50 BOR	31/01/1996	23	17 453 549		17 453 549		-
MOTEUR WARTSILA 8R32 BORA	01/01/1997	25	133 469 423		133 469 423		-

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
MOTEUR WARTSILA W200 BORA	01/01/2000	20	84 168 374		79 599 143		4 569 231
MOTEUR WARTSILA W9L32 BOR	01/06/2011	20	157 815 859		92 153 310		65 662 549
MOTEUR WARTSILA W200 BORA	01/01/2001	20	85 430 899		82 975 684		2 455 215
MOTEUR WARTSILA W9L32 BOR	01/06/2011	20	157 815 859		92 153 310		65 662 549
MOTEUR WARTSILA 6R32 BORA	01/01/1998	23	121 923 541		121 923 541		-
MOTEUR WARTSILA W200 BORA	01/01/2002	17	86 712 363		84 445 152		2 267 211
ALTERNAT FG WILS P250 BOR	12/10/2006	7	1 609 250		1 609 250		-
ALTERNAT CUMMINS KTA-50	31/01/1996	23	6 948 261		6 948 261		-
ALTERNAT WARTSILA 8R32 BO	01/01/1997	25	25 578 643		25 578 643		-
ALTERNAT WARTSILA W200 BO	01/01/2000	20	21 444 019		20 279 892		1 164 127
ALTERNAT WARTSILA W9L32 B	01/06/2011	20	33 230 838		19 404 462		13 826 376
ALTERNAT WARTSILA W200 BO	01/01/2001	20	21 765 679		21 140 150		625 529
ALTERNAT WARTSILA W9L32 B	01/06/2011	20	33 230 838		19 404 462		13 826 376
ALTERNAT WARTSILA 6R32 BO	01/01/1998	23	23 369 196		23 369 196		-
ALTERNAT WARTSILA W200 BO	01/01/2002	17	22 092 164		21 514 535		577 629
ACCESSOIRE WILS P250 BORA	12/10/2006	7	3 470 071		3 470 071		-
ACCESSOIRE CUMMINS KTA-50	31/01/1996	23	38 614 736		38 614 736		-
ACCESSOIRE WARTSILA 8R32	01/01/1997	25	187 677 072		187 677 072		-
ACCESSOIRE WARTSILA W200	01/01/2000	20	50 102 980		47 383 050		2 719 930
ACCESSOIRE WARTSILA W9L32	01/06/2011	20	194 381 548		113 505 090		80 876 458
ACCESSOIRE WARTSILA W200	01/01/2001	20	47 962 195		46 583 800		1 378 395
ACCESSOIRE WARTSILA W9L32	01/06/2011	20	194 381 548		113 505 090		80 876 458
ACCESSOIRE WARTSILA 6R32	01/01/1998	23	217 278 464		217 278 464		-
ACCESSOIRE WARTSILA W200	01/01/2002	17	1 310 171		1 275 915		34 256
A.N. FILIERE BORA RV 2022	01/01/2000	22	8 052 520		6 413 102		1 639 418
A.N. FILIERE BORA	01/01/2000	31	82 870 985		57 485 214		25 385 771
A.N FILIERE BORA RV 2019	01/01/2000	19	100		100		-
A.N FILIERE BORA RV 2020	01/01/2000	20	100		100		-
A.N FILIERE BORA RV 2021	01/01/2000	21	100		100		-
A.N FILIERE BORA RV 2022	01/01/2000	22	49 039 349		49 039 349		-
A.N FILIERE BORA RV 2025	01/01/2000	25	100		100		-
A.N FILIERE BORA RV 2028	01/01/2000	28	100		100		-
FILIERE BORA	01/01/2000	22	-		-		-
FM FILIERE EXT BORA BNR	29/04/2008	25	-		-		-
FILIERE COMBUSTIBLE BORA	01/12/2008	25	4 486 394		1 630 059		2 856 335
COMPTAGE THOKEIM SATAM	15/01/2010	25	2 574 114		819 713		1 754 401
FILIERE COMBUSTIBLE BORA	01/06/2011	25	22 937 971		6 040 333		16 897 638
INSTAL COMPTEURS GASOIL	01/01/2013	25	1 314 952		262 990		1 051 962
POSE PREFILTRE GASOIL	01/10/2016	25	1 322 786		66 139		1 256 647
POSE PURGE CUVE JO SDM1	01/11/2016	25	1 179 272		55 033		1 124 239
FILIERE EAU BORA	01/12/2008	25	27 748 867		10 082 091		17 666 776
FILIERE EAU CENTRALE BORA	01/06/2011	25	54 547 120		14 364 076		40 183 044
MEP NV RESEAU EAU BORA	30/04/2012	22,75	329 380		82 082		247 298

