



**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 2018

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 – PRESENTATION	7
1.1 - Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	9
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	13
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	14
➤ Aspects commerciaux	15
2.1 - Mode de détermination des tarifs	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	17
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes	18
2.6 - Gestion des impayés	22
2.7 - Dépenses de la Commune	22
2.8 - Services offerts à la clientèle	23
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	25
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	26
➤ Bilan technique	27
3.1 - Système électrique de Bora Bora	27
3.2 - Qualité de service	32
3.3 - Qualité – Sécurité – Environnement	33
3.4 - Travaux significatifs – Faits marquants	33
3.5 - Raccordement solaire	34
3.6 - Unités d'œuvres 2018 de la concession	34
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	35
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	36
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	42
4.3 - Comptes de la concession	47
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	54
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	58
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	59
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	60
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	73
5.4 - Dépenses de renouvellement	73
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	74
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	79
5.7 - Indemnités de fin de concession	80
5.8 - Plan de Renouvellement	83
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	85

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

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

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

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

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

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

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

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

Loi de pays sur les provisions :

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

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

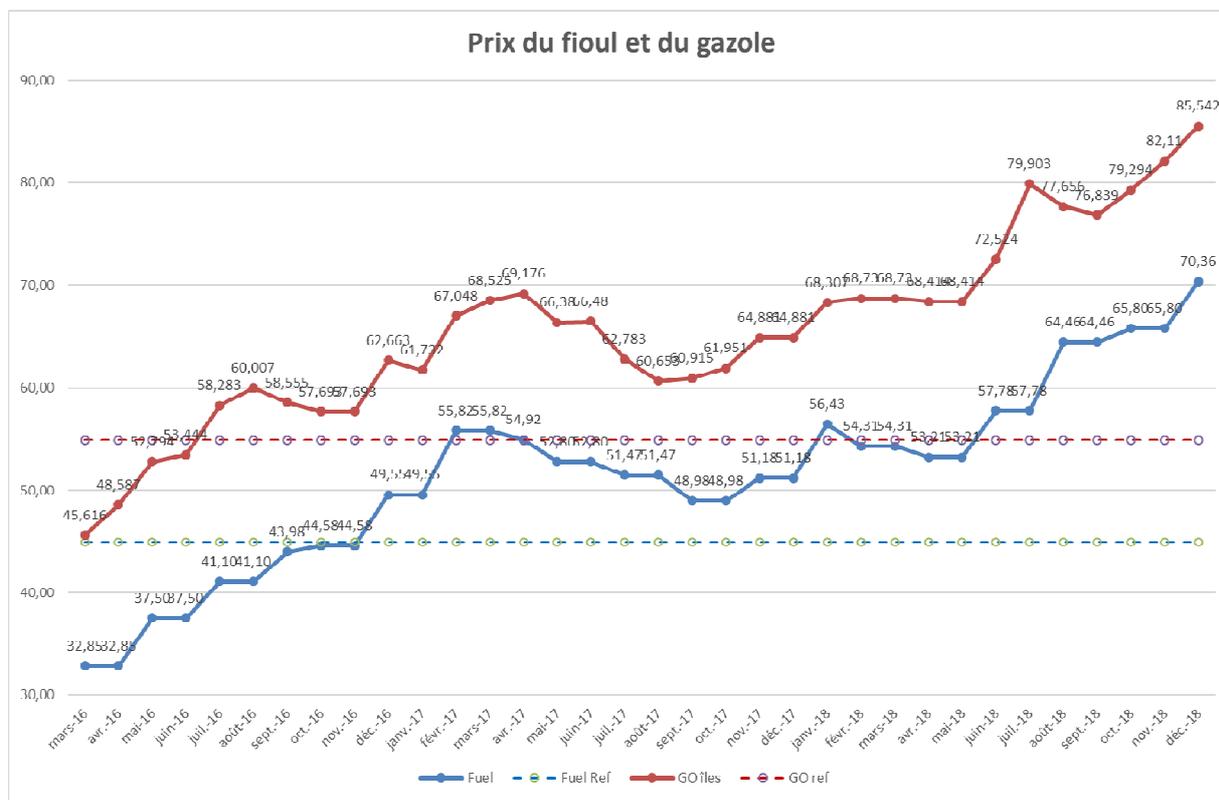
- du nombre important des composants des réseaux (55.000 comptages, 25.000 poteaux, 950 transformateurs, 1.200 km de câbles rien que sur Tahiti Nord) ;
- de la durée de vie à la fois importante (25 ou 30 ans) et très variable au sein même de chaque famille de composants ;
- de la difficulté à prévoir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

Données économiques :

1) Combustibles :

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

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



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

2) Redevance de transport :

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

3) Tarif de vente :

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

Formule tarifaire et rémunération du concessionnaire :

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

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

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

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

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

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

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2018 écoulée :

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

Principaux indicateurs

		BORA BORA		
		2018	2017	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	3 138	3 079	
	BT	3 107 99,01%	3 049 99,03%	
	MT	31 0,99%	30 0,97%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	23 595	23 049
	BT	17 043 72,23%	16 597 72,01%	
	MT	6 552 27,77%	6 452 27,99%	
	Puissance maximale appelée	MW	7,68	7,50
	Nombre de kWh vendus total		41 578 278	42 939 814
	BT	12 482 856 30,02%	12 049 025 28,06%	
	MT	29 095 422 69,98%	30 890 789 71,94%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	1 240 686 885	1 263 747 845
	BT : Total	438 003 567 35,30%	419 976 959 33,23%	
	BT : par client	140 973	137 743	
	BT : par kVA de puissance souscrite	25 700	25 304	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	69 462 975 15,86%	67 367 514 16,04%	
	BT : part variable en XPF et % du CA total	368 540 592 84,14%	352 609 445 83,96%	
	MT : Total	802 683 318 64,70%	843 770 886 66,77%	
	MT : par client	25 893 010	28 125 696	
	MT : par kVA de puissance souscrite	122 510	130 777	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	107 152 170 13,35%	105 606 889 12,52%	
MT : part variable en XPF et % du CA total	695 531 148 86,65%	738 163 997 87,48%		
Prix moyen de vente par kWh vendu		29,84	29,43	
BT	35,09	34,86		
MT	27,59	27,31		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,96	0,95	
	Energie achetée			
	Energie solaire kWh	179 471 0,31%	177 733 0,30%	
	Energie hydroélectrique kWh	0 0,00%	0 0,00%	
	Energie thermique kWh	43 334 586 73,75%	44 820 146 76,27%	
	Energie totale achetée	43 514 057	44 997 879	
	Temps moyen de coupure			
	global	2h18	1h31	
origine production	1h41	9h42		
origine transport	-	-		
origine distribution	0h37	1h49		
FINANCIERS	Patrimoine			
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	159	158
	Valeur d'origine	k XPF	5 516 219	5 234 503
	Valeur nette économique	k XPF	2 244 465	2 220 105
	Travaux réalisés			
	Dépenses de renouvellement	k XPF	36 372	57 879
	Dépenses d'améliorant	k XPF	17 735	58 968
	Indemnité de fin de concession	k XPF	104 509	74 331
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A	1 572 116
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A	805 819
	Coût des énergies et du transport	k XPF	868 666	766 297
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	15 907	112 351
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A	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

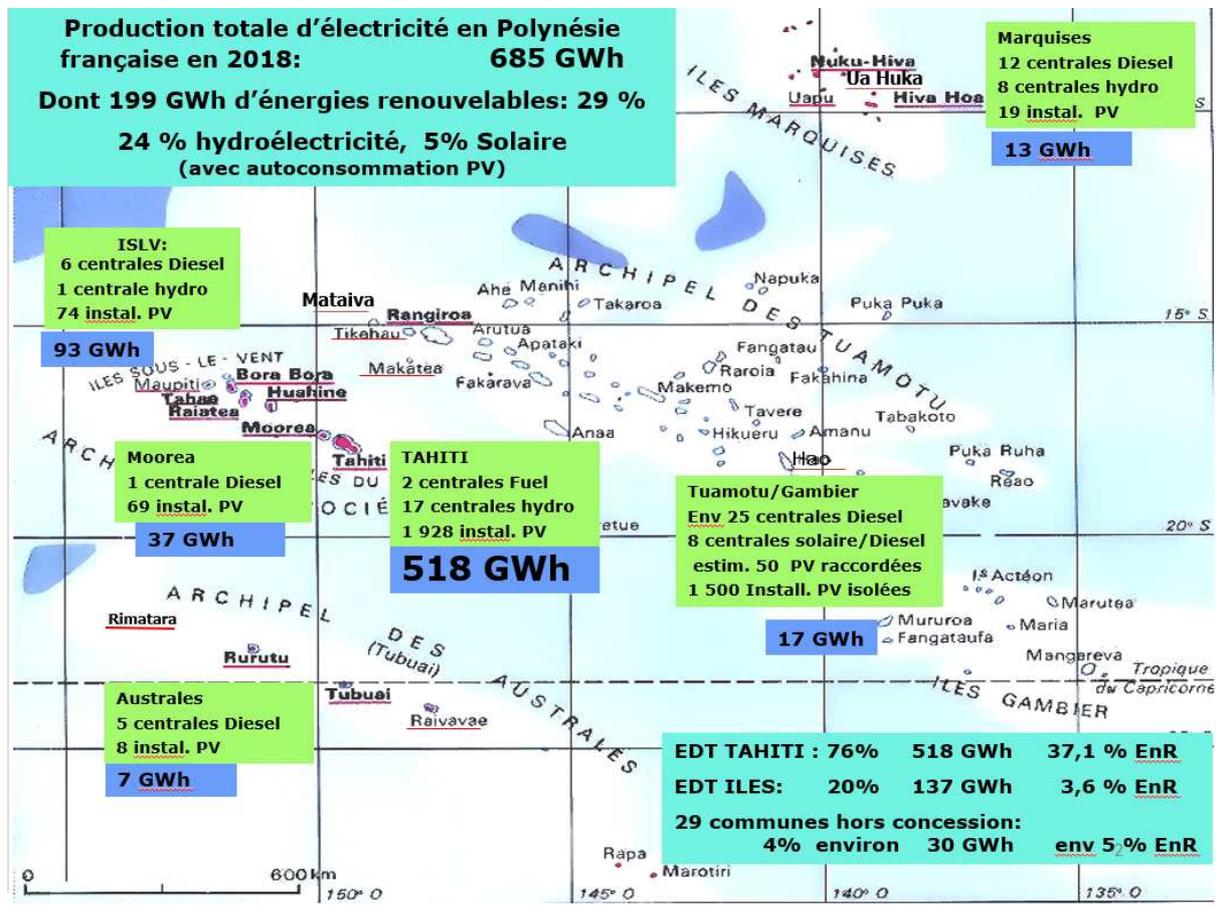
Cf. paragraphe :

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.

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

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

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

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

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

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

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

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

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

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

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de 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 ;

- 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 Iles) d'un effectif de 23 salariés.

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

- la conduite et exploitation des ouvrages de production et de distribution,
- le service clientèle dans les petites îles,
- les travaux de branchements,
- les opérations de maintenance distribution et production,
- l'approvisionnement et l'expédition du combustible, huile et matériels nécessaires à l'exploitation,
- l'élaboration des propositions commerciales en éclairage public,
- la bonne application et le 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 Bora Bora 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 (EDT – Petropol)
- b) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- e) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- 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 2018
 - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
 - 2.4 Autres produits d'exploitation
 - 2.5 Statistiques de ventes
 - 2.6 Gestion des impayés
 - 2.7 Dépenses de la Commune
 - 2.8 Services offerts à la clientèle
 - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

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

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

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

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

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

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

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2018 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P1	3 344 089	63 537 691	66 057	17 460 732	5 568
BT Usage social 2ème tranche	P2	453 934	17 703 426			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	2 466 824	60 438 095	70 375	27 968 430	5 992
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	1 533 547	59 808 333			
BT Eclairage public	P4	151 596	5 002 668	1 874	674 784	156
BT Usage professionnel	P5	4 532 866	162 050 379	64 611	23 359 029	5 327
MT Tarif jour	P6	18 477 288	461 932 200	76 835	107 152 170	6 552
MT Tarif nuit	P7	10 618 134	233 598 948			
Total		41 578 278	1 064 071 740	279 752	176 615 145	23 595

Ventes totales

1 240 686 885

Prix moyen

29,84

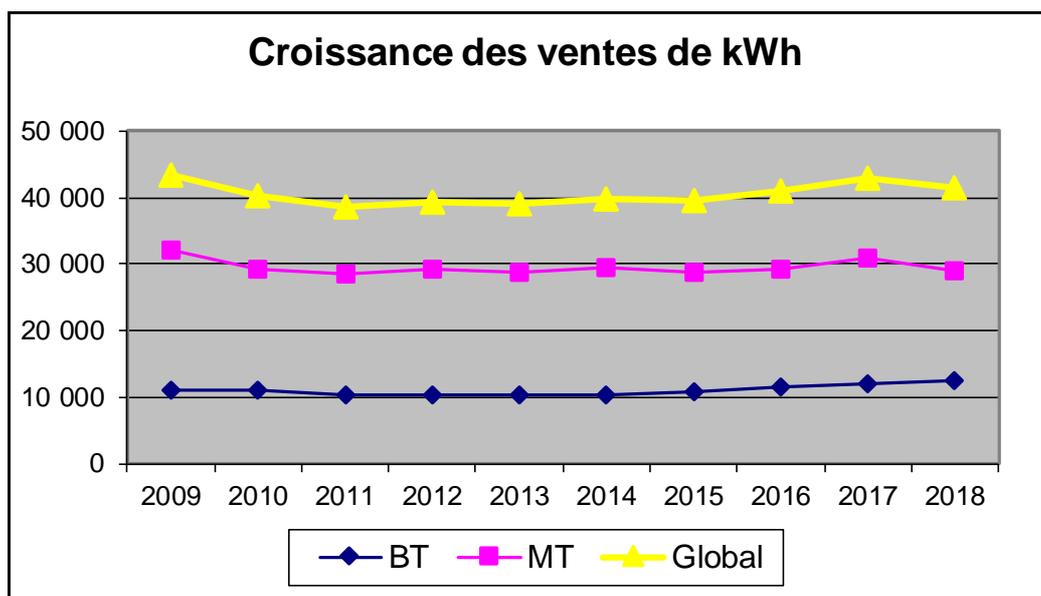
Le chiffre d'affaires de la concession en 2018 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités aux tarifs publics domestiques.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	3 054 186 XPF
- Frais de relance :	<u>2 655 396 XPF</u>
- Total	5 709 582 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après deux années de hausse, les ventes d'électricité ont globalement diminué de 3,2 % (soit -1,4 GWh) entre 2017 et 2018 pour la concession Bora-Bora pour atteindre un volume global d'environ 41,6 GWh sur 2018. Cette évolution est due à l'effet contrasté entre la baisse des ventes en moyenne tension (-5,8 %, soit -1,8 GWh) et l'augmentation des ventes en basse tension de 3,6 % (+0,4 GWh).

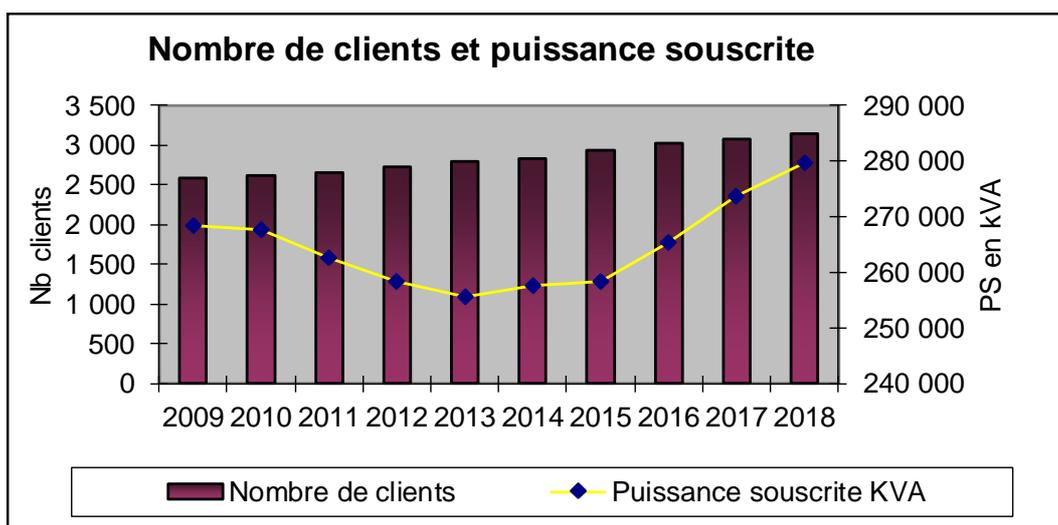
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) a connu une évolution à la hausse de 1 % (+80 MWh), portée par la hausse des ventes aux tarifs « Petits Consommateurs » (+2,6 %) en lien avec l'augmentation du nombre de contrats (+1,5 %), tandis que les ventes aux clients au tarif « classique » basse tension usages domestiques diminuent de 16 MWh.

Après une hausse en 2017, les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent environ 1 % des ventes en basse tension avec 152 MWh vendus sur 2018, ont évolué à la baisse en 2018, avec -1,1 % de variation par rapport à 2017.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent 36 % des ventes basse tension, progressent fortement de 10,4 % (+0,4 GWh) et atteignent plus de 4,5 GWh en 2018, soit un record depuis 2012, portées notamment par la haute fréquentation touristique de l'année 2018 qui soutient l'activité économique de l'île.

