



**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 2019

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	6
1.1 - Le système électrique polynésien	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	8
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	12
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	13
➤ Aspects commerciaux	14
2.1 - Mode de détermination des tarifs	14
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019	14
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	16
2.4 - Autres produits d'exploitation	16
2.5 - Statistiques de ventes	16
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Bora Bora	19
2.7 - Gestion des impayés	20
2.8 - Dépenses de la Commune	20
2.9 - Services offerts à la clientèle	21
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	24
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	25
➤ Bilan technique	26
3.1 - Système électrique de Bora Bora	26
3.2 - Qualité de service	31
3.3 - Qualité - Sécurité - Environnement	31
3.4 - Travaux significatifs - Faits marquants	32
3.5 - Raccordement solaire	33
3.6 - Unités d'œuvre 2019 de la concession	33
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	34
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	35
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	41
4.3 - Comptes de la concession	46
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	53
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	56
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	57
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	58
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	73
5.4 - Dépenses de renouvellement	73
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	73
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	78
5.7 - Indemnités de fin de concession	78
5.8 - Plan de Renouvellement	81
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	82

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

B) Loi de pays sur les provisions :

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

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

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

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

C) Péréquation inter îles :

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

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

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

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

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

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

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

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

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2019 écoulée :

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

Principaux indicateurs

		BORA BORA		
		2019	2018	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	3 230	3 138	
	BT	3 199 99,04%	3 107 99,01%	
	MT	31 0,96%	31 0,99%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	24 124	23 595
	BT	17 572 72,84%	17 043 72,23%	
	MT	6 552 27,16%	6 552 27,77%	
	Puissance maximale appelée	MW	7,69	7,68
	Nombre de kWh vendus total		43 633 152	41 578 278
	BT	13 049 485 29,91%	12 482 856 30,02%	
	MT	30 583 667 70,09%	29 095 422 69,98%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	1 395 536 066	1 240 686 885
	BT : Total	485 904 941 34,82%	438 003 567 35,30%	
	BT : par client	151 893	140 973	
	BT : par kVA de puissance souscrite	27 652	25 700	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	76 597 989 15,76%	69 462 975 15,86%	
	BT : part variable en XPF et % du CA total	409 306 952 84,24%	368 540 592 84,14%	
	MT : Total	909 631 125 65,18%	802 683 318 64,70%	
	MT : par client	29 342 940	25 893 010	
	MT : par kVA de puissance souscrite	138 833	122 510	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	116 920 849 12,85%	107 152 170 13,35%	
MT : part variable en XPF et % du CA total	792 710 276 87,15%	695 531 148 86,65%		
Prix moyen de vente par kWh vendu		31,98	29,84	
BT	37,24	35,09		
MT	29,74	27,59		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,96	0,96	
	Energie achetée			
	Energie solaire kWh	197 785 0,44%	179 471 0,41%	
	Energie hydroélectrique kWh	0 0%	0 0,00%	
	Energie thermique kWh	45 188 406 99,56%	43 334 586 99,59%	
	Energie totale achetée	45 386 191	43 514 057	
	Temps moyen de coupure			
	global	0h23	2h18	
origine production	0h10	1h41		
origine transport	-	-		
origine distribution	0h13	0h37		
FINANCIERS	Patrimoine			
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	159	159
	Valeur d'origine	k XPF	5 536 249	5 516 219
	Valeur nette économique	k XPF	2 071 873	2 244 465
	Travaux réalisés			
	Dépenses de renouvellement	k XPF	36 808	36 372
	Dépenses d'améliorant	k XPF	18 662	17 735
	Indemnité de fin de concession	k XPF	109 816	104 509
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A	N/A
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A	N/A
	Coût des énergies et du transport	k XPF	903 982	868 666
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	93 386	15 907
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A	N/A	

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats

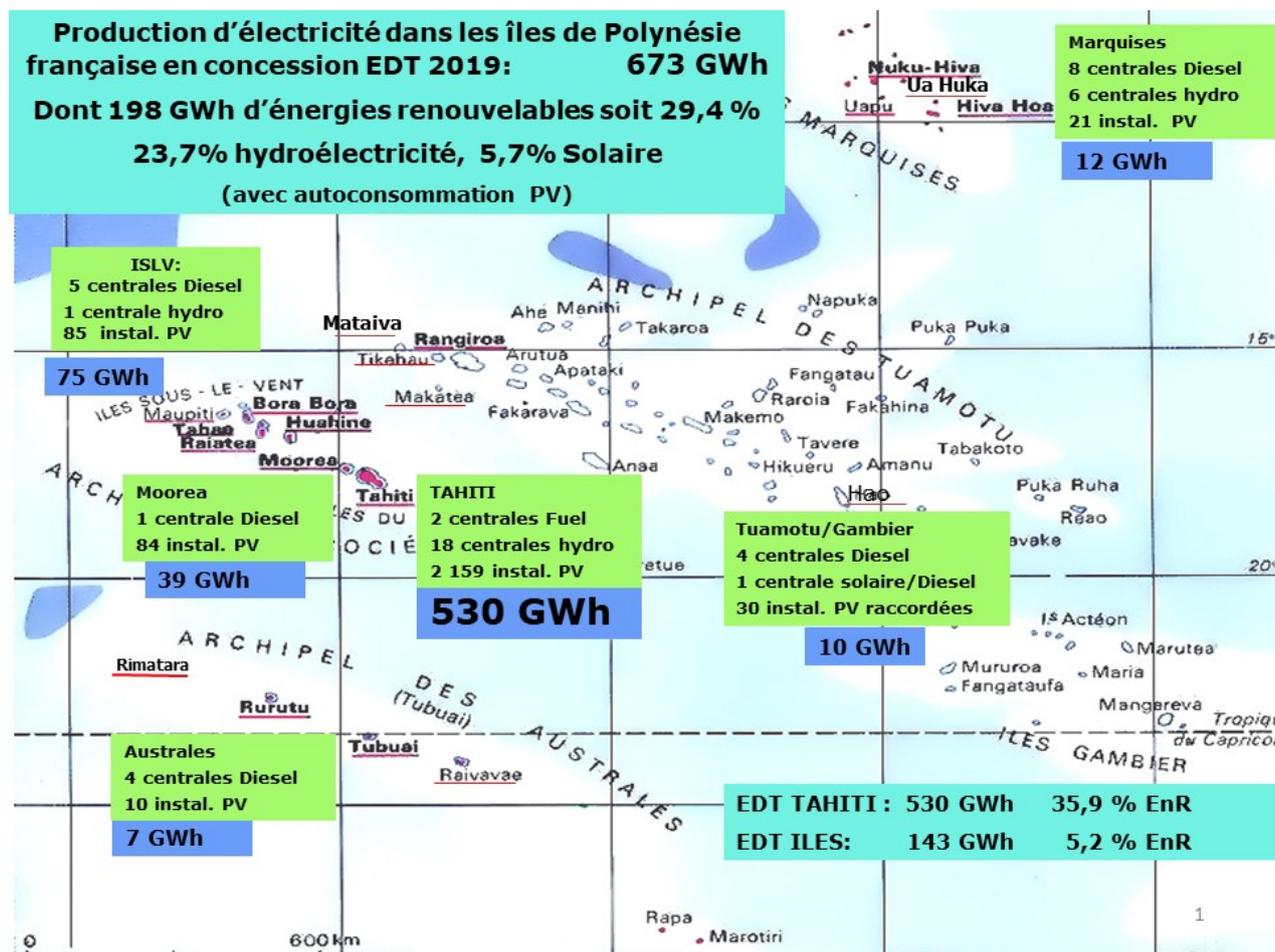
Cf. paragraphe :

7- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE 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



* Production net d'électricité (en GWh)

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

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

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

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

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

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées

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

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

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

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

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de 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 2019
- 2.3 Chiffre d'affaires énergie
- 2.4 Autres produits d'exploitation
- 2.5 Statistiques de ventes
- 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Dépenses de la Commune
- 2.9 Services offerts à la clientèle
- 2.10 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

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

La précédente actualisation avait eu lieu en Mars 2016.

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

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

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

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

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
	P=39,0	P=42,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 900 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur 15/02/2019	kWh vendus postérieur 15/02/2019	Total kWh vendus	Montant antérieur 15/02/2019	Montant postérieur 15/02/2019	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance au 31/12/2019 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche*	P0	3 518 337		3 518 337	66 848 403		66 848 403	68 358	18 070 976	5812,4
BT Usage social 2ème tranche*	P1	596 235		596 235	23 253 165		23 253 165			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	323 433	2 163 375	2 486 808	7 924 280	56 247 750	64 172 030	72 493	31 920 424	6095,1
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	300 069	1 407 598	1 707 667	11 702 691	59 119 116	70 821 807			
BT Eclairage public	P4	15 071	136 679	151 750	497 343	4 852 183	5 349 526	1 973	786 447	169,4
BT Usage professionnelle	P5	637 889	3 950 799	4 588 688	22 804 610	156 057 411	178 862 021	65 182	25 820 142	5495,1
MT Tarif jour	P6	2 401 278	16 908 761	19 310 039	60 031 950	464 990 994	525 022 944	78 624	116 920 849	6552
MT Tarif nuit	P7	1 439 870	9 833 758	11 273 628	31 677 140	236 010 192	267 687 332	0		
Total		8 532 216	24 408 971	43 633 152	224 229 093	872 277 955	1 202 017 228	286 631	193 518 838	24 124

Ventes totales

1 395 536 066

Prix moyen

31,98

*En l'absence de revalorisation tarifaire des Petits Consommateurs en 2019, les données de consommation pour ce Tarif sont consolidées pour l'ensemble de la période.

Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat.

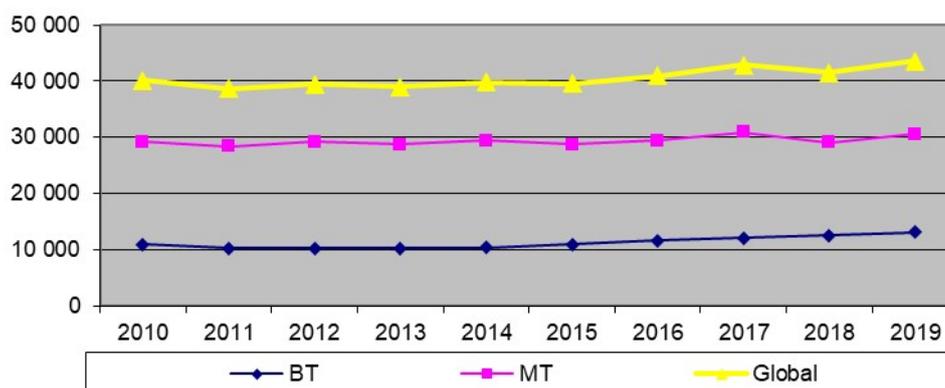
2.4 - Autres produits d'exploitation

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

Frais de perception de taxe	3 180 006 XPF
Frais de relance	2 633 868 XPF
Total	5 813 874 XPF

2.5 - Statistiques de ventes

Croissance des ventes de MWh



Après une légère baisse de la consommation l'année dernière de 3,2% (soit -1,4 GWh), les ventes progressent cette année pour la concession Bora-Bora pour atteindre un volume global d'environ **43,6 GWh** sur 2019. Il s'agit du plus haut niveau atteint sur les dix dernières années. Cette évolution est due à l'effet contrasté entre la hausse simultanée des ventes en moyenne tension (+5,1%, soit +1,5 GWh) et des ventes en basse tension de 4,5% (+0,5 GWh).

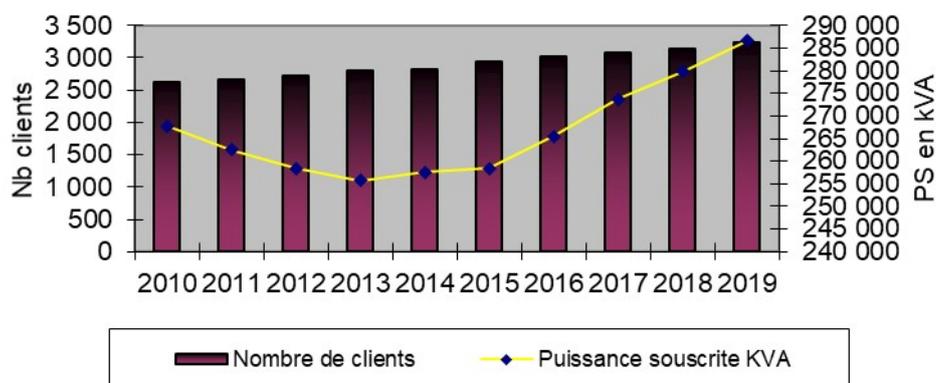
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) a connu une évolution à la hausse de 7% (+511 MWh), portée par la hausse des ventes aux tarifs « Petits Consommateurs » (+8,3% soit + 317 MWh) en lien avec l'augmentation du nombre de contrats (+4,3% pour 75 contrats), tandis que les ventes aux clients au tarif « classique » basse tension usages domestiques augmentent de 4,9% (+194 MWh).

Après une légère baisse en 2018, les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent environ 1% des ventes en basse tension avec 152 MWh vendus sur 2019, restent stables par rapport à 2018.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent 35% des ventes basse tension, progressent de 1% (+56 MWh) et atteignent plus de 4,6 GWh en 2019, soit un record depuis 2012, portées notamment par la haute fréquentation touristique de l'année 2019 qui soutient l'activité économique de l'île.

Après une baisse de -5,8% l'année dernière, les ventes en moyenne tension augmentent de 5,1% en 2019 et s'établissent à 30,6 GWh, avoisinant ainsi le niveau de consommation de 2017 qui reste le plus haut sur les dix dernières années. Cette hausse est liée au secteur de l'hôtellerie qui bénéficie d'une embellie touristique.

Nombre de clients et puissance souscrite



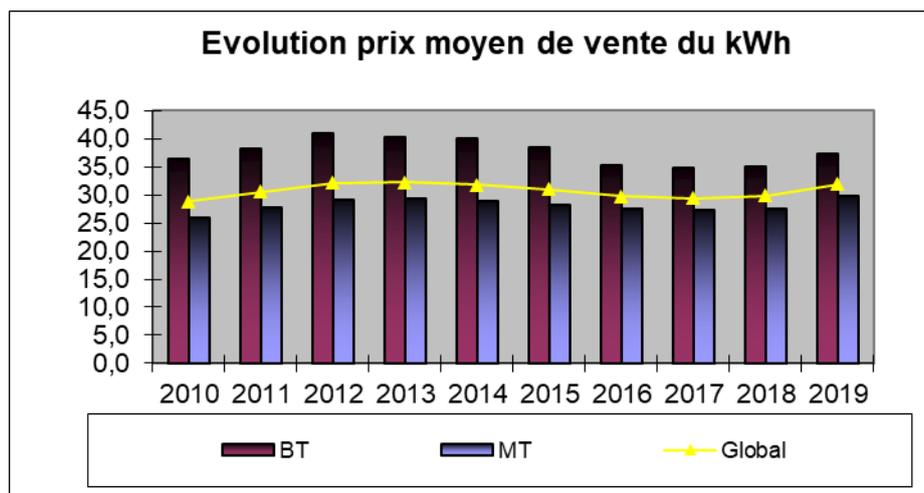
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2018 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	3 199 +3,0% (+ 92 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>31</u> -
	3 230 +2,9% (92 contrats)

Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 4,3% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 75 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 56% du nombre total d'abonnés.

- le nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques diminue de 0,3% (-3 contrats). Les clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques continuent ainsi à représenter 30,6% du nombre total d'abonnés.
- le nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension poursuit sa hausse en 2019 (+4,2%, après une augmentation de 1,8% en 2018). Avec 350 clients, ce segment représente 11% du nombre total d'abonnés.
- le nombre de contrats en moyenne tension n'a pas évolué par rapport à 2018 et reste à 31.

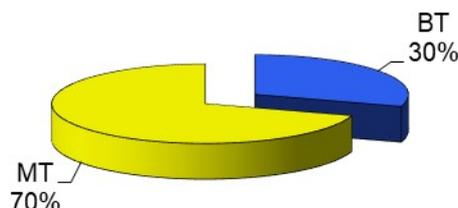
La puissance souscrite facturée s'élève à 286 631 kVA, soit une hausse de 2,5% par rapport à 2018



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2018
Tarifs basse tension	37,2 Fcp	+6,1%
Tarifs moyenne tension	29,7 Fcp	+7,8%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	32,0 Fcp	+7,2%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de 7,2% et s'établit à 32,0 Fcp/kWh. Cette évolution est due aux augmentations des prix de vente en moyenne tension (+7,8%) et basse tension (+6,1%) en lien avec la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.