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
FILIERE ENERGIE BORA	01/12/2008	25	132 218 260		48 039 300		84 178 960
F&P D'UNE SELF DE 250V AR	01/01/2010	25	2 378 969		761 272		1 617 697
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/07/2010	24,5	24 229 366		7 417 155		16 812 211
FILIERE ENERGIE BORA	01/04/2011	25	3 020 829		815 623		2 205 206
FILIERE ENERGIE-CTRL BORA	01/06/2011	25	130 306 872		34 314 144		95 992 728
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G1P	06/05/2013	21,66	7 014 159		1 506 244		5 507 915
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G3P	06/05/2013	8,66	10 190 752		5 012 531		5 178 221
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G4P	06/05/2013	25	4 896 431		911 279		3 985 152
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G6P	06/05/2013	8,66	10 190 752		5 012 531		5 178 221
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G7P	06/05/2013	8,66	10 190 752		5 012 531		5 178 221
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G10	06/05/2013	8,66	10 190 752		5 012 531		5 178 221
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G13	06/05/2013	25	4 896 431		911 279		3 985 152
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°BOR	06/05/2013	21,66	7 014 159		1 506 244		5 507 915
NRJ REFONTE TABLEAU HTA	01/06/2015	19,58	16 819 888		2 218 794		14 601 094
NRJ INST PASSERELLE EG300	01/11/2015	25	538 599		46 679		491 920
ENERGIE - F&P MATERIEL HT	01/08/2017	25	4 344 153		72 403		4 271 750
FILIERE LUBRIFIANT BORA	01/12/2008	25	15 250 784		5 541 116		9 709 668
FILIERE LUBRIFANT BORA	01/06/2011	25	6 757 246		1 779 409		4 977 837
FILIERE ENVIRONNEMT BORA	01/12/2008	25	39 219 132		14 249 615		24 969 517
MIS.EN PLACE RESEAU EVACU	01/06/2009	25	11 453 034		3 932 206		7 520 828
FILIERE ENVIRONNEMT BORA	01/06/2011	25	4 525 000		1 191 583		3 333 417
VFA VASE FILTRE AUTO-AMOR	01/07/2013	21,5	2 692 850		563 620		2 129 230
VFA VASE FILTRE AUTO-AMOR	01/07/2013	25	1 795 233		323 141		1 472 092
CAPTEURS GO-SEPARATEUR LA	01/05/2014	20,66	979 555		173 793		805 762
EXTRACTEUR EAU CENT BORA	31/12/2004	25,83	173 437		89 138		84 299
FILIERE SECURITE BORA	01/12/2008	25	24 779 119		9 003 080		15 776 039
FIL SECU INCENDIE BORA	01/05/2011	25	33 707 647		8 988 707		24 718 940
FILIERE SECURITE BORA	01/06/2011	25	875 050		230 430		644 620
INST EVENTS CENT BORA	01/04/2012	22,75	470 790		118 991		351 799
SYSTEME SECURITE INCENDIE	01/06/2013	9,58	13 161 541		6 123 773		7 037 768
SYSTEME SECURITE INCENDIE	01/06/2013	9,58	11 671 555		5 430 515		6 241 040
SIGNALISATION DEF AUT CENT	01/03/2014	20,83	4 053 173		745 783		3 307 390
EVENT COUPURE ARR GO BORA	01/07/2014	25	5 073 858		710 339		4 363 519
F&INSTAL BARRIERE ECLUSES	01/01/2015	25	515 914		61 911		454 003
FILIERE AIR & ECHAPPEMT	01/12/2008	25	10 679 255		3 880 128		6 799 127
COMPRESSEUR AIR30BAR BORA	01/08/2011	23,41	3 653 702		1 001 192		2 652 510
COMPRESSEUR AIR30BAR BORA	01/08/2011	25	3 653 702		937 783		2 715 919
ENS COMPRESSEUR AIR BORA	01/01/2012	25	2 724 426		653 862		2 070 564
EXTRACTEURS AIR CENT BORA	05/01/2012	23	389 112		101 320		287 792
POSE EXTRACTEUR AIR BORA	30/04/2012	22,75	223 926		55 804		168 122
TOTAL PRODUCTION BORA BORA			3 450 788 399	-	2 231 064 381		1 219 724 018
POSTE SOCLE TITI VAHIMARA	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE SOCLE PATU-ANAU	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE SOCLE MENUISERIE	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE SOCLE OSMOSEUR	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE LR71 EGLIS.PROTEST.	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE SOCLE ORTAS	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE LR71 EQUIPMT	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE SOCLE HAAMAIRE	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE PARKING DANI MATIRA	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE LR71 CENTRE MAUTARA	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE LR71 STADE PAGOPAGO	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE LR71 RES.FARETAI	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE LR71 FACE AMANAHUNE	30/04/2009	35	2 655 409		812 195		1 843 214
POSTE DP B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25		1 227 960		122 795	1 105 165
POSTE DP B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	1 551 281		124 102		1 427 179
TEL.POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
TEL.POSTE LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
TEL.POSTE LR71 EGLISE PRO	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
TEL.POSTE LR71 EQUIPMT	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
TEL.POST.LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
TEL.POST.LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
TEL.POST.PARK.DANI MATIRA	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
TEL.POSTE LR71 CENTRE MAU	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
TEL.POSTE LR71 STADE PAGO	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
TEL.POSTE LR71 RES.FARE	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
TEL.POSTE LR71 FAC.AMANA	30/04/2009	25	497 718		172 600		325 118
POST.SOCLE TITI VAHIMARAE	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE SOCLE PATU-ANAU	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE SOCLE MENUISERIE	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE DP LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE SOCLE OSMOSEUR ANAU	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE LR71 EGLIS.PROTEST.	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE SOCLE ORTAS FAANUI	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE LR71 EQUIPMT FAANUI	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE SOCLE HAAMAIRE	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE PARKING DANI MATIRA	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE LR71 CENTRE MAUTARA	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POST.LR71 STADE PAGO PAGO	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
POSTE LR71 RES.FARE TAI	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
POSTE LR71 FAC.AMANAHUNE	30/04/2009	25	1 659 766		575 572		1 084 194
CELLULES DP ECOLE ANAU	01/01/2010	25	790 258		252 880		537 378
AUT COMP DP 5042 PICARD	01/01/2014	25	1 068 019		170 884		897 135
AUT COMP B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25		1 237 487		123 748	1 113 739
AUT COMP B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	1 563 316		125 066		1 438 250
TRANSFO TITI VAHIMARAE	30/04/2009	25	954 626		331 043		623 583
TRANSFO PATU-ANAU BORA	30/04/2009	25	954 626		331 043		623 583
TRANSFO ECOLE ANAU	30/04/2009	25	1 452 570		503 721		948 849
TRANSFO MENUISERIE ANAU	30/04/2009	25	954 626		331 043		623 583
TRANSFO LAGONARIUM ANAU	30/04/2009	25	1 452 570		503 721		948 849
TRANSFO OSMOSEUR ANAU	30/04/2009	25	954 626		331 043		623 583
TRANSFO EGLIS.PROTESTANT	30/04/2009	25	1 452 570		503 721		948 849
TRANSFO ORTAS FAANUI BORA	30/04/2009	25	954 626		331 043		623 583
TRANSFO EQUIPMT FAANUI	30/04/2009	25	1 452 570		503 721		948 849
TRANSFO PEARL BEACH FAANUI	30/04/2009	25	1 452 570		503 721		948 849
TRANSFO IMM.HITIAMA BORA	30/04/2009	25	954 626		331 043		623 583
TRANSFO HAAMAIRE FAANUI	30/04/2009	25	954 626		331 043		623 583
TRANSFO PARK.DANI MATIRA	30/04/2009	25	1 452 570		503 721		948 849
TRANSFO CENTRE MAUTARA	30/04/2009	25	1 452 570		503 721		948 849
TRANSFO STADE PAGO PAGO	30/04/2009	25	1 452 570		503 721		948 849
TRANSFO RES.FARE TAI	30/04/2009	25	954 626		331 043		623 583
TRANSFO FACE AMANAHUNE	30/04/2009	25	1 452 570		503 721		948 849
TRANSFO DP B5042 PICARD	01/01/2014	25	2 039 006		326 240		1 712 766
TRANSFO B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25		901 028		90 103	810 925
TRANSFO B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	594 125		47 530		546 595
TRANSFO	01/01/2017	25	887 770		35 511		852 259
POSTE B6061 À POVAI NUNUE	12/05/2017	25	779 945		19 845		760 100
TRANSFO BORA 94	01/01/1994	25	5 277 300		5 066 208		211 092
TRANSFO BORA 95	01/01/1995	25	1 848 611		1 700 722		147 889
TRANSFO BORA 96	01/01/1996	25	7 321 105		6 442 571		878 534
TRANSFO BORA 97	01/01/1997	25	3 559 909		2 990 323		569 586
TRANSFO BORA 98	01/01/1998	25	28 007 008		22 405 605		5 601 403
TRANSFO BORA 99	01/01/1999	25	32 365 109		24 597 482		7 767 627
TRANSFO BORA 2000	01/01/2000	25	380 213		273 753		106 460
TRANSFO BORA 2001	01/01/2001	25	1 285 003		873 800		411 203
TRANSFO BORA 2002	01/01/2002	25	1 075 476		688 303		387 173
TRANSFO POSTE FAANUI BORA	01/09/2004	25	429 088		228 847		200 241
TRANSFO POSTE FAANUI BORA	01/09/2004	25	429 088		228 847		200 241
TRANSFOS CP 2005 BORA	01/07/2005	25	1 004 031		502 013		502 018
POSTE DP BORA DANY DEXTER	01/01/2007	25	1 117 246		491 590		625 656
POSTE CP BORA BORA 2007	01/07/2007	25	1 190 270		499 915		690 355
POSTE BORA 1994	01/01/1994	25	1 782 071		1 710 788		71 283