Concernant les ventes en moyenne tension, elles avaient connu en 2017 une hausse de 5,1 % en lien avec l'augmentation significative des consommations de certains hôtels, notamment la reprise d'activités de l'hôtel Hilton/Conrad fermé plusieurs mois en 2016 pour des travaux de rénovation. Les ventes diminuent de 5,8 % en 2018 et s'établissent à 29 GWh, retrouvant ainsi le niveau moyen atteint sur la période 2012-2016.

Les économies d'énergie générées par les mises en service au cours de l'année des installations solaires du Thalasso (233,7 kWc) et du Bora Bora Pearl (85 kWc en service dans un premier temps) viennent en réduction de la consommation.

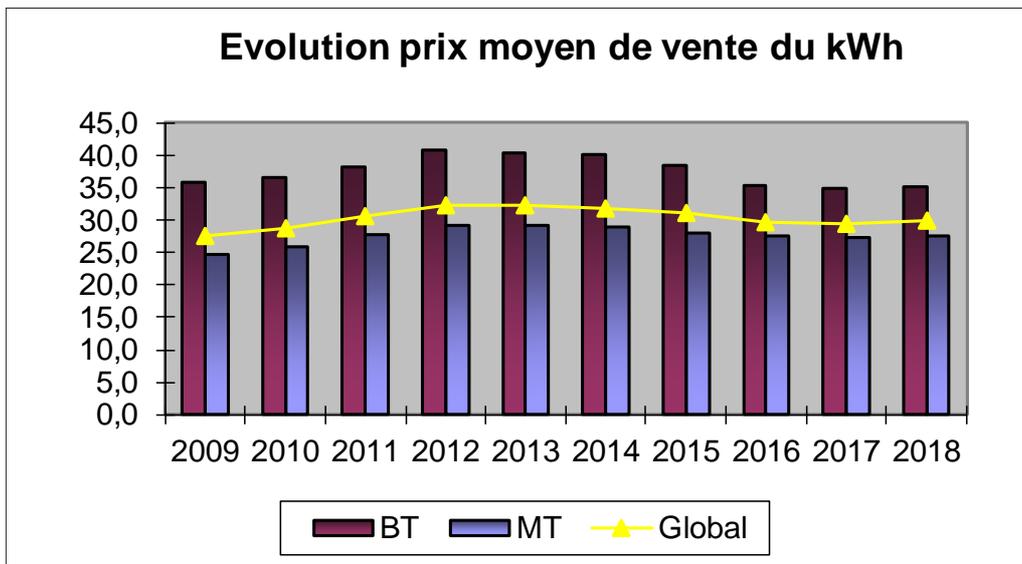


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2017 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	3 107	+1,9% (+ 58 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>31</u>	<u>+3,3% (+ 1 contrat)</u>
	3 138	+1,9% (+ 59 contrats)

Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 1,5% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 26 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Cette évolution naturelle est en partie liée au basculement de certains 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 55% du nombre total d'abonnés ;
- le nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques augmente également de 2,8% (27 contrats supplémentaires). Les clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques continuent ainsi à représenter 31,5% du nombre total d'abonnés. Les évolutions du nombre d'abonnés en usage domestique reflètent la croissance démographique de l'île de Bora Bora ;
- le nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension poursuit sa hausse en 2018 (+1,8%, après une augmentation de 2,5% en 2017). Avec 336 clients, ce segment représente 11% du nombre total d'abonnés ;
- la hausse de 3,3% du nombre de clients en tarif moyenne tension, qui correspond au nouveau contrat relatif au collège de Bora Bora qui a ouvert ses portes à la rentrée 2018.

La puissance souscrite facturée s'élève à 279 752 kVA, soit une hausse de 2,2% par rapport à 2017 et traduit une hausse de la puissance souscrite facturée à la fois en basse tension (+2,5%) et en moyenne tension (+1,3%) liée à l'évolution du nombre de clients.

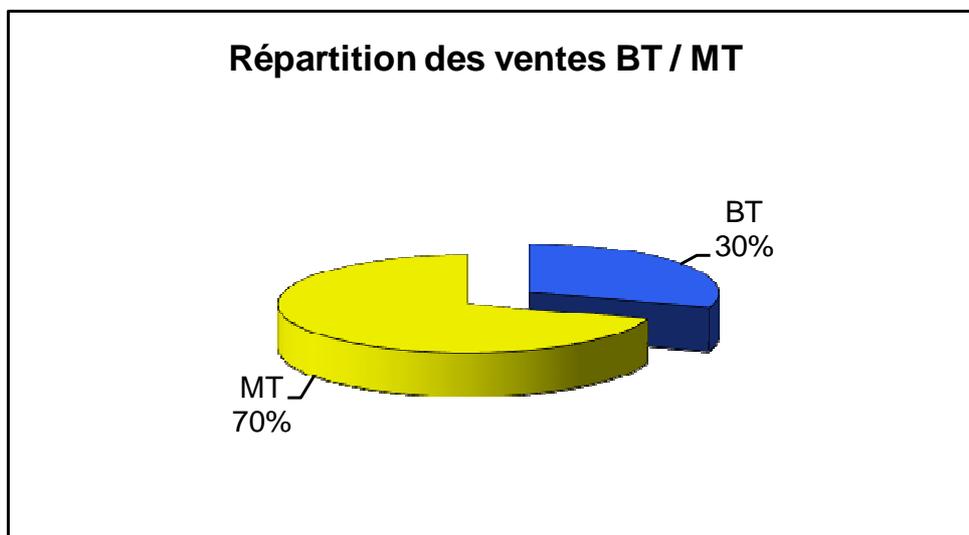


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2017
Tarifs basse tension	35,1 Cfp	+0,7 %
Tarifs moyenne tension	<u>27,6 Cfp</u>	<u>+1,0 %</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	29,8 Cfp	+1,4 %

Le prix moyen de vente du kWh augmente de 1,4% et s'établit à 29,8 Cfp/kWh. Cette évolution est due aux augmentations des prix de vente en moyenne tension (+1,0%) et basse tension (+0,7%).

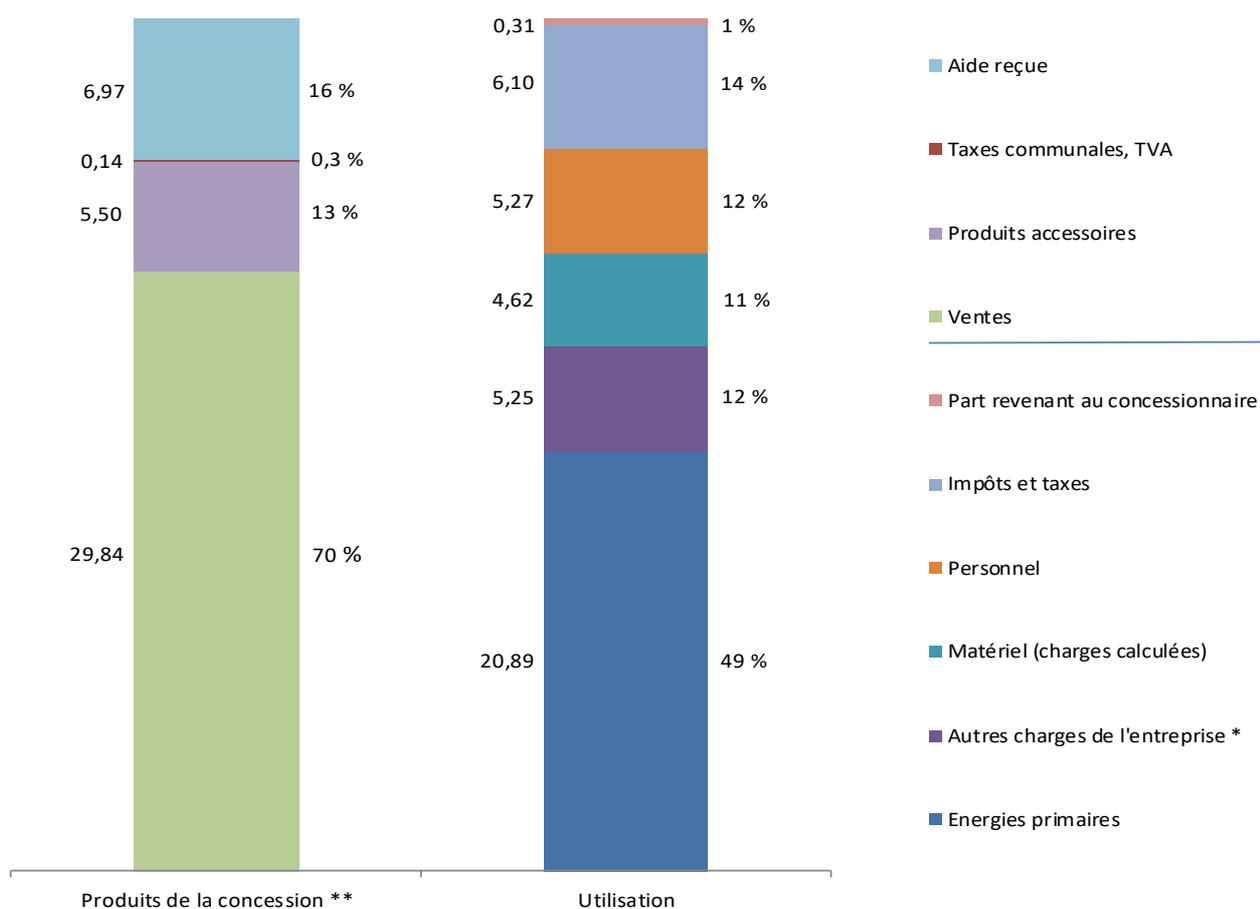
La légère hausse du prix moyen facturé en tarifs basse tension est liée à l'évolution du mix tarifs, et notamment à l'augmentation des ventes aux tarifs professionnels.

En moyenne tension, la hausse du prix moyen est liée à la baisse plus marquée de la consommation de nuit (-6,6%) par rapport à celle de jour (-5,4%).



L'effet conjugué de la hausse des ventes en basse tension et de la baisse des ventes en moyenne tension conduisent à une évolution du mix tarifs. Les ventes en basse tension augmentent ainsi leur part de 28% à 30% des volumes facturés, tandis que les ventes en moyenne tension représentent désormais 70% (contre 72% l'année dernière).

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



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

**Dont 29,98 F/KWh (71%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- le prix de vente HT de l'électricité,
- les taxes communales,
- la TVA,
- les produits accessoires que sont les relances et perception de taxes.

Les charges sont hors charges non récurrentes.

Les impôts comprennent :

- les taxes communales,
- la TVA,
- l'IS,
- l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes.

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

Les énergies comprennent :

- le coût d'achat des énergies fossiles fioul et gazole,
- le coût d'achat des énergies renouvelables solaire,
- le coût des huiles.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2018, le montant des créances d'énergie souscrits dans la concession de Bora Bora, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/18, était de 121,6 Millions Cfp, ce qui représente 9,8% du chiffre d'affaires énergie 2018, soit un délai de créances clients de 67 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 540 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 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 le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 37 clients par mois, soit 1,2% du nombre total de contrats.

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

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

En 2018, près de 1,4 Millions Cfp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Bora Bora, soit moins de 0,1% des ventes d'énergie réalisées sur 2018.

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
Eclairage Public	29	151 379	5 923 923	39,13
Usages professionnels Basse Tension	55	496 391	22 886 463	46,11
Moyenne Tension	6	505 277	16 180 006	32,02
Total	90	1 153 047	44 990 392	39,02

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT augmente de 4,3% en 2018 et s'établit à 45 Millions Cfp TTC, le tout réparti sur 90 compteurs. Les volumes s'accroissent de 7% (+75 MWh), en lien avec l'augmentation de la consommation sur les tarifs usages professionnels basse tension.

Les dépenses en éclairage public se stabilisent, avec 5,9 Millions Cfp TTC qui leur sont consacrées.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Mesure de la satisfaction clients

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

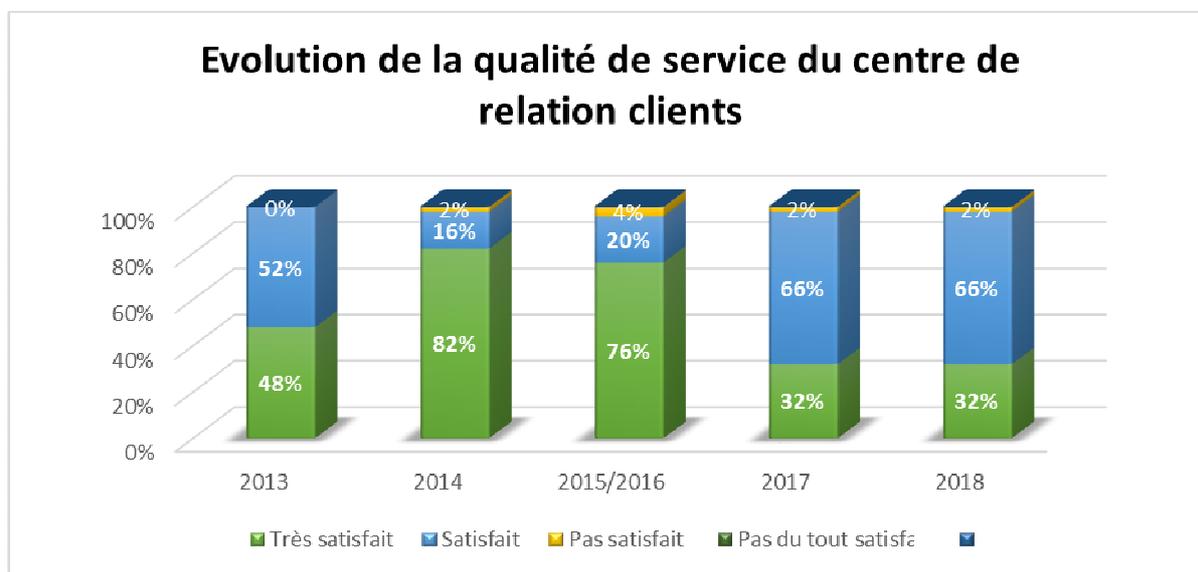


Figure 1 Campagne appels mystères

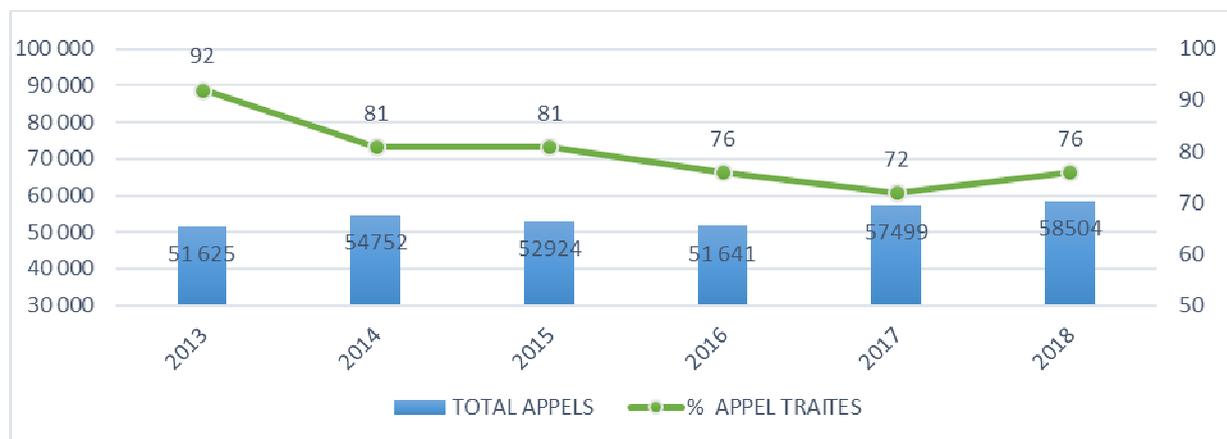


Figure 2 Suivi des appels du CRC EDT

Modes de règlement

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

- par prélèvement ou virement bancaire,
- en agence clientèle,
- à distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf ». Sur Bora Bora, plus de 500 clients sont connectés à l'agence en ligne ;
- par téléphone via le module de télévente du centre d'appels.

L'information clients par SMS

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

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

Nombre de souscriptions Services SMS BORA BORA à fin 2018

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Bora Bora	2 260	509	2 005	849	2 015	7 638

Mise en place d'un agent conversationnel : Mareva



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

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

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

Lancement d'un blog : Maeva expat.com

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



Accueil

- EDT ENGIE en bref
- Le prix de l'électricité
- Je m'installe
- Je déménage
- Je fais des économies
- Actualités
- Blog
- Nos réseaux sociaux
- Contacts utiles



Agence EDT

Bienvenue en Polynésie française

Les services EDT ENGIE sans vous déplacer



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

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

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

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

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

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
 - 3.1. 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 2018 de la concession

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

- Clients basse tension : 30 %
- Clients moyenne tension : 70 %.

La puissance de pointe maximale appelée par le réseau de distribution était de 7 680 kW, atteinte en décembre 2018. Ci-dessous l'évolution de la puissance de pointe appelée sur la période 2014-2018.