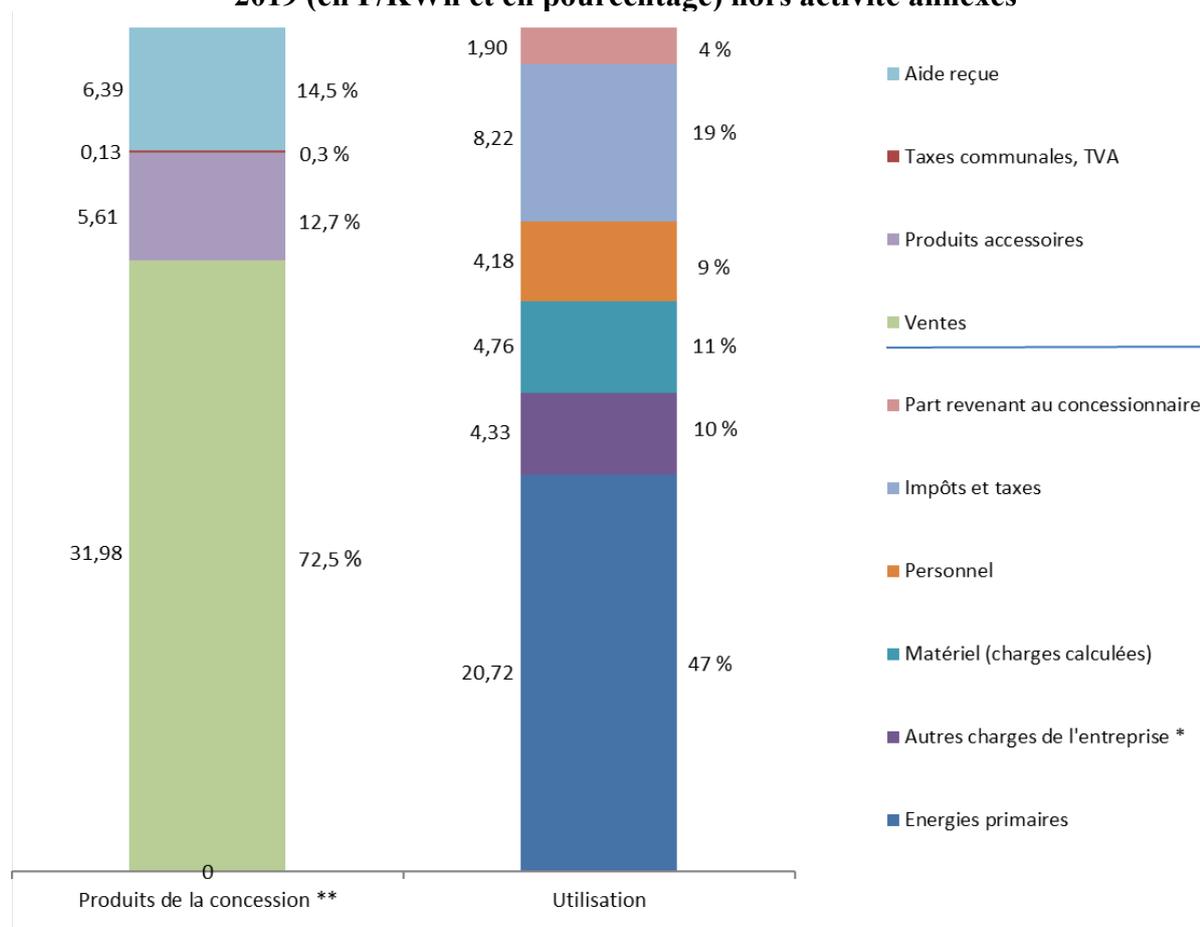
Répartition des ventes BT / MT



Les ventes en basse tension représentent 30% des volumes facturés, tandis que les ventes en moyenne tension représentent 70%, répartition identique par rapport à 2018.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Bora Bora

2019 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

**Dont 32,11 F/KWh (73 %) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les charges sont hors charges non récurrentes.

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2019, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Bora Bora, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/19, était de 263,7 Millions Fcp, ce qui représente 17,7% du chiffre d'affaires 2019, soit un délai de créances clients de 64 jours, contre 67 jours en 2018, soit une diminution de 3 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 533 clients (540 clients en 2018, soit une diminution de 7 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 47 clients par mois (37 clients en 2018, soit une augmentation de 27%), soit 1,5% 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 2019, près de 482 703 Fcp (1,4 Millions Fcp en 2018) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Bora Bora, soit moins de 0,03% du chiffre d'affaires réalisés sur 2019.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	23 - BORA-BORA				
	Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2019 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC		31	151 073	6 342 268	41,98
07 - USAGE PROFESSIONNEL		57	451 204	23 226 657	51,48
55 - TOUS USAGES MT		6	542 467	18 420 673	33,96
Total général		94	1 144 744	47 989 598	41,92

* 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 6,7% en 2019 et s'établit à 48 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 94 compteurs. Les volumes se stabilisent (-0,7%), la hausse de consommation en moyenne tension étant neutralisée par la baisse de consommation en tarif professionnel basse tension.

Les dépenses en éclairage public restent stables en termes de volume, avec 6,3 Millions Fcp TTC qui leur sont consacrées.

2.9 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

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

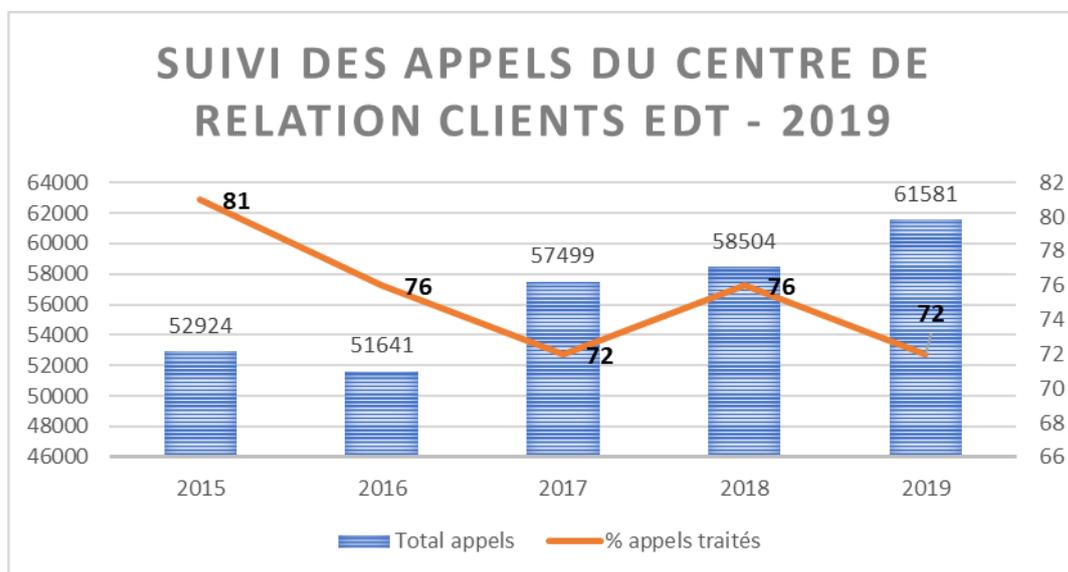


Figure 1

Évolution de la plateforme de gestion clientèle

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

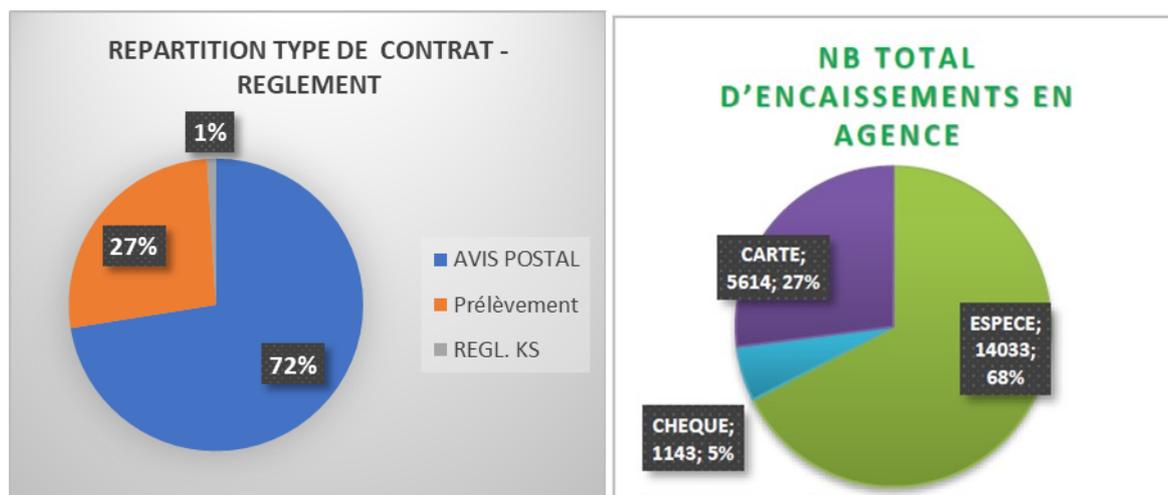
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel,
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privatives.

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

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

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

Modes de Règlements



Gestion des sinistres

Sinistre	
Nombre Dossier	1
Nombre dossier Black-Out	0
Délai moyen de traitement date sinistre et date d'analyse (jours)	45
Délai moyen de traitement date analyse et date validation DC (jours)	2

Figure 2

L'information clients par SMS

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

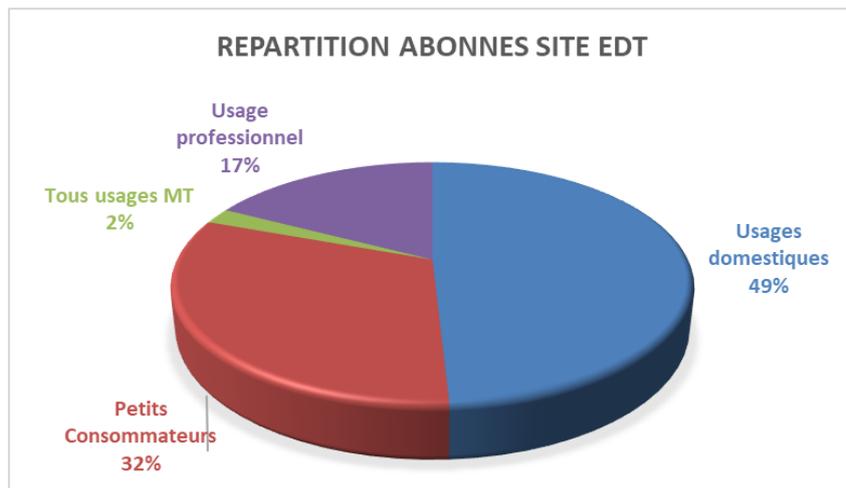
Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d'énergie.

Service SMS	23
Annulation Coupure Travaux	115
Auto-Relève	170
Avis de coupure pour Travaux	115
Avis passage releveur	114
Confirmation Coupure Travaux	115
Montant Facture mensuelle	358
Relance	366
Total général	1353

Un nouveau site client edt.pf

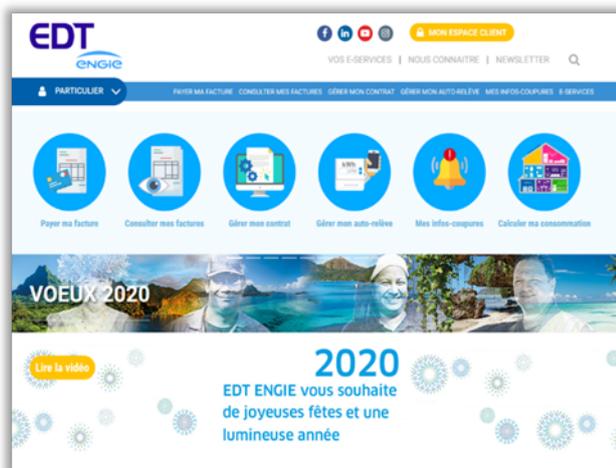
Concession	Nombre d'accès edt.pf	Pourcentage de clients* connectés
Bora Bora	518	16%

*clients en tarifs à usage domestique et professionnel



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

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



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

Paiement facture

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

Auto-relève

- Modification de son auto-relève

- Historique de ses relèves

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

Campagne digitale pédagogique



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

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

Deux thématiques ont été abordées :

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

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

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

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

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



Campagne sur la Maîtrise de la Demande en Energie



ligne sur une moyenne mensuelle de 16 000.

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

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

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'œuvre 2019 de la concession

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Puissance de pointe en kW	7 020	7 450	7 340	7 500	7 680	7 690
Croissance	+0,93%	+6,12%	-1,5%	+2,17%	+2,4%	+0,13%

Pertes et rendement du réseau de distribution

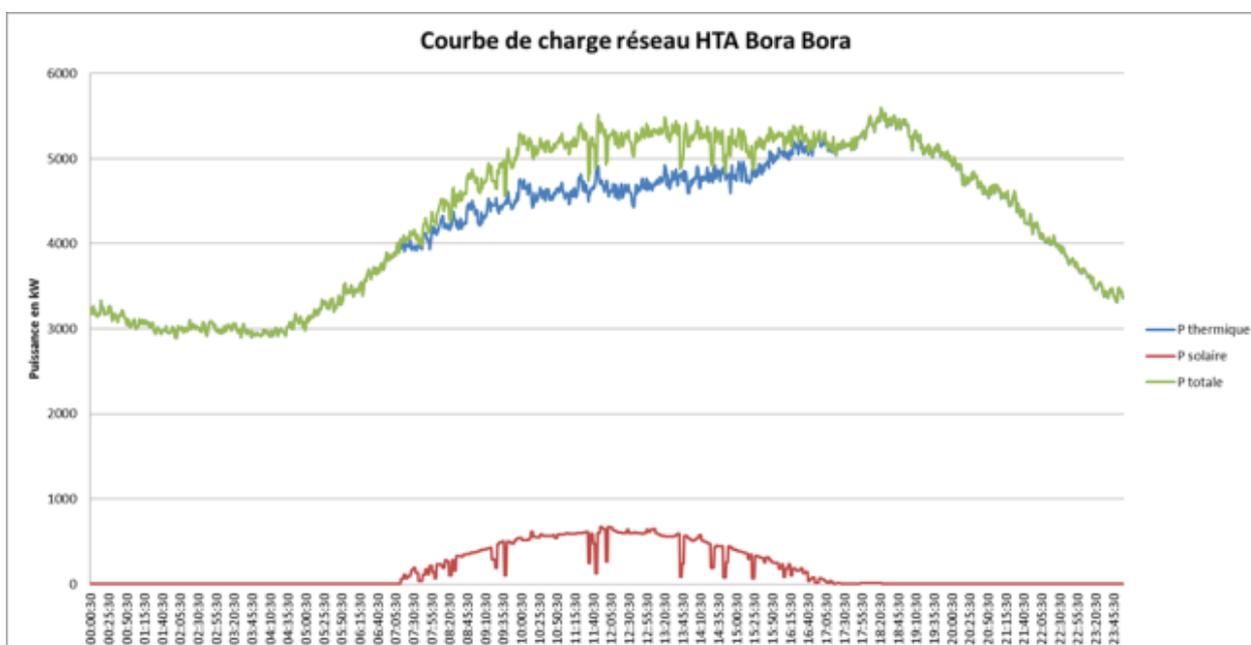
En 2019, la part des auxiliaires de la centrale représentait 2,08 % de l'énergie brute produite par les groupes électrogènes de la centrale thermique de Faanui. Le rendement global du système électrique (Energie vendue/Energie fournie au réseau) est de 94,2 % pour l'année 2019.

L'énergie fournie au réseau correspond à la somme des énergies injectées sur le réseau, c'est-à-dire celle produite par la centrale de Faanui et celle produite par les autres producteurs (solaires), achetée.

Courbes de charge journalières

Une courbe typique de charge journalière de Bora Bora est représentée sur le graphe ci-dessous, pour une journée ensoleillée. 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. En revanche, 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.



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 à l'exploitation par l'arrêté n°5368/MSE/ENV du 5 août 2010.

Le parc est constitué de 8 groupes diesel de production :

- 1 groupe rapide Cummins 16V-KTA50 de puissance utile 640 kW (installé en 1996);
- 3 groupes semi-rapides Wärtsilä 12V-W200 de puissance utile 1800 kW (installés en 2001 et 2002);
- 1 groupe semi-rapide Wärtsilä 6L-Vasa32 de puissance utile 2000 kW (installé en 1998) ;
- 1 groupe semi-rapide Wärtsilä 8L-Vasa32 de puissance utile 2850 kW (installé en 1997) ;
- 2 groupes semi-rapides Wärtsilä 9L-W32 de puissance utile 3880 kW (installés en 2011).

A fin 2019, la puissance garantie était de 10 890 kW pour une puissance de pointe de 7 690 kW.

En 2019, la centrale thermique de Faanui a produit 46,146 GWh.

Evolution de la production :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Production thermique (GWh)	42,630	42,376	44,045	45,556	44,759	46,146
Production EnR (GWh)	0,193	0,222	0,186	0,178	0,179	0,198
Production totale (GWh)	42,824	42,598	44,232	45,734	44,938	46,344

Evolution de la consommation spécifique :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consommation spécifique en ml/kWh	258,3	256,3	258	254	255	257
Variation	+0,6%	-0,75%	+0,6%	-1,6%	+0,4%	+0,78%

11,870 millions de litres de gazole ont été consommés et 32 185 litres d'huile ont été utilisés en 2019.

Le tableau suivant dresse un bilan annuel des productions d'énergie de la centrale de Faanui et des centrales ELECTRA pour le solaire (les autres énergies solaires ne sont pas comptabilisées ici). Il donne également les consommations mensuelles en hydrocarbures, avec comme indicateur la consommation spécifique de carburant) ainsi que l'évolution de la pointe (avec un maximum à 7 690 kW en avril 2019).