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
POSTE BORA 1995	01/01/1995	25	1 960 191		1 803 376		156 815
POSTE BORA 1996	01/01/1996	25	393 511		346 289		47 222
POSTE BORA 1997	01/01/1997	25	466 092		391 518		74 574
POSTE BORA 1998	01/01/1998	25	14 622 357		11 697 884		2 924 473
POSTE BORA 2000	01/01/2000	25	5 362 212		3 860 792		1 501 420
POSTE BORA 2001	01/01/2001	25	3 653 336		2 484 268		1 169 068
POSTE BORA 2002	01/01/2002	25	33 852 170		21 665 391		12 186 779
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	455 806		243 093		212 713
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	1 026 550		547 493		479 057
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	1 047 443		558 639		488 804
POSTE DP REVATUA LR71	01/01/2008	25	2 701 439		1 080 576		1 620 863
POSTE CELLULE SM6 IPT DP/	01/01/2008	25	442 419		176 970		265 449
POSTE/AUT COMP REVATUA	01/01/2008	25	1 369 284		547 711		821 573
POSTE TRANSFO DP REVATUA	01/01/2008	25	578 697		231 480		347 217
TRANSFO DP RES.HITIAMA	29/02/2008	25	736 460		289 836		446 624
POSTE DP BORA 2008	01/07/2008	25	256 530		97 480		159 050
DP PREF B2181 ANAU BORA	01/01/2012	25	1 352 307		324 552		1 027 755
AUT COMP B2181 ANAU BORA	01/01/2012	25	1 439 046		345 372		1 093 674
AUT COMP B3022 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907		60 180		240 727
AUT COMP B4035 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907		60 180		240 727
AUT COMP B6062 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907		60 180		240 727
AUT COMP B6071 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907		60 180		240 727
AUT COMP B7131 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 907		60 180		240 727
AUT COMP B2181 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 908		60 180		240 728
AUT COMP B6101 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 908		60 180		240 728
AUT COMP B4037 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 908		60 180		240 728
AUT COMP B3023 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 908		60 180		240 728
TELECOM BORA 98	01/01/1998	15	4 220 471		4 220 471		-
TELECOM BORA 99	01/01/1999	15	215 146		215 146		-
IAT TRAVERSIERE POVAI-ANA	06/02/2007	15	276 728		201 140		75 588
POSE IPT POSTE DP FAANUI	01/06/2005	15	1 819 068		1 525 995		293 073
POSE IPT POSTE DP ANAU	02/06/2005	15	5 003 698		4 196 621		807 077
RES.AERIEN BORA 98	01/01/1998	25	3 305 863		2 644 690		661 173
RESEAUX BORA BORA 1998	01/01/1998	25		30 829 651		24 681 877	6 147 774
RES.AERIEN BORA 99	01/01/1999	25	4 177 005		3 174 522		1 002 483
RESEAUX BORA BORA 1999	01/01/1999	25		5 783 644		4 398 805	1 384 839
RES.AERIEN BORA 2000	01/01/2000	25	5 043 422		3 631 266		1 412 156
RESEAUX BORA BORA 2000	01/01/2000	25		5 613 661		4 044 628	1 569 033
RES.AERIEN BORA 2001	01/01/2001	25	5 370 840		3 652 172		1 718 668
RESEAUX BORA BORA 2001	01/01/2001	25		7 618 331		5 183 567	2 434 764
RES.AERIEN BORA 2002	01/01/2002	25	7 779 515		4 978 890		2 800 625
RESEAUX BORA BORA 2002	01/01/2002	25		11 409 630		7 305 492	4 104 138
RES.AERIEN BORA 2003	01/01/2003	25	13 064 265		7 838 560		5 225 705

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 BORA BORA 2003	01/01/2003	25		64 892 592		38 945 638	25 946 954
RESEAU CP41906 2004 BORA	01/07/2004	25	1 657 467		895 034		762 433
RESEAUX BORA BORA 2004	01/07/2004	25		19 728 243		10 653 254	9 074 989
EXT BTA TEHIVATAU MAREA	14/04/2005	25	479 866		244 040		235 826
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25		28 412 742		14 301 082	14 111 660
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25		644 930		324 612	320 318
RESEAUX CP 51906 2005BORA	01/06/2005	25	2 672 122		1 344 970		1 327 152
EXT BTA ELLACOTT ANTHONY	23/01/2006	25	99 301		47 421		51 880
RESEAU BTA BORA	15/06/2006	25	435 167		200 953		234 214
RESEAU BTA BORA	15/06/2006	25	83 445		38 535		44 910
RESEAUX BORA BORA 2006	01/07/2006	25		274 653		126 339	148 314
RESEAUX BORA BORA 2006	01/07/2006	25		36 521 606		16 799 936	19 721 670
RESEAU 15% EXT BORA 06	01/07/2006	25	5 866 482		2 698 579		3 167 903
EXT BTA VAHIMARAE NELLEY	22/01/2007	25	152 958		66 942		86 016
DEP RESEAU AERIEN HT BORA	06/02/2007	25	1 792 290		781 639		1 010 651
EXT BTA HATOT ANNIE	28/02/2007	25	309 592		134 262		175 330
DEP RESEAU AERIEN HT BORA	28/02/2007	25	1 325 564		574 854		750 710
RESEAUX CP BORA BORA 2007	01/07/2007	25	3 731 111		1 567 066		2 164 045
RESEAUX BORA 2007	01/07/2007	25		553 550		232 491	321 059
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	238 405		100 128		138 277
RESEAUX BORA BORA 2007	01/07/2007	25		45 828		19 247	26 581
REPRISE HTA POINTE MOHI	10/01/2008	25	9 682 283		3 863 228		5 819 055
RESEAUX CP BORA 2008	01/07/2008	25	15 189 156		5 771 877		9 417 279
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25		241 404		91 732	149 672
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25		46 384 496		17 626 110	28 758 386
RESEAUX CP BORA 2009	01/07/2009	25	851 113		289 379		561 734
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25		2 444 153		790 275	1 653 878
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25		882 852		285 455	597 397
RESEAUX CP BORA BORA 2010	01/07/2010	25	5 039 710		1 511 911		3 527 799
RESEAUX 2010 CONCED BORA	01/07/2010	25		827 209		248 160	579 049
RESEAUX 2010 TIERS BORA	01/07/2010	25		4 651 325		1 395 397	3 255 928
RESEAUX CP BORABORA 2011	01/07/2011	25	12 099 323		3 145 824		8 953 499
RESEAUX 2011 CONCED BORA	01/07/2011	25		280 898		73 034	207 864
RESEAUX CP BORA BORA 2012	01/07/2012	25	5 390 242		1 185 855		4 204 387
RESEAUX 2012 CONCED BORA	01/07/2012	25		203 922		44 863	159 059
RESEAUX 2012 TIERS BORA	01/07/2012	25		5 462 133		1 201 668	4 260 465
RESEAUX CP BORA BORA 2013	01/07/2013	25	72 389 008		13 030 020		59 358 988
RESEAUX CP BORA BORA 2013	01/07/2013	25	185 622		33 412		152 210
EXT 14A1 4 SUPPORTS BORA	03/07/2013	25	366 022		65 803		300 219
MEC HTA TRAVERSIERE BORA	01/09/2013	25	13 617 095		2 360 297		11 256 798
RESEAUX CP BORA BORA 2014	01/07/2014	25	14 147 921		1 980 709		12 167 212
RESEAUX 2014 CONCED BORA	01/07/2014	25		118 659		16 611	102 048
RESEAUX CP BORA B 2014	01/07/2014	25	320 868		44 922		275 946