	2014	2015	2016	2017	2018
Puissance de pointe en kW	7020	7 450	7 340	7500	7680
Croissance	+0,93%	+6,12%	-1,5%	+2,17%	+2,4%

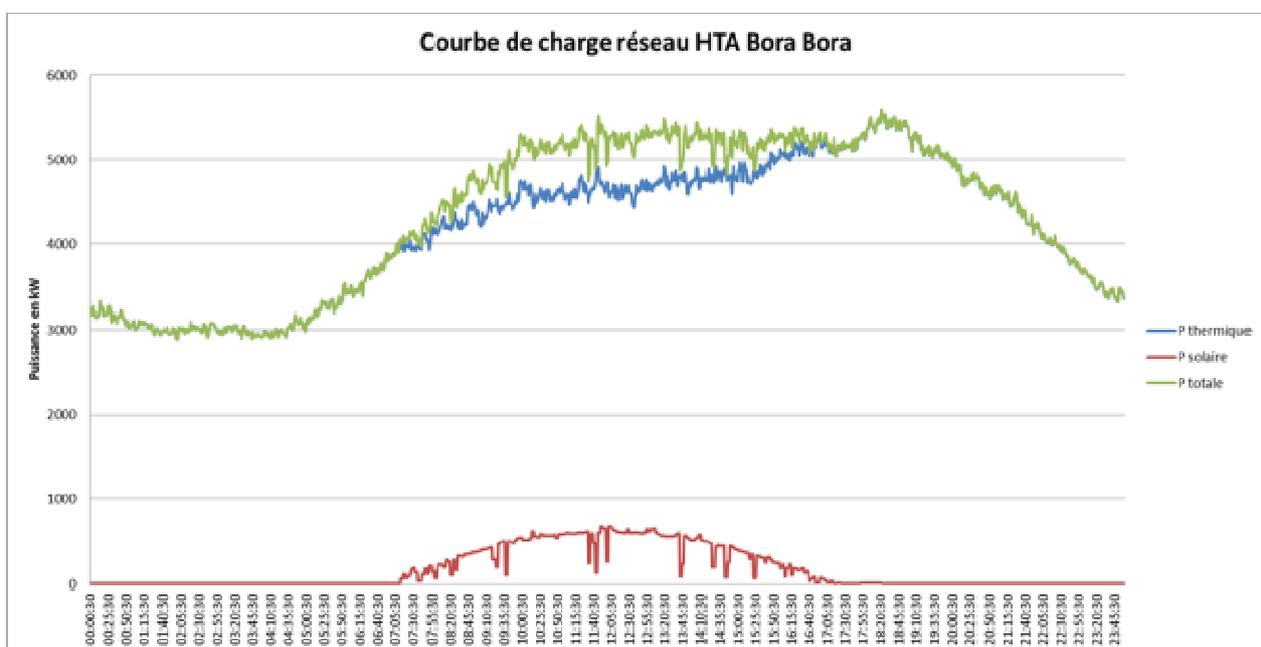
Pertes et rendement du réseau de distribution

En 2018, la part des auxiliaires de la centrale représentait 3,18% 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 92,5% pour l'année 2018.

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 2018, 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 7 680 kW.

En 2018, la centrale thermique de Faanui a produit 44,759 GWh.

Evolution de la production :

	2014	2015	2016	2017	2018
Production thermique (GWh)	42,630	42,376	44,045	45,556	44,759
Production EnR (GWh)	0,193	0,222	0,186	0,178	0,179
Production totale (GWh)	42,824	42,598	44,232	45,734	44,938

Evolution de la consommation spécifique :

	2014	2015	2016	2017	2018
Consommation spécifique en ml/kWh	258,3	256,3	258	254	255
Variation	+0,6%	-0,75%	+0,6%	-1,6%	+0,4%

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 255 ml/kWh aujourd'hui).

11,408 millions de litres de gazole et 26 855 litres d'huile ont été consommés en 2018.

BORA BORA 2018	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	3 868 065	3 744 468	16 208	995 486	257	7 250
Février	3 370 485	3 270 680	8 242	853 992	253	6 820
Mars	3 902 159	3 741 157	11 960	987 471	253	7 050
Avril	3 826 344	3 649 215	11 724	959 910	251	7 120
Mai	3 835 124	3 725 250	10 645	977 911	255	6 920
Juin	3 590 467	3 485 270	8 522	920 760	256	6 790
Juillet	3 491 044	3 379 878	9 124	919 440	263	6 790
Août	3 696 630	3 585 353	12 821	918 406	248	6 850
Septembre	3 303 673	3 200 597	14 238	840 970	255	6 560
Octobre	3 663 558	3 558 103	15 114	941 371	257	7 000
Novembre	4 086 952	3 978 344	15 408	1 045 670	256	7 530
Décembre	4 124 213	4 016 271	16 151	1 047 550	254	7 680
TOTAL	44 758 714	43 334 586	150 157	11 408 937	255	7 680

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 2018, on recensait 17 installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution publique, totalisant une puissance globale de 1 818 kWc et une production cumulée de 0,179 GWh 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 1 818 kWc d'EnR intermittentes en service et raccordées au réseau à fin 2018, la limite de 30% concernant les énergies intermittentes (30% de la puissance appelée minimale de jour, fixé à 1 500 kW en 2018), garante de la stabilité du système électrique de l'île, est atteinte. Aucune déconnexion de producteurs PV n'a toutefois encore été effectuée en 2018.

En 2019, près de 460 kWc de nouveaux projets en autoconsommation avec revente de surplus sont prévus.

Avec ces futures installations, la puissance installée PV connectée au réseau de distribution atteindrait **2 278 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 2019 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.

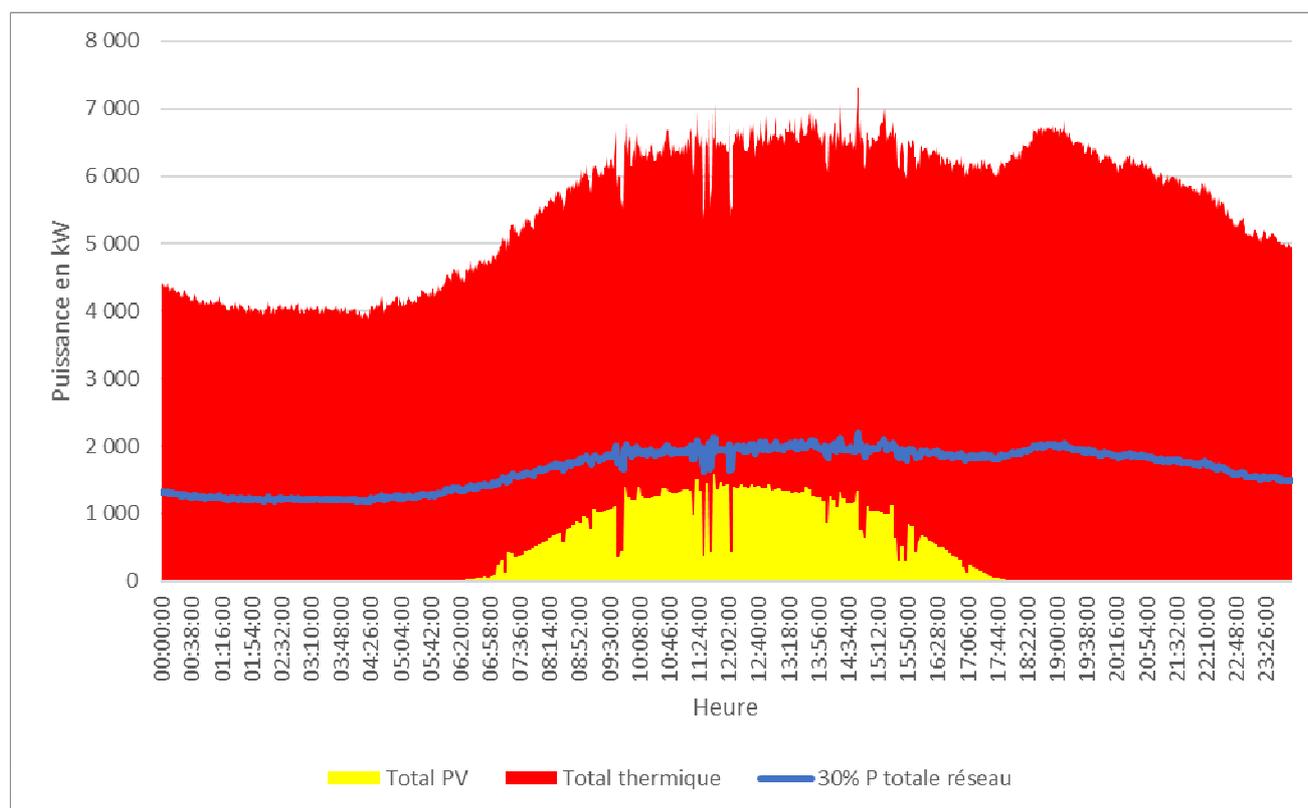
Equilibre du système électrique

Bilan 2018

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.

Equilibre journalier

Le graphique ci-dessous reproduit l'empilement des moyens de production disponibles pour une journée typique, en 2018.



Développement et renouvellement du parc de production thermique

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

Intitulé	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	Puissance nominale (kVA)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2018	HDM au 1er Janvier 2019	Nbre heure de fonctionnement en 2018
G1 BORA	CUMMINS KTA50	BASE	1400	640	31/01/1996	12 049	12 051	2
G3 BORA	WARTSILA W200 V12	BASE	2500	1800	01/01/2001	67 222	67 702	480
G4 BORA	WARTSILA W9L32	BASE	4850	3880	01/06/2011	32 213	34 349	2 136
G6 BORA	WARTSILA 6R32	BASE	2650	2000	01/01/1998	91 894	91 948	54
G7 BORA	WARTSILA W200	BASE	2500	1800	01/01/2002	66 672	68 567	1 895
G10 BORA	WARTSILA 8R32	BASE	3560	2850	01/01/1997	107 392	115 346	7 954
G12 BORA	WARTSILA W200	BASE	2500	1800	01/01/2000	51 861	51 877	16
G13 BORA	WARTSILA W9L32	BASE	4850	3880	01/06/2011	31 577	38 979	7 402

Les trois groupes Wartsila W200 devront être renouvelés sur la période 2020-2022. Deux de ces groupes sont prévus d'être renouvelés par des groupes rapides CUMMINS de type QSK60 de 1800 kW dès fin 2019. Le groupe KTA 50 G1 sera également déposé à l'occasion de ces travaux.

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 2018, des travaux d'entretien des lignes aériennes ont été entrepris, et 300 ml de câbles HTA souterrains défectueux ont été renouvelés entre les postes B7131 et le poste B7133 à Matira.

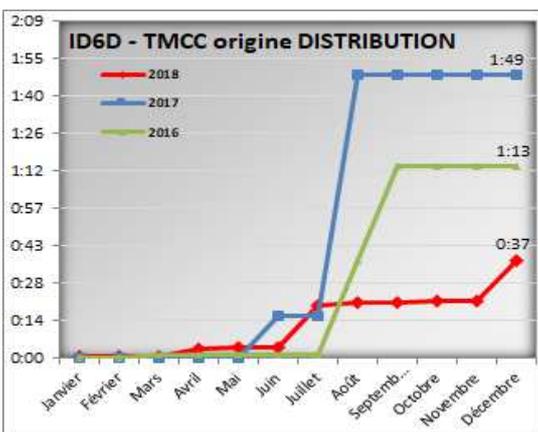
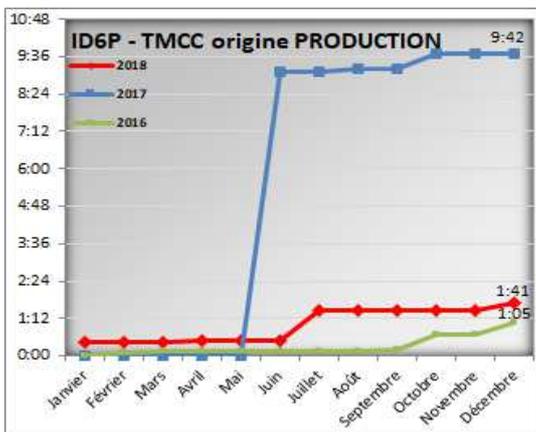
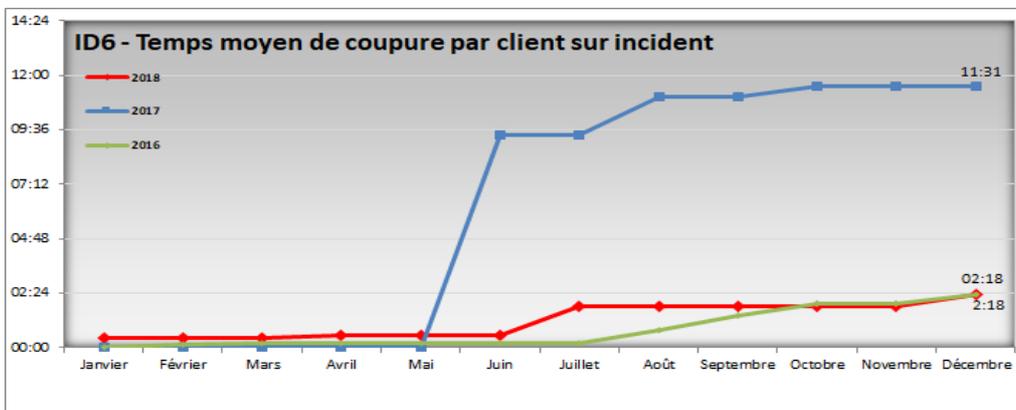
En 2019, le programme de renouvellement des réseaux souterrains HTA sera mis en stand-by et remis à jour après réalisation de contrôles complémentaires sur certains tronçons HTA. Le programme de renouvellement des réseaux HTA reprendra en 2020.

3.2 - Qualité de service

Le Temps Moyen de Coupure par Client (TMCC) sur incident est de 2h18 en 2018, nettement amélioré par rapport à 2017 (11h31).

La rupture du câble de puissance d'un alternateur en juin est la principale origine du TMCC.

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



3.3 - Qualité - Sécurité - Environnement

26 135 litres d'huile de vidange et d'effluents d'hydrocarbures et 4 m³ de déchets solides (filtres, chiffons souillés par de l'hydrocarbure) ont été rapatriés sur Tahiti en 2018 dans les filières de traitement.

Un exercice POI de lutte contre l'incendie a été réalisé en juillet 2018. Ce type d'exercice incendie est annuel et permet la formation des agents de première intervention, aussi bien pour la commune que pour les agents de la centrale.

3.4 - Travaux significatifs - Faits marquants

Une réunion regroupant une délégation d'EDT et une partie du conseil municipal de Bora Bora a eu lieu le 18 juillet 2018 à la mairie. Ce type de réunion a pour objectif de présenter au concédant les nouveaux PDG et chef de centre, les données techniques de 2018 et de recueillir les diverses demandes de la mairie concernant les extensions 14A1 et l'enfouissement des réseaux électriques.

Un audit de certification par l'organisme AFAQ a eu lieu le 18 septembre 2018 sur Bora Bora (centrale et agence EDT). A l'issue de l'audit, les certifications ISO9001, ISO14001 et ISO45001 ont été obtenues.

Production

- G6 6R32 : 12 mois à l'arrêt suite révision de l'alternateur en Australie
 - Révision R24000H du G4 (9L32)
 - Révision R24000H du G3 (W200V12)
 - Contrôle règlementaire des 2 cuves 50m³ gasoil par VERITAS. Les résultats sont conformes.



Distribution

- Renouvellement de 300 m de câbles HTA souterrains défectueux
- Renouvellement de 300m de câbles BT souterrains défectueux
- Renouvellement de 27 poteaux BT termités
- Renouvellement de 7 poteaux HTA termités
- Sécurisation des installations intérieures non conformes

3.5 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2018	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
17	1 818	8	290	7	-	-	1	23,64 F/kWh

3.6 - Unités d'œuvres 2018 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	7 680
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	3 880
Puissance garantie en kW (PG2)	10 890
Nb de kWh vendus	41 578 278
Quantité en litre de combustible	11 408 937
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	43 334 586
Nb de kWh solaire acheté par tarif	179 471
Nb de kWh hydro acheté par tarif	-
Nb de km de réseaux hors branchements	160,4
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés (DP et Privée)	24 265
Nombre d'abonnés (BT et HT)	3 138

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	1 190	-	-	28 124	150 157

Répartition des longueurs Réseaux

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT			RESEAU HT+BT				
	Aérien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Bora Bora	9,2	40,0	18,4	67,6	29,2	62,1	91,3	38,4	120,4	158,9	24,2%	75,8%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite/entretien de la moto pompe incendie et de la nacelle avec ENGIE SERVICES,
- la maintenance, dépannage et stockage des pièces des groupes G4 et G13 avec ENGIE SERVICES.