MOIS	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	Heures de marche des groupes Cumul mensuel	P. MAX N
Janvier	4 035 839	3 919 194	12 614	1 031 880	256	2 135	1 819	7 360
Février	3 565 295	3 680 702	10 402	945 346	257	2 480	1 663	6 990
Mars	4 231 047	4 104 782	12 196	1 083 530	256	1 520	1 922	7 400
Avril	4 155 428	4 037 477	10 959	1 062 010	256	950	1 890	7 690
Mai	4 065 118	3 955 699	8 379	1 035 160	255	1 685	1 892	7 340
Juin	3 707 741	3 630 734	7 097	952 670	257	2 995	1 909	7 020
Juillet	3 583 211	3 508 211	7 648	918 930	256	4 024	1 786	6 650
Août	3 646 809	3 568 200	9 711	932 120	256	2 484	1 829	6 820
Septembre	3 563 744	3 481 983	11 562	927 620	260	3 872	1 869	7 080
Octobre	3 810 345	3 712 891	13 244	975 490	256	4 244	1 814	7 200
Novembre	3 973 418	3 870 827	11 191	1 031 150	260	4 006	1 868	7 530
Décembre	3 808 142	3 717 706	8 147	974 938	256	1 790	1 865	6 950
TOTAL	46 146 137	45 188 406	123 150	11 870 844	257	32 185	22 126	7 690

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 2019, on recensait 18 installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution publique, totalisant une puissance globale de 1 903 kWc, et une production cumulée de 0,198 GWh injectée sur le réseau. Les quatre installations les plus importantes étant celles de l'hôtel Four Seasons (600 kWc) mise en service en 2015, celle de l'hôtel Saint Régis (641,16 kWc) mise en service en 2012, celle du Supermarché Toa Amok (98,1 kWc) mise en service en 2015, celle de l'hôtel Intercontinental Thalasso Spa (233, 73 kWc) mise en service en 2018, et celle de l'hôtel Pearl Beach (85 kWc) mise en service en 2018.

Avec 1 903 kWc d'EnR intermittentes en service et raccordées au réseau à fin 2019, la limite de 30% concernant les énergies intermittentes (30% de la puissance appelée minimale de jour, fixé à 2 000 kW en 2019), garante de la stabilité du système électrique de l'île, est atteinte. Aucune déconnexion de producteurs PV n'a toutefois encore été effectuée en 2019.

Avec ces futures installations, la puissance installée PV connectée au réseau de distribution atteindrait 3 662 kWc, ce qui excéderait le seuil de 30% de pénétration d'énergie fatale (intermittente), pour l'île de Bora Bora. Des déconnexions d'installations PV pourraient donc se produire dès 2020 à chaque fois que la production solaire excéderait le seuil de 30% de la puissance instantanée appelée par le réseau. Tout 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 2019

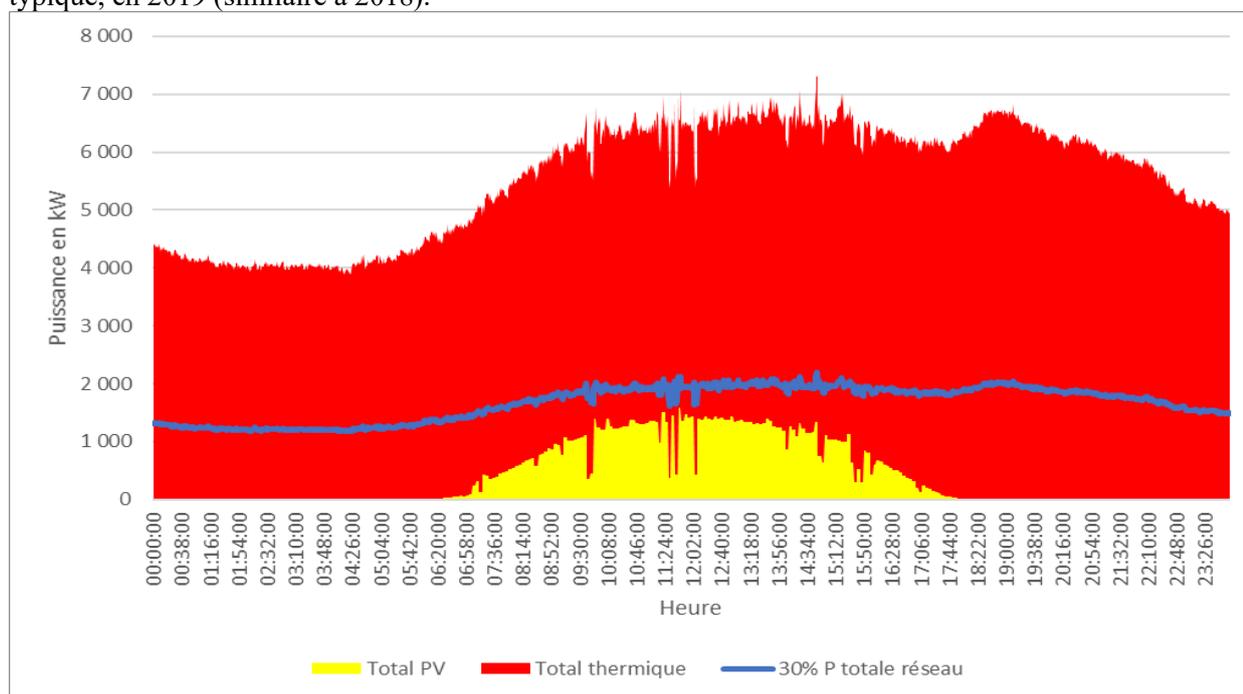
Le mix énergétique de l'île de Bora Bora est peu diversifié, l'essentiel de la production d'énergie provenant des groupes diesel de la centrale thermique.

Thermique (brut) : 46,146 GWh – 99,6%

Solaire (injecté) : 0,198 GWh – 0,4 %

Equilibre journalier

Le graphique ci-dessous reproduit l'empilement des moyens de production disponibles pour une journée typique, en 2019 (similaire à 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 fonctionner	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 201	HDM au 1er Janvier 202	Nbre heure de fonctionnemer
G1 BORA	CUMMINS KTA	BASE	1400	1000	640	31/01/1996	12 051	12 057	6
G3 BORA	WARTSILA W2	BASE	2500	2000	1800	01/01/2001	67 702	71 792	4 090
G4 BORA	WARTSILA W9	BASE	4850	3880	3880	01/06/2011	34 349	41 207	6 858
G6 BORA	WARTSILA 6R3	BASE	2650	2150	2000	01/01/1998	91 948	92 779	831
G7 BORA	WARTSILA W2	BASE	2500	2000	1800	01/01/2002	68 567	71 612	3 045
G10 BORA	WARTSILA 8R3	BASE	3560	2850	2850	01/01/1997	115 346	120 685	5 339
G12 BORA	WARTSILA W2	BASE	2500	2000	1800	01/01/2000	51 877		1
G13 BORA	WARTSILA W9	BASE	4850	3880	3880	01/06/2011	38 979	40 935	1 956

Le plan de renouvellement validé par l'autorité concédante sur la période 2019-2022 prévoit de remplacer trois groupes G1, G7 et G12 par trois nouveaux groupes rapides CUMMINS de type QSK60 de 1800 kW. La réception des QSK60 a été menée sur le site de la société CUMMINS FRANCE à LYON en août 2019 par l'Exploitant de Bora Bora, et l'ingénieur en charge du projet de mise en œuvre des QSK60. Les travaux de démantèlement des G11 et G12, et de pose des 2 QSK60 ont été engagés dès le mois de septembre 2019 avec la société ENGIE SERVICES.

Réseau de distribution HTA

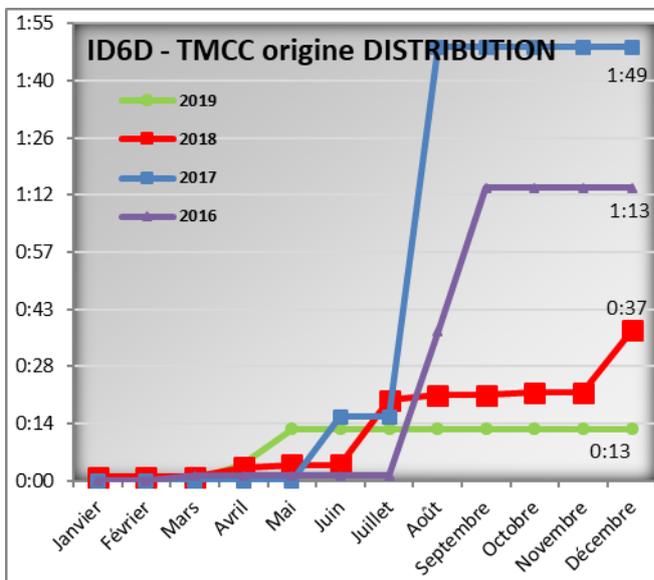
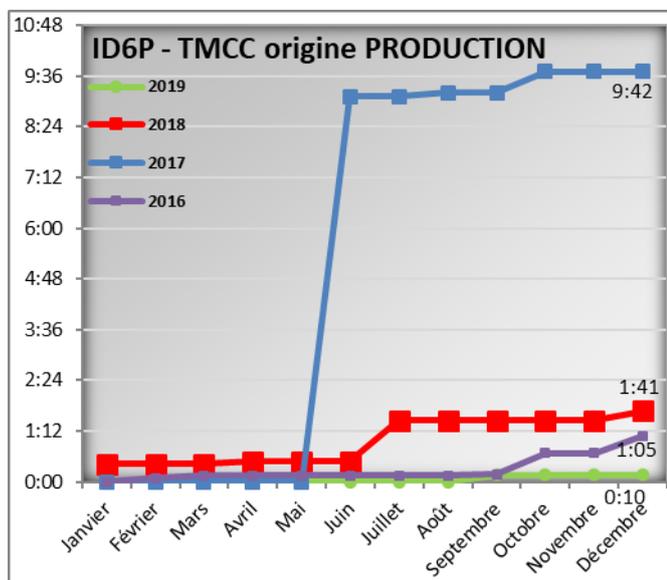
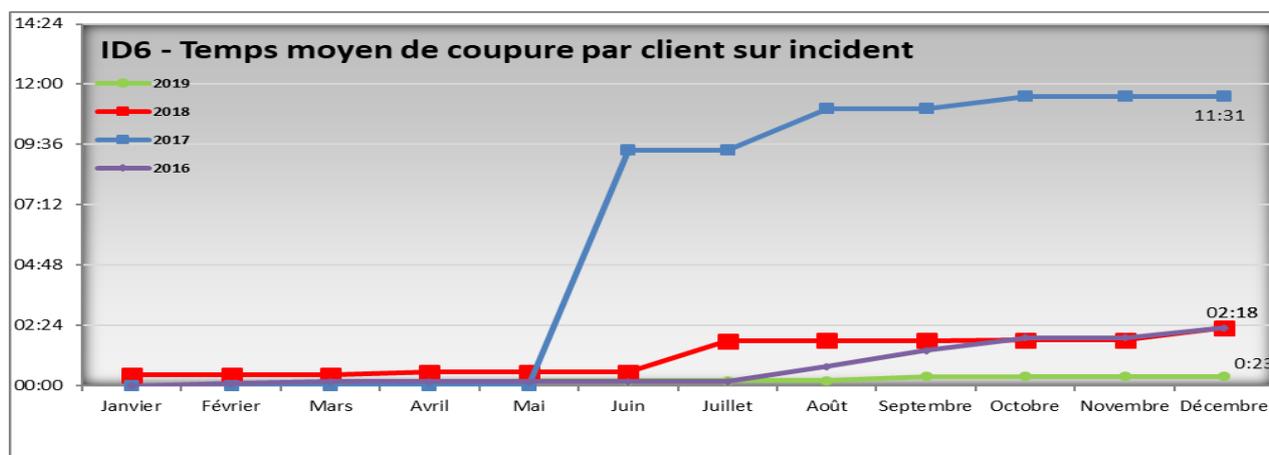
Le réseau de distribution HTA/BT est principalement souterrain, notamment les réseaux situés le long de la route de ceinture. Le réseau de distribution HTA de Bora Bora est constitué de quatre départs : Vaitape, Faanui, Anau et Top Dive.

Le plan de renouvellement validé par l'autorité concédante sur la période 2019-2022 a permis en 2019 de renouveler le réseau souterrain Haute Tension entre l'hôtel MAITAI POLYNESIA vers la Pointe MATIRA sur une distance de 700 mètres environs. Cette opération a permis également de renouveler le réseau souterrain Basse Tension, et de désenclaver tous les compteurs électriques dans cette zone.

3.2 - Qualité de service

Aucun black-out à Bora Bora en 2019. Le temps moyen de coupure sur incidents est de 23 minutes en 2019 (plus de 2h00 d'amélioration par rapports à 2018). C'est le meilleur résultat enregistré sur Bora Bora. L'émergence des ENR (solaire) commence à poser des problèmes de stabilité du réseau (fréquence et tension). Ce problème constitue un sujet d'étude majeur en 2020.

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



3.3 - Qualité - Sécurité - Environnement

16 640 litres d'huile de vidange et d'effluents d'hydrocarbures et 8 m³ de déchets solides (filtres, chiffons souillés par des hydrocarbures) ont été rapatriés sur Tahiti en 2019 vers les filières de traitement.

Un exercice POI de lutte contre l'incendie a été réalisé le 30 septembre 2019. 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 l'exploitation. Par ailleurs, nous avons entamé une démarche de simplification des schémas d'alerte et de l'articulation des fonctions entre les sites et le siège d'EDT-ENGIE.

3.4 - Travaux significatifs - Faits marquants

Des visites de la centrale ont été organisées en 2019 par l'exploitant, permettant à nos grands-comptes (hôteliers) de découvrir le métier de producteur d'électricité. Des rencontres ont eu lieu entre la mairie et l'exploitant afin d'élaborer le projet d'extensions 14A1 de plusieurs quartiers.

Production

- Démantèlement des G11 et G12 et pose de deux QSK60 par la société ENGIE SERVICES
- Révision de type R12000 du G13 par la société POLYDIESEL
- Révision générale des alternateurs des G4 et G13 par la société SULZER-Australie



Distribution

- Renouvellement de 700 mètres de câbles HTA souterrains vétustes



- Renouvellement de 1000 mètres câbles BT souterrains vétustes
- Rénovation de 65 compteurs défectueux ou vétustes
- Renouvellement de 30 poteaux BT termités
- Renouvellement de 5 poteaux HTA termités
- Audit des réseaux de distribution publique
- Recensement des réseaux de distribution publique
- Sécurisation des installations intérieures non conformes
- Entretien de 8 postes de distribution publique
- Mise en peinture de 11 postes de distribution publique

3.5 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2019	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
18	1 903	1	85	-	-	1	-	23,64 F/kWh

3.6 - Unités d'œuvre 2019 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	7 690
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	3 880
Puissance garantie en kW (PG2)	10 890
Nb de kWh vendus	43 633 152
Quantité en litre de combustible	11 870 844
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	45 188 406
Nb de kWh solaire acheté par tarif	197 785
Nb de kWh hydro acheté par tarif	-
Nb de km de réseaux hors branchements	161,101
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés (DP et Privée)	24 115
Nombre d'abonnés (BT et HT)	3 230

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

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh (ELECTRA)
Nb de kWh solaire acheté par tarif	1 767	-	-	72 869	123 150

Répartition des longueurs Réseaux

Concession	RESEAU HTA				RESEAU BT			RESEAU HT+BT				
	Aérien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Bora Bora	8,25	40,21	18,42	66,88	28,44	63,21	91,65	36,69	121,84	158,53	23,1%	76,9%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT BORA BORA a des contrats de sous-traitance pour :

- L'entretien des bâtiments avec un prestataire de l'île
- Le gardiennage de l'agence avec un prestataire de l'île
- Le contrôle des extincteurs avec FENUA INCENDIE
- La maintenance des Systèmes de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES
- La maintenance de la motopompe incendie 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 2015 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) La séparation des services délégués

A l'exception des services mutualisés pour des raisons de coordination et d'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 Taputapuataea et Tumaraa.

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

4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) La prééminence de l'imputation directe

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

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

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

Bora Bora		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	318 849	-5 907 697
Production thermique - frais de siège*		1 879 985	
Production thermique - fonction support*		2 007 099	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	34 908	-96 882
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de charge sur contrôle des réseaux	4 699 258	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	206 157	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		514	
Distribution d'électricité - frais de siège*		956 394	
Distribution d'électricité - fonction support*		1 139 521	
Gestion administrative achats solaires - Coût de fonctionnement - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	1 777 499	0
Fourniture - Etudes & raccordements - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-2 044 796	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		4 426	
Fourniture d'électricité - fonction support*		3 163	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	255 455	0
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	139 846	
Clientèle - frais de siège*		411 423	
Clientèle - fonction support*		269 233	
Total		12 058 934	-1 943 050

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

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

4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

Production :

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

Gestion de clientèle :

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

4.1.7) La permanence des méthodes

Adaptation des clefs de répartition :

Réorganisation de la direction commerciale

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

Coûts de support interne Bora Bora

Afin de mieux tenir compte de l'organisation opérationnelle de Bora Bora (un chef de centrale, une équipe production et une équipe distribution), une nouvelle répartition a été mise en place en 2019. Elle se décompose en 2 étapes :

1. Répartition des coûts de structure internes générés par le chef de centrale sur les coûts de structure des centres d'analyse "production" et "distribution" au prorata des effectifs.
2. Répartition des coûts de structure production et distribution sur les activités et les processus, en fonction du temps passé.