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 BORA BORA 2015	01/07/2015	25	29 861 929		2 986 193		26 875 736
RESEAUX CP BORA 2016	01/07/2016	25	11 967 441		718 047		11 249 394
RESEAUX 2016 CONCED BORA	01/07/2016	25		175 524		10 531	164 993
RESEAUX 2016 TIERS BORA	01/07/2016	25		321 092		19 266	301 826
14A1 MT/033817/DTE/ST BOR	24/10/2016	25	2 268 484		107 627		2 160 857
RESEAUX CP BORA BORA 2017	01/07/2017	25	12 181 857		243 637		11 938 220
RES.SOUT BORA 94	01/01/1994	35	55 979 203		46 523 248		9 455 955
RES.SOUT BORA 95	01/01/1995	35	1 895 337		1 245 507		649 830
RES.SOUT BORA BORA 1995	01/01/1995	25		8 654 500		7 873 864	780 636
RES.SOUT BORA 96	01/01/1996	35	62 250		39 129		23 121
RES. SOUT BORA 98	01/01/1998	21	13 648 201		12 781 648		866 553
RES. SOUT BORA 98	01/01/1998	35	26 093 674		14 910 671		11 183 003
RES.SOUT BORA 99	01/01/1999	35	1 365 827		741 451		624 376
RES.SOUT BORA 2001	01/01/2001	19	270 866		235 225		35 641
RES.SOUT BORA BORA 2001	01/01/2001	25		213 560		140 488	73 072
RES.SOUT BORA 2002	01/01/2002	35	254 152		116 183		137 969
RES.SOUT BORA BORA 2002	01/01/2002	25		6 080 726		3 794 990	2 285 736
RES.SOUT BORA 2003	01/01/2003	35	48 308 563		20 703 673		27 604 890
RES.SOUT BORA BORA 2003	01/01/2003	25		7 899 790		4 673 005	3 226 785
EXT BTS TAPI FAANUI BORA	03/02/2004	35	284 727		113 167		171 560
EXT BTA MAIMARO NUNUE BOR	05/02/2004	35	453 649		180 233		273 416
EXT BTA TERAI AMANAHUNE	19/02/2004	35	409 619		162 285		247 334
EXT BTA TEENA ANU BORA	20/02/2004	35	495 491		196 271		299 220
EXT BTS AHNNE FAANUI BORA	25/02/2004	35	687 600		272 097		415 503
EXT BTA TAUAROA ANAU BORA	02/06/2004	35	357 706		138 793		218 913
RES.SOUT BORA BORA 2004	01/07/2004	25		39 000		21 060	17 940
EXT BTA ROOPINIA FAANUI	11/08/2004	35	339 054		129 698		209 356
EXT BTA TAMA FAANUI BORA	12/10/2004	35	482 962		182 415		300 547
EXT BTA SOUT PATRICK ROA	25/04/2005	16	489 900		375 296		114 604
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25		249 732		125 696	124 036
RES SOUT HT/BT OSMOSEUR	01/01/2006	35	5 354 476		1 835 820		3 518 656
RES.SOUT VAITAPE VAITEHI	01/01/2006	35	71 143		24 395		46 748
BRCHT COLL ELLACOTT ANTHO	28/01/2006	35	133 066		45 339		87 727
RESEAU SOUT. BORA	15/06/2006	35	62 284		20 545		41 739
RESEAUX BTA MATIA BORA	01/01/2007	35	5 682 427		1 785 905		3 896 522
EXT BTA SOUT QTIER JORDAN	28/02/2007	35	158 152		48 993		109 159
EXT BTA SOUT MATIRA	14/06/2007	35	263 027		79 262		183 765
RESEAUX BORA BORA 2007	01/07/2007	25		1 088 942		427 981	660 961
RENF RES BT PHASE MATIRA1	31/07/2007	35	11 492 334		3 447 698		8 044 636
VIGNETTES REPERAGE OUVRAG	31/10/2007	35	514 920		150 798		364 122
EXT BTA SOUT BORA BORA	13/12/2007	35	209 759		60 230		149 529
EXT BTA SOUT TIPOTO BORA	13/12/2007	35	150 688		43 266		107 422
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25		1 772 679		673 617	1 099 062