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

4.1 Principe de la comptabilité appropriée

4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique

4.3 Actif, Passif et Résultat de la concession

4.4 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et Produits comptabilisés

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) – La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) – La séparation des services délégués

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

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

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

4.1.3) – Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) – La prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Bora Bora, en 2018 :

- les imputations directes concernent 91 % du total des dépenses de la concession de Bora Bora. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 9 % 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	89%	2%	91%
Frais répartis sur la concession	4%	5%	9%
Total	93%	7%	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 leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) – La permanence des méthodes

- **Compte de résultat analytique**

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

4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

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

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

4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	23
	Mise à disposition personnel	1 405 512
Convention d'assistance	La société ENGIE s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	8 376 565
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	6 130 611
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	853 498

Electra

Libellé	Description	23
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xp/kwh et 45xp/kwh	6 006 280
Redevance solaire	Electra est producteur d'énergie solaire, EDT lui facture la redevance autoproducteur conformément au jopf.	127 680
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.	1 239 853

Autres parties liées

Libellé	Description	23
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	46 512 206
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	46 026 820

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En rappelant :

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

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

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

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

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

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

N/A

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

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 89 % 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 11 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

Compte de résultat

➤ Postes du compte de résultat

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,679% (- 0,321 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,204 % (-0,321 % + 1 % + 0,525 % surperformance financière)
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

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

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

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

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

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

➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

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

4.2.1. Les frais de siège :

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

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

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

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

4.2.2. Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.3. Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.4. Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.5. Les coûts informatiques :

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

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

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

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

4.2.7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

4.2.8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

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

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

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

**Détail des frais répartis
Bora Bora**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Bora Bora en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Bora Bora
Frais de siège	1 388,5	1 177,5			67,8	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	6%
Exploitation des îles	297,6	297,5	35,0	0,3	35,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	957,6	115,3
Cliens/île	38,0	39,0	4,9		4,9	Nombre d'abonnés îles	24 325	3 138
Exploitation réseau Tahiti	365,7	365,3	0,3	0,2	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	338,9	0,5
Suivi et développement	69,6	69,5	2,4	-0,5	1,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,9	2,6
Travaux production	45,3	39,1	7,1	0,3	7,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21,7	4,0
Travaux réseau	97,2	92,7	3,0	0,3	3,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	33,2	2,7
Rolève Intervention Branchement	252,7	242,2	0,6	0,3	0,6	Temps pointé par la cellule	133,1	0,3
Gestion administrative du solaire	38,1	35,5	0,3		0,3	Contrats solaires	1 976	17
Service Grand compte	53,8	49,3	2,0	-0,1	2,5	Contrats grands comptes	5 150	277
Marketing & E-services	53,4	47,8	1,9		1,9	Nombre d'abonnés	77 399	3 138
Comptabilité client et recouvrement	1,2	1,0	0,0		0,0	Nombre d'abonnés	77 399	3 138
Magasins	27,0	25,2	0,8		0,8	Sorties de stock valorisées	1 284 413,0	45 622,0
Total support externe					60,5			
Support interne de l'île					51,6			
Total Support					112,4			

(1) Répartition du total annuel via clé de répartition

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

(3) si pointages : taux noirce → répartition du reste à imputer via la clé de répartition
sinon méthode (1)

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Bora Bora	
	2018	2017
Immobilisations concédées *	5 516 218 922	5 234 502 758
- Production	3 635 448 222	3 450 788 399
- Distribution	1 880 770 700	1 783 714 359
Immobilisations privées	102 034 051	350 835 071
Immobilisations en-cours	23 232 724	7 990 630
- Production	12 364 705	5 734 780
- Distribution	7 723 771	1 217 097
- Privées	3 144 248	1 038 753
Avances et acomptes	0	0
Total immobilisations brutes	5 641 485 697	5 593 328 459
Amortissements et provisions **	-3 363 054 102	-3 236 477 219
- Production	-2 186 832 285	-1 935 082 251
- Distribution	-1 084 921 596	-1 029 803 843
- Privés	-91 300 221	-271 591 125
Immobilisations nettes	2 278 431 595	2 356 851 240
Stock	121 565 544	76 317 429
Créances clients	248 762 118	269 686 075
Autres créances	39 212 956	6 491 254
Provisions pour dépréciation	-34 826 887	-28 094 484
Stock et créances nets	374 713 730	324 400 274
Compte courant du concessionnaire	236 473 764	247 538 103
TOTAL ACTIF	2 889 619 089	34 892 271 697

* Immobilisations concédées

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	3 450 788 399	3 450 788 399
Concessionnaire - Droit incorporel	184 659 823	
Total concessionnaire	3 635 448 222	3 450 788 399
Total Tiers et concédant	0	0
Total au bilan	3 635 448 222	3 450 788 399

** Amortissements et provisions

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	-2 051 415 083	-1 935 082 251
Concessionnaire - Droit incorporel	-135 417 202	
Total concessionnaire	-2 186 832 285	-1 935 082 251
Tiers et concédant	0	0
Total au bilan	-2 186 832 285	-1 935 082 251

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	1 257 612 837	1 240 352 284
Concessionnaire - Droit incorporel	67 297 828	
Total concessionnaire	1 324 910 665	1 240 352 284
Tiers et concédant	555 860 035	543 362 075
Total au bilan	1 880 770 700	1 783 714 359

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	-698 629 940	-710 986 324
Concessionnaire - Droit incorporel	-49 351 740	
Total concessionnaire	-747 981 680	-710 986 324
Tiers et concédant	-336 939 916	-318 817 519
Total au bilan	-1 084 921 596	-1 029 803 843

1 Amortissement et provisions

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

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

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

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

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

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Bora Bora	
	2018	2017
Résultat	15 907 092	112 350 954
Capitaux propres	15 907 092	112 350 954
Droits des tiers et concédants apports gratuit	218 920 119	224 544 556
- Distribution	218 920 119	224 544 556
Droits des concédants PRU	0	0
Amortissements techniques pour ordre	0	0
Droits du concédant exigible en nature	218 920 119	224 544 556
Caducité	0	0
Provisions pour renouvellement	0	0
Autres provisions	15 575 539	14 600 346
- PIDR	15 575 539	14 600 346
Provision pour risques et charges	15 575 539	14 600 346
Clients - avances sur consommation	42 674 939	42 347 806
Fournisseurs	191 677 113	129 644 035
Dettes fiscales et sociales	118 258 687	141 216 955
Passif de renouvellement	2 284 082 322	2 256 720 148
- Production	1 392 538 712	1 375 347 389
- Distribution	891 543 610	881 372 759
Produits constatés d'avance	2 523 279	7 364 819
Emprunts et dettes	2 639 216 339	2 577 293 762
TOTAL PASSIF	2 889 619 089	34 892 271 697

2

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

4.3.3. COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Bora Bora 2017			Bora Bora 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	466 396 379	13 757 578	480 153 957	446 362 121		446 362 121
	- LO UP1 : Puissance maximale majorée -1	10 975,00		10 975	10 975,00		10 975
	- Forfait FP1	44 438,00		44 438	44 503,00		44 503
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-315 204 546	7 752 531	-307 452 015	-347 026 381	1 394 102	-345 632 280
	par UO : Puissance maximale majorée	-28 720		-28 014	-31 620		-31 493
	- Maintenance	-78 887 645		-78 887 645	-78 006 069		-78 006 069
	- AC	-13 956 208		-13 956 208	-10 324 660		-10 324 660
	- ACE	-28 616 720		-28 616 720	-31 105 849		-31 105 849
	- MO	-36 314 717		-36 314 717	-36 389 007		-36 389 007
	- AUTRES				-186 553		-186 553
	- Conduite et Fonctionnement	-30 543 819		-30 543 819	-47 388 315		-47 388 315
	- AC	-958 509		-958 509	-1 585 276		-1 585 276
	- ACE	-4 963 192		-4 963 192	-7 903 038		-7 903 038
	- MO	-8 769 807		-8 769 807	-2 326 578		-2 326 578
- AUTRES	-15 852 311		-15 852 311	-35 573 423		-35 573 423	
- Amortissement des actifs de concession	-133 524 155		-133 524 155	-137 627 707		-137 627 707	
- Dot. Amortissement Technique							
- Dot. Amortissement Caducité							
- Dot. Provision pour Renouvellement							
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles							
- Reprise Provision pour Renouvellement							
- Dotation provision pour risque							
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-116 332 833		-116 332 833	-120 436 385		-120 436 385	
- Dotation / reprise de lissage	-17 191 323		-17 191 323	-17 191 323		-17 191 323	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-72 248 927	7 752 531	-64 496 396	-84 004 290	1 394 102	-82 610 188	
- Fonctions supports	-40 879 486		-40 879 486	-45 004 232		-45 004 232	
- Frais de siège	-31 369 441	7 752 531	-23 616 910	-39 000 058	1 394 102	-37 605 956	
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	71 288 577	2 102 843	73 391 420	71 139 675		71 139 675
	- LO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	42 622 014		42 622 014	44 253 999		44 253 999
	- Forfait FP2	1,749		1,749	1,759		1,759
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-97 732 258	268 123	-97 464 135	-73 778 999	67 729	-73 711 270
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,293		-2,287	-1,667		-1,666
	- Maintenance	-93 578 178		-93 578 178	-65 387 012		-65 387 012
	- AC	-63 603 792		-63 603 792	-27 666 642		-27 666 642
	- ACE	-25 406 284		-25 406 284	-32 341 418		-32 341 418
	- MO	-4 568 102		-4 568 102	-5 378 952		-5 378 952
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents	-582 274		-582 274			
	- Quote part des activités support affectées	-3 571 806	268 123	-3 303 683	-8 391 987	67 729	-8 324 258
	- Fonctions supports	-2 486 888		-2 486 888	-6 497 262		-6 497 262
	- Frais de siège	-1 084 918	268 123	-816 795	-1 894 725	67 729	-1 826 996
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	726 509 894	21 430 304	747 940 198	787 718 663		787 718 663
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	17,05		17,55	17,80		17,80
	- Consommations	-759 705 715		-759 705 715	-861 941 161		-861 941 161
	- Fioul						
- Gasoil	-752 257 689		-752 257 689	-854 466 694		-854 466 694	
- Huile	-7 448 026		-7 448 026	-7 474 467		-7 474 467	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées				-3 410		-3 410
	- Fonctions supports				-3 410		-3 410
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
- Coûts sur revente energie							
MARGE AVANT IS							
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	10 078 933		10 078 933	6 629 925		6 629 925	
- Coûts directs	-9 782 046		-9 782 046	-4 388 564		-4 388 564	
- AC	-8 148 627		-8 148 627				
- ACE	-1 345 682		-1 345 682	-36 342		-36 342	
- MO	-287 737		-287 737	-4 352 222		-4 352 222	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-296 887		-296 887	-2 258 388		-2 258 388	

		Bora Bora 2017			Bora Bora 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS		1 274 273 784	37 290 724	1 311 564 508	1 311 850 384		1 311 850 384
MARGE AVANT IS		91 552 332	45 311 378	136 863 709	22 453 480	1 461 831	23 915 311
- IS.		-41 840 817	-20 707 993	-62 548 810	-13 368 741	-870 370	-14 239 111
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION		49 711 515	24 603 384	74 314 899	9 084 739	591 461	9 676 200
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		42 254 787	20 912 877	63 167 664	7 722 028	502 742	8 224 770
En % des produits		3%	-56%	5%	1%		1%
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	205 423 290	6 059 496	211 482 786	198 722 656		198 722 656
	- LO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	158		158	160		160
	- Forfait FD2	1 359 554		1 359 554	1 360 959		1 360 959
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-123 328 621	4 004 740	-119 323 880	-147 814 327	747 191	-147 067 136
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-780 561		-755 214	-925 141		-920 464
	- Maintenance	-39 525 579		-39 525 579	-45 376 118		-45 376 118
	- AC	-2 005 981		-2 005 981	-2 738 217		-2 738 217
	- ACE	-8 451 668		-8 451 668	-15 777 760		-15 777 760
	- MO	-29 067 930		-29 067 930	-26 860 141		-26 860 141
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	1 723 207		1 723 207	-7 000 358		-7 000 358
	- AC	-95 310		-95 310	-2 624 423		-2 624 423
	- ACE	-516 211		-516 211	-665 020		-665 020
	- MO	3 535 139		3 535 139	-2 256 052		-2 256 052
	- AUTRES	-1 200 411		-1 200 411	-1 454 863		-1 454 863
	- Amortissement des actifs de concession	-50 482 100		-50 482 100	-54 275 932		-54 275 932
	- Dot. Amortissement Technique						
- Dot. Amortissement Caducité							
- Dot. Provision pour Renouvellement							
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles							
- Reprise Provision pour Renouvellement		569 357 514	569 357 514				
- Dotation provision pour risque		-569 357 514	-569 357 514				
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-33 067 317		-33 067 317	-41 819 015		-41 819 015	
- Dotation / reprise de lissage	-17 414 783		-17 414 783	-12 456 917		-12 456 917	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-35 044 148	4 004 740	-31 039 408	-41 161 920	747 191	-40 414 729	
- Fonctions supports	-18 839 573		-18 839 573	-20 259 226		-20 259 226	
- Frais de siège	-16 204 575	4 004 740	-12 199 835	-20 902 694	747 191	-20 155 503	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 888 764		1 888 764	1 982 990		1 982 990
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	12 077 973		12 077 973	13 834 857		13 834 857
	- Coûts directs	-10 043 448		-10 043 448	-9 725 236		-9 725 236
	- AC	-2 728 806		-2 728 806	-2 917 450		-2 917 450
	- ACE	-5 659 604		-5 659 604	-3 921 676		-3 921 676
	- MO	-1 594 434		-1 594 434	-1 679 602		-1 679 602
	- AUTRES	-60 604		-60 604	-1 206 508		-1 206 508
	- Quote part des activités support affectées	-2 130 776	25 642	-2 105 134	-4 313 643	6 253	-4 307 390
	- Fonctions supports	-2 027 019		-2 027 019	-4 138 726		-4 138 726
	- Frais de siège	-103 757	25 642	-78 115	-174 917	6 253	-168 664
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	57 191 668		57 191 668	46 080 605		46 080 605
	- Coûts directs	-54 343 672		-54 343 672	-43 020 224		-43 020 224
	- AC	-14 378 866		-14 378 866	-12 322 717		-12 322 717
- ACE	-35 367 021		-35 367 021	-27 163 212		-27 163 212	
- MO	-4 290 653		-4 290 653	-3 198 877		-3 198 877	
- AUTRES	-307 132		-307 132	-335 418		-335 418	
- Quote part des activités support affectées	-4 838 150		-4 838 150	-5 179 732		-5 179 732	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS		276 581 695	6 059 496	282 641 191	260 621 108		260 621 108
MARGE AVANT IS		81 897 028	10 089 878	91 986 906	50 567 946	753 443	51 321 389
- IS.		-37 428 196	-4 611 229	-42 039 424	-30 108 018	-448 598	-30 556 616
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION		44 468 832	5 478 649	49 947 482	20 459 928	304 845	20 764 773
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		37 798 508	4 656 852	42 455 360	17 390 939	259 118	17 650 057
En % des produits		14%	-77%	15%	7%		7%

		Bora Bora 2017			Bora Bora 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	1 270 498 433	37 476 665	1 307 975 098	1 311 366 066		1 311 366 066
	- Achat d'électricité d'origine thermique	1 264 194 851	37 290 724	1 301 485 575	1 305 220 459		1 305 220 459
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	6 303 583	185 941	6 489 523	6 145 607		6 145 607
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	COUTS D'ACHAT	-1 270 786 458	-37 290 724	-1 308 077 182	-1 311 945 134		-1 311 945 134
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-1 264 194 851	-37 290 724	-1 301 485 575	-1 305 220 459		-1 305 220 459
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-6 591 607		-6 591 607	-6 724 675		-6 724 675
GESTION ADMINISTRATIVE	943 418	3 608	947 026	-754 037	9 379	-744 658	
- Produits de la Redevance solaire	1 277 636		1 277 636	1 453 554		1 453 554	
- Coûts de Fonctionnement	-224 100		-224 100	-814 751		-814 751	
- AC							
- ACE	-224 100		-224 100	-377 550		-377 550	
- MO				-437 201		-437 201	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-110 118	3 608	-106 510	-1 392 840	9 379	-1 383 461	
- Fonctions supports	-95 520		-95 520	-1 130 463		-1 130 463	
- Frais de siège	-14 598	3 608	-10 990	-262 377	9 379	-252 998	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	6 197 216		6 197 216	9 028 895		9 028 895
	- Coûts directs	-5 169 848		-5 169 848	-6 997 175		-6 997 175
	- AC	-5 405 491		-5 405 491	-604 537		-604 537
	- ACE	-1 982 476		-1 982 476	-1 591 763		-1 591 763
	- MO	-1 719 345		-1 719 345	-1 418 668		-1 418 668
	- AUTRES	3 937 464		3 937 464	-3 382 207		-3 382 207
	- Quote part des activités support affectées	-4 737 145	17 293	-4 719 852	-2 306 519	5 180	-2 301 338
	- Fonctions supports	-4 667 173		-4 667 173	-2 161 600		-2 161 600
	- Frais de siège	-69 972	17 293	-52 679	-144 918	5 180	-139 738
	GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	21 445 676	632 596	22 078 272	20 968 919	
- UO UC : Nombre d'abonnés -1		3 015		3 015	3 079		3 079
- Forfait FC		7 438		7 438	7 452		7 452
PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE		5 656 845		5 656 845	5 709 582		5 709 582
- Frais de relance		2 545 026		2 545 026	2 655 396		2 655 396
- Frais de perception de taxe		3 111 819		3 111 819	3 054 186		3 054 186
COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE		-54 762 842	1 577 221	-53 185 621	-63 058 734	275 365	-62 783 368
par UO : Nombre d'abonnés		-18 163		-17 640	-20 480		-20 391
- Affranchissements		-4 224 232		-4 224 232	-4 373 317		-4 373 317
- Fonctionnement		-21 038 215		-21 038 215	-27 207 871		-27 207 871
- AC	-277 061		-277 061	-697 760		-697 760	
- ACE	-2 363 403		-2 363 403	-2 174 728		-2 174 728	
- MO	-18 376 470		-18 376 470	-17 353 937		-17 353 937	
- AUTRES	-21 281		-21 281	-6 981 446		-6 981 446	
- Quote part des activités support affectées	-29 500 395	1 577 221	-27 923 174	-31 477 546	275 365	-31 202 180	
- Fonctions supports	-23 118 409		-23 118 409	-23 774 190		-23 774 190	
- Frais de siège	-6 381 986	1 577 221	-4 804 765	-7 703 355	275 365	-7 427 990	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	2 642 958		2 642 958	3 571 895		3 571 895
	- Autres						
	- Frais de coupure	2 642 958		2 642 958	3 571 895		3 571 895
	- Coûts directs	-1 668 942		-1 668 942	-2 044 639		-2 044 639
	- AC	-102 256		-102 256	-64 701		-64 701
	- ACE						
	- MO	-1 566 686		-1 566 686	-1 979 938		-1 979 938
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-1 347 595	36 660	-1 310 935	-2 169 125	7 324	-2 161 801
	- Fonctions supports	-1 199 256		-1 199 256	-1 964 223		-1 964 223
- Frais de siège	-148 339	36 660	-111 679	-204 902	7 324	-197 578	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	1 307 718 764	38 109 261	1 345 828 025	1 352 098 912		1 352 098 912	
MARGE AVANT IS	-31 088 282	2 453 318	-28 634 964	-38 630 004	297 249	-38 332 755	
- IS.	14 207 821	-1 121 204	13 086 617	23 000 200	-176 981	22 823 219	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION	-16 880 461	1 332 114	-15 548 347	-15 629 804	120 268	-15 509 537	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-14 348 392	1 132 297	-13 216 095	-13 285 334	102 228	-13 183 106	
En % des produits	-1%	-3%	-1%	-1%		-1%	

		Bora Bora 2017			Bora Bora 2018		
		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	2 154 650		2 154 650
	- 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						
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-445 129	-13 130	-458 259	-2 724 754		-2 724 754
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	230 353		230 353	1 680 580		1 680 580
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	235 118		235 118	1 300 916		1 300 916
	MARGE AVANT IS	20 342	-13 130	7 212	256 742		256 742
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	1 600 433 359	44 347 334	1 644 780 694	1 618 779 841		1 618 779 841
	TOTAL DES CHARGES	-1 451 552 844	13 685 817	-1 437 867 027	-1 581 977 027	2 512 523	-1 579 464 504
	MARGE AVANT IS	148 880 516	58 033 151	206 913 667	36 802 813	2 512 523	39 315 337
	- IS.	-68 040 675	-26 522 039	-94 562 713	-21 912 296	-1 495 949	-23 408 245
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	80 839 841	31 511 113	112 350 954	14 890 518	1 016 574	15 907 092
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	68 713 865	26 784 446	95 498 310	12 656 940	864 088	13 521 028
	En % des produits	4,3%	-60%	5,8%	0,8%		0,8%

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+ 2 MF sur la marge avant IS de la concession suite à une reprise de provisions pour contentieux y/c CST en 2018 (en frais de siège).

