



**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 2020

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	7
1.1 - Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	9
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	13
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	15
➤ Aspects commerciaux	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	17
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes	17
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Bora Bora	20
2.7 - Gestion des impayés	21
2.8 - Dépenses de la Commune	21
2.9 - Services offerts à la clientèle	22
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	27
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	30
➤ Bilan technique	31
3.1 - Système électrique de Bora Bora	31
3.2 - Qualité de service	36
3.3 - Qualité - Sécurité - Environnement	37
3.4 - Travaux significatifs - Faits marquants	37
3.5 - Raccordement solaire	37
3.6 - Unités d'œuvre 2020 de la concession	38
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	39
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	40
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	46
4.3 - Comptes de la concession	51
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	58
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	62
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	63
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	64
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	78
5.4 - Dépenses de renouvellement	79
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	80
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	86
5.7 - Indemnités de fin de concession	86
5.8 - Plan de Renouvellement	89
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC	90

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Le début de l'année 2020 enregistre la résolution de situations conflictuelles ou à risque dont certaines ont un impact significatif tant sur le fonctionnement de l'entreprise que sur ces comptes.

A ce titre, il faut noter

- L'avancée des travaux du Pays relatifs à la péréquation
- La prolongation d'un an des concessions arrivant en échéance en 2020.
- La signature de l'avenant 18b

Autres fait notables :

- la crise sanitaire du Covid-19
- le recalcul des provisions pour indemnités de départ en retraite

A) Péréquation inter îles :

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

Si des lois de pays ont été adoptées le 15 décembre 2020 pour établir le principe d'une solidarité tarifaire inter-îles dans le domaine de l'électricité, la délibération et les arrêtés qui doivent permettre de calculer cette solidarité ne sont pas encore connus. La Polynésie française a jusqu'au 1er juillet 2021 pour les adopter.

B) Concession à « échéance 2020 »

Il apparaît matériellement très complexe, si ce n'est impossible, pour les communes de s'organiser avant la connaissance précise du mécanisme de péréquation et de sa date de mise en place que ce soit pour procéder à l'attribution d'une nouvelle délégation, ou pour reprendre leurs services en régie.

Il en ressort que tous les concédants dont les concessions arrivaient à échéance en 2020, ont demandé leur prorogation d'un an.

Les communes les plus avancées dans cette démarche ont entamé des discussions pour s'accorder sur les conditions techniques et financière relative au débouclage prévisionnel de leur concession.

C) Signature le 20 juillet 2020, avec la Polynésie française, de l'avenant 18 B :

Les principaux points de cet avenant sont :

- La mise en application de la formule du revenu autorisé accompagnée d'un mécanisme de plafonnement des résultats avec intéressement
- Le reclassement en droit du concédant des provisions pour renouvellement comptabilisées au titre des réseaux de distribution de Tahiti Nord avant l'introduction d'une IFC et l'indemnisation de la concession du préjudice subi.
- La reconnaissance par la Polynésie de sa dette au titre de l'énergie non répercutée dans les tarifs (HT + TVA s'y rapportant le cas échéant)
- L'organisation du paiement de cette dette sur 3 années au travers d'un mécanisme de compensation
 - avec l'excédent des facturations clients par rapport au revenu autorisé
 - avec les droits du concédant / provisions constituées avant la signature de l'avenant 17 en décembre 2015.
- Le plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions

C.1 Comptabilisation du chiffre d'affaires

A compter de 2020, avec la mise en application de la nouvelle formule de rémunération (avenant 18b), le Chiffre d'affaires des activités concédées correspond au Revenu Autorisé découlant de ladite formule, il est complété de celui réalisé sur les activités annexes ainsi que des produits accessoires.

Ce revenu autorisé correspond au chiffre d'affaires énergie facturé aux clients et d'une écriture de régularisation pour la différence avec contrepartie en Créances ou en Dettes envers le concédant.

Le revenu autorisé (RA) dépend de plusieurs paramètres servant à déterminer deux éléments distincts à savoir le revenu d'exploitation (RE) et les coûts d'énergie (CE).