A noter que cela a eu pour conséquence indirecte de légèrement diminuer les frais de siège de la concession puisque des coûts anciennement affectés en MO sont maintenant transférés en "fonctions supports" et la clé "Frais de siège" prend en compte la MO mais pas les frais de support.

Changement de présentation :

Total des produits et des charges de la concession :

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

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

Changement d'estimation :

Provisionnement créances client

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

Contenu du rapport :

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

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

4.1.8) Le principe de détermination des charges économiquement calculées

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

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

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

4.1.9) Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	23
	Mise à disposition personnel	548 147
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	8 466 059
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	4 629 792
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	766 710

Electra

Libellé	Description	23
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	4 926 000
Redevance solaire	Jusqu'en juin 2019, EDT facture à ELECTRA la redevance autoproducteur conformément au jopf. Suite à une décision de justice, EDT a cessé la facturation de cette redevance et a annulé par émission d'avoir les redevances facturées depuis 2016. Le solde négatif correspond aux avoirs des périodes 2016 à 2018.	361 760
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.	675 148

Autres parties liées

Libellé	Description	23
Polydiésel	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	48 517 031
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: production	57 336 728

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

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

L'avenant 18b

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

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

N/A

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

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 88 % 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 12 % 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

cessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points.

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

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

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

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

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

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

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

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

- Les valeurs « Montants répartis dans les concessions » et « Montants répartis sur la concession » ne prenaient pas en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés). Ces coûts sont maintenant intégrés.

- Les frais de supports « internes » à l'île ont été ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'île et diverses charges de fonctionnement non affectés directement sur les processus (production, distribution, clientèle)
- Pointages et répartitions : pour les services qui interviennent sur les processus production et distribution, un taux horaire est calculé en début d'année pour chaque cellule. A chaque fois qu'un opérateur pointe, la part « support » de son pointage est envoyée dans les postes « fonctions supports » du compte de résultat par activité (impératif de la comptabilité approprié). En fin d'année, l'écart entre les 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 »

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	1 356,4	1 146,3			60,6	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	5%
Exploitation des îles	349,3	349,2	30,6	1,9	32,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 007,9	88,2
Clientèle îles	43,3	43,3	5,4	0,3	5,6	Nombre d'abonnés îles	26 789	3 330
Suivi et développement	97,9	94,2	6,7	-0,7	6,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	97,0	7
Travaux réseau	129,8	129,8	3,1	-0,1	3,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	75,4	2
Relève Intervention Branchement	241,3	232,2	0,7	0,2	0,9	Temps pointé par la cellule	160,2	0,5
Gestion administrative du solaire	28,3	26,3	0,2	0,0	0,2	Contrats solaires	2 221	18
Service Grand compte	37,8	33,9	1,9	0,0	1,9	Contrats grands comptes	5 214	294
Marketing & E-services	46,1	39,8	1,6	0,0	1,6	Nombre d'abonnés	78 561	3 230
Animation & réseaux proximité	20,9	18,0	0,7	0,0	0,7	Nombre d'abonnés	78 561	3 230
Comptabilité client et recouvrement	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	78 561	3 230
Magasins	51,2	48,9	1,1	0,0	1,1	Sorties de stock valorisées	993 983	22 029
Total support externe					53,6			
Support interne de l'île					59,3			
Total Support					112,9			

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

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

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

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Bora Bora	
	2019	2018
Immobilisations concédées *	5 536 248 806	5 516 218 922
- Production	3 635 448 222	3 635 448 222
- Distribution	1 900 800 584	1 880 770 700
Immobilisations privées	110 756 999	102 034 051
Immobilisations en-cours	193 746 955	23 232 724
- Production	169 534 753	12 364 705
- Distribution	18 921 674	7 723 771
- Privées	5 290 528	3 144 248
Total immobilisations brutes	5 840 752 760	5 641 485 697
Amortissements et provisions **	-3 553 658 984	-3 363 054 102
- Production	-2 324 459 993	-2 186 832 285
- Distribution	-1 139 916 199	-1 084 921 596
- Privés	-89 282 792	-91 300 221
Immobilisations nettes	2 287 093 776	2 278 431 595
Stock	113 307 650	121 565 544
Créances clients	264 334 108	248 762 118
Autres créances	15 513 901	39 212 956
Provisions pour dépréciation	-61 074 901	-34 826 887
Stock et créances nets	332 080 758	374 713 730
Compte courant du concessionnaire	426 757 123	236 473 764
TOTAL ACTIF	3 045 931 657	2 889 619 089

* Immobilisations concédées

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	3 450 788 399	3 450 788 399
Concessionnaire - Droit incorporel	184 659 823	184 659 823
Total concessionnaire	3 635 448 222	3 635 448 222
Total Tiers et concédant	0	0
Total au bilan	3 635 448 222	3 635 448 222

** Amortissements et provisions

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	-2 184 939 239	-2 051 415 083
Concessionnaire - Droit incorporel	-139 520 754	-135 417 202
Total concessionnaire	-2 324 459 993	-2 186 832 285
Tiers et concédant	0	0
Total au bilan	-2 324 459 993	-2 186 832 285

	2019	2018
Distribution		
Concessionnaire	1 272 774 379	1 257 612 837
Concessionnaire - Droit incorporel	67 297 828	67 297 828
Total concessionnaire	1 340 072 207	1 324 910 665
Tiers et concédant	560 728 377	555 860 035
Total au bilan	1 900 800 584	1 880 770 700

	2019	2018
Distribution		
Concessionnaire	-737 186 938	-698 629 940
Concessionnaire - Droit incorporel	-50 847 247	-49 351 740
Total concessionnaire	-788 034 185	-747 981 680
Tiers et concédant	-351 882 014	-336 939 916
Total au bilan	-1 139 916 199	-1 084 921 596

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	
	2019	2018
Résultat	93 385 542	15 907 092
Capitaux propres	93 385 542	15 907 092
Droits des tiers et concédant apports gratuit	208 846 363	218 920 119
- Distribution	208 846 363	218 920 119
Droits du concédant exigible en nature	208 846 363	218 920 119
Autres provisions	20 423 020	15 575 539
- PIDR	20 423 020	15 575 539
Provision pour risques et charges	20 423 020	15 575 539
Clients - avances sur consommation	43 512 119	42 674 939
Fournisseurs	233 267 138	191 677 113
Dettes fiscales et sociales	129 760 293	118 258 687
Passif de renouvellement	2 310 663 239	2 284 082 322
- Production	1 409 730 035	1 392 538 712
- Distribution	900 933 204	891 543 610
Autres dettes	2 654 554	0
Produits constatés d'avance	3 419 389	2 523 279
Emprunts et dettes	2 723 276 732	2 639 216 339
TOTAL PASSIF	3 045 931 657	2 889 619 089

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 2018			Bora Bora 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	446 362 121		446 362 121	478 398 832		478 398 832
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	10 975,00		10 975	10 975,00		10 975
	- Forfait FP1	44 503		44 503	44 465		44 465
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-347 026 381	1 394 102	-345 632 280	-316 563 859	-867 699	-317 431 557
	par UO : Puissance maximale majorée	-31 620		-31 493	-28 844		-28 923
	- Maintenance	-78 006 069		-78 006 069	-86 927 851		-86 927 851
	- AC	-10 324 660		-10 324 660	-6 085 155		-6 085 155
	- ACE	-31 105 849		-31 105 849	-42 917 497		-42 917 497
	- MO	-36 389 007		-36 389 007	-37 667 662		-37 667 662
	- AUTRES	-186 553		-186 553	-257 537		-257 537
	- Conduite et Fonctionnement	-47 388 315		-47 388 315	-20 529 514		-20 529 514
	- AC	-1 585 276		-1 585 276	-382 921		-382 921
	- ACE	-7 903 038		-7 903 038	-4 194 132		-4 194 132
- MO	-2 326 578		-2 326 578	-53 361		-53 361	
- AUTRES	-35 573 423		-35 573 423	-15 899 100		-15 899 100	
- Amortissement des actifs de concession	-137 627 707		-137 627 707	-137 627 707		-137 627 707	
- Dotation amortissement biens au bilan	-120 436 385		-120 436 385	-120 436 385		-120 436 385	
- Dotation / reprise de lissage	-17 191 323		-17 191 323	-17 191 323		-17 191 323	
- Quote part des activités support affectées	-84 004 290	1 394 102	-82 610 188	-71 478 786	-867 699	-72 346 485	
- Fonctions supports	-45 004 232		-45 004 232	-39 040 542		-39 040 542	
- Frais de siège	-39 000 058	1 394 102	-37 605 956	-32 438 244	-867 699	-33 305 943	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	71 139 675		71 139 675	74 258 020		74 258 020
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	44 253 999		44 253 999	43 334 586		43 334 586
	- Forfait FP2	1 759		1 759	1 748		1 748
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-73 778 999	67 729	-73 711 270	-66 485 141	-44 836	-66 529 977
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,667		-1,666	-1,534		-1,535
	- Maintenance	-65 387 012		-65 387 012	-61 074 871		-61 074 871
	- AC	-27 666 642		-27 666 642	-25 489 278		-25 489 278
	- ACE	-32 341 418		-32 341 418	-29 873 738		-29 873 738
	- MO	-5 378 952		-5 378 952	-5 711 855		-5 711 855
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-8 391 987	67 729	-8 324 258	-5 410 270	-44 836	-5 455 106
	- Fonctions supports	-6 497 262		-6 497 262	-3 734 112		-3 734 112
- Frais de siège	-1 894 725	67 729	-1 826 996	-1 676 158	-44 836	-1 720 994	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	787 718 663		787 718 663	879 594 430		879 594 430
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	17,80		17,80	20,30		20,30
	- Consommations	-861 941 161		-861 941 161	-897 253 550		-897 253 550
	- Fioul						
	- Gasoil	-854 466 694		-854 466 694	-887 613 486		-887 613 486
	- Huile	-7 474 467		-7 474 467	-9 640 064		-9 640 064
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées	-3 410		-3 410	-19 178		-19 178
	- Fonctions supports	-3 410		-3 410	-19 178		-19 178
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	6 629 925		6 629 925	157 170 048		157 170 048	
- Coûts directs	-4 388 564		-4 388 564	-149 590 769		-149 590 769	
- Quote part des activités support affectées	-2 258 388		-2 258 388	-8 681 934		-8 681 934	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	1 311 850 384		1 311 850 384	1 589 421 330		1 589 421 330	
MARGE AVANT IS	22 453 480	1 461 831	23 915 311	150 826 899	-912 535	149 914 365	
- IS.	-13 368 741	-870 370	-14 239 111	-75 921 520	459 341	-75 462 179	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	9 084 739	591 461	9 676 200	74 905 379	-453 193	74 452 185	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	7 722 028	502 742	8 224 770	63 669 572	-385 214	63 284 358	
En % des produits	1%		1%	-4%		-4%	

		Bora Bora 2018			Bora Bora 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	198 722 656		198 722 656	214 051 132		214 051 132
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) - 1	160		160	160		160
	- Forfait FD2	1 360 959		1 360 959	1 361 012		1 361 012
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-147 814 327	747 191	-147 067 136	-139 303 312	-460 384	-139 763 697
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-925 141		-920 464	-868 307		-871 176
	- Maintenance	-45 376 118		-45 376 118	-19 886 129		-19 886 129
	- AC	-2 738 217		-2 738 217	-4 408 315		-4 408 315
	- ACE	-15 777 760		-15 777 760	767 669		767 669
	- MO	-26 860 141		-26 860 141	-16 245 483		-16 245 483
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-7 000 358		-7 000 358	-7 549 419		-7 549 419
	- AC	-2 624 423		-2 624 423			
	- ACE	-665 020		-665 020	-911 679		-911 679
	- MO	-2 256 052		-2 256 052	141 985		141 985
- AUTRES	-1 454 863		-1 454 863	-6 779 725		-6 779 725	
- Amortissement des actifs de concession	-54 275 932		-54 275 932	-70 104 523		-70 104 523	
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-41 819 015		-41 819 015	-60 714 929		-60 714 929	
- Dotation / reprise de lissage	-12 456 917		-12 456 917	-9 389 594		-9 389 594	
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-41 161 920	747 191	-40 414 729	-41 763 242	-460 384	-42 223 626	
- Fonctions supports	-20 259 226		-20 259 226	-24 552 136		-24 552 136	
- Frais de siège	-20 902 694	747 191	-20 155 503	-17 211 106	-460 384	-17 671 490	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 982 990		1 982 990	1 914 071		1 914 071
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	13 834 857		13 834 857	12 765 605		12 765 605
	- Coûts directs	-9 725 236		-9 725 236	-8 935 710		-8 935 710
	- AC	-2 917 450		-2 917 450	-2 800 532		-2 800 532
	- ACE	-3 921 676		-3 921 676	-4 555 416		-4 555 416
	- MO	-1 679 602		-1 679 602	-1 604 876		-1 604 876
	- AUTRES	-1 206 508		-1 206 508	25 114		25 114
	- Quote part des activités support affectées	-4 313 643	6 253	-4 307 390	-4 432 325	-4 105	-4 436 430
	- Fonctions supports	-4 138 726		-4 138 726	-4 278 852		-4 278 852
	- Frais de siège	-174 917	6 253	-168 664	-153 473	-4 105	-157 578
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	46 080 605		46 080 605	56 411 463		56 411 463
	- Coûts directs	-43 020 224		-43 020 224	-53 546 541		-53 546 541
	- AC	-12 322 717		-12 322 717	-14 060 021		-14 060 021
	- ACE	-27 163 212		-27 163 212	-35 731 596		-35 731 596
- MO	-3 198 877		-3 198 877	-3 352 604		-3 352 604	
- AUTRES	-335 418		-335 418	-402 320		-402 320	
- Quote part des activités support affectées	-5 179 732		-5 179 732	-5 455 660		-5 455 660	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	260 621 108		260 621 108	285 142 271		285 142 271	
MARGE AVANT IS	50 567 946	753 443	51 321 389	73 468 723	-464 490	73 004 234	
- IS.	-30 108 018	-448 598	-30 556 616	-36 981 846	233 809	-36 748 037	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	20 459 928	304 845	20 764 773	36 486 877	-230 680	36 256 197	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	17 390 939	259 118	17 650 057	31 013 846	-196 078	30 817 768	
En % des produits	7%		7%	-11%		-11%	

		Bora Bora 2018			Bora Bora 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	1 311 366 066		1 311 366 066	1 438 846 975		1 438 846 975
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	1 305 220 459		1 305 220 459	1 432 251 282		1 432 251 282
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	6 145 607		6 145 607	6 595 693		6 595 693
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COUTS D'ACHAT	-1 311 945 134		-1 311 945 134	-1 438 979 393		-1 438 979 393
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-1 305 220 459		-1 305 220 459	-1 432 251 282		-1 432 251 282
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-6 724 675		-6 724 675	-6 728 111		-6 728 111
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)							
GESTION ADMINISTRATIVE	-754 037	9 379	-744 658	1 224 599	-3 797 270	-2 572 671	
- Produits de la Redevance solaire	1 453 554		1 453 554	1 474 751	-3 796 280	-2 321 529	
- Coûts de Fonctionnement	-814 751		-814 751	-302 748		-302 748	
- AC							
- ACE	-377 550		-377 550				
- MO	-437 201		-437 201				
- AUTRES				1 777 499	-3 796 280	-2 018 781	
- Quote part des activités support affectées	-1 392 840	9 379	-1 383 461	-250 152	-990	-251 142	
- Fonctions supports	-1 130 463		-1 130 463	-213 152		-213 152	
- Frais de siège	-262 377	9 379	-252 998	-37 000	-990	-37 990	
ETUDES & RACCORDEMENTS	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	9 028 895		9 028 895	3 497 973		3 497 973
	- Coûts directs	-6 997 175		-6 997 175	-2 910 504		-2 910 504
	- MO	-1 418 668		-1 418 668	-441 905		-441 905
	- Quote part des activités support affectées	-2 306 519	5 180	-2 301 338	-426 211	-1 154	-427 365
- Fonctions supports	-2 161 600		-2 161 600	-383 067		-383 067	
- Frais de siège	-144 918	5 180	-139 738	-43 144	-1 154	-44 298	
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	20 968 919		20 968 919	22 921 065		22 921 065
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	3 079		3 079	3 138		3 138
	- Forfait FC	7 452,00		7 452	7 451,00		7 451
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	5 709 582		5 709 582	5 813 874		5 813 874
	- Frais de relance	2 655 396		2 655 396	2 633 868		2 633 868
	- Frais de perception de taxe	3 054 186		3 054 186	3 180 006		3 180 006
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-63 058 734	275 365	-62 783 368	-61 722 317	-194 455	-61 916 772
	par UO : Nombre d'abonnés	-20 480		-20 391	-19 669		-19 731
	- Affranchissements	-4 373 317		-4 373 317	-3 808 547		-3 808 547
	- Fonctionnement	-27 207 871		-27 207 871	-26 644 387		-26 644 387
- AC	-697 760		-697 760	-487 468		-487 468	
- ACE	-2 174 728		-2 174 728	-6 812 304		-6 812 304	
- MO	-17 353 937		-17 353 937	-17 951 316		-17 951 316	
- AUTRES	-6 981 446		-6 981 446	-1 393 299		-1 393 299	
- Quote part des activités support affectées	-31 477 546	275 365	-31 202 180	-31 269 383	-194 455	-31 463 838	
- Fonctions supports	-23 774 190		-23 774 190	-23 999 852		-23 999 852	
- Frais de siège	-7 703 355	275 365	-7 427 990	-7 269 531	-194 455	-7 463 986	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	3 571 895		3 571 895	4 153 252		4 153 252
	- Frais de coupure	3 571 895		3 571 895	4 153 252		4 153 252
	- Coûts directs	-2 044 639		-2 044 639	-2 483 449		-2 483 449
	- AC	-64 701		-64 701	-82 868		-82 868
	- ACE				-346 109		-346 109
	- MO	-1 979 938		-1 979 938	-2 054 472		-2 054 472
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-2 169 125	7 324	-2 161 801	-2 722 782	-5 260	-2 728 042	
- Fonctions supports	-1 964 223		-1 964 223	-2 526 128		-2 526 128	
- Frais de siège	-204 902	7 324	-197 578	-196 654	-5 260	-201 914	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	1 352 098 912		1 352 098 912	1 475 233 139		1 475 233 139	
MARGE AVANT IS	-38 630 004	297 249	-38 332 755	-32 786 919	-3 998 139	-36 785 057	
- I.S.	23 000 200	-176 981	22 823 219	16 503 904	2 012 537	18 516 442	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	-15 629 804	120 268	-15 509 537	-16 283 014	-1 985 601	-18 268 616	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-13 285 334	102 228	-13 183 106	-13 840 562	-1 687 761	-15 528 323	
En % des produits	-1%		-1%	1%		1%	