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

Commentaires sur la variation des produits : + 18 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 + **27 MF**.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - **9 MF** sont :

- **Production : - 3 MF**
 - - 3 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : - 9 MF**
 - + 2 MF sur les travaux vendus
 - - 11 MF sur les travaux immobilisés
- **Fourniture : + 4 MF**
 - + 3 MF sur les études et raccordement d'installations solaires
 - + 1 MF sur les travaux vendus
 -

Commentaires sur la variation des charges : + 130 MF

- **Production : + 107 MF**
 - + 32 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance de la centrale dont :

- + 20 MF au titre de la provision pour dépréciation des stocks moteurs non mouvementé depuis 4 ans et destinés uniquement aux groupes de la centrale de Bora Bora.
 - + 4 MF au titre des charges calculées lissées
 - + 8 MF au titre des frais de siège
 - + 102 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
 - - 24 MF au titre des révisions R12000h et R24000h.
 - - 3 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Distribution : + 15 MF**
 - + 24 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 4 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 6 MF au titre de la maintenance et l'entretien des réseaux
 - + 10 MF sur la conduite et fonctionnement des réseaux
 - + 4 MF au titre des frais de siège
 - + 2 MF au titre des travaux vendus
 - - 11 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : + 11 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 8 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
 - + 1 MF au titre des travaux vendus
 - + 2 MF au titre de la gestion solaire
- **Financier : - 3 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 112 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 en produits le CA péréqué. Cela génère un manque à gagner de 144 MF sur l'exercice.
- La hausse de 102 MF au titre des matières consommées.

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

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

4.4.1) – Revenu autorisé

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

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= \text{RE} + \text{CE} \\ \mathbf{1.674.697.154} &= \mathbf{806.031.319} + \mathbf{868.665.835} \end{aligned}$$

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 2017 sont :

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	10 975	10 975		44 438	44 503	0,1%	487 707 050	488 420 425	0,1%
Nb de kWh produits	42 622 014	44 253 999	3,8%	1,749	1,759	0,6%	74 545 902	77 842 784	4,4%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	158,000	159,775	1,1%	1 359 554	1 360 959	0,1%	214 809 532	217 447 224	1,2%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	3 015	3 079	2,1%	7 438	7 452	0,2%	22 425 570	22 944 708	2,3%
RE - "Forfaits"							799 488 054	806 655 141	0,9%
Résultat financier							-465 470	-2 981 493	540,5%
Partage des gains de rendement							6 796 054	2 357 671	
RE (Revenu de l'exploitation)							805 818 638	806 031 319	0,0%

4.4.1.2) – Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2017			2018		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	11 590 766	64,90	752 257 689	11 408 937	74,89	854 466 693
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	26 760	278,33	7 448 026	26 855	278,33	7 474 467
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	177 733	37,09	6 591 607	179 471	37,47	6 724 675
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				766 297 322	868 665 835		

Prix des combustibles

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

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

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

		Bora Bora			
		2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	1 240 686 885	1 263 747 845	1 219 398 429	1 228 798 035
Péréquation	B	289 800 653	239 673 514	283 872 515	327 471 721
CA péréqué	C=A+B	1 530 487 538	1 503 421 359	1 503 270 944	1 556 269 756
Ecart RA/CA 2018		n/a	68 694 600	-44 347 334	n/a
Revenu autorisé		1 674 697 154	1 572 115 960	1 458 923 610	1 556 269 756
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	-68 694 600	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	44 347 334	n/a	n/a
Produits comptabilisés		1 530 487 538	1 547 768 694	1 458 923 610	1 556 269 756

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

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2018	Réalisé 2017
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	41 578 278	42 939 814
<i>Rendement (kWh) Energie vendue / Energie produite & achetée</i>	92,5%	93,9%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	1 190	1 529
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	28 124	32 113
Achat Electra 40F/kWh	150 157	144 091
Total Production Photovoltaïque	179 471	177 733
Production hydro		
Production Total EnR	179 471	177 733
Production brute thermique à produire	44 758 714	45 555 534
Production nette thermique à produire	43 334 586	44 820 146
Total production (EDT et Autres)	44 938 185	45 733 267
<i>Total production sur 30 jours / Variation en % N / N-1</i>		
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,255	0,254
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	24 440	58 180
Achat matière première	11 446 457	11 557 026
Stock final	61 960	24 440
Consommation matière première	11 408 937	11 590 766
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,255	0,254
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	74,89 F	64,90 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	278,33 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	1 590 335	3 656 788
Achat matière première	858 188 313	750 191 236
Stock final	5 311 955	1 590 335
Consommation matière première	854 466 693	752 257 689
Huile	7 474 467	7 448 026
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	861 941 160	759 705 715
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	6 724 675	6 591 607
(CE) TOTAL achat de matières premières	868 665 835	766 297 322

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

	2017	Acquisition ⁽¹⁾	Cession ⁽²⁾	2018	Reclassement droit incorporel ⁽³⁾	Total bilan 2018
Production	3 450 788 399	0	0	3 450 788 399	184 659 823	3 635 448 222
Distribution	1 783 714 359	54 107 078	-24 348 565	1 813 472 872	67 297 828	1 880 770 700
Total	5 234 502 758	54 107 078	-24 348 565	5 264 261 271	251 957 651	5 516 218 922

(1) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute			
			Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
604360	14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS NUNUE QT TEHUPE HENRI BORA	804 895		804 895	
631300	14A1 MT/038363/DTE/ST/GTS MATIRA BORA QT SHANON P	613 927		613 927	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 418 822	-	1 418 822	-
CP2018	RESEAUX CP BORA BORA 2018 CP 2018	25 450 799	25 450 799		
818530	RNV RSX HTAS ANAU BORA ENTRE B7131 VERS B7133	7 884 301		7 884 301	
CP2018	BRCHT/COMPTAGES BORA BORA CP 2018	4 820 009			4 820 009
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	38 155 109	25 450 799	7 884 301	4 820 009
712035	RSX SOUT TIERS BORA 2018 FINANCEMENT MOOREA	2 189 842		2 189 842	
621725	RSX SOUT TIERS BORA 2018 FINANCEMENTS BORA	2 381 822		2 381 822	
BRT12/17	COMPTAGE TIERS BORA 2018 FINANCEMENT BORA BORA	9 961 483			9 961 483
	TOTAL FINANCEMENT TIERS BORA BORA	14 533 147	-	4 571 664	9 961 483
	TOTAL DISTRIBUTION BORA	54 107 078	25 450 799	13 874 787	14 781 492

(2) **Cessions de distribution** : 22,2 MF Réseaux et 2,1 MF Comptages

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

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 20,1 MF contre 6,9 MF fin 2017, soit une baisse de 13.2 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	-	64 123 719	-	54 287 773
CONSTRUCT ATELIER BORA	01/01/2000	35	23 621 951	-	11 810 976	-	11 810 975
BATIMENT BORA BORA	01/01/2000	35	-	-	-	-	-
EXTENSION CENTRALE BORA	01/01/2008	27	193 425 454	-	78 802 966	-	114 622 488
FMERE EXT BATIMENT BORA	01/01/2008	35	-	-	-	-	-
CLOTURE SUPPORT TOURET	01/05/2008	27	1 673 950	-	669 579	-	1 004 371
MISE NORMES PORTES SALLE	01/07/2009	26	351 909	-	131 101	-	220 808
RAMPE STOCKAGE ATELIER	30/03/2010	25	1 625 000	-	574 678	-	1 050 322
BAC RANGEMENT CUBITAINER	01/06/2010	25	858 800	-	299 850	-	558 950
HANGAR STOCKAGE TRANSFO	01/08/2010	24	3 168 514	-	1 092 218	-	2 076 296
DBL VITRAGE S.MACHINE BOR	01/10/2011	23	894 340	-	278 879	-	615 461
REHAUS MURET PARKING BORA	01/01/2012	23	664 783	-	202 327	-	462 456
AMENAG HANGAR VEH BORA	01/01/2012	23	280 800	-	85 463	-	195 337
AMENAG MAGASIN CENT BORA	30/01/2012	23	331 069	-	99 965	-	231 104
F&P SAS ACCES SDM2 BORA	01/08/2013	29	3 607 934	-	664 349	-	2 943 585
LOCAL BUREAU CENT BORA	25/08/2014	28	8 544 401	-	1 311 816	-	7 232 585
REMISE EN ETAT ÉCLAIRAGE	01/06/2015	20	8 395 264	-	1 536 154	-	6 859 110
RAYONNAGE EXT CENT BORA	01/08/2007	27	3 423 094	-	1 425 422	-	1 997 672
PASSERLLE STOCK CENT BORA	01/08/2007	27	415 053	-	172 837	-	242 216
AMNGT LABO CENT BORA	12/12/2007	27	582 863	-	237 867	-	344 996
DALLES BETON SOUS AERO	01/05/2008	27	1 800 050	-	720 021	-	1 080 029
AGENCEMT EXTENS CENT BORA	01/12/2008	26	19 889 128	-	7 688 768	-	12 200 360
ACCES BETON AIRE RÉTENT°	01/01/2009	26	742 238	-	285 478	-	456 760
AIRE LAVAGE EXTÉRIEUR VEH	01/01/2009	26	351 783	-	135 300	-	216 483
RACC.RESEAU ASSAINISSEMT	01/03/2009	26	643 149	-	244 811	-	398 338
REAL.CANIVEAU BETON TUYAU	01/06/2009	26	688 584	-	257 936	-	430 648
CHAUFFE-EAU SOLAIRE SANIT	01/08/2009	25	270 238	-	100 118	-	170 120
F&P D'UNE SELF DE 250V AR	01/01/2010	25	331 000	-	119 160	-	211 840
GENIE CIVIL INSTAL GROUPE	01/06/2011	32	94 014 607	-	22 573 430	-	71 441 177
BARRIERE ECOULEMT PLUVIAL	05/01/2012	23	183 300	-	55 699	-	127 601
ACHAT ETAGERES EN ACIER	01/07/2015	20	2 057 309	-	369 261	-	1 688 048
GPE CARTER PILLAR BORA	24/10/2006	6	64 622 854	-	64 622 854	-	-
PANOPLIE PIECES GPE BORA	01/06/2011	13	37 797 301	-	22 930 362	-	14 866 939

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 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	-	-
MOTEUR WARTSILA W200 BORA	01/01/2000	20	84 168 374	-	81 883 758	-	2 284 616
MOTEUR WARTSILA W9L32 BOR	01/06/2011	20	157 815 859	-	100 361 129	-	57 454 730
MOTEUR WARTSILA W200 BORA	01/01/2001	20	85 430 899	-	83 794 089	-	1 636 810
MOTEUR WARTSILA W9L32 BOR	01/06/2011	20	157 815 859	-	100 361 129	-	57 454 730
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	-	86 712 363	-	-
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	-	20 861 955	-	582 064
ALTERNAT WARTSILA W9L32 B	01/06/2011	20	33 230 838	-	21 132 759	-	12 098 079
ALTERNAT WARTSILA W200 BO	01/01/2001	20	21 765 679	-	21 348 660	-	417 019
ALTERNAT WARTSILA W9L32 B	01/06/2011	20	33 230 838	-	21 132 759	-	12 098 079
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	-	22 092 164	-	-
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	-	48 743 015	-	1 359 965
ACCESSOIRE WARTSILA W9L32	01/06/2011	20	194 381 548	-	123 614 647	-	70 766 901
ACCESSOIRE WARTSILA W200	01/01/2001	20	47 962 195	-	47 043 265	-	918 930
ACCESSOIRE WARTSILA W9L32	01/06/2011	20	194 381 548	-	123 614 647	-	70 766 901
ACCESSOIRE WARTSILA 6R32	01/01/1998	23	217 278 464	-	217 278 464	-	-
ACCESSOIRE WARTSILA W200	01/01/2002	17	1 310 171	-	1 310 171	-	-
A.N. FILIERE BORA RV 2022	01/01/2000	22	8 052 520	-	6 822 956	-	1 229 564
A.N. FILIERE BORA	01/01/2000	31	82 870 985	-	59 437 966	-	23 433 019
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	-	1 809 515	-	2 676 879
COMPTAGE THOKEIM SATAM	15/01/2010	25	2 574 114	-	922 678	-	1 651 436
FILIERE COMBUSTIBLE BORA	01/06/2011	25	22 937 971	-	6 957 852	-	15 980 119

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
INSTAL COMPTEURS GASOIL	01/01/2013	25	1 314 952	-	315 588	-	999 364
POSE PREFILTRE GASOIL	01/10/2016	25	1 322 786	-	119 050	-	1 203 736
POSE PURGE CUVE JO SDM1	01/11/2016	25	1 179 272	-	102 204	-	1 077 068
FILIERE EAU BORA	01/12/2008	25	27 748 867	-	11 192 046	-	16 556 821
FILIERE EAU CENTRALE BORA	01/06/2011	25	54 547 120	-	16 545 961	-	38 001 159
MEP NV RESEAU EAU BORA	30/04/2012	23	329 380	-	96 560	-	232 820
FILIERE ENERGIE BORA	01/12/2008	25	132 218 260	-	53 328 030	-	78 890 230
F&P D'UNE SELF DE 250V AR	01/01/2010	25	2 378 969	-	856 431	-	1 522 538
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/07/2010	25	24 229 366	-	8 406 109	-	15 823 257
FILIERE ENERGIE BORA	01/04/2011	25	3 020 829	-	936 456	-	2 084 373
FILIERE ENERGIE-CTRL BORA	01/06/2011	25	130 306 872	-	39 526 419	-	90 780 453
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G1P	06/05/2013	22	7 014 159	-	1 829 975	-	5 184 184
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G3P	06/05/2013	9	10 190 752	-	6 302 607	-	3 888 145
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G4P	06/05/2013	25	4 896 431	-	1 107 136	-	3 789 295
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G6P	06/05/2013	9	10 190 752	-	6 302 607	-	3 888 145
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G7P	06/05/2013	9	10 190 752	-	6 302 607	-	3 888 145
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G10	06/05/2013	9	10 190 752	-	6 302 607	-	3 888 145
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G13	06/05/2013	25	4 896 431	-	1 107 136	-	3 789 295
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°BOR	06/05/2013	22	7 014 159	-	1 829 975	-	5 184 184
NRJ REFORTE TABLEAU HTA	01/06/2015	20	16 819 888	-	3 077 682	-	13 742 206
NRJ INST PASSERELLE EG300	01/11/2015	25	538 599	-	68 223	-	470 376
ENERGIE - F&P MATERIEL HT	01/08/2017	25	4 344 153	-	246 169	-	4 097 984
FILIERE LUBRIFIANT BORA	01/12/2008	25	15 250 784	-	6 151 147	-	9 099 637
FILIERE LUBRIFANT BORA	01/06/2011	25	6 757 246	-	2 049 699	-	4 707 547
FILIERE ENVIRONNEMT BORA	01/12/2008	25	39 219 132	-	15 818 380	-	23 400 752
MIS.EN PLACE RESEAU EVACU	01/06/2009	25	11 453 034	-	4 390 328	-	7 062 706
FILIERE ENVIRONNEMT BORA	01/06/2011	25	4 525 000	-	1 372 583	-	3 152 417
VFA VASE FILTRE AUTO-AMOR	01/07/2013	22	2 692 850	-	688 869	-	2 003 981
VFA VASE FILTRE AUTO-AMOR	01/07/2013	25	1 795 233	-	394 950	-	1 400 283
CAPTEURS GO-SEPARATEUR LA	01/05/2014	21	979 555	-	221 191	-	758 364
EXTRATEUR EAU CENT BORA	31/12/2004	26	173 437	-	95 750	-	77 687
FILIERE SECURITE BORA	01/12/2008	25	24 779 119	-	9 994 245	-	14 784 874
FIL SECU INCENDIE BORA	01/05/2011	25	33 707 647	-	10 337 013	-	23 370 634
FILIERE SECURITE BORA	01/06/2011	25	875 050	-	265 432	-	609 618
INST EVENTS CENT BORA	01/04/2012	23	470 790	-	139 685	-	331 105
SYSTEME SECURITE INCENDIE	01/06/2013	10	13 161 541	-	7 531 327	-	5 630 214
SYSTEME SECURITE INCENDIE	01/06/2013	10	11 671 555	-	6 678 723	-	4 992 832
SIGNALISATION DEFALT CENT	01/03/2014	21	4 053 173	-	940 335	-	3 112 838
EVENT COUPURE ARR GO BORA	01/07/2014	25	5 073 858	-	913 293	-	4 160 565
F&INSTAL BARRIERE ECLUSES	01/01/2015	25	515 914	-	82 547	-	433 367