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
EXT BTSOUT QT ARAI BORA	30/07/2008	35	469 014		126 222		342 792
EXT A14 BTS QT TERIIRERE	13/08/2008	35	412 818		110 676		302 142
EXT BT SOUT QT VAHIMARAE	21/11/2008	35	163 960		42 684		121 276
EXT BT SOUT QT GENEVIEVE	21/11/2008	35	632 936		164 765		468 171
EXT BTSOU.QT.HAUARII BORA	01/01/2009	35	179 629		46 188		133 441
MIS.SOUT.RES.HT/BT BORA	30/04/2009	35	141 716 290		35 102 901		106 613 389
EXT BTS QTIER MANA VAEA	01/01/2010	35	124 457		28 448		96 009
EXT BTS QTIER TERIITAU	01/01/2010	35	609 874		139 400		470 474
EXT BTS QTIER ELLACOTT	30/04/2010	35	560 085		122 728		437 357
EXT BTS QTIER FAARA A.	30/08/2010	35	631 959		132 461		499 498
EXT BTS QTIER TARONA	30/10/2010	35	200 234		41 016		159 218
MIS SOUT HTA TRAVERSIERE	01/01/2011	35	6 842 845		1 368 570		5 474 275
MIS SOUT HTA SERVITUDE	01/01/2011	35	4 776 802		955 360		3 821 442
MEC HT/BTS TIIPOTO BORA	01/01/2011	35	10 403 392		2 080 680		8 322 712
RENF RESEAU SOUT FAAOPORE	01/01/2012	35	5 863 826		1 005 228		4 858 598
EXT 14A1 BTS QT TAMANUA	13/03/2012	35	572 749		94 911		477 838
EXT 14A1 QT MANA BORA BOR	01/01/2013	35	875 421		125 060		750 361
EXT 14A1 QT TERIITUAU BOR	01/01/2013	35	198 317		28 330		169 987
EXT 14A1 QT TUAIRAU BORA	01/01/2013	35	587 021		83 860		503 161
EXT 14A1 QT TEFAAFANO BOR	01/01/2013	35	1 994 000		284 855		1 709 145
EXT 14A1 QT HAOATAI BORA	03/05/2013	35	2 390 778		318 391		2 072 387
EXT 14A1 BTS QT MANOI BOR	03/05/2013	35	1 145 545		152 558		992 987
EXT 14A1 BTS QT HAPAITAHA	03/05/2013	35	931 815		124 093		807 722
RESEAUX 2013 TIERS BORA	01/07/2013	35		931 002		119 700	811 302
EFFAC HTA DP B5402 PICARD	01/01/2014	35	9 027 096		1 031 668		7 995 428
RESEAUX SOUT TIERS BORA	01/07/2014	35		2 555 647		255 564	2 300 083
ART14A/BT/022253/DTE/ST/G	26/10/2014	35	1 036 578		94 197		942 381
EXT 14A1 RX QT TEIRI JEAN	01/01/2015	35	431 466		36 984		394 482
RESEAUX CP BORA BORA 2015	01/07/2015	35	2 014 652		143 903		1 870 749
RSX SOUT TIERS BOR 2015	01/07/2015	35		7 727 306		551 950	7 175 356
ELEC 14A1 QT VAHIMARAE A	23/07/2015	35	354 440		24 699		329 741
ELEC 14A1 QT FAATOMO PITA	23/07/2015	35	996 230		69 420		926 810
RNVLMT RSX HOTEL TOP DIVE	13/08/2015	35	24 880 185		1 694 221		23 185 964
RNVLMT RSX HTA CENTRALE	13/08/2015	35	27 584 422		1 878 367		25 706 055
RNVLMT RSX HT MARINA ELLA	13/08/2015	35	20 285 050		1 381 316		18 903 734
RESEAUX HTS BORA "PHARMAC	01/01/2016	35	44 336 812		2 533 532		41 803 280
14A1 MP26188/DTE/SENV BOR	27/01/2016	35	599 673		33 030		566 643
14A1 MP026188/DTE/SENV BO	27/01/2016	35	349 413		19 245		330 168
14A1 MP26188/DTE/SENV BOR	27/01/2016	35	1 165 832		64 213		1 101 619
MES DEPART ANAU FAANUI BO	15/02/2016	35	6 674 457		358 090		6 316 367
14A1 TB/032962/DTE/ST BOR	12/05/2016	35	484 662		22 656		462 006
14A1 TB/032962/DTE/ST QT	19/05/2016	35	319 263		14 747		304 516
RSX SOUT 2016 TIERS BORA	01/07/2016	35		7 014 967		300 642	6 714 325

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
14A1 TB/032961/DTE/ST BOR	26/10/2016	35	1 265 817		42 696		1 223 121
RESEAUX CANDOMINIUM BORA	01/01/2017	35	19 033 856		543 824		18 490 032
RSX OPT VERS INFIRM BORA	01/01/2017	35	12 842 692		366 934		12 475 758
14A1 L/16/00500 FAANUI BO	01/01/2017	35	385 454		11 013		374 441
RENV RSX MARINA ELLACOT	31/03/2017	35	8 068 702		192 112		7 876 590
RSX SOUT TIERS BORA 2017	01/07/2017	35		2 026 460		28 949	1 997 511
RESEAU CP BORA BORA 2017	01/07/2017	35	307 132		4 388		302 744
14A1 TB/032961 FAANUI BOR	24/08/2017	35	375 115		3 781		371 334
14A1 MT/035236/DTE FAANUI	29/08/2017	35	430 038		4 164		425 874
RENV RSX HTS ANAU À BORA	31/08/2017	35	19 697 245		234 491		19 462 754
RENV RSX HTS ANAU BORA	01/09/2017	35	7 440 896		70 866		7 370 030
RENV RSX HTS ANAU BORA	01/09/2017	35	6 817 605		64 930		6 752 675
RENV RSX HTS VAITAPE BORA	12/09/2017	35	2 665 150		23 056		2 642 094
14A1 MT/039815 VAITAPE	13/09/2017	35	699 589		5 996		693 593
COMPTAGE BORA-BORA 1985	01/01/1985	20		227 461		227 461	-
COMPTAGE BORA-BORA 1986	01/01/1986	20		1 639 322		1 639 322	-
COMPTAGE BORA 87	01/01/1987	20	58 828		58 828		-
COMPTAGE BORA-BORA 1987	01/01/1987	20		2 641 778		2 641 778	-
COMPTAGE BORA-BORA 1988	01/01/1988	20		4 052 053		4 052 053	-
COMPTAGE BORA-BORA 1989	01/01/1989	20		5 968 959		5 968 959	-
COMPTAGE BORA-BORA 1990	01/01/1990	20		4 884 895		4 884 895	-
COMPTAGE BORA 91	01/01/1991	20	382 710		382 710		-
COMPTAGE BORA-BORA 1991	01/01/1991	20		2 397 805		2 397 805	-
COMPTAGE BORA 92	01/01/1992	20	3 247 029		3 247 029		-
COMPTAGE BORA-BORA 1992	01/01/1992	20		4 053 380		4 053 380	-
COMPTAGE BORA 93	01/01/1993	20	2 156 715		2 156 715		-
COMPTAGE BORA-BORA 1993	01/01/1993	20		5 673 831		5 673 831	-
COMPTAGE BORA 94	01/01/1994	20	2 294 186		2 294 186		-
COMPTAGE BORA-BORA 1994	01/01/1994	20		11 473 449		11 473 449	-
COMPTAGE BORA 95	01/01/1995	20	207 505		207 505		-
COMPTAGE BORA-BORA 1995	01/01/1995	20		5 676 914		5 676 914	-
COMPTAGE BORA 96	01/01/1996	20,08	651 562		651 562		-
COMPTAGE BORA-BORA 1996	01/01/1996	20,08		4 597 262		4 597 262	-
COMPTAGE BORA 97	01/01/1997	20	12 959		12 959		-
COMPTAGE BORA-BORA 1997	01/01/1997	20		7 636 397		7 636 397	-
COMPTAGE BORA 98	01/01/1998	20	5 298 651		5 298 651		-
COMPTAGE BORA-BORA 1998	01/01/1998	20		17 261 425		17 261 425	-
COMPTAGE BORA 99	01/01/1999	20	2 500 842		2 375 799		125 043
COMPTAGE BORA-BORA 1999	01/01/1999	20		7 289 359		6 925 740	363 619
COMPTAGE BORA 2000	01/01/2000	20	3 111 126		2 800 013		311 113
COMPTAGE BORA-BORA 2000	01/01/2000	20		7 976 192		7 179 967	796 225
COMPTAGE BORA 2001	01/01/2001	20	619 950		526 957		92 993
COMPTAGE BORA-BORA 2001	01/01/2001	20		7 937 892		6 748 678	1 189 214