		Bora Bora 2018			Bora Bora 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production	2 154 650		2 154 650	1 837 340		1 837 340
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	MARGE AVANT IS	2 154 650		2 154 650	1 837 340		1 837 340
	- I.S.	-1 282 873		-1 282 873	-924 859		-924 859
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	MARGE NETTE CONCESSION	871 777		871 777	912 481		912 481
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	741 011		741 011	775 609		775 609
	En % des produits						
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-2 724 754		-2 724 754	-3 339 265		-3 339 265
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	1 680 580		1 680 580	1 515 600		1 515 600
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	1 300 916		1 300 916	1 890 706		1 890 706
	MARGE AVANT IS	256 742		256 742	67 041		67 041
	- I.S.	-152 863		-152 863	-33 746		-33 746
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	MARGE NETTE CONCESSION	103 878		103 878	33 294		33 294
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	88 297		88 297	28 300		28 300
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	1 618 779 841		1 618 779 841	1 916 043 533		1 916 043 533
	TOTAL DES CHARGES (*)	-1 581 977 027	2 512 523	-1 579 464 504	-1 722 630 448	-5 375 163	-1 728 005 611
	MARGE AVANT IS	36 802 813	2 512 523	39 315 337	193 413 084	-5 375 163	188 037 921
	- I.S.	-21 912 296	-1 495 949	-23 408 245	-97 358 067	2 705 688	-94 652 379
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	MARGE NETTE CONCESSION	14 890 518	1 016 574	15 907 092	96 055 017	-2 669 475	93 385 542
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	12 656 940	864 088	13 521 028	81 646 764	-2 269 054	79 377 711
	En % des produits	0,8%		0,8%	-4,3%		-4,1%

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

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

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : - 1 MF**
 - - 1 MF lié à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)
- **Fourniture : - 4 MF**
 - - 4 MF liés aux redevances solaires 2018 et antérieures réclamées par les clients suite à une décision de justice.

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

Commentaires sur la variation des produits : + 297 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 + **144 MF**.

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + **153 MF** sont :

- **Production : + 150 MF**
 - + 150 MF sur les travaux immobilisés dont + 149 MF au titre du renouvellement des groupes 11 et 12 sur 2019

- **Distribution : + 9 MF**

- + 10 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - + 5 MF liés au renouvellement branchement/comptage
 - + 5 MF liés au renforcement réseau BT aérien
- - 1 MF sur les travaux vendus

- **Fourniture : - 6 MF**

- - 5 MF sur les études et raccordement d'installations solaires dont :
 - - 2 MF liés au raccordement solaire réalisé en 2018 pour l'hôtel Pearl Beach Bora
 - - 2 MF liés au raccordement solaire réalisé en 2018 pour l'hôtel Beachcomber Bora
 - - 1 MF lié à la pose d'un DEIE (Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation) en 2018 pour le Méridien Bora
- - 1 MF sur la gestion administrative du solaire

Commentaires sur la variation des charges : + 141 MF

- **Production : + 149 MF**

- + 151 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont + 145MF liés au démantèlement des groupes 11 et 12 et pose de deux QSK60
- + 35 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- - 30 MF au titre du financement de la conduite et maintenance de la centrale dont :
 - - 27 MF au titre de la conduite et fonctionnement de la centrale dont – 18 MF liés à une provision pour dépréciation de stock
 - - 6 MF au titre des fonctions support
 - - 6 MF au titre des frais de siège
 - + 9 MF au titre de la maintenance de la centrale
- - 7 MF au titre des révisions groupes

- **Distribution : + 2 MF**

- + 11 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - +7 MF au titre du renouvellement de branchements ou comptages
 - + 5 MF au titre du renforcement réseaux aérien BT
 - + 2 MF au titre de l'électrification BT du quartier Itae Faanui
 - - 3 MF au titre du renouvellement poteaux et réseaux aériens HT/BT
- – 8 MF au titre de la gestion du réseau
- – 1 MF au titre des travaux vendus

- **Fourniture : - 10 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)

- - 6 MF sur les études et raccordements des installations solaires liés aux raccordements solaires réalisés en 2018 pour l'hôtel Pearl Beach Bora, Beachcomber Bora et la pose d'un DEIE au Méridien Bora
- - 3 MF sur la gestion administrative du solaire
- - 1 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 157 MF

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

- Une hausse de 144 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 16 MF au titre des charges calculées

- Une hausse de 35 MF au titre des matières consommées
- Une baisse de 38 MF au titre des coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une baisse de 24 MF au titre des coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution

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

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

4.4.1) Revenu autorisé

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

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE \\ 1.707.931.568 &= 803.949.907 + 903.981.661 \end{aligned}$$

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 2018 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		44 503	44 465	-0,1%	488 420 425	488 003 375	-0,1%
Nb de kWh produits	44 253 999	43 334 586	-2,1%	1,759	1,748	-0,6%	77 842 784	75 748 856	-2,7%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	159,775	160,431	0,4%	1 360 959	1 361 012	0,0%	217 447 224	218 348 516	0,4%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	3 079	3 138	1,9%	7 452	7 451	0,0%	22 944 708	23 381 238	1,9%
RE - "Forfaits"							806 655 141	805 481 986	-0,1%
Résultat financier							-2 981 493	-3 406 306	14,2%
Partage des gains de rendement							2 357 671	1 874 227	
RE (Revenu de l'exploitation)							806 031 319	803 949 906	-0,3%

4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2018			2019		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	11 408 937	74,89	854 466 693	11 870 844	74,77	887 613 486
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	26 855	278,33	7 474 467	32 185	299,52	9 640 064
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	179 471	37,47	6 724 675	197 785	34,02	6 728 111
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				868 665 835	903 981 661		

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt du 01/2019	87,432	Arrêté 2880 CM du 28 décembre 2018
Acpt du 02/2019	69,321	Arrêté 103 CM du 23 janvier 2019
Acpt du 03/2019	70,557	Arrêté 213 CM du 13 février 2019
Acpt du 04/2019	75,585	Arrêté 442 CM du 27 mars 2019
Acpt du 05/2019	77,563	Arrêté 609 CM du 25 avril 2019
Acpt du 06/2019	77,563	Arrêté 758 CM du 24 mai 2019
Acpt du 07/2019	78,750	Arrêté 974 CM du 19 juin 2019
Acpt du 08/2019	78,181	Arrêté 1362 CM du 25 juillet 2019
Acpt du 09/2019	75,893	Arrêté 1835 CM du 28 août 2019
Acpt du 10/2019	74,287	Arrêté 2048 CM du 20 septembre 2019
Acpt du 11/2019	76,376	Arrêté 2343 CM du 24 octobre 2019
Acpt du 12/2019	75,008	Arrêté 2653 CM du 27 novembre 2019

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

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

		Bora Bora				
		2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	1 395 536 066	1 240 686 885	1 263 747 845	1 219 398 429	1 228 798 035
Péréquation	B	278 781 181	289 800 653	239 673 514	283 872 515	327 471 721
CA péréqué	C=A+B	1 674 317 247	1 530 487 538	1 503 421 359	1 503 270 944	1 556 269 756
Ecart RA/CA 2018		n/a	n/a	68 694 600	-44 347 334	n/a
Revenu autorisé		1 707 931 568	1 674 697 154	1 572 115 960	1 458 923 610	1 556 269 756
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	n/a	-68 694 600	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	n/a	44 347 334	n/a	n/a
Produits comptabilisés		1 674 317 247	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 2019	Réalisé 2018
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	43 633 152	41 578 278
Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	94,2%	92,5%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	1 767	1 190
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	72 869	28 124
Achat Electra 40F/kWh	123 150	150 157
Total Production Photovoltaïque	197 785	179 471
Production hydro		
Production Total EnR	197 785	179 471
Production brute thermique à produire	46 146 137	44 758 714
Production Nette thermique à produire	45 188 406	43 334 586
Total production (EDT et Autres)	46 343 922	44 938 185
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,257	0,255
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	61 960	24 440
Achat matière première	11 870 834	11 446 457
Stock final	61 950	61 960
Consommation matière première	11 870 844	11 408 937
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,257	0,255
<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	74,77 F	74,89 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix huile	299,52 F	278,33 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	5 311 955	1 590 335
Achat matière première	886 842 962	858 188 313
Stock final	4 541 431	5 311 955
Consommation matière première	887 613 486	854 466 693
Huile	9 640 064	7 474 467
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	897 253 550	861 941 160
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	6 728 111	6 724 675
(CE) TOTAL achat de matières premières	903 981 661	868 665 835

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

	2018	Acquisition	Cession	2019
Production	3 635 448 222	0	0	3 635 448 222
Distribution	1 880 770 700	55 470 213 (1)	-35 440 329 (2)	1 900 800 584
Total	5 516 218 922	55 470 213	-35 440 329	5 536 248 806

(1) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
835480	14A1 LC 419/00064 FAANUI DOSSIER TEIHOTAATA BORA	654 317		654 317	
718460	14A1 LC MT/039813 FAANUI QT TERIINOHOPUAITERAI BO	534 073		534 073	
703650	14A1 LC MT/045127 ANAU QT FAITO BORA BORA	1 824 030		1 824 030	
813950	14A1 LC MT/046977 ANAU QT TIATIA BORA BORA	558 071		558 071	
910670	14A1 LC MT/051073 FAANUI QT NABET BORA BORA	784 976		784 976	
813970	14A1 LC MT/046976 TIIPOTO QT PAHAPE BORA BORA	371 899		371 899	
910640	14A1 LC MT/051073 ANAUQT ONEE BORA BORA	1 565 436		1 565 436	
910740	14A1 LC MT/051073 POVAI QT HIROVANAA BORA BORA	596 757		596 757	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	6 889 559	-	6 889 559	-
CP2019	RESEAUX CP BORA BORA 2019 CP 2019	28 602 791	28 602 791		
CP2019	BRCHT/COMPTAGES BORA BORA CP 2019	9 721 210			9 721 210
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	38 324 001	28 602 791	-	9 721 210
823615	RSX SOUT TIERS BORA 2019 FINANCEMENT BORA BORA	3 202 842		3 202 842	
BRT12/18	COMPTAGE TIERS BOR 2019 FINANCEMENT BORA BORA	7 053 811			7 053 811
	TOTAL FINANCEMENT TIERS BORA BORA	10 256 653	-	3 202 842	7 053 811
	TOTAL DISTRIBUTION BORA	55 470 213	28 602 791	10 092 401	16 775 021

(2) Cessions de Distribution : 30 MF Réseaux et 5,4 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 188,5 MF contre 20,1 MF fin 2018 soit une augmentation de 168,4 MF*

(* renouvellement de deux groupes Wartsila par des Cummins QSK60)

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	-	67 516 705	-	50 894 787
CONSTRUCT ATELIER BORA	01/01/2000	35	23 621 951	-	12 549 162	-	11 072 789
BATIMENT BORA BORA	01/01/2000	35	-	-	-	-	-
EXTENSION CENTRALE BORA	01/01/2008	27	193 425 454	-	85 966 872	-	107 458 582
FMERE EXT BATIMENT BORA	01/01/2008	35	-	-	-	-	-
CLOTURE SUPPORT TOURET	01/05/2008	27	1 673 950	-	732 352	-	941 598
MISE NORMES PORTES SALLE	01/07/2009	26	351 909	-	144 901	-	207 008
RAMPE STOCKAGE ATELIER	30/03/2010	25	1 625 000	-	640 335	-	984 665
BAC RANGEMENT CUBITAINER	01/06/2010	25	858 800	-	334 784	-	524 016
HANGAR STOCKAGE TRANSFO	01/08/2010	24	3 168 514	-	1 221 986	-	1 946 528
DBL VITRAGE S.MACHINE BOR	01/10/2011	23	894 340	-	317 345	-	576 995
REHAUS MURET PARKING BORA	01/01/2012	23	664 783	-	231 231	-	433 552
AMENAG HANGAR VEH BORA	01/01/2012	23	280 800	-	97 672	-	183 128
AMENAG MAGASIN CENT BORA	30/01/2012	23	331 069	-	114 412	-	216 657
F&P SAS ACCES SDM2 BORA	01/08/2013	29	3 607 934	-	786 998	-	2 820 936
LOCAL BUREAU CENT BORA	25/08/2014	28	8 544 401	-	1 613 383	-	6 931 018
REMISE EN ETAT ÉCLAIRAGE	01/06/2015	20	8 395 264	-	1 964 848	-	6 430 416
RAYONNAGE EXT CENT BORA	01/08/2007	27	3 423 094	-	1 550 276	-	1 872 818
PASSERLLE STOCK CENT BORA	01/08/2007	27	415 053	-	187 975	-	227 078
AMNGT LABO CENT BORA	12/12/2007	27	582 863	-	259 388	-	323 475
DALLES BETON SOUS AERO	01/05/2008	27	1 800 050	-	787 523	-	1 012 527
AGENCEMT EXTENS CENT BORA	01/12/2008	26	19 889 128	-	8 451 290	-	11 437 838
ACCES BETON AIRE RÉTENT°	01/01/2009	26	742 238	-	314 025	-	428 213
AIRE LAVAGE EXTÉRIEUR VEH	01/01/2009	26	351 783	-	148 830	-	202 953
RACC.RESEAU ASSAINISSEMT	01/03/2009	26	643 149	-	269 707	-	373 442
REAL.CANIVEAU BETON TUYAU	01/06/2009	26	688 584	-	284 851	-	403 733

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
CHAUFFE-EAU SOLAIRE SANIT	01/08/2009	25	270 238	-	110 750	-	159 488
F&P D'UNE SELF DE 250V AR	01/01/2010	25	331 000	-	132 400	-	198 600
GENIE CIVIL INSTAL GROUPE	01/06/2011	32	94 014 607	-	25 550 146	-	68 464 461
BARRIERE ECOULEMT PLUVIAL	05/01/2012	23	183 300	-	63 669	-	119 631
ACHAT ETAGERES EN ACIER	01/07/2015	20	2 057 309	-	474 764	-	1 582 545
GPE CARTERPILLAR BORA	24/10/2006	6	64 622 854	-	64 622 854	-	-
PANOPLIE PIECES GPE BORA	01/06/2011	13	37 797 301	-	25 954 146	-	11 843 155
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	-	84 168 374	-	-
MOTEUR WARTSILA W9L32 BOR	01/06/2011	20	157 815 859	-	107 542 970	-	50 272 889
MOTEUR WARTSILA W200 BORA	01/01/2001	20	85 430 899	-	84 612 494	-	818 405
MOTEUR WARTSILA W9L32 BOR	01/06/2011	20	157 815 859	-	107 542 970	-	50 272 889
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	-	21 444 019	-	-
ALTERNAT WARTSILA W9L32 B	01/06/2011	20	33 230 838	-	22 645 019	-	10 585 819
ALTERNAT WARTSILA W200 BO	01/01/2001	20	21 765 679	-	21 557 169	-	208 510
ALTERNAT WARTSILA W9L32 B	01/06/2011	20	33 230 838	-	22 645 019	-	10 585 819
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	-	50 102 980	-	-
ACCESSOIRE WARTSILA W9L32	01/06/2011	20	194 381 548	-	132 460 510	-	61 921 038
ACCESSOIRE WARTSILA W200	01/01/2001	20	47 962 195	-	47 502 730	-	459 465
ACCESSOIRE WARTSILA W9L32	01/06/2011	20	194 381 548	-	132 460 510	-	61 921 038
ACCESSOIRE WARTSILA 6R32	01/01/1998	23	217 278 464	-	217 278 464	-	-