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 AIR & ECHAPPEMT	01/12/2008	25	10 679 255	-	4 307 298	-	6 371 957
COMPRESSEUR AIR30BAR BORA	01/08/2011	23	3 653 702	-	1 157 222	-	2 496 480
COMPRESSEUR AIR30BAR BORA	01/08/2011	25	3 653 702	-	1 083 931	-	2 569 771
ENS COMPRESSEUR AIR BORA	01/01/2012	25	2 724 426	-	762 839	-	1 961 587
EXTRACTEURS AIR CENT BORA	05/01/2012	23	389 112	-	118 238	-	270 874
POSE EXTRACTEUR AIR BORA	30/04/2012	23	223 926	-	65 647	-	158 279
TOTAL PRODUCTION BORA			3 450 788 399	-	2 335 174 671	-	1 115 613 728
POSTE SOCLE TITI VAHIMARA	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE SOCLE PATU-ANAU	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE SOCLE MENUISERIE	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE SOCLE OSMOSEUR	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE LR71 EGLIS.PROTEST.	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE SOCLE ORTAS	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE LR71 EQUIPMT	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE SOCLE HAAMAIRE	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE PARKING DANI MATIRA	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE LR71 CENTRE MAUTARA	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE LR71 STADE PAGOPAGO	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE LR71 RES.FARETAI	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE LR71 FACE AMANAHUNE	30/04/2009	35	2 655 409	-	882 198	-	1 773 211
POSTE DP B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25	-	1 227 960	-	171 913	1 056 047
POSTE DP B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	1 551 281	-	186 153	-	1 365 128
TEL.POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
TEL.POSTE LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
TEL.POSTE LR71 EGLISE PRO	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
TEL.POSTE LR71 EQUIPMT	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
TEL.POST.LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
TEL.POST.LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
TEL.POST.PARK.DANI MATIRA	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
TEL.POSTE LR71 CENTRE MAU	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
TEL.POSTE LR71 STADE PAGO	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
TEL.POSTE LR71 RES.FARE	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
TEL.POSTE LR71 FAC.AMANA	30/04/2009	25	497 718	-	192 509	-	305 209
POST.SOCLE TITI VAHIMARAE	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE SOCLE PATU-ANAU	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803

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 SOCLE MENUISERIE	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE DP LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE SOCLE OSMOSEUR ANAU	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE LR71 EGLIS.PROTEST.	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE SOCLE ORTAS FAANUI	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE LR71 EQUIPMT FAANUI	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE SOCLE HAAMAIRE	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE PARKING DANI MATIRA	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE LR71 CENTRE MAUTARA	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POST.LR71 STADE PAGO PAGO	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE LR71 RES.FARE TAI	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
POSTE LR71 FAC.AMANAHUNE	30/04/2009	25	1 659 766	-	641 963	-	1 017 803
CELLULES DP ECOLE ANAU	01/01/2010	25	790 258	-	284 490	-	505 768
AUT COMP DP 5042 PICARD	01/01/2014	25	1 068 019	-	213 605	-	854 414
AUT COMP B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25	-	1 237 487	-	173 248	1 064 239
AUT COMP B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	1 563 316	-	187 599	-	1 375 717
TRANSFO TITI VAHIMARAE	30/04/2009	25	954 626	-	369 228	-	585 398
TRANSFO PATU-ANAU BORA	30/04/2009	25	954 626	-	369 228	-	585 398
TRANSFO ECOLE ANAU	30/04/2009	25	1 452 570	-	561 824	-	890 746
TRANSFO MENUISERIE ANAU	30/04/2009	25	954 626	-	369 228	-	585 398
TRANSFO LAGONARIUM ANAU	30/04/2009	25	1 452 570	-	561 824	-	890 746
TRANSFO OSMOSEUR ANAU	30/04/2009	25	954 626	-	369 228	-	585 398
TRANSFO EGLIS.PROTESTANT	30/04/2009	25	1 452 570	-	561 824	-	890 746
TRANSFO ORTAS FAANUI BORA	30/04/2009	25	954 626	-	369 228	-	585 398
TRANSFO EQUIPMT FAANUI	30/04/2009	25	1 452 570	-	561 824	-	890 746
TRANSFO PEARL BEACH FAANUI	30/04/2009	25	1 452 570	-	561 824	-	890 746
TRANSFO IMM.HITIAMA BORA	30/04/2009	25	954 626	-	369 228	-	585 398
TRANSFO HAAMAIRE FAANUI	30/04/2009	25	954 626	-	369 228	-	585 398
TRANSFO PARK.DANI MATIRA	30/04/2009	25	1 452 570	-	561 824	-	890 746
TRANSFO CENTRE MAUTARA	30/04/2009	25	1 452 570	-	561 824	-	890 746
TRANSFO STADE PAGO PAGO	30/04/2009	25	1 452 570	-	561 824	-	890 746
TRANSFO RES.FARE TAI	30/04/2009	25	954 626	-	369 228	-	585 398
TRANSFO FACE AMANAHUNE	30/04/2009	25	1 452 570	-	561 824	-	890 746
TRANSFO DP B5042 PICARD	01/01/2014	25	2 039 006	-	407 800	-	1 631 206
TRANSFO B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25	-	901 028	-	126 144	774 884
TRANSFO B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	594 125	-	71 295	-	522 830
TRANSFO	01/01/2017	25	887 770	-	71 022	-	816 748
POSTE B6061 À POVAI NUNUE	12/05/2017	25	779 945	-	51 043	-	728 902

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
TRANSFO BORA 94	01/01/1994	25	5 277 300	-	5 277 300	-	-
TRANSFO BORA 95	01/01/1995	25	1 848 611	-	1 774 666	-	73 945
TRANSFO BORA 96	01/01/1996	25	7 321 105	-	6 735 416	-	585 689
TRANSFO BORA 97	01/01/1997	25	3 559 909	-	3 132 719	-	427 190
TRANSFO BORA 98	01/01/1998	25	28 007 008	-	23 525 886	-	4 481 122
TRANSFO BORA 99	01/01/1999	25	32 365 109	-	25 892 086	-	6 473 023
TRANSFO BORA 2000	01/01/2000	25	380 213	-	288 962	-	91 251
TRANSFO BORA 2001	01/01/2001	25	1 285 003	-	925 200	-	359 803
TRANSFO BORA 2002	01/01/2002	25	1 075 476	-	731 322	-	344 154
TRANSFO POSTE FAANUI BORA	01/09/2004	25	429 088	-	246 011	-	183 077
TRANSFO POSTE FAANUI BORA	01/09/2004	25	429 088	-	246 011	-	183 077
TRANSFOS CP 2005 BORA	01/07/2005	25	1 004 031	-	542 174	-	461 857
POSTE DP BORA DANY DEXTER	01/01/2007	25	1 117 246	-	536 280	-	580 966
POSTE CP BORA BORA 2007	01/07/2007	25	1 190 270	-	547 526	-	642 744
POSTE BORA 1994	01/01/1994	25	1 782 071	-	1 782 071	-	-
POSTE BORA 1995	01/01/1995	25	1 960 191	-	1 881 783	-	78 408
POSTE BORA 1996	01/01/1996	25	393 511	-	362 030	-	31 481
POSTE BORA 1997	01/01/1997	25	466 092	-	410 162	-	55 930
POSTE BORA 1998	01/01/1998	25	14 622 357	-	12 282 779	-	2 339 578
POSTE BORA 2000	01/01/2000	25	5 362 212	-	4 075 281	-	1 286 931
POSTE BORA 2001	01/01/2001	25	3 653 336	-	2 630 401	-	1 022 935
POSTE BORA 2002	01/01/2002	25	33 852 170	-	23 019 478	-	10 832 692
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	455 806	-	261 326	-	194 480
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	1 026 550	-	588 555	-	437 995
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	1 047 443	-	600 536	-	446 907
POSTE DP REVATUA LR71	01/01/2008	25	2 701 439	-	1 188 634	-	1 512 805
POSTE CELLULE SM6 IPT DP/	01/01/2008	25	442 419	-	194 667	-	247 752
POSTE/AUT COMP REVATUA	01/01/2008	25	1 369 284	-	602 483	-	766 801
POSTE TRANSFO DP REVATUA	01/01/2008	25	578 697	-	254 628	-	324 069
TRANSFO DP RES.HITIAMA	29/02/2008	25	736 460	-	319 295	-	417 165
POSTE DP BORA 2008	01/07/2008	25	256 530	-	107 741	-	148 789
DP PREF B2181 ANAU BORA	01/01/2012	25	1 352 307	-	378 644	-	973 663
AUT COMP B2181 ANAU BORA	01/01/2012	25	1 439 046	-	402 934	-	1 036 112
AUT COMP B3022 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	72 216	-	228 691
AUT COMP B4035 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	72 216	-	228 691
AUT COMP B6062 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	72 216	-	228 691
AUT COMP B6071 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	72 216	-	228 691
AUT COMP B7131 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 907	-	72 216	-	228 691
AUT COMP B2181 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 908	-	72 216	-	228 692
AUT COMP B6101 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 908	-	72 216	-	228 692

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
AUT COMP B4037 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 908	-	72 216	-	228 692
AUT COMP B3023 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 908	-	72 216	-	228 692
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	-	219 589	-	57 139
POSE IPT POSTE DP FAANU I	01/06/2005	15	1 819 068	-	1 647 267	-	171 801
POSE IPT POSTE DP ANAU	02/06/2005	15	5 003 698	-	4 530 200	-	473 498
RES.AERIEN BORA 98	01/01/1998	25	3 305 863	-	2 776 925	-	528 938
RESEAUX BORA BORA 1998	01/01/1998	25	-	30 829 651	-	25 911 432	4 918 219
RES.AERIEN BORA 99	01/01/1999	25	4 177 005	-	3 341 603	-	835 402
RESEAUX BORA BORA 1999	01/01/1999	25	-	5 783 644	-	4 629 611	1 154 033
RES.AERIEN BORA 2000	01/01/2000	25	5 043 422	-	3 833 003	-	1 210 419
RESEAUX BORA BORA 2000	01/01/2000	25	-	5 613 661	-	4 268 776	1 344 885
RES.AERIEN BORA 2001	01/01/2001	25	5 370 840	-	3 867 005	-	1 503 835
RESEAUX BORA BORA 2001	01/01/2001	25	-	7 618 331	-	5 487 912	2 130 419
RES.AERIEN BORA 2002	01/01/2002	25	7 779 515	-	5 290 071	-	2 489 444
RESEAUX BORA BORA 2002	01/01/2002	25	-	11 409 630	-	7 761 507	3 648 123
RES.AERIEN BORA 2003	01/01/2003	25	13 064 265	-	8 361 130	-	4 703 135
RESEAUX BORA BORA 2003	01/01/2003	25	-	64 892 592	-	41 540 333	23 352 259
RESEAU CP41906 2004 BORA	01/07/2004	25	1 657 467	-	961 333	-	696 134
RESEAUX BORA BORA 2004	01/07/2004	25	-	19 728 243	-	11 442 383	8 285 860
EXT BTA TEHIVATAU MAREA	14/04/2005	25	479 866	-	263 235	-	216 631
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25	-	28 412 742	-	15 437 592	12 975 150
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25	-	644 930	-	350 409	294 521
RESEAUX CP 51906 2005BORA	01/06/2005	25	2 672 122	-	1 451 855	-	1 220 267
EXT BTA ELLACOTT ANTHONY	23/01/2006	25	99 301	-	51 393	-	47 908
RESEAU BTA BORA	15/06/2006	25	435 167	-	218 359	-	216 808
RESEAU BTA BORA	15/06/2006	25	83 445	-	41 873	-	41 572
RESEAUX BORA BORA 2006	01/07/2006	25	-	274 653	-	137 325	137 328
RESEAUX BORA BORA 2006	01/07/2006	25	-	36 521 606	-	18 260 800	18 260 806
RESEAU 15% EXT BORA 06	01/07/2006	25	5 866 482	-	2 933 238	-	2 933 244
EXT BTA VAHIMARAE NELLEY	22/01/2007	25	152 958	-	73 061	-	79 897
DEP RESEAU AERIEN HT BORA	06/02/2007	25	1 792 290	-	853 330	-	938 960
EXT BTA HATOT ANNIE	28/02/2007	25	309 592	-	146 646	-	162 946
DEP RESEAU AERIEN HT BORA	28/02/2007	25	1 325 564	-	627 876	-	697 688
RESEAUX CP BORA BORA 2007	01/07/2007	25	3 731 111	-	1 716 310	-	2 014 801
RESEAUX BORA 2007	01/07/2007	25	-	553 550	-	254 633	298 917
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	238 405	-	109 664	-	128 741
RESEAUX BORA BORA 2007	01/07/2007	25	-	45 828	-	21 080	24 748
REPRISE HTA POINTE MOHI	10/01/2008	25	9 682 283	-	4 250 520	-	5 431 763

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 2008	01/07/2008	25	15 189 156	-	6 379 443	-	8 809 713
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25	-	241 404	-	101 388	140 016
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	46 384 496	-	19 481 490	26 903 006
RESEAUX CP BORA 2009	01/07/2009	25	851 113	-	323 423	-	527 690
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	2 444 153	-	888 041	1 556 112
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	882 852	-	320 769	562 083
RESEAUX CP BORA BORA 2010	01/07/2010	25	5 039 710	-	1 713 500	-	3 326 210
RESEAUX 2010 CONCED BORA	01/07/2010	25	-	827 209	-	281 249	545 960
RESEAUX 2010 TIERS BORA	01/07/2010	25	-	4 651 325	-	1 581 450	3 069 875
RESEAUX CP BORABORA 2011	01/07/2011	25	12 099 323	-	3 629 797	-	8 469 526
RESEAUX 2011 CONCED BORA	01/07/2011	25	-	280 898	-	84 270	196 628
RESEAUX CP BORA BORA 2012	01/07/2012	25	5 390 242	-	1 401 465	-	3 988 777
RESEAUX 2012 CONCED BORA	01/07/2012	25	-	203 922	-	53 020	150 902
RESEAUX 2012 TIERS BORA	01/07/2012	25	-	5 462 133	-	1 420 153	4 041 980
RESEAUX CP BORA BORA 2013	01/07/2013	25	72 389 008	-	15 925 580	-	56 463 428
RESEAUX CP BORA BORA 2013	01/07/2013	25	185 622	-	40 837	-	144 785
EXT 14A1 4 SUPPORTS BORA	03/07/2013	25	366 022	-	80 444	-	285 578
MEC HTA TRAVERSIERE BORA	01/09/2013	25	13 617 095	-	2 904 981	-	10 712 114
RESEAUX CP BORA BORA 2014	01/07/2014	25	14 147 921	-	2 546 626	-	11 601 295
RESEAUX 2014 CONCED BORA	01/07/2014	25	-	118 659	-	21 357	97 302
RESEAUX CP BORA B 2014	01/07/2014	25	320 868	-	57 757	-	263 111
RESEAUX CP BORA BORA 2015	01/07/2015	25	29 861 929	-	4 180 670	-	25 681 259
RESEAUX CP BORA 2016	01/07/2016	25	11 967 441	-	1 196 745	-	10 770 696
RESEAUX 2016 CONCED BORA	01/07/2016	25	-	175 524	-	17 552	157 972
RESEAUX 2016 TIERS BORA	01/07/2016	25	-	321 092	-	32 110	288 982
14A1 MT/033817/DTE/ST BOR	24/10/2016	25	2 268 484	-	198 366	-	2 070 118
RESEAUX CP BORA BORA 2017	01/07/2017	25	12 181 857	-	730 911	-	11 450 946
RESEAUX CP BORA BORA 2018	01/07/2018	25	25 450 799	-	509 016	-	24 941 783
RES.SOUT BORA 94	01/01/1994	35	50 033 548	-	42 350 257	-	7 683 291
RES.SOUT BORA 95	01/01/1995	35	1 895 337	-	1 299 659	-	595 678
RES.SOUT BORA BORA 1995	01/01/1995	25	-	8 654 500	-	8 264 182	390 318
RES.SOUT BORA 96	01/01/1996	35	62 250	-	40 908	-	21 342
RES. SOUT BORA 98	01/01/1998	21	13 648 201	-	13 648 201	-	-
RES. SOUT BORA 98	01/01/1998	35	26 093 674	-	15 656 205	-	10 437 469
RES.SOUT BORA 99	01/01/1999	35	1 365 827	-	780 474	-	585 353
RES.SOUT BORA 2001	01/01/2001	19	270 866	-	253 045	-	17 821
RES.SOUT BORA BORA 2001	01/01/2001	25	-	213 560	-	149 622	63 938
RES.SOUT BORA 2002	01/01/2002	35	254 152	-	123 445	-	130 707
RES.SOUT BORA BORA 2002	01/01/2002	25	-	6 080 726	-	4 048 961	2 031 765
RES.SOUT BORA 2003	01/01/2003	35	48 308 563	-	22 083 918	-	26 224 645