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 BORA 2002	01/01/2002	20	2 358 499		1 886 800		471 699
COMPTAGE BORA-BORA 2002	01/01/2002	20		8 141 018		6 514 080	1 626 938
COMPTAGE BORA 2003	01/01/2003	20	2 216 889		1 662 666		554 223
COMPTAGE BORA-BORA 2003	01/01/2003	20		10 314 594		7 736 896	2 577 698
POSE COMPTEURS 2004 BORA	01/07/2004	20	2 591 912		1 749 541		842 371
BRANCHEMENT BORA 2004	01/07/2004	20		7 671 809		5 178 471	2 493 338
COMPTAGE BORA BORA 2005	01/06/2005	20		8 268 350		5 202 170	3 066 180
POSE COMPTEURS CP BORA 05	01/07/2005	20	3 541 882		2 213 675		1 328 207
COMPTAGES CP 2005 BORA	01/07/2005	20	159 102		99 438		59 664
BRCHT/CPTAGES CP BORA	01/07/2006	20	2 483 940		1 428 265		1 055 675
BRCHT BORA BORA 2006	01/07/2006	20		10 722 524		6 165 449	4 557 075
BRCHT/CPTAGES CP BORA 07	01/07/2007	20	3 617 240		1 899 051		1 718 189
BRCHT BORA 2007	01/07/2007	20		11 485 817		6 030 055	5 455 762
BRCHT/CPTAGES CP BORA	01/07/2008	20	2 102 554		998 715		1 103 839
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20		8 122 868		3 858 361	4 264 507
BRCHT/CPTAGE BORA 2009	01/07/2009	20	3 808 213		1 618 492		2 189 721
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20		5 556 198		2 245 631	3 310 567
BRCHT/CPTAGE BORA 2010	01/07/2010	20	1 976 148		741 054		1 235 094
COMPTAGE TIERS BORA 2010	01/07/2010	20		5 648 087		2 118 031	3 530 056
BRCHT/CPTAG BORABORA 2011	01/07/2011	20	1 899 166		617 227		1 281 939
COMPTAGE TIERS BORA 2011	01/07/2011	20		4 214 538		1 369 725	2 844 813
BRCHT/CPTAGES BORA BORA	01/07/2012	20	1 867 938		513 683		1 354 255
COMPTAGE TIERS BORA 2012	01/07/2012	20		5 734 073		1 576 872	4 157 201
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2013	20	2 239 551		503 900		1 735 651
COMPTAGE TIERS BORA 2013	01/07/2013	20		4 982 160		1 120 986	3 861 174
CPTEURS SOLAIRE BOR 2013	01/07/2013	20		84 745		19 067	65 678
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2014	20	8 428 309		1 474 953		6 953 356
COMPTAGE TIERS BORA 2014	01/07/2014	20		5 968 151		1 044 427	4 923 724
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2015	20	5 591 687		698 960		4 892 727
COMPTAGE TIERS BOR 2015	01/07/2015	20		5 783 249		722 905	5 060 344
BRCHT/COMPTAGES BORA	01/07/2016	20	8 357 470		626 810		7 730 660
COMPTAGE TIERS BORA 2016	01/07/2016	20		6 951 100		521 332	6 429 768
COMPTAGE TIERS BORA 2017	01/07/2017	20		8 380 906		209 523	8 171 383
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2017	20	9 482 424		237 061		9 245 363
EQUIP CELLULES BORA 89	01/01/1989	25	24 496 158		24 496 158		-
AN PIECES SECU BORA BORA	01/01/1992	8	1 269 309		1 269 309		-
AN PIECES SECU BORA BORA	01/01/1992	8	3 401 175		3 401 175		-
AN CARTOGRAPHIE BORA	01/01/1992	5	4 106 168		4 106 168		-
TOTAL DISTRIBUTION BORA BORA			1 240 352 284	543 362 075	464 515 453	318 817 518	1 000 381 386
>>>> TOTAL PAR CONCESSION BORA BORA			4 691 140 683	543 362 075	2 695 579 834	318 817 518	2 220 105 404

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Poste cabine	Poste aérien	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
			Transformateur	Autre non décomposable			
604350	14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS/TB FAANUI BORA	375 115				375 115	
616420	14A1 MT/034610/DTE/ST/GTS/MT FAANUI BORA	385 454				385 454	
625990	14A1 MT/035236/DTE/ST/GTS/MT FAANUI BORA	430 038				430 038	
634030	14A1 MT/039815/DTE/ST/GTS/MT VAITAPE BORA	699 589				699 589	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 890 196	-	-	-	1 890 196	-
712280	ART2 23/2017/01228 B6061 A POVAI NUNUE BORA	779 945		779 945			
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 2	779 945	-	779 945	-	-	-
51322E	EXT RSX OPT VERS INFIRMERIE NAMAHA BORA	13 730 462	887 770			12 842 692	
51322F	EXT RSX CONDOMINIUM BORA	19 033 856				19 033 856	
51322G	EXT RSX MARINA ELLACOTT BORA	8 068 702				8 068 702	
634760	RENV RSX HTS ANAU BORA ENTRE POSTE B2181 & B7134	19 697 245				19 697 245	
634840	RENV RSX HTS ANAU BORA ENTRE POSTE B1111 & B1112	6 817 605				6 817 605	
705960	RENV RSX HTS ANAU BORA ENTRE POSTE B1112 & B1122	7 440 896				7 440 896	
725730	RENV RSX HTS VAITAPE BORA ENTRE POSTE B4035 & B4037	2 665 150				2 665 150	
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	307 132				307 132	
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 185 756					1 185 756
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	8 296 668					8 296 668
E4903	RENV RESEAUX ILES (TFT E4921)	5 060 337			5 060 337		
E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	7 121 520			7 121 520		
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	99 425 329	887 770	-	12 181 857	76 873 278	9 482 424
	TOTAL DISTRIBUTION BORA BORA	102 095 470	887 770	779 945	12 181 857	78 763 474	9 482 424

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	prévu	réalisé	écart
ACCESSOIRES GROUPES	335 391 971		335 391 971
BLOC MOTEUR GROUPE	215 281 813		215 281 813
ALTERNATEUR GROUPE	42 216 884		42 216 884
FILIERES	62 740 702		62 740 702
TOTAL	655 631 370	-	655 631 370

dont

renouvellement reporté

renouvellement anticipé

renouvellement besoin annulé ou modifier

écart de coût sur renouvellement effectué

total pour vérif

écart

655 631 370

655 631 370

Le plan de renouvellement a été totalement revu en 2017.