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
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	-	7 232 811	-	819 709
A.N. FILIERE BORA	01/01/2000	31	82 870 985	-	61 390 718	-	21 480 267
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	-	1 988 971	-	2 497 423
COMPTAGE THOKEIM SATAM	15/01/2010	25	2 574 114	-	1 025 642	-	1 548 472
FILIERE COMBUSTIBLE BORA	01/06/2011	25	22 937 971	-	7 875 371	-	15 062 600
INSTAL COMPTEURS GASOIL	01/01/2013	25	1 314 952	-	368 186	-	946 766
POSE PREFILTRE GASOIL	01/10/2016	25	1 322 786	-	171 961	-	1 150 825
POSE PURGE CUVE JO SDM1	01/11/2016	25	1 179 272	-	149 375	-	1 029 897
FILIERE EAU BORA	01/12/2008	25	27 748 867	-	12 302 000	-	15 446 867
FILIERE EAU CENTRALE BORA	01/06/2011	25	54 547 120	-	18 727 846	-	35 819 274
MEP NV RESEAU EAU BORA	30/04/2012	23	329 380	-	111 038	-	218 342
FILIERE ENERGIE BORA	01/12/2008	25	132 218 260	-	58 616 761	-	73 601 499
F&P D'UNE SELF DE 250V AR	01/01/2010	25	2 378 969	-	951 590	-	1 427 379
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/07/2010	25	24 229 366	-	9 395 063	-	14 834 303
FILIERE ENERGIE BORA	01/04/2011	25	3 020 829	-	1 057 289	-	1 963 540
FILIERE ENERGIE-CTRL BORA	01/06/2011	25	130 306 872	-	44 738 694	-	85 568 178
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G1P	06/05/2013	22	7 014 159	-	2 153 705	-	4 860 454
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G3P	06/05/2013	9	10 190 752	-	7 592 683	-	2 598 069
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G4P	06/05/2013	25	4 896 431	-	1 302 993	-	3 593 438
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G6P	06/05/2013	9	10 190 752	-	7 592 683	-	2 598 069
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G7P	06/05/2013	9	10 190 752	-	7 592 683	-	2 598 069
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G10	06/05/2013	9	10 190 752	-	7 592 683	-	2 598 069
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G13	06/05/2013	25	4 896 431	-	1 302 993	-	3 593 438
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°BOR	06/05/2013	22	7 014 159	-	2 153 705	-	4 860 454

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
NRJ REFONTE TABLEAU HTA	01/06/2015	20	16 819 888	-	3 936 570	-	12 883 318
NRJ INST PASSERELLE EG300	01/11/2015	25	538 599	-	89 767	-	448 832
ENERGIE - F&P MATERIEL HT	01/08/2017	25	4 344 153	-	419 935	-	3 924 218
FILIERE LUBRIFIANT BORA	01/12/2008	25	15 250 784	-	6 761 179	-	8 489 605
FILIERE LUBRIFANT BORA	01/06/2011	25	6 757 246	-	2 319 989	-	4 437 257
FILIERE ENVIRONNEMT BORA	01/12/2008	25	39 219 132	-	17 387 145	-	21 831 987
MIS.EN PLACE RESEAU EVACU	01/06/2009	25	11 453 034	-	4 848 449	-	6 604 585
FILIERE ENVIRONNEMT BORA	01/06/2011	25	4 525 000	-	1 553 583	-	2 971 417
VFA VASE FILTRE AUTO-AMOR	01/07/2013	22	2 692 850	-	814 118	-	1 878 732
VFA VASE FILTRE AUTO-AMOR	01/07/2013	25	1 795 233	-	466 759	-	1 328 474
CAPTEURS GO-SEPARATEUR LA	01/05/2014	21	979 555	-	268 589	-	710 966
EXTRATEUR EAU CENT BORA	31/12/2004	26	173 437	-	102 362	-	71 075
FILIERE SECURITE BORA	01/12/2008	25	24 779 119	-	10 985 410	-	13 793 709
FIL SECU INCENDIE BORA	01/05/2011	25	33 707 647	-	11 685 319	-	22 022 328
FILIERE SECURITE BORA	01/06/2011	25	875 050	-	300 434	-	574 616
INST EVENTS CENT BORA	01/04/2012	23	470 790	-	160 379	-	310 411
SYSTEME SECURITE INCENDIE	01/06/2013	10	13 161 541	-	8 938 880	-	4 222 661
SYSTEME SECURITE INCENDIE	01/06/2013	10	11 671 555	-	7 926 931	-	3 744 624
SIGNALISATION DEFAUT CENT	01/03/2014	21	4 053 173	-	1 134 887	-	2 918 286
EVENT COUPURE ARR GO BORA	01/07/2014	25	5 073 858	-	1 116 247	-	3 957 611
F&INSTAL BARRIERE ECLUSES	01/01/2015	25	515 914	-	103 184	-	412 730
FILIERE AIR & ECHAPPEMT	01/12/2008	25	10 679 255	-	4 734 468	-	5 944 787
COMPRESSEUR AIR30BAR BORA	01/08/2011	23	3 653 702	-	1 313 252	-	2 340 450
COMPRESSEUR AIR30BAR BORA	01/08/2011	25	3 653 702	-	1 230 079	-	2 423 623
ENS COMPRESSEUR AIR BORA	01/01/2012	25	2 724 426	-	871 816	-	1 852 610
EXTRACTEURS AIR CENT BORA	05/01/2012	23	389 112	-	135 156	-	253 956
POSE EXTRACTEUR AIR BORA	30/04/2012	23	223 926	-	75 490	-	148 436
TOTAL PRODUCTION BORA			3 450 788 399	-	2 431 394 443	-	1 019 393 956

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 TITI VAHIMARA	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE SOCLE PATU-ANAU	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE SOCLE MENUISERIE	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE SOCLE OSMOSEUR	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE LR71 EGLIS.PROTEST.	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE SOCLE ORTAS	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE LR71 EQUIPMT	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE SOCLE HAAMAIRE	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE PARKING DANI MATIRA	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE LR71 CENTRE MAUTARA	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE LR71 STADE PAGOPAGO	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE LR71 RES.FARETAI	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE LR71 FACE AMANAHUNE	30/04/2009	35	2 655 409	-	952 201	-	1 703 208
POSTE DP B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25	-	1 227 960	-	221 031	1 006 929
POSTE DP B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	1 551 281	-	248 204	-	1 303 077
TEL.POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
TEL.POSTE LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
TEL.POSTE LR71 EGLISE PRO	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
TEL.POSTE LR71 EQUIPMT	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
TEL.POST.LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
TEL.POST.LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
TEL.POST.PARK.DANI MATIRA	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
TEL.POSTE LR71 CENTRE MAU	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
TEL.POSTE LR71 STADE PAGO	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
TEL.POSTE LR71 RES.FARE	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
TEL.POSTE LR71 FAC.AMANA	30/04/2009	25	497 718	-	212 418	-	285 300
POST.SOCLE TITI VAHIMARAE	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE SOCLE PATU-ANAU	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413

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	-	708 353	-	951 413
POSTE DP LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE SOCLE OSMOSEUR ANAU	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE LR71 EGLIS.PROTEST.	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE SOCLE ORTAS FAANUI	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE LR71 EQUIPMT FAANUI	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE SOCLE HAAMAIRE	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE PARKING DANI MATIRA	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE LR71 CENTRE MAUTARA	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POST.LR71 STADE PAGO PAGO	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE LR71 RES.FARE TAI	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
POSTE LR71 FAC.AMANAHUNE	30/04/2009	25	1 659 766	-	708 353	-	951 413
CELLULES DP ECOLE ANAU	01/01/2010	25	790 258	-	316 100	-	474 158
AUT COMP DP 5042 PICARD	01/01/2014	25	1 068 019	-	256 326	-	811 693
AUT COMP B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25	-	1 237 487	-	222 747	1 014 740
AUT COMP B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	1 563 316	-	250 132	-	1 313 184
TRANSFO TITI VAHIMARAE	30/04/2009	25	954 626	-	407 413	-	547 213
TRANSFO PATU-ANAU BORA	30/04/2009	25	954 626	-	407 413	-	547 213
TRANSFO ECOLE ANAU	30/04/2009	25	1 452 570	-	619 927	-	832 643
TRANSFO MENUISERIE ANAU	30/04/2009	25	954 626	-	407 413	-	547 213
TRANSFO LAGONARIUM ANAU	30/04/2009	25	1 452 570	-	619 927	-	832 643
TRANSFO OSMOSEUR ANAU	30/04/2009	25	954 626	-	407 413	-	547 213
TRANSFO EGLIS.PROTESTANT	30/04/2009	25	1 452 570	-	619 927	-	832 643
TRANSFO ORTAS FAANUI BORA	30/04/2009	25	954 626	-	407 413	-	547 213
TRANSFO EQUIPMT FAANUI	30/04/2009	25	1 452 570	-	619 927	-	832 643
TRANSFO PEARL BEACH FAANUI	30/04/2009	25	1 452 570	-	619 927	-	832 643
TRANSFO IMM.HITIAMA BORA	30/04/2009	25	954 626	-	407 413	-	547 213
TRANSFO HAAMAIRE FAANUI	30/04/2009	25	954 626	-	407 413	-	547 213
TRANSFO PARK.DANI MATIRA	30/04/2009	25	1 452 570	-	619 927	-	832 643
TRANSFO CENTRE MAUTARA	30/04/2009	25	1 452 570	-	619 927	-	832 643
TRANSFO STADE PAGO PAGO	30/04/2009	25	1 452 570	-	619 927	-	832 643

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 RES.FARE TAI	30/04/2009	25	954 626	-	407 413	-	547 213
TRANSFO FACE AMANAHUNE	30/04/2009	25	1 452 570	-	619 927	-	832 643
TRANSFO DP B5042 PICARD	01/01/2014	25	2 039 006	-	489 360	-	1 549 646
TRANSFO B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25	-	901 028	-	162 185	738 843
TRANSFO B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	594 125	-	95 060	-	499 065
TRANSFO	01/01/2017	25	887 770	-	106 533	-	781 237
POSTE B6061 À POVAI NUNUE	12/05/2017	25	779 945	-	82 241	-	697 704
TRANSFO BORA 94	01/01/1994	25	5 277 300	-	5 277 300	-	-
TRANSFO BORA 95	01/01/1995	25	1 848 611	-	1 848 611	-	-
TRANSFO BORA 96	01/01/1996	25	7 321 105	-	7 028 260	-	292 845
TRANSFO BORA 97	01/01/1997	25	3 559 909	-	3 275 116	-	284 793
TRANSFO BORA 98	01/01/1998	25	28 007 008	-	24 646 166	-	3 360 842
TRANSFO BORA 99	01/01/1999	25	32 365 109	-	27 186 691	-	5 178 418
TRANSFO BORA 2000	01/01/2000	25	380 213	-	304 170	-	76 043
TRANSFO BORA 2001	01/01/2001	25	1 285 003	-	976 600	-	308 403
TRANSFO BORA 2002	01/01/2002	25	1 075 476	-	774 341	-	301 135
TRANSFO POSTE FAANUI BORA	01/09/2004	25	429 088	-	263 174	-	165 914
TRANSFO POSTE FAANUI BORA	01/09/2004	25	429 088	-	263 174	-	165 914
TRANSFOS CP 2005 BORA	01/07/2005	25	1 004 031	-	582 335	-	421 696
POSTE DP BORA DANY DEXTER	01/01/2007	25	1 117 246	-	580 970	-	536 276
POSTE CP BORA BORA 2007	01/07/2007	25	1 190 270	-	595 137	-	595 133
POSTE BORA 1994	01/01/1994	25	1 782 071	-	1 782 071	-	-
POSTE BORA 1995	01/01/1995	25	1 960 191	-	1 960 191	-	-
POSTE BORA 1996	01/01/1996	25	393 511	-	377 770	-	15 741
POSTE BORA 1997	01/01/1997	25	466 092	-	428 805	-	37 287
POSTE BORA 1998	01/01/1998	25	14 622 357	-	12 867 673	-	1 754 684
POSTE BORA 2000	01/01/2000	25	5 362 212	-	4 289 769	-	1 072 443
POSTE BORA 2001	01/01/2001	25	3 653 336	-	2 776 535	-	876 801
POSTE BORA 2002	01/01/2002	25	33 852 170	-	24 373 564	-	9 478 606
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	455 806	-	279 558	-	176 248
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	1 026 550	-	629 617	-	396 933
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	1 047 443	-	642 434	-	405 009
POSTE DP REVATUA LR71	01/01/2008	25	2 701 439	-	1 296 691	-	1 404 748

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 CELLULE SM6 IPT DP/	01/01/2008	25	442 419	-	212 364	-	230 055
POSTE/AUT COMP REVATUA	01/01/2008	25	1 369 284	-	657 254	-	712 030
POSTE TRANSFO DP REVATUA	01/01/2008	25	578 697	-	277 776	-	300 921
TRANSFO DP RES.HITIAMA	29/02/2008	25	736 460	-	348 753	-	387 707
POSTE DP BORA 2008	01/07/2008	25	256 530	-	118 002	-	138 528
DP PREF B2181 ANAU BORA	01/01/2012	25	1 352 307	-	432 736	-	919 571
AUT COMP B2181 ANAU BORA	01/01/2012	25	1 439 046	-	460 496	-	978 550
AUT COMP B3022 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	84 252	-	216 655
AUT COMP B4035 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	84 252	-	216 655
AUT COMP B6062 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	84 252	-	216 655
AUT COMP B6071 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	84 252	-	216 655
AUT COMP B7131 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 907	-	84 252	-	216 655
AUT COMP B2181 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 908	-	84 252	-	216 656
AUT COMP B6101 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 908	-	84 252	-	216 656
AUT COMP B4037 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 908	-	84 252	-	216 656
AUT COMP B3023 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 908	-	84 252	-	216 656
TELECOM BORA 98	01/01/1998	15	2 549 890	-	2 549 890	-	-
TELECOM BORA 99	01/01/1999	15	215 146	-	215 146	-	-
IAT TRAVERSIERE POVAI-ANA	06/02/2007	15	276 728	-	238 037	-	38 691
POSE IPT POSTE DP FAANUI	01/06/2005	15	1 819 068	-	1 768 538	-	50 530
POSE IPT POSTE DP ANAU	02/06/2005	15	5 003 698	-	4 863 780	-	139 918
RES.AERIEN BORA 98	01/01/1998	25	3 305 863	-	2 909 159	-	396 704
RESEAUX BORA BORA 1998	01/01/1998	25	-	30 829 651	-	27 140 987	3 688 664
RES.AERIEN BORA 99	01/01/1999	25	4 177 005	-	3 508 683	-	668 322
RESEAUX BORA BORA 1999	01/01/1999	25	-	5 783 644	-	4 860 418	923 226
RES.AERIEN BORA 2000	01/01/2000	25	5 043 422	-	4 034 739	-	1 008 683
RESEAUX BORA BORA 2000	01/01/2000	25	-	5 613 661	-	4 492 923	1 120 738
RES.AERIEN BORA 2001	01/01/2001	25	5 370 840	-	4 081 839	-	1 289 001
RESEAUX BORA BORA 2001	01/01/2001	25	-	7 618 331	-	5 792 258	1 826 073
RES.AERIEN BORA 2002	01/01/2002	25	7 779 515	-	5 601 251	-	2 178 264
RESEAUX BORA BORA 2002	01/01/2002	25	-	11 409 630	-	8 217 522	3 192 108
RES.AERIEN BORA 2003	01/01/2003	25	13 064 265	-	8 883 701	-	4 180 564
RESEAUX BORA BORA 2003	01/01/2003	25	-	64 892 592	-	44 135 028	20 757 564
RESEAU CP41906 2004 BORA	01/07/2004	25	1 657 467	-	1 027 631	-	629 836