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RES.SOUT BORA BORA 2003	01/01/2003	25	-	7 899 790	-	4 995 683	2 904 107
EXT BTS TAPI FAANUI BORA	03/02/2004	35	284 727	-	121 302	-	163 425
EXT BTA MAIMARO NUNUE BOR	05/02/2004	35	453 649	-	193 195	-	260 454
EXT BTA TERA I AMANAHUNE	19/02/2004	35	409 619	-	173 989	-	235 630
EXT BTA TEENA ANU BORA	20/02/2004	35	495 491	-	210 428	-	285 063
EXT BTS AHNNE FAANUI BORA	25/02/2004	35	687 600	-	291 743	-	395 857
EXT BTA TAUAROA ANAU BORA	02/06/2004	35	357 706	-	149 013	-	208 693
RES.SOUT BORA BORA 2004	01/07/2004	25	-	39 000	-	22 620	16 380
EXT BTA ROOPINIA FAANUI	11/08/2004	35	339 054	-	139 385	-	199 669
EXT BTA TAMA FAANUI BORA	12/10/2004	35	482 962	-	196 214	-	286 748
EXT BTA SOUT PATRICK ROA	25/04/2005	16	489 900	-	409 850	-	80 050
RESEaux BORA BORA 2005	01/06/2005	25	-	249 732	-	135 685	114 047
RES SOUT HT/BT OSMOSEUR	01/01/2006	35	5 354 476	-	1 988 805	-	3 365 671
RES.SOUT VAITAPE VAITHEI	01/01/2006	35	71 143	-	26 428	-	44 715
BRCHT COLL ELLACOTT ANTHO	28/01/2006	35	133 066	-	49 141	-	83 925
RESEAU SOUT. BORA	15/06/2006	35	62 284	-	22 324	-	39 960
RESEaux BTA MATIA BORA	01/01/2007	35	5 682 427	-	1 948 260	-	3 734 167
EXT BTA SOUT QTIER JORDAN	28/02/2007	35	158 152	-	53 511	-	104 641
EXT BTA SOUT MATIRA	14/06/2007	35	263 027	-	86 777	-	176 250
RESEaux BORA BORA 2007	01/07/2007	25	-	1 088 942	-	473 565	615 377
RENF RES BT PHASE MATIRA1	31/07/2007	35	11 492 334	-	3 776 050	-	7 716 284
VIGNETTES REPERAGE OUVRAG	31/10/2007	35	514 920	-	165 510	-	349 410
EXT BTA SOUT BORA BORA	13/12/2007	35	209 759	-	66 223	-	143 536
EXT BTA SOUT TIPOTO BORA	13/12/2007	35	150 688	-	47 571	-	103 117
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25	-	1 772 679	-	744 524	1 028 155
EXT BTSOUT QT ARAI BORA	30/07/2008	35	469 014	-	139 622	-	329 392
EXT A14 BTS QT TERIIRERE	13/08/2008	35	412 818	-	122 471	-	290 347
EXT BT SOUT QT VAHIMARAE	21/11/2008	35	163 960	-	47 368	-	116 592
EXT BT SOUT QT GENEVIEVE	21/11/2008	35	632 936	-	182 849	-	450 087
EXT BTSOU.QT.HAUARII BORA	01/01/2009	35	179 629	-	51 320	-	128 309
MIS.SOUT.RES.HT/BT BORA	30/04/2009	35	141 716 290	-	39 151 938	-	102 564 352
EXT BTS QTIER MANA VAEA	01/01/2010	35	124 457	-	32 004	-	92 453
EXT BTS QTIER TERIITAU	01/01/2010	35	609 874	-	156 825	-	453 049
EXT BTS QTIER ELLACOTT	30/04/2010	35	560 085	-	138 730	-	421 355
EXT BTS QTIER FAARA A.	30/08/2010	35	631 959	-	150 517	-	481 442
EXT BTS QTIER TARONA	30/10/2010	35	200 234	-	46 737	-	153 497
MIS SOUT HTA TRAVERSIERE	01/01/2011	35	6 842 845	-	1 564 080	-	5 278 765
MIS SOUT HTA SERVITUDE	01/01/2011	35	4 776 802	-	1 091 840	-	3 684 962
MEC HT/BTS TIIPOTO BORA	01/01/2011	35	10 403 392	-	2 377 920	-	8 025 472
RENF RESEAU SOUT FAAOPORE	01/01/2012	35	5 863 826	-	1 172 766	-	4 691 060

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 14A1 BTS QT TAMANUA	13/03/2012	35	572 749	-	111 275	-	461 474
EXT 14A1 QT MANA BORA BOR	01/01/2013	35	875 421	-	150 072	-	725 349
EXT 14A1 QT TERIITUAU BOR	01/01/2013	35	198 317	-	33 996	-	164 321
EXT 14A1 QT TUAIRAU BORA	01/01/2013	35	587 021	-	100 632	-	486 389
EXT 14A1 QT TEFAAFANO BOR	01/01/2013	35	1 994 000	-	341 826	-	1 652 174
EXT 14A1 QT HAOATAI BORA	03/05/2013	35	2 390 778	-	386 699	-	2 004 079
EXT 14A1 BTS QT MANOI BOR	03/05/2013	35	1 145 545	-	185 288	-	960 257
EXT 14A1 BTS QT HAPAITAHA	03/05/2013	35	931 815	-	150 716	-	781 099
RESEAUX 2013 TIERS BORA	01/07/2013	35	-	931 002	-	146 300	784 702
EFFAC HTA DP B5402 PICARD	01/01/2014	35	9 027 096	-	1 289 585	-	7 737 511
RESEAUX SOUT TIERS BORA	01/07/2014	35	-	2 555 647	-	328 583	2 227 064
ART14A/BT/022253/DTE/ST/G	26/10/2014	35	1 036 578	-	123 814	-	912 764
EXT 14A1 RX QT TEIRI JEAN	01/01/2015	35	431 466	-	49 312	-	382 154
RESEAUX CP BORA BORA 2015	01/07/2015	35	2 014 652	-	201 465	-	1 813 187
RSX SOUT TIERS BOR 2015	01/07/2015	35	-	7 727 306	-	772 730	6 954 576
ELEC 14A1 QT VAHIMARAE À	23/07/2015	35	354 440	-	34 826	-	319 614
ELEC 14A1 QT FAATOMO PITA	23/07/2015	35	996 230	-	97 884	-	898 346
RNVLMT RSX HOTEL TOP DIVE	13/08/2015	35	24 880 185	-	2 405 083	-	22 475 102
RNVLMT RSX HTA CENTRALE	13/08/2015	35	27 584 422	-	2 666 493	-	24 917 929
RNVLMT RSX HT MARINA ELLA	13/08/2015	35	20 285 050	-	1 960 889	-	18 324 161
RESEAUX HTS BORA "PHARMAC	01/01/2016	35	44 336 812	-	3 800 298	-	40 536 514
14A1 MP26188/DTE/SENV BOR	27/01/2016	35	599 673	-	50 164	-	549 509
14A1 MPO26188/DTE/SENV BO	27/01/2016	35	349 413	-	29 228	-	320 185
14A1 MP26188/DTE/SENV BOR	27/01/2016	35	1 165 832	-	97 522	-	1 068 310
MES DEPART ANAU FAANUI BO	15/02/2016	35	6 674 457	-	548 789	-	6 125 668
14A1 TB/032962/DTE/ST BOR	12/05/2016	35	484 662	-	36 503	-	448 159
14A1 TB/032962/DTE/ST QT	19/05/2016	35	319 263	-	23 869	-	295 394
RSX SOUT 2016 TIERS BORA	01/07/2016	35	-	7 014 967	-	501 070	6 513 897
14A1 TB/032961/DTE/ST BOR	26/10/2016	35	1 265 817	-	78 862	-	1 186 955
RESEAUX CANDOMINIUM BORA	01/01/2017	35	19 033 856	-	1 087 648	-	17 946 208
RSX OPT VERS INFIRM BORA	01/01/2017	35	12 842 692	-	733 868	-	12 108 824
14A1 L/16/00500 FAANUI BO	01/01/2017	35	385 454	-	22 026	-	363 428
RENV RSX MARINA ELLACOT	31/03/2017	35	8 068 702	-	422 646	-	7 646 056
RSX SOUT TIERS BORA 2017	01/07/2017	35	-	2 026 460	-	86 848	1 939 612
RESEAU CP BORA BORA 2017	01/07/2017	35	307 132	-	13 163	-	293 969
14A1 TB/032961 FAANUI BOR	24/08/2017	35	375 115	-	14 499	-	360 616
14A1 MT/035236/DTE FAANUI	29/08/2017	35	430 038	-	16 451	-	413 587
RENV RSX HTS ANAU À BORA	31/08/2017	35	19 697 245	-	797 269	-	18 899 976
RENV RSX HTS ANAU BORA	01/09/2017	35	7 440 896	-	283 463	-	7 157 433
RENV RSX HTS ANAU BORA	01/09/2017	35	6 817 605	-	259 719	-	6 557 886

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RENV RSX HTS VAITAPE BORA	12/09/2017	35	2 665 150	-	99 203	-	2 565 947
14A1 MT/039815 VAITAPE	13/09/2017	35	699 589	-	25 984	-	673 605
14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS	01/01/2018	35	804 895	-	22 997	-	781 898
14A1 MT/038363/DTE/ST/GTS	26/03/2018	35	613 927	-	13 399	-	600 528
RNV RSX HTAS ANAU BORA	21/06/2018	35	7 884 301	-	118 890	-	7 765 411
RSX SOUT TIERS BORA 2018	01/07/2018	35	-	2 189 842	-	31 283	2 158 559
RSX SOUT TIERS BORA 2018	01/07/2018	35	-	2 381 822	-	34 026	2 347 796
COMPTAGE BORA-BORA 1987	01/01/1987	20	-	2 473 374	-	2 473 374	-
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	651 562	-	651 562	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1996	01/01/1996	20	-	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	-	2 500 842	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1999	01/01/1999	20	-	7 289 359	-	7 289 359	-
COMPTAGE BORA 2000	01/01/2000	20	3 111 126	-	2 955 569	-	155 557
COMPTAGE BORA-BORA 2000	01/01/2000	20	-	7 976 192	-	7 578 079	398 113
COMPTAGE BORA 2001	01/01/2001	20	619 950	-	557 955	-	61 995
COMPTAGE BORA-BORA 2001	01/01/2001	20	-	7 937 892	-	7 145 083	792 809
COMPTAGE BORA 2002	01/01/2002	20	2 358 499	-	2 004 725	-	353 774
COMPTAGE BORA-BORA 2002	01/01/2002	20	-	8 141 018	-	6 920 814	1 220 204
COMPTAGE BORA 2003	01/01/2003	20	2 216 889	-	1 773 511	-	443 378
COMPTAGE BORA-BORA 2003	01/01/2003	20	-	10 314 594	-	8 252 436	2 062 158
POSE COMPTEURS 2004 BORA	01/07/2004	20	2 591 912	-	1 879 137	-	712 775
BRANCHEMENT BORA 2004	01/07/2004	20	-	7 671 809	-	5 562 061	2 109 748
COMPTAGE BORA BORA 2005	01/06/2005	20	-	8 268 350	-	5 615 588	2 652 762

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
POSE COMPTEURS CP BORA 05	01/07/2005	20	3 541 882	-	2 390 769	-	1 151 113
COMPTAGES CP 2005 BORA	01/07/2005	20	159 102	-	107 393	-	51 709
BRCHT/CPTAGES CP BORA	01/07/2006	20	2 483 940	-	1 552 462	-	931 478
BRCHT BORA BORA 2006	01/07/2006	20	-	10 722 524	-	6 701 575	4 020 949
BRCHT/CPTAGES CP BORA 07	01/07/2007	20	3 617 240	-	2 079 913	-	1 537 327
BRCHT BORA 2007	01/07/2007	20	-	11 485 817	-	6 604 346	4 881 471
BRCHT/CPTAGES CP BORA	01/07/2008	20	2 102 554	-	1 103 843	-	998 711
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	8 122 868	-	4 264 505	3 858 363
BRCHT/CPTAGE BORA 2009	01/07/2009	20	3 808 213	-	1 808 903	-	1 999 310
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20	-	5 556 198	-	2 523 441	3 032 757
BRCHT/CPTAGE BORA 2010	01/07/2010	20	1 976 148	-	839 862	-	1 136 286
COMPTAGE TIERS BORA 2010	01/07/2010	20	-	5 648 087	-	2 400 435	3 247 652
BRCHT/CPTAG BORABORA 2011	01/07/2011	20	1 899 166	-	712 185	-	1 186 981
COMPTAGE TIERS BORA 2011	01/07/2011	20	-	4 214 538	-	1 580 452	2 634 086
BRCHT/CPTAGES BORA BORA	01/07/2012	20	1 867 938	-	607 080	-	1 260 858
COMPTAGE TIERS BORA 2012	01/07/2012	20	-	5 734 073	-	1 863 576	3 870 497
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2013	20	2 239 551	-	615 877	-	1 623 674
COMPTAGE TIERS BORA 2013	01/07/2013	20	-	4 982 160	-	1 370 094	3 612 066
CPTEURS SOLAIRE BOR 2013	01/07/2013	20	-	84 745	-	23 304	61 441
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2014	20	8 428 309	-	1 896 369	-	6 531 940
COMPTAGE TIERS BORA 2014	01/07/2014	20	-	5 968 151	-	1 342 835	4 625 316
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2015	20	5 591 687	-	978 544	-	4 613 143
COMPTAGE TIERS BOR 2015	01/07/2015	20	-	5 783 249	-	1 012 068	4 771 181
BRCHT/COMPTAGES BORA	01/07/2016	20	8 357 470	-	1 044 684	-	7 312 786
COMPTAGE TIERS BORA 2016	01/07/2016	20	-	6 951 100	-	868 887	6 082 213
COMPTAGE TIERS BORA 2017	01/07/2017	20	-	8 380 906	-	628 568	7 752 338
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2017	20	9 482 424	-	711 182	-	8 771 243
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2018	20	4 820 009	-	120 500	-	4 699 510
COMPTAGE TIERS BORA 2018	01/07/2018	20	-	9 961 483	-	249 037	9 712 446
EQUIP CELLULES BORA 89	01/01/1989	25	8 187 263	-	8 187 263	-	-
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			1 257 612 837	555 860 035	484 848 847	336 939 916	991 684 109
>>>> TOTAL PAR CONCESSION BORA BORA			4 708 401 236	555 860 035	2 820 023 518	336 939 916	2 107 297 837

Production :	
VB Concessionnaire :	3 450 788 399
VB Tiers :	-
Droit incorporel * :	184 659 823
Total VB (fin 2018)	3 635 448 222

Distribution :	
VB Concessionnaire :	1 257 612 837
VB Tiers :	555 860 035
Droit incorporel * :	67 297 828
Total VB (fin 2018)	1 880 770 700

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

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution :

			Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute			
604360	14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS NUNUE QT TEHUPE HENRI BOR	804 895		804 895	
631300	14A1 MT/038363/DTE/ST/GTS MATIRA BORA QT SHANON P	613 927		613 927	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 418 822	-	1 418 822	-
CP2018	RESEAUX CP BORA BORA 2018 CP 2018	25 450 799	25 450 799		
818530	RNV RSX HTAS ANAU BORA ENTRE B7131 VERS B7133	7 884 301		7 884 301	
CP2018	BRCHT/COMPTAGES BORA BORA CP 2018	4 820 009			4 820 009
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	38 155 109	25 450 799	7 884 301	4 820 009
	TOTAL DISTRIBUTION BORA	39 573 931	25 450 799	9 303 123	4 820 009

5.4 - Dépenses de renouvellement

Distribution :

	Prévu	Réalisé	Ecart
POSTE DP ILES	4 970 903		- 4 970 903
COFFRET TELECOM (ITI)	524 828		- 524 828
TELECOM (POSTE DP)	1 288 076		- 1 288 076
TRANSFO	1 187 782		- 1 187 782
CELLULES	794 760		- 794 760
POTEAUX BT	4 052 192	4 432 488	380 296
POTEAUX HT	2 615 577	2 861 047	245 470
CABLE RESEAUX AERIENS BT	2 864 814	3 133 675	268 861
CABLE RESEAUX AERIENS HT	6 867 808	7 512 348	644 540
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	6 560 156	7 175 823	615 667
RESEAU SOUTERRAIN	25 119 138	7 884 301	- 17 234 837
RESEAU SOUS-MARIN	9 475 298		- 9 475 298
COMPTEURS	12 795 581	3 372 130	- 9 423 451
TOTAL	79 116 913	36 371 812	- 42 745 101

dont	écart	commentaires
renouvellement reporté	- 42 745 101	Le renouvellement des postes DP, branchements, réseaux souterrains et sous-marins ont été reportés.
renouvellement anticipé		
renouvellement besoin annulé ou modifier		
écart de coût sur renouvellement effectué		
total	- 42 745 101	