Distribution :

	prévu	réalisé	écart
CELLULES DISTRIBUTION	39 049 360		39 049 360
COMPTEURS	115 393 907	8 296 668	107 097 239
RESEAU AERIEN		12 181 857	(12 181 857)
RESEAU SOUTERRAIN	57 904 661	36 620 893	21 283 768
TELECOMMUNICATION	6 002 777	779 945	5 222 832
TOTAL	218 350 705	57 879 363	160 471 342

dont	écart
<i>renouvellement reporté</i>	172 653 199
<i>renouvellement anticipé</i>	(12 181 857)
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>	
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	
<i>total pour vérif</i>	<hr/> 160 471 342

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

- o 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.
- o Elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

5.5.3 Impact sur l'exercice

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

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

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

Production :

Amortissement des biens au bilan			
Vo cloture		3 450 788 399	
- financements tiers et concédant		-	
- IFC renouvelInt cumul		(3 379 326)	
base amortissable		3 447 409 073	
doté à l'ouverture		1 818 749 418	(A)
	Caducité	1 765 338 375	
	PRU	53 217 014	
	AT améliorant indem.	194 029	
reste à amortir		1 628 659 655	
nb années restantes		14	
dotation exercice		116 332 833	(B)
dotations cumulées		1 935 082 251	(A) + (B)

Amortissement comptable (actif)

Passif de renouvellement et dotations de l'exercice			
Besoin évalué 31/12/2016		1 072 296 229	
Ajustement du besoin 2017		526 538 358	
doté à l'ouverture		1 358 156 066	(A)
	Amortissement	1 337 886 219	
	PR	20 269 847	
reste à doter		240 678 521	
nb années restantes		14	
dotation exercice		17 191 323	(B)
reprises sur trvx renouvellement		-	©
Passif de renouvellement		1 375 347 389	(A) + (B) + ©

Passif de renouvellement (passif)

Distribution :

Amortissement des biens au bilan

Vo cloture		1 783 714 359	
- financements tiers et concédant		(543 362 075)	
- IFC renouvelInt cumul		(99 490 834)	
base amortissable		1 140 861 450	
doté à l'ouverture		677 919 007	(A)
	Caducité	418 052 740	
	PRU	254 815 319	
	AT améliorant indem.	<u>5 050 948</u>	
reste à amortir		462 942 443	
nb années restantes		14	
dotation exercice		33 067 317	(B)
dotations cumulées		710 986 324	(A) + (B)

Passif de renouvellement et dotations de l'exercice

Besoin évalué 31/12/2016		1 173 549 365	
Ajustement du besoin 2017		(38 271 575)	
doté à l'ouverture		863 957 976	(A)
	Amortissement	291 700 640	
	PR	<u>572 257 336</u>	
reste à doter		271 319 814	
nb années restantes		14	
dotation exercice		19 379 987	(B)
reprises sur trvx renouvellement		(1 965 204)	©
Passif de renouvellement		881 372 759	(A) + (B) + ©

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
R23603	MATERIEL HT BPN & RPN CENT BORA BORA	3 151 410	100%	3 151 410
R23700	INSTALLATION HT BPN & RPN CENT BORA BORA	1 192 743	100%	1 192 743
	TOTAL PRODUCTION BORA BORA	4 344 153		4 344 153

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
604350	14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS/TB FAANUI BORA	375 115	100%	375 115
616420	14A1 MT/034610/DTE/ST/GTS/MT FAANUI BORA	385 454	100%	385 454
625990	14A1 MT/035236/DTE/ST/GTS/MT FAANUI BORA	430 038	100%	430 038
634030	14A1 MT/039815/DTE/ST/GTS/MT VAITAPE BORA	699 589	100%	699 589
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 890 196		1 890 196
51322E	EXT RSX OPT VERS INFIRMERIE NAMAHA BORA	13 730 462	100%	13 730 462
51322F	EXT RSX CONDOMINIUM BORA	19 033 856	100%	19 033 856
51322G	EXT RSX MARINA ELLACOTT BORA	8 068 702	100%	8 068 702
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	307 132	100%	307 132
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 185 756	100%	1 185 756
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	42 325 908		42 325 908
601835	532071 EXTENS° RES LOT TA HANA MATIRA 2320160	1 212 687	100%	1 212 687
626765	532071 BCT COLL RESIDENCE HAAMAIRE BORA 2320	1 623 943	100%	1 623 943
627455	540230 EXTENS LOTISSEMENT ELLACOTT BORA 2320	206 046	100%	206 046
B6970	FOURN & POSE BRCHT TAHITI TAHITI & ILES	62 616	100%	62 616
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	7 302 074	100%	7 302 074
	TOTAL FINANCEMENT TIERS BORA BORA	10 407 366		10 407 366
	TOTAL DISTRIBUTION BORA BORA	54 623 470		54 623 470

5.7 - Indemnités de fin de concession

Dans le cadre de l'avenant n°3 du 10 juillet 2015 à la convention de concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de Bora Bora

En fin de concession, le concessionnaire sera indemnisé au titre de ses investissements réalisés au cours des quinze dernières années de la concession et non encore complètement amortis, à hauteur de leur valeur nette comptable au jour considéré, et dans le respect des durées d'amortissement contractuelle définies à l'annexe C à la convention de concession du 20 novembre 1991 modifiée.

- Le montant de l'indemnité au titre des investissements du 1er octobre 2015 au 31 décembre 2016 s'élève à 74 MXPf.