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX BORA BORA 2004	01/07/2004	25	-	19 728 243	-	12 231 513	7 496 730
EXT BTA TEHIVATAU MAREA	14/04/2005	25	479 866	-	282 429	-	197 437
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25	-	28 412 742	-	16 574 101	11 838 641
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25	-	644 930	-	376 206	268 724
RESEAUX CP 51906 2005BORA	01/06/2005	25	2 672 122	-	1 558 740	-	1 113 382
EXT BTA ELLACOTT ANTHONY	23/01/2006	25	99 301	-	55 365	-	43 936
RESEAU BTA BORA	15/06/2006	25	435 167	-	235 766	-	199 401
RESEAU BTA BORA	15/06/2006	25	83 445	-	45 211	-	38 234
RESEAUX BORA BORA 2006	01/07/2006	25	-	274 653	-	148 311	126 342
RESEAUX BORA BORA 2006	01/07/2006	25	-	36 521 606	-	19 721 664	16 799 942
RESEAU 15% EXT BORA 06	01/07/2006	25	5 866 482	-	3 167 898	-	2 698 584
EXT BTA VAHIMARAE NELLEY	22/01/2007	25	152 958	-	79 179	-	73 779
DEP RESEAU AERIEN HT BORA	06/02/2007	25	1 792 290	-	925 022	-	867 268
EXT BTA HATOT ANNIE	28/02/2007	25	309 592	-	159 029	-	150 563
DEP RESEAU AERIEN HT BORA	28/02/2007	25	1 325 564	-	680 899	-	644 665
RESEAUX CP BORA BORA 2007	01/07/2007	25	3 731 111	-	1 865 555	-	1 865 556
RESEAUX BORA 2007	01/07/2007	25	-	553 550	-	276 775	276 775
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	238 405	-	119 200	-	119 205
RESEAUX BORA BORA 2007	01/07/2007	25	-	45 828	-	22 913	22 915
REPRISE HTA POINTE MOHI	10/01/2008	25	9 682 283	-	4 637 811	-	5 044 472
RESEAUX CP BORA 2008	01/07/2008	25	15 189 156	-	6 987 009	-	8 202 147
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25	-	241 404	-	111 044	130 360
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	46 384 496	-	21 336 870	25 047 626
RESEAUX CP BORA 2009	01/07/2009	25	851 113	-	357 468	-	493 645
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	2 444 153	-	985 807	1 458 346
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	882 852	-	356 083	526 769
RESEAUX CP BORA BORA 2010	01/07/2010	25	5 039 710	-	1 915 088	-	3 124 622
RESEAUX 2010 CONCED BORA	01/07/2010	25	-	827 209	-	314 337	512 872
RESEAUX 2010 TIERS BORA	01/07/2010	25	-	4 651 325	-	1 767 503	2 883 822
RESEAUX CP BORABORA 2011	01/07/2011	25	12 099 323	-	4 113 770	-	7 985 553
RESEAUX 2011 CONCED BORA	01/07/2011	25	-	280 898	-	95 506	185 392
RESEAUX CP BORA BORA 2012	01/07/2012	25	5 390 242	-	1 617 075	-	3 773 167
RESEAUX 2012 CONCED BORA	01/07/2012	25	-	203 922	-	61 177	142 745
RESEAUX 2012 TIERS BORA	01/07/2012	25	-	5 462 133	-	1 638 638	3 823 495

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX CP BORA BORA 2013	01/07/2013	25	72 389 008	-	18 821 140	-	53 567 868
RESEAUX CP BORA BORA 2013	01/07/2013	25	185 622	-	48 262	-	137 360
EXT 14A1 4 SUPPORTS BORA	03/07/2013	25	366 022	-	95 085	-	270 937
MEC HTA TRAVERSIERE BORA	01/09/2013	25	13 617 095	-	3 449 665	-	10 167 430
RESEAUX CP BORA BORA 2014	01/07/2014	25	14 147 921	-	3 112 543	-	11 035 378
RESEAUX 2014 CONCED BORA	01/07/2014	25	-	118 659	-	26 103	92 556
RESEAUX CP BORA B 2014	01/07/2014	25	320 868	-	70 592	-	250 276
RESEAUX CP BORA BORA 2015	01/07/2015	25	29 861 929	-	5 375 147	-	24 486 782
RESEAUX CP BORA 2016	01/07/2016	25	11 967 441	-	1 675 443	-	10 291 998
RESEAUX 2016 CONCED BORA	01/07/2016	25	-	175 524	-	24 573	150 951
RESEAUX 2016 TIERS BORA	01/07/2016	25	-	321 092	-	44 954	276 138
14A1 MT/033817/DTE/ST BOR	24/10/2016	25	2 268 484	-	289 105	-	1 979 379
RESEAUX CP BORA BORA 2017	01/07/2017	25	12 181 857	-	1 218 185	-	10 963 672
RESEAUX CP BORA BORA 2018	01/07/2018	25	14 033 277	-	841 997	-	13 191 280
RESEAUX CP BORA BORA 2019	01/07/2019	25	28 602 791	-	572 056	-	28 030 735
RES.SOUT BORA 94	01/01/1994	35	50 033 548	-	43 118 586	-	6 914 962
RES.SOUT BORA 95	01/01/1995	35	1 895 337	-	1 353 812	-	541 525
RES.SOUT BORA BORA 1995	01/01/1995	25	-	8 654 500	-	8 654 500	-
RES.SOUT BORA 96	01/01/1996	35	62 250	-	42 686	-	19 564
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	-	16 401 738	-	9 691 936
RES.SOUT BORA 99	01/01/1999	35	1 365 827	-	819 498	-	546 329
RES.SOUT BORA 2001	01/01/2001	19	270 866	-	270 866	-	-
RES.SOUT BORA BORA 2001	01/01/2001	25	-	213 560	-	158 756	54 804
RES.SOUT BORA 2002	01/01/2002	35	254 152	-	130 706	-	123 446
RES.SOUT BORA BORA 2002	01/01/2002	25	-	6 080 726	-	4 302 932	1 777 794
RES.SOUT BORA 2003	01/01/2003	35	48 308 563	-	23 464 162	-	24 844 401
RES.SOUT BORA BORA 2003	01/01/2003	25	-	7 899 790	-	5 318 362	2 581 428
EXT BTS TAPI FAANUI BORA	03/02/2004	35	284 727	-	129 437	-	155 290
EXT BTA MAIMARO NUNUE BOR	05/02/2004	35	453 649	-	206 156	-	247 493
EXT BTA TERA I AMANAHUNE	19/02/2004	35	409 619	-	185 692	-	223 927
EXT BTA TEENA ANU BORA	20/02/2004	35	495 491	-	224 585	-	270 906
EXT BTS AHNNE FAANUI BORA	25/02/2004	35	687 600	-	311 389	-	376 211
EXT BTA TAUAROA ANAU BORA	02/06/2004	35	357 706	-	159 233	-	198 473

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 2004	01/07/2004	25	-	39 000	-	24 180	14 820
EXT BTA ROOPINIA FAANUI	11/08/2004	35	339 054	-	149 072	-	189 982
EXT BTA TAMA FAANUI BORA	12/10/2004	35	482 962	-	210 013	-	272 949
EXT BTA SOUT PATRICK ROA	25/04/2005	16	489 900	-	444 404	-	45 496
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25	-	249 732	-	145 675	104 057
RES SOUT HT/BT OSMOSEUR	01/01/2006	35	5 354 476	-	2 141 790	-	3 212 686
RES.SOUT VAITAPE VAITEHI	01/01/2006	35	71 143	-	28 460	-	42 683
BRCHT COLL ELLACOTT ANTHO	28/01/2006	35	133 066	-	52 943	-	80 123
RESEAU SOUT. BORA	15/06/2006	35	62 284	-	24 104	-	38 180
RESEAUX BTA MATIA BORA	01/01/2007	35	5 682 427	-	2 110 615	-	3 571 812
EXT BTA SOUT QTIER JORDAN	28/02/2007	35	158 152	-	58 030	-	100 122
EXT BTA SOUT MATIRA	14/06/2007	35	263 027	-	94 292	-	168 735
RESEAUX BORA BORA 2007	01/07/2007	25	-	1 088 942	-	519 148	569 794
RENF RES BT PHASE MATIRA1	31/07/2007	35	11 492 334	-	4 104 403	-	7 387 931
VIGNETTES REPERAGE OUVRAG	31/10/2007	35	514 920	-	180 222	-	334 698
EXT BTA SOUT BORA BORA	13/12/2007	35	209 759	-	72 216	-	137 543
EXT BTA SOUT TIPOTO BORA	13/12/2007	35	150 688	-	51 877	-	98 811
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25	-	1 772 679	-	815 431	957 248
EXT BTSOUT QT ARAI BORA	30/07/2008	35	469 014	-	153 023	-	315 991
EXT A14 BTS QT TERIIRERE	13/08/2008	35	412 818	-	134 266	-	278 552
EXT BT SOUT QT VAHIMARAE	21/11/2008	35	163 960	-	52 053	-	111 907
EXT BT SOUT QT GENEVIEVE	21/11/2008	35	632 936	-	200 933	-	432 003
EXT BTSOU.QT.HAUARII BORA	01/01/2009	35	179 629	-	56 452	-	123 177
MIS.SOUT.RES.HT/BT BORA	30/04/2009	35	141 716 290	-	43 200 975	-	98 515 315
EXT BTS QTIER MANA VAEA	01/01/2010	35	124 457	-	35 560	-	88 897
EXT BTS QTIER TERIITAU	01/01/2010	35	609 874	-	174 250	-	435 624
EXT BTS QTIER ELLACOTT	30/04/2010	35	560 085	-	154 733	-	405 352
EXT BTS QTIER FAARA A.	30/08/2010	35	631 959	-	168 573	-	463 386
EXT BTS QTIER TARONA	30/10/2010	35	200 234	-	52 458	-	147 776
MIS SOUT HTA TRAVERSIERE	01/01/2011	35	6 842 845	-	1 759 590	-	5 083 255
MIS SOUT HTA SERVITUDE	01/01/2011	35	4 776 802	-	1 228 320	-	3 548 482
MEC HT/BTS TIIPOTO BORA	01/01/2011	35	10 403 392	-	2 675 160	-	7 728 232
RENF RESEAU SOUT FAAOPORE	01/01/2012	35	5 863 826	-	1 340 304	-	4 523 522
EXT 14A1 BTS QT TAMANUA	13/03/2012	35	572 749	-	127 639	-	445 110

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 QT MANA BORA BOR	01/01/2013	35	875 421	-	175 084	-	700 337
EXT 14A1 QT TERIITUAU BOR	01/01/2013	35	198 317	-	39 662	-	158 655
EXT 14A1 QT TUAIRAU BORA	01/01/2013	35	587 021	-	117 404	-	469 617
EXT 14A1 QT TEFAAFANO BOR	01/01/2013	35	1 994 000	-	398 798	-	1 595 202
EXT 14A1 QT HAOATAI BORA	03/05/2013	35	2 390 778	-	455 007	-	1 935 771
EXT 14A1 BTS QT MANOI BOR	03/05/2013	35	1 145 545	-	218 018	-	927 527
EXT 14A1 BTS QT HAPAITAHA	03/05/2013	35	931 815	-	177 339	-	754 476
RESEAUX 2013 TIERS BORA	01/07/2013	35	-	931 002	-	172 900	758 102
EFFAC HTA DP B5402 PICARD	01/01/2014	35	9 027 096	-	1 547 502	-	7 479 594
RESEAUX SOUT TIERS BORA	01/07/2014	35	-	2 555 647	-	401 601	2 154 046
ART14A/BT/022253/DTE/ST/G	26/10/2014	35	1 036 578	-	153 430	-	883 148
EXT 14A1 RX QT TEIRI JEAN	01/01/2015	35	431 466	-	61 640	-	369 826
RESEAUX CP BORA BORA 2015	01/07/2015	35	2 014 652	-	259 026	-	1 755 626
RSX SOUT TIERS BOR 2015	01/07/2015	35	-	7 727 306	-	993 510	6 733 796
ELEC 14A1 QT VAHIMARAE À	23/07/2015	35	354 440	-	44 953	-	309 487
ELEC 14A1 QT FAATOMO PITA	23/07/2015	35	996 230	-	126 348	-	869 882
RNVLMT RSX HOTEL TOP DIVE	13/08/2015	35	24 880 185	-	3 115 945	-	21 764 240
RNVLMT RSX HTA CENTRALE	13/08/2015	35	27 584 422	-	3 454 619	-	24 129 803
RNVLMT RSX HT MARINA ELLA	13/08/2015	35	20 285 050	-	2 540 462	-	17 744 588
RESEAUX HTS BORA "PHARMAC	01/01/2016	35	44 336 812	-	5 067 064	-	39 269 748
14A1 MP26188/DTE/SENV BOR	27/01/2016	35	599 673	-	67 297	-	532 376
14A1 MP026188/DTE/SENV BO	27/01/2016	35	349 413	-	39 211	-	310 202
14A1 MP26188/DTE/SENV BOR	27/01/2016	35	1 165 832	-	130 832	-	1 035 000
MES DEPART ANAU FAANUI BO	15/02/2016	35	6 674 457	-	739 488	-	5 934 969
14A1 TB/032962/DTE/ST BOR	12/05/2016	35	484 662	-	50 351	-	434 311
14A1 TB/032962/DTE/ST QT	19/05/2016	35	319 263	-	32 991	-	286 272
RSX SOUT 2016 TIERS BORA	01/07/2016	35	-	7 014 967	-	701 498	6 313 469
14A1 TB/032961/DTE/ST BOR	26/10/2016	35	1 265 817	-	115 028	-	1 150 789
RESEAUX CANDOMINIUM BORA	01/01/2017	35	19 033 856	-	1 631 472	-	17 402 384
RSX OPT VERS INFIRM BORA	01/01/2017	35	12 842 692	-	1 100 802	-	11 741 890
14A1 L/16/00500 FAANUI BO	01/01/2017	35	385 454	-	33 039	-	352 415
RENV RSX MARINA ELLACOT	31/03/2017	35	8 068 702	-	653 180	-	7 415 522
RSX SOUT TIERS BORA 2017	01/07/2017	35	-	2 026 460	-	144 747	1 881 713
RESEAU CP BORA BORA 2017	01/07/2017	35	307 132	-	21 938	-	285 194

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
14A1 TB/032961 FAANUI BOR	24/08/2017	35	375 115	-	25 217	-	349 898
14A1 MT/035236/DTE FAANUI	29/08/2017	35	430 038	-	28 738	-	401 300
RENV RSX HTS ANAU À BORA	31/08/2017	35	19 697 245	-	1 360 047	-	18 337 198
RENV RSX HTS ANAU BORA	01/09/2017	35	7 440 896	-	496 060	-	6 944 836
RENV RSX HTS ANAU BORA	01/09/2017	35	6 817 605	-	454 508	-	6 363 097
RENV RSX HTS VAITAPE BORA	12/09/2017	35	2 665 150	-	175 350	-	2 489 800
14A1 MT/039815 VAITAPE	13/09/2017	35	699 589	-	45 972	-	653 617
14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS	01/01/2018	35	804 895	-	45 994	-	758 901
14A1 MT/038363/DTE/ST/GTS	26/03/2018	35	613 927	-	30 940	-	582 987
RNV RSX HTAS ANAU BORA	21/06/2018	35	7 884 301	-	344 156	-	7 540 145
RSX SOUT TIERS BORA 2018	01/07/2018	35	-	2 189 842	-	93 850	2 095 992
RSX SOUT TIERS BORA 2018	01/07/2018	35	-	2 381 822	-	102 078	2 279 744
14A1 LC 419/00064 FAANUI	01/01/2019	35	654 317	-	18 695	-	635 622
14A1 LC MT/039813 FAANUI	01/01/2019	35	534 073	-	15 259	-	518 814
14A1 LC MT/045127 ANAU	24/06/2019	35	1 824 030	-	27 071	-	1 796 959
14A1 LC MT/046977 ANAU	25/06/2019	35	558 071	-	8 238	-	549 833
RSX SOUT TIERS BORA 2019	01/07/2019	35	-	3 202 842	-	45 755	3 157 087
14A1 LC MT/051073 FAANUI	22/08/2019	35	784 976	-	8 037	-	776 939
14A1 LC MT/046976 TIIPOTO	04/09/2019	35	371 899	-	3 453	-	368 446
14A1 LC MT/051073 ANAU	12/09/2019	35	1 565 436	-	13 542	-	1 551 894
14A1 LC MT/051073 POVAI	04/10/2019	35	596 757	-	4 120	-	592 637
COMPTAGE BORA-BORA 1988	01/01/1988	20	-	1 137 116	-	1 137 116	-
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	-

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
COMPTAGE BORA 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	-	3 111 126	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 2000	01/01/2000	20	-	7 976 192	-	7 976 192	-
COMPTAGE BORA 2001	01/01/2001	20	619 950	-	588 952	-	30 998
COMPTAGE BORA-BORA 2001	01/01/2001	20	-	7 937 892	-	7 541 487	396 405
COMPTAGE BORA 2002	01/01/2002	20	2 358 499	-	2 122 650	-	235 849
COMPTAGE BORA-BORA 2002	01/01/2002	20	-	8 141 018	-	7 327 549	813 469
COMPTAGE BORA 2003	01/01/2003	20	2 216 889	-	1 884 355	-	332 534
COMPTAGE BORA-BORA 2003	01/01/2003	20	-	10 314 594	-	8 767 975	1 546 619
POSE COMPTEURS 2004 BORA	01/07/2004	20	2 591 912	-	2 008 732	-	583 180
BRANCHEMENT BORA 2004	01/07/2004	20	-	7 671 809	-	5 945 652	1 726 157
COMPTAGE BORA BORA 2005	01/06/2005	20	-	8 268 350	-	6 029 005	2 239 345
POSE COMPTEURS CP BORA 05	01/07/2005	20	3 541 882	-	2 567 863	-	974 019
COMPTAGES CP 2005 BORA	01/07/2005	20	159 102	-	115 348	-	43 754
BRCHT/CPTAGES CP BORA	01/07/2006	20	2 483 940	-	1 676 659	-	807 281
BRCHT BORA BORA 2006	01/07/2006	20	-	10 722 524	-	7 237 702	3 484 822
BRCHT/CPTAGES CP BORA 07	01/07/2007	20	3 617 240	-	2 260 775	-	1 356 465
BRCHT BORA 2007	01/07/2007	20	-	11 485 817	-	7 178 637	4 307 180
BRCHT/CPTAGES CP BORA	01/07/2008	20	2 102 554	-	1 208 970	-	893 584
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	8 122 868	-	4 670 648	3 452 220
BRCHT/CPTAGE BORA 2009	01/07/2009	20	3 808 213	-	1 999 313	-	1 808 900
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	5 556 198	-	2 801 251	2 754 947
BRCHT/CPTAGE BORA 2010	01/07/2010	20	1 976 148	-	938 669	-	1 037 479
COMPTAGE TIERS BORA 2010	01/07/2010	20	-	5 648 087	-	2 682 840	2 965 247
BRCHT/CPTAG BORABORA 2011	01/07/2011	20	1 899 166	-	807 143	-	1 092 023
COMPTAGE TIERS BORA 2011	01/07/2011	20	-	4 214 538	-	1 791 179	2 423 359
BRCHT/CPTAGES BORA BORA	01/07/2012	20	1 867 938	-	700 477	-	1 167 461