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

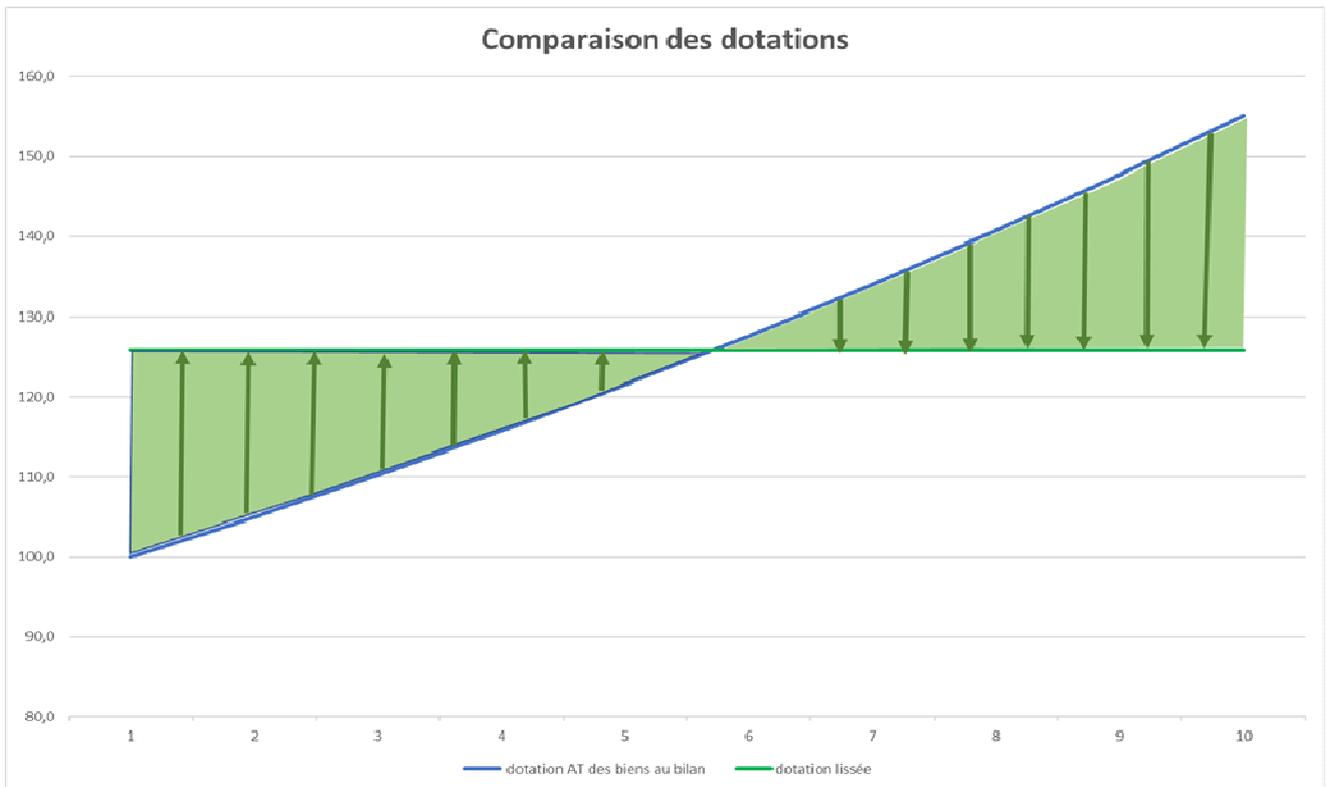
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotations/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

Détail des calculs / Production :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo clôture 2018 (hors droit incorporel)	3 450 788 399	3 446 444 246	4 344 153	
- financements tiers et concédant	-			
- IFC renouvellement cumul	(3 379 326)	-	(3 379 326)	
base amortissable	3 447 409 073	3 446 444 246	964 827	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	1 935 082 251	1 935 013 335	68 916	
Régularisation sortie AT 2017 (bilan)	-			
Régularisation sortie AT 2017 (résultat)	-			
Cumul dot à l'ouverture corrigé	1 935 082 251	1 935 013 335	68 916	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-			(C)
reste à amortir	1 512 326 823	1 511 430 912	895 911	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	13	13	13	
dotation	116 332 833	116 263 916	68 916	
réintégration droit entrée	4 103 552	4 103 552		
dotations exercice (1)	120 436 385	120 367 468	68 916	(E)
dotation cumulée	2 055 518 635	2 055 380 803	137 832	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	131 313 650	131 313 650		
dotations cumulées à fin 2018 2)	2 186 832 285	2 186 694 453	137 832	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanique de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(1 358 156 066)	-	-	-	-	-
2017	(1 375 347 389)	(17 191 323)	(116 263 916)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 156)
2018	(1 392 538 712)	(17 191 323)	(116 263 916)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2019	(1 399 576 700)	(7 037 988)	(126 417 251)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2020	(1 395 372 178)	4 204 522	(137 659 762)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2021	(1 378 615 392)	16 756 786	(150 212 025)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2022	(1 287 100 025)	91 515 367	(224 970 606)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2023	(1 191 957 968)	95 142 057	(228 597 296)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2024	(1 082 454 932)	109 503 035	(242 958 275)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2025	(955 615 668)	126 839 264	(260 294 504)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2026	(828 776 403)	126 839 264	(260 294 504)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2027	(701 937 139)	126 839 264	(260 294 504)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2028	(502 743 635)	199 193 504	(332 648 744)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2029	(251 371 817)	251 371 817	(384 827 056)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2030	(0)	251 371 817	(384 827 056)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
	1 358 156 066		(3 226 529 415)	(1 868 373 349)	(964 827)	(1 869 338 176)
moyenne		97 011 148	(230 466 387)	(133 455 239)		
				moyenne 2017 / 2030		

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

Dotation N	116 332 833	
Réintégration droit d'entrée	4 103 552	
Régularisation dotation 2017	-	
Total dotation amortissements biens au bilan 2018	120 436 385	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2018	17 191 323	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	137 627 707	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	(4 103 552)	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	133 524 155	5.5.3
- régularisations et écarts	-	
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	133 524 155	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	2 186 832 285
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	-
Total amortissement au bilan	2 186 832 285

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	1 598 834 587
- réalisé 2017 :	-
- réalisé 2018 :	-
Reste à faire à fin 2018 :	1 598 834 587

Détail des calculs / Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	1 813 472 872	1 741 114 136	72 358 736	
- financements tiers et concédant	(555 860 035)	(530 919 522)	(24 940 513)	
- IFC renouvellement cumul	(101 129 244)	(101 129 244)	-	
base amortissable	1 156 483 593	1 109 065 370	47 418 223	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	710 986 324	707 828 031	3 158 293	
Régularisation sortie AT 2017 (bilan)	(30 366 514)	(30 366 514)		
Régularisation sortie AT 2017 (résultat)	2 169 037	2 169 037		
Cumul dot à l'ouverture corrigé	682 788 847	679 630 554	3 158 293	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(22 313 378)	(22 313 378)		(C)
reste à amortir	496 008 124	451 748 194	44 259 930	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	13	13	13	
dotation	38 154 471	34 749 861	3 404 610	
réintégration droit entrée	1 495 507	1 495 507	-	
dotations exercice (1)	39 649 978	36 245 368	3 404 610	(E)
dotation cumulée	700 125 447	693 562 544	6 562 903	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	47 856 233	47 856 233	-	
dotations cumulées à fin 2018 2)	747 981 680	741 418 777	6 562 903	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanique de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(863 957 976)	-	-		-	-
2017	(879 086 693)	(15 128 717)	(32 078 061)	(47 206 778)	(3 158 293)	(50 365 071)
2018	(891 543 610)	(12 456 917)	(34 749 861)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2019	(898 042 193)	(6 498 583)	(40 708 194)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2020	(896 528 160)	1 514 033	(48 720 811)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2021	(886 200 249)	10 327 911	(57 534 689)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2022	(866 079 139)	20 121 110	(67 327 887)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2023	(834 940 682)	31 138 457	(78 345 235)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2024	(791 210 970)	43 729 712	(90 936 490)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2025	(732 791 460)	58 419 509	(105 626 287)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2026	(656 744 195)	76 047 266	(123 254 044)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2027	(558 662 233)	98 081 962	(145 288 739)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2028	(431 200 677)	127 461 556	(174 668 334)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2029	(259 669 730)	171 530 947	(218 737 725)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
2030	-	259 669 730	(306 876 508)	(47 206 778)	(3 404 610)	(50 611 388)
	863 957 976		(1 524 852 866)	(660 894 890)	(47 418 223)	(708 313 113)
moyenne		61 711 284	(108 918 062)	(47 206 778)		
				moyenne 2017 / 2030		

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

Dotation N	38 154 471	
Réintégration droit d'entrée	1 495 507	
Régularisation dotation 2017	2 169 037	
Total dotation amortissements biens au bilan 2018	41 819 015	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2018	12 456 917	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	54 275 932	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	(1 495 507)	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	52 780 425	5.5.3
- régularisations et écarts	(2 169 037)	
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	50 611 388	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	747 981 680
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	336 939 916
Total amortissement au bilan	1 084 921 596

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	1 135 277 790
- réalisé 2017 :	-57 879 363
- réalisé 2018 :	-36 371 812
Reste à faire à fin 2018 :	1 041 026 615

5.5.3 Impact sur l'exercice

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

	Bora Bora		
	PCG	lissée	Ecart
PRODUCTION	133 497 993	133 524 155	26 162
DISTRIBUTION	63 790 443	52 780 425	- 11 010 018
TOTAL	197 288 436	186 304 580	- 10 983 856

Les écarts s'expliquent :

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

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

Illustration



5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
604360	14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS NUNUE QT TEHUPE HENRI BOR	804 895	100%	804 895
631300	14A1 MT/038363/DTE/ST/GTS MATIRA BORA QT SHANON P	613 927	100%	613 927
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 418 822		1 418 822
91912	QP 15% EXTENSIONS 2018	335 418	100%	335 418
E4900	BRCHT/COMPTAGES BORA BORA CP 2018	1 447 879	100%	1 447 879
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	1 783 297		1 783 297
712035	RSX SOUT TIERS BORA 2018 FINANCEMENT MOOREA	2 189 842	100%	2 189 842
621725	RSX SOUT TIERS BORA 2018 FINANCEMENTS BORA	2 381 822	100%	2 381 822
BRT12/17	COMPTAGE TIERS BORA 2018 FINANCEMENT BORA BORA	9 961 483	100%	9 961 483
	TOTAL FINANCEMENT TIERS BORA BORA	14 533 147		14 533 147
	TOTAL DISTRIBUTION BORA BORA	17 735 266		17 735 266

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 2018 s'élève à 104 MXPF.

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
NRJ INST PASSERELLE EG300SUPERVISION 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 SDMICENTRALE BORA	01/11/2016	25	1 179 272	100%	1 179 272	523 059
ENERGIE - F&P MATERIEL HTBPN & RPN CENT BORA BORA	01/08/2017	25	4 344 153	100%	4 344 153	2 056 705
TOTAL PRODUCTION BORA BORA			7 384 810		7 384 810	3 379 326
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
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
RESEAUX 2016 CONCED BORAFINANCEMENT BORA BORA	01/07/2016	25	-		-	-
14A1 MT/033817/DTE/ST BORA TERAHITEPO FAANUI BORA	24/10/2016	25	2 268 484	100%	2 268 484	1 004 185
RESEAUX 2016 TIERS BORAFINANCEMENT BORA	01/07/2016	25	-		-	-
14A1 MP26188/DTE/SENV BORA TETUAHII FAANUI	27/01/2016	35	599 673	100%	599 673	348 246
MES DEPART ANAU FAANUI BORA	15/02/2016	35	6 674 457	0%	-	-
RESEAUX HTS BORA "PHARMACIE VERS HOTEL TOP DIVE"	01/01/2016	35	44 336 812	100%	44 336 812	25 657 364
14A1 MP026188/DTE/SENV BORA HAOATAI FAANUI BORA	27/01/2016	35	349 413	100%	349 413	202 913
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
RSX SOUT 2016 TIERS BORAFINANCEMENT BORA	01/07/2016	35	-		-	-
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
COMPTAGE TIERS BORA 2016FINANCEMENT BORA BORA	01/07/2016	20	-		-	-
TRANSFORSX OPT VERS INFIRM BORA	01/01/2017	25	887 770	100%	887 770	399 696

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
POSTE B6061 À POVAI NUNUEBORA BORA	12/05/2017	25	779 945	0%	-	-
RESEAUX CP BORA BORA 2017CP 2017	01/07/2017	25	28 464 014	0%	-	-
RESEAUX CANDOMINIUM BORA	01/01/2017	35	19 033 856	100%	19 033 856	11 559 088
RSX OPT VERS INFIRM BORA	01/01/2017	35	12 842 692	100%	12 842 692	7 799 250
14A1 L/16/00500 FAANUI BORA LOT HAOATAI GENEVIEVE	01/01/2017	35	385 454	100%	385 454	234 083
RNVLMT RSX MARINA ELLACOT	31/03/2017	35	8 068 702	100%	8 068 702	4 956 470
RSX SOUT TIERS BORA 2017FINANCEMENTS BORA BORA	01/07/2017	35	-	100%	-	-
RESEAU CP BORA BORA 2017CP 2017	01/07/2017	35	307 132	100%	307 132	190 876
14A1 TB/032961 FAANUI BORELEC QT TEOROI JULIANA	24/08/2017	35	375 115	100%	375 115	234 711
14A1 MT/035236/DTE FAANUIELEC QT TERIIVAVEA TUHIRO	29/08/2017	35	430 038	100%	430 038	269 245
RENV RSX HTS ANAU À BORAPOSTE B2181 À B7134	31/08/2017	35	19 697 245	0%	-	-
RENV RSX HTS ANAU BORAENTRE POSTE B1112 & B1122	01/09/2017	35	7 440 896	0%	-	-
RENV RSX HTS ANAU BORAENTRE DP B1111 & B1112	01/09/2017	35	6 817 605	0%	-	-
RENV RSX HTS VAITAPE BORAENTRE POSTE B4035 & B4037	12/09/2017	35	2 665 150	0%	-	-
14A1 MT/039815 VAITAPEELEC QT TEENA CHRISTOPHE	13/09/2017	35	699 589	100%	699 589	438 830
COMPTAGE TIERS BORA 2017FINANCEMENT BORA BORA	01/07/2017	20	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES BORA BORACP 2017	01/07/2017	20	9 482 424	13%	1 185 756	400 284
RESEAUX CP BORA BORA 2018	01/07/2018	25	25 450 799	1%	335 418	171 070
14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS	01/01/2018	35	804 895	100%	804 895	511 811
14A1 MT/038363/DTE/ST/GTS	26/03/2018	35	613 927	100%	613 927	394 414
RNV RSX HTAS ANAU BORA	21/06/2018	35	7 884 301	0%	-	-
RSX SOUT TIERS BORA 2018	01/07/2018	35	-	100%	-	-
RSX SOUT TIERS BORA 2018	01/07/2018	35	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2018	20	4 820 009	30%	1 447 879	561 115
COMPTAGE TIERS BORA 2018	01/07/2018	20	-	100%	-	-
TOTAL DISTRIBUTION BORA BORA			312 199 261		177 862 310	101 129 244
>>>> TOTAL PAR CONCESSION BORA BORA			319 584 071		185 247 120	104 508 570

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	1 598 834 587
Réalisé	-
Ecart de coût sur réalisé	-
Réajusté	-
reste à faire au 31/12/2018	1 598 834 587

Plan de renouvellement au 31/12/2018

	2019	2020	2021	TOTAL
G1	84 692 293			231 792 035
G3			87 252 118	236 558 356
G4				0
G6		-	ARRETE	0
G7	ARRETE			0
G10				403 568 704
G12		85 962 678		233 062 420
G13	R40000			0
GS				0
Groupes	84 692 293	85 962 678	87 252 118	1 104 981 515
Filière groupe	37 147 724	37 704 940	38 270 514	315 305 652
Autres filières				178 547 420
	121 840 017	123 667 617	125 522 632	1 598 834 587

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2018	- reprise de lissage 2018	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL BORA BORA PRODUCTION	1 375 347 389	17 191 323	-	1 392 538 712	1 598 834 587

(1)

(1) correspond à la dotation 2018:

- besoin évalué 31/12/16:	1 072 296 229
- ajustement 2017:	526 538 358
- déjà doté à l'ouverture:	1 375 347 389
reste à doter	223 487 198
nb année à doter:	13
dotation de l'exercice:	17 191 323

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	1 077 398 423
Réalisé	- 36 371 812
Ecart de coût sur réalisé	
Réajusté	
reste à faire au 31/12/2018	1 041 026 611

Plan de renouvellement au 31/12/2018

	2019	2020	2021	Total à fin 2018
Renouvellement	71 500 000	88 138 783	88 138 783	1 041 026 611

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2018	- reprise de lissage 2018	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL BORA BORA DISTRIBUTION	879 086 693	19 707 007	- 7 250 090	891 543 610	1 041 026 611

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	1 173 549 365
ajustement du besoin 2017 :	(38 271 575)
ajustement du besoin 2018 :	-
- doté à l'ouverture :	879 086 693
reste à doter	256 191 097
nb années restantes	13
dotation de l'exercice :	19 707 007

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

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

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

c) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

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

e) 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.

f) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. 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