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession	30/09/2030
BTA AERIENNE QT PETERANOART 14AISUPERVISION SEPAM	01/11/2015	25	538 599	100%	538 599	217 339	
POSE PREFILTRE GASOILW9L32 G4 ET G13 BORA	01/10/2016	25	1 322 786	100%	1 322 786	582 223	
POSE PURGE CUVE JO SDM1CENTRALE BORA	01/11/2016	25	1 179 272	100%	1 179 272	523 059	
PRODUCTION BORA BORA			3 040 657		3 040 657	1 322 621	
RNVLMT RSX HOTEL TOP DIVEVERS CENTRALE BORA BORA	13/08/2015	35	24 880 185	100%	24 880 185	14 123 553	
RNVLMT RSX HTA CENTRALEVERS TEMPLE PROTESTANT	13/08/2015	35	27 584 422	100%	27 584 422	15 658 648	
RNVLMT RSX HT MARINA ELLACOTT VERS OPT À TIIPOTO A	13/08/2015	35	20 285 050	100%	20 285 050	11 515 066	
14A1 MP26188/DTE/SENV BORA HEI TIMI TIIPOTO BORA	27/01/2016	35	1 165 832	100%	1 165 832	677 029	
14A1 TB/032962/DTE/ST BORA MOU SING TOOPUA BORA	12/05/2016	35	484 662	100%	484 662	285 459	
14A1 TB/032961/DTE/ST BORA MANEA FAANUI BORA	26/10/2016	35	1 265 817	100%	1 265 817	762 085	
POSTE DP B4032 VAITAPEPHARM/HOTEL TOP DIVE BORA	01/01/2016	25	1 551 281	100%	1 551 281	636 345	
AUT COMP B4032 VAITAPEPHARM/HOTEL TOP DIVE BORA	01/01/2016	25	1 563 316	100%	1 563 316	641 281	
TRANSFO B4032 VAITAPEPHARM/HOTEL TOP DIVE BORA	01/01/2016	25	594 125	100%	594 125	243 714	
RESEAUX CP BORA 2016CP 2016	01/07/2016	25	11 967 441	9%	1 018 267	437 930	
14A1 MT/033817/DTE/ST BORA TERAATEPO FAANUI BORA	24/10/2016	25	2 268 484	100%	2 268 484	1 004 185	
RESEAUX HTS BORA "PHARMACIE VERS HOTEL TOP DIVE"	01/01/2016	35	44 336 812	100%	44 336 812	25 657 364	
14A1 MP26188/DTE/SENV BORA TETUAHII FAANUI	27/01/2016	35	599 673	100%	599 673	348 246	
14A1 MP026188/DTE/SENV BORA HAOATAI FAANUI BORA	27/01/2016	35	349 413	100%	349 413	202 913	
ART14A1 TB/032962/DTE/STQT MANAORE MAX BORA	19/05/2016	35	319 263	100%	319 263	188 216	
BRCHT/COMPTAGES BORACP 2016	01/07/2016	20	8 357 470	26%	2 177 485	626 269	
DISTRIBUTION BORA BORA			147 573 246		130 444 087	73 008 301	
>>>> TOTAL PAR CONCESSION BORA BORA			150 613 903		133 484 744	74 330 921	

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2016	1 072 296 229	
réalisé	-	
écart de coût sur réalisé	-	
réajusté	526 538 358	revue total du plan de renouvellement
reste à faire au 31/12/2017	1 598 834 587	

Plan de renouvellement au 31/12/2017

	2018	2019	2020	TOTAL
Groupes		84 692 293	85 962 678	1 104 981 515
Filière groupe		37 147 724	37 704 940	315 305 652
Autres filières				178 547 420
	0	121 840 017	123 667 617	1 598 834 587

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL BORA BORA PRODUCTION	1 358 156 066	17 191 323		1 375 347 389	1 598 834 587
	(1)	(2)			

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique :	1 338 080 248
- amortissement technique sur biens indemnisés :	-194 029
- provision de renouvellement :	20 269 847
	<u>1 358 156 066</u>

(2) correspond à la dotation 2017 :

- reste à faire 2016 :	1 598 834 587
- déjà doté à l'ouverture :	<u>-1 358 156 066</u>
reste à doter	240 678 521
nb année à doter:	14
dotation de l'exercice:	17 191 323

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

reste à faire au 31/12/2016	1 173 549 365
réalisé	- 57 879 363
écart de coût sur réalisé	
réajusté	- 38 271 579
reste à faire au 31/12/2017	1 077 398 423

Plan de renouvellement au 31/12/2017

		2 018	2 019	2 020	TOTAL
POSTE DP ILES	qté coût unit total	4 970 903	4 970 903	4 970 903	64 621 739
COFFRET TELECOM (ITI)	qté coût unit total	524 828	524 828	524 828	6 822 766
TELECOM (POSTE DP)	qté coût unit total	1 288 076	938 708	845 778	5 881 626
TRANSFO	qté coût unit total	1 1 187 782 1 187 782	1 1 205 599 1 205 599	1 1 223 683 1 223 683	16 910 248
CELLULES	qté coût unit total	794 760	806 681	818 781	11 314 856
IAM	qté coût unit total	- - -	- - -	- - -	1 346 291
POTEAUX BT	qté coût unit total	27 152 250 4 052 192	27 154 534 4 112 975	27 156 852 4 174 670	57 690 371
POTEAUX HT	qté coût unit total	10 253 750 2 615 577	10 257 556 2 654 811	10 261 420 2 694 633	37 237 523
CABLE RESEAUX AERIENS BT	qté coût unit total	2 376 1 206 2 864 814	2 376 1 224 2 907 786	2 376 1 242 2 951 403	40 785 863
CABLE RESEAUX AERIENS HT	qté coût unit total	1 836 3 740 6 867 808	1 836 3 796 6 970 825	1 836 3 853 7 075 387	97 775 810
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	qté coût unit total	6 560 156	6 658 559	6 758 437	93 395 827
RESEAU SOUTERRAIN	qté coût unit total	25 119 138	25 119 138	25 119 138	326 548 798
RESEAU SOUS-MARIN	qté coût unit total	467 20 300 9 475 298	467 20 605 9 617 427	467 20 914 9 761 688	134 898 196
COMPTEURS	qté coût unit total	151 84 879 12 795 581	151 86 153 12 987 515	151 87 445 13 182 328	182 168 509
Total général		79 116 913	79 475 754	80 101 656	1 077 398 423

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL BORA BORA DISTRIBUTION	863 957 976	19 379 987	- 57 879 363	825 458 600	1 077 398 423
	(1)	(2)			

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique :		296 751 588
- amortissement technique sur biens indemnisés :	-	5 050 948
- provision de renouvellement :		572 257 336
		<hr/>
		863 957 976

(2) correspond à la dotation 2017 :

- reste à faire 2016 :		1 135 277 786
- déjà doté à l'ouverture :	-	863 957 976
reste à doter		<hr/>
		271 319 810
nb année à doter:		14
dotation de l'exercice:		19 379 986

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

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

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 1,70 xpf/litre sur les prestations locales.

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

b) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

c) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

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

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

d) 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.

e) 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.

f) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

1. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

➤ Aspects commerciaux

g) 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 : 1er janvier 2014 – 31 décembre 2020