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
COMPTAGE TIERS BORA 2012	01/07/2012	20	-	5 734 073	-	2 150 279	3 583 794
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2013	20	2 239 551	-	727 855	-	1 511 696
COMPTAGE TIERS BORA 2013	01/07/2013	20	-	4 982 160	-	1 619 202	3 362 958
CPTEURS SOLAIRE BOR 2013	01/07/2013	20	-	84 745	-	27 541	57 204
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2014	20	8 428 309	-	2 317 784	-	6 110 525
COMPTAGE TIERS BORA 2014	01/07/2014	20	-	5 968 151	-	1 641 242	4 326 909
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2015	20	5 591 687	-	1 258 128	-	4 333 559
COMPTAGE TIERS BOR 2015	01/07/2015	20	-	5 783 249	-	1 301 230	4 482 019
BRCHT/COMPTAGES BORA	01/07/2016	20	8 357 470	-	1 462 557	-	6 894 913
COMPTAGE TIERS BORA 2016	01/07/2016	20	-	6 951 100	-	1 216 442	5 734 658
COMPTAGE TIERS BORA 2017	01/07/2017	20	-	8 380 906	-	1 047 613	7 333 293
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2017	20	9 482 424	-	1 185 303	-	8 297 121
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2018	20	4 820 009	-	361 500	-	4 458 509
COMPTAGE TIERS BORA 2018	01/07/2018	20	-	9 961 483	-	747 111	9 214 372
BRCHT/COMPTAGES BORA B	01/07/2019	20	9 721 210	-	243 030	-	9 478 180
COMPTAGE TIERS BOR 2019	01/07/2019	20	-	7 053 811	-	176 345	6 877 466
TOTAL DISTRIBUTION BORA			1 272 774 379	560 728 377	507 551 271	351 882 014	974 069 471
>>>> TOTAL PAR CONCESSION BORA BORA			4 723 562 778	560 728 377	2 938 945 714	351 882 014	1 993 463 427

Production :

VB Concessionnaire :	3 450 788 399
VB Tiers :	-
Droit incorporel * :	184 659 823
Total VB (fin 2019)	3 635 448 222

Distribution :

VB Concessionnaire :	1 272 774 379
VB Tiers :	560 728 377
Droit incorporel * :	67 297 828
Total VB (fin 2019)	1 900 800 584

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

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
835480	14A1 LC 419/00064 FAANUI DOSSIER TEIHOTAATA BORA	654 317		654 317	
718460	14A1 LC MT/039813 FAANUI QT TERIINOHOPUAITERAI	534 073		534 073	
703650	14A1 LC MT/045127 ANAU QT FAITO BORA BORA	1 824 030		1 824 030	
813950	14A1 LC MT/046977 ANAU QT TIATIA BORA BORA	558 071		558 071	
910670	14A1 LC MT/051073 FAANUI QT NABET BORA BORA	784 976		784 976	
813970	14A1 LC MT/046976 TIIPOTO QT PAHAPE BORA BORA	371 899		371 899	
910640	14A1 LC MT/051073 ANAUQT ONEE BORA BORA	1 565 436		1 565 436	
910740	14A1 LC MT/051073 POVAI QT HIROVANAA BORA BORA	596 757		596 757	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	6 889 559	-	6 889 559	-
CP2019	RESEAUX CP BORA BORA 2019 CP 2019	28 602 791	28 602 791		
CP2019	BRCHT/COMPTAGES BORA BORA CP 2019	9 721 210			9 721 210
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	38 324 001	28 602 791	-	9 721 210
823615	RSX SOUT TIERS BORA 2019 FINANCEMENT BORA BOR	3 202 842		3 202 842	
BRT12/18	COMPTAGE TIERS BOR 2019 FINANCEMENT BORA BOR	7 053 811			7 053 811
	TOTAL FINANCEMENT TIERS BORA BORA	10 256 653	-	3 202 842	7 053 811
	TOTAL DISTRIBUTION BORA	55 470 213	28 602 791	10 092 401	16 775 021

5.4 - Dépenses de renouvellement

Distribution :

	prévu	réalisé	écart
POSTES ET TRANSFOS		-	
RESEAU AERIEN		28 200 471	
RESEAU SOUTERRAIN		-	
RESEAU SOUS-MARIN		-	
COMPTEURS		8 607 400	
TOTAL	79 475 754	36 807 871	(33 050 456)

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

- d'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession ;
- de générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants ;
- de ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée ;

- de ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux laquelle est une obligation nouvelle en Polynésie, non applicable en métropole en raison des exclusions du règlement CRC n°2004-06 et notamment celle en faveur des contrats de délégation de service public.

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

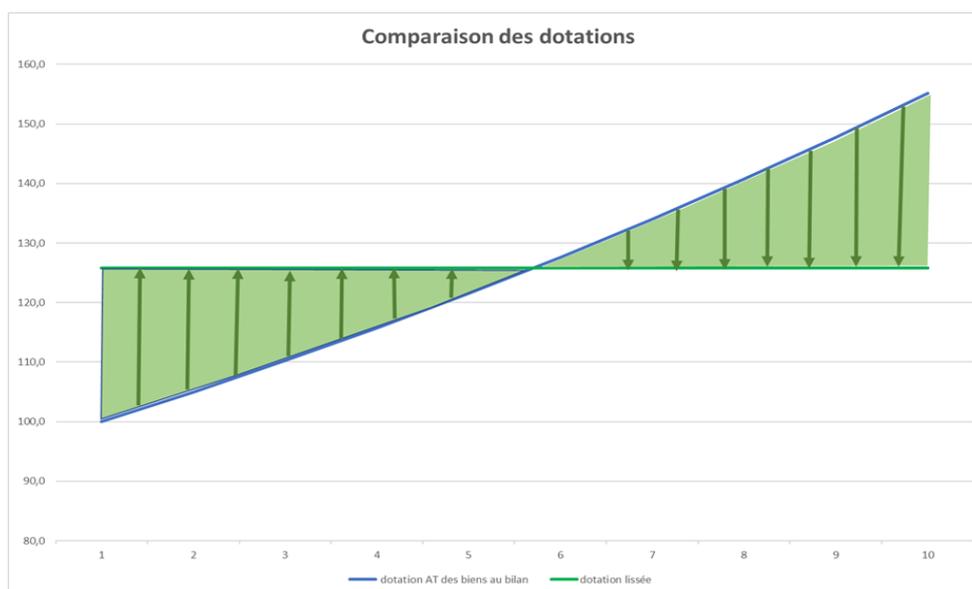
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotation/reprise de lissage

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

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



En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan
Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée
La surface verte, « l'actif/passif » de renouvellement.

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

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

Détail des calculs / Production :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	3 450 788 399	3 446 444 246	4 344 153	
- financements tiers et concédant	-	-	-	
- IFC cumulée	(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	2 186 832 285	2 186 694 453	137 832	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(135 417 202)	(135 417 202)	-	
Cumul dot à l'ouverture hors droits d'entrée	2 051 415 083	2 051 277 251	137 832	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	1 395 993 990	1 395 166 995	826 995	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	12	12	12	
Dotation brute	116 332 833	116 263 916	68 916	
Lissage par le passif de renouvellement	17 191 323	17 191 323		
Dotation lissée	133 524 155	133 455 239	68 916	
dotation droit entrée	4 103 552	4 103 552	-	
dotations exercice (1)	137 627 707	137 558 791	68 916	(E)
dotation cumulée lissée	2 189 042 791	2 188 836 042	206 749	(B+C+E)
Droit entrée amt cumulé	135 417 202	135 417 202		
dotations cumulées à fin 2019 (2)	2 324 459 993	2 324 253 244	206 749	
	-			

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	(1 409 730 035)	(17 191 323)	(116 263 916)	(133 455 239)	(68 916)	(133 524 155)
2020	(1 404 602 482)	5 127 553	(138 582 792)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
2021	(1 386 922 666)	17 679 816	(151 135 055)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
2022	(1 294 484 268)	92 438 398	(225 893 637)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
2023	(1 198 419 181)	96 065 088	(229 520 327)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
2024	(1 087 993 115)	110 426 066	(243 881 305)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
2025	(960 230 820)	127 762 295	(261 217 534)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
2026	(832 468 525)	127 762 295	(261 217 534)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
2027	(704 706 230)	127 762 295	(261 217 534)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
2028	(504 589 695)	200 116 535	(333 571 774)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
2029	(252 294 848)	252 294 848	(385 750 087)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
2030	(0)	252 294 848	(385 750 087)	(133 455 239)	238 295	(133 216 944)
		1 358 156 066	(3 226 529 415)	(1 868 373 349)	2 414 499	(1 865 958 851)
	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 brute	116 332 833	
Réintégration droit d'entrée	4 103 552	
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	120 436 385	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2019	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 2019 (hors régularisations & écarts)	133 524 155	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	2 324 459 993
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	-
Total amortissement au bilan	2 324 459 993

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	1 598 834 587
- réalisé 2017 :	-
- réalisé 2018 :	-
- réalisé 2019 ⁽¹⁾ :	-
Reste à faire à fin 2019 :	1 598 834 587

Détail des calculs / Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	1 833 502 756	1 742 481 678	91 021 078	
- financements tiers et concédant	(560 728 377)	(525 531 211)	(35 197 166)	
- IFC cumulée	106 436 601	106 436 601	-	
base amortissable	1 379 210 980	1 323 387 068	55 823 912	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	747 981 680	741 418 777	6 562 903	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(49 351 740)	(49 351 740)	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	698 629 940	692 067 037	6 562 903	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(30 052 018)	(30 052 018)	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	710 633 058	661 372 050	49 261 009	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	12	12	12	
Dotation brute	59 219 422	55 114 337	4 105 084	
Lissage par le passif de renouvellement	9 389 594	9 389 594		
Dotation lissée	68 609 016	64 503 932	4 105 084	
réintégration droit entrée	1 495 507	1 495 507	-	
dotations exercice (1)	70 104 523	65 999 439	4 105 084	(E)
dotation cumulée lissée	738 682 445	728 014 457	10 667 987	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	49 351 740	49 351 740		
dotations cumulées à fin 2019 (2)	788 034 185	777 366 197	10 667 987	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotations aux amortissements A		dotations 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	(900 933 204)	(9 389 594)	(55 114 337)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2020	(902 023 470)	(1 090 266)	(63 413 666)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2021	(893 984 474)	8 038 995	(72 542 927)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2022	(875 801 855)	18 182 619	(82 686 551)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2023	(846 207 659)	29 594 196	(94 098 127)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2024	(803 571 662)	42 635 998	(107 139 929)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2025	(745 720 229)	57 851 433	(122 355 365)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2026	(669 610 273)	76 109 956	(140 613 887)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2027	(570 677 165)	98 933 109	(163 437 040)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2028	(441 313 185)	129 363 980	(193 867 911)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2029	(266 302 899)	175 010 286	(239 514 218)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
2030	-	266 302 899	(330 806 830)	(64 503 932)	(4 105 084)	(68 609 016)
		863 957 976	(1 732 418 712)	(868 460 736)	(55 823 912)	(924 284 648)
	moyenne	61 711 284	(123 744 194)	(62 032 910)		
				moyenne 2017 / 2030		

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

Dotation brute	59 219 422	
Réintégration droit d'entrée	1 495 507	
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	60 714 929	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2019	9 389 594	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	70 104 523	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	(1 495 507)	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	68 609 016	5.5.3
- régularisations et écarts		
Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations & écarts)	68 609 016	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	788 034 185
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	351 882 014
Total amortissement au bilan	1 139 916 199

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	1 135 277 790
- réalisé 2017 :	-57 879 366
- réalisé 2018 :	-36 371 812
- réalisé 2019 :	-36 807 871
+ réajusté 2019 :	0
Reste à faire à fin 2019 :	1 004 218 741

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
835480	14A1 LC 419/00064 FAANUI DOSSIER TEIHOTAATA BORA	654 317	100%	654 317
718460	14A1 LC MT/039813 FAANUI QT TERIINOHOPUAITERAI I	534 073	100%	534 073
703650	14A1 LC MT/045127 ANAU QT FAITO BORA BORA	1 824 030	100%	1 824 030
813950	14A1 LC MT/046977 ANAU QT TIATIA BORA BORA	558 071	100%	558 071
910670	14A1 LC MT/051073 FAANUI QT NABET BORA BORA	784 976	100%	784 976
813970	14A1 LC MT/046976 TIIPOTO QT PAHAPE BORA BORA	371 899	100%	371 899
910640	14A1 LC MT/051073 ANAUQT ONEE BORA BORA	1 565 436	100%	1 565 436
910740	14A1 LC MT/051073 POVAI QT HIROVANAA BORA BORA	596 757	100%	596 757
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	6 889 559		6 889 559
CP2019	RESEAUX CP BORA BORA 2019 CP 2019	28 602 791	1%	402 320
CP2019	BRCHT/COMPTAGES BORA BORA CP 2019	9 721 210	11%	1 113 810
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	38 324 001		1 516 130
823615	RSX SOUT TIERS BORA 2019 FINANCEMENT BORA BOR	3 202 842	100%	3 202 842
BRT12/18	COMPTAGE TIERS BOR 2019 FINANCEMENT BORA BOR	7 053 811	100%	7 053 811
	TOTAL FINANCEMENT TIERS BORA BORA	10 256 653		10 256 653
	TOTAL DISTRIBUTION BORA BORA	55 470 213		18 662 342

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 2019 s'élève à 110 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 TERAATEPO 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
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

Composants	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
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	14 033 277	1%	184 946	94 326
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%	-	-
14A1 LC 419/00064 FAANUI DOSSIER TEIHOTAATA BORA	01/01/2019	35	654 317	100%	654 317	434 744
RESEAUX CP BORA BORA 2019 CP 2019	01/07/2019	25	28 602 791	1%	402 320	221 294
14A1 LC MT/039813 FAANUI QT TERIIHOHOPUAITERAI BOR	01/01/2019	35	534 073	100%	534 073	354 851
14A1 LC MT/045127 ANAU QT FAITO BORA BORA	24/06/2019	35	1 824 030	100%	1 824 030	1 236 756
14A1 LC MT/046977 ANAU QT TIATIA BORA BORA	25/06/2019	35	558 071	100%	558 071	378 435
14A1 LC MT/051073 FAANUI QT NABET BORA BORA	22/08/2019	35	784 976	100%	784 976	535 864
14A1 LC MT/046976 TIIPOTO QT PAHAPE BORA BORA	04/09/2019	35	371 899	100%	371 899	254 255
14A1 LC MT/051073 ANAU QT ONEE BORA BORA	12/09/2019	35	1 565 436	100%	1 565 436	1 071 217
14A1 LC MT/051073 POVAI QT HIROVANAA BORA BORA	04/10/2019	35	596 757	100%	596 757	409 384
BRCHT/COMPTAGES BORA B CP 2019	01/07/2019	20	9 721 210	11%	1 113 810	487 301
TOTAL DISTRIBUTION BORA BORA			345 995 299		186 117 527	106 436 601
>>>> TOTAL PAR CONCESSION BORA BORA			353 380 109		193 502 337	109 815 927

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2018	1 598 834 587
réalisé	-
écart de coût sur réalisé	-
réajusté	-
reste à faire au 31/12/2019*	1 598 834 587

* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2019	- reprise de lissage 2019	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL BORA BORA PRODUCTION	1 392 538 712	17 191 323	- 0	1 409 730 035	1 598 834 587

(1)

(2) correspond à la dotation 2019 :

- besoin évalué 31/12/16:	1 072 296 229
- ajustement 2017:	526 538 358
- déjà doté à l'ouverture:	1 392 538 712
reste à doter	206 295 875
nb année à doter:	12
dotation de l'exercice:	17 191 323

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

Reste à faire au 31/12/2018	1 041 026 612
Réalisé	(36 807 871)
Réajusté	
Reste à faire au 31/12/2019*	1 004 218 741

* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2019	- Reprise de lissage 2019	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL BORA BORA DISTRIBUTION	891 543 610	20 311 182	- 10 921 587	900 933 204	1 004 218 741

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

besoin évalué 31/12/2016 :	1 173 549 365
ajustement du besoin 2017 :	(38 271 575)
ajustement du besoin 2018 :	-
ajustement du besoin 2019 :	-
- doté à l'ouverture :	891 543 610
reste à doter	243 734 180
nb années restantes	12
dotation de l'exercice :	20 311 182

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