Le revenu d'exploitation est calculé par application des forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres. Les coûts d'énergie représentent les dépenses réelles liées à l'énergie engagée par le concessionnaire.

C.2 Provision pour renouvellement du réseau de Tahiti Nord

L'avenant 18b a validé le reclassement des provisions pour renouvellement du réseau de distribution de Tahiti Nord en droit du Concédant et en a fixé le montant à 4.587.902.058 XPF.

Un complément de revenu autorisé a été accordé pour compenser l'augmentation prévisionnelle des charges calculées de la concession considérée.

C.3 Créance énergie

L'avenant 18b met fin à des années de contentieux relatifs à la non-actualisation des tarifs malgré les très importantes hausses des prix des combustibles constatées à partir de 2016.

La créance du concessionnaire qui en résulte est définitivement arrêtée à la somme de 2.250.156.207 XPF.

Cette créance sera payée par tiers à compter de juin 2021 par compensation soit avec l'excédent de CA client par rapport au Revenu Autorisé du concessionnaire (le cas échéant), soit avec les droits du concédant résultant du reclassement des provisions pour renouvellement du réseau de Tahiti Nord.

La suite de cet avenant, consiste en une médiation avec la Polynésie française sous les auspices de la Commission de Régulation de l'Energie française. Le but de cette médiation sera d'établir, en bénéficiant de l'expertise d'un tiers indépendant, un niveau de rémunération acceptable par les parties, et une méthode réaliste de comptabilisation des charges calculées qui soit validée par les deux parties.

C.4 Plafonnement du résultat des concessions

Ce mécanisme de plafonnement du résultat des concessions est décrit dans les annexes de l'avenant 18b, il est sans effet sur les comptes 2020 en raison d'une performance inférieure au seuil de déclenchement.

Ce résultat est mesuré selon les règles de la « comptabilité appropriée » ayant notamment recours à la méthode des « charges calculées économiques », il est reporté chaque année dans les rapports du délégataire.

D) Crise sanitaire du COVID-19

L'événement économique et social majeur de l'année 2020 est la crise sanitaire qui a forcé à confiner le Pays du 21 mars au 21 mai, et à maintenir par la suite une série de mesures contraignantes pour protéger la population de la pandémie : fermeture de nombreuses activités, interdiction des regroupements, couvre-feu, quarantaine, fermeture des frontières aux voyageurs sans motif impérieux, etc.

L'entreprise s'est rapidement adaptée à toutes ces mesures au fur et à mesure de leur adoption. Elle a été l'une des plus réactives de Polynésie, s'agissant de la constitution de stocks de masques, de gels hydroalcooliques, et d'aménagement des méthodes de travail.

Une organisation rigoureuse a été mise en place pour sauvegarder les fonctions vitales du service public, avec notamment des astreintes spécifiques, le développement du télétravail, des prises de quart sans contact entre équipes, la constitution d'une réserve d'ex-salariés disponibles en cas de besoin, etc.

De même, l'accueil de la clientèle a été repensé pour protéger au mieux les salariés comme les clients qui se déplacent dans les agences.

Des accords trouvés avec les instances représentatives du personnel sur l'utilisation des congés, ont permis de traverser le ralentissement d'activité de l'entreprise sans avoir recours aux aides du Pays et sans affecter la rémunération du personnel.

La crise subie par le tissu économique polynésien s'est largement fait sentir sur les consommations des clients professionnels, en particulier dans les secteurs du tourisme et de la restauration.

La mise en place de la formule de Revenu Autorisé au 1er janvier 2020, a cependant permis de désensibiliser nos concessions à ces baisses de ventes, les tarifs de l'électricité étant désormais fixés par référence aux charges de l'entreprises.

Nous tenons à saluer les salariés d'EDT qui ont su s'adapter pour faire face au défi de la pandémie. Sur le plan sanitaire comme économique, le groupe EDT a la chance d'avoir pour l'instant traversé la crise du Covid-19 sans impact négatif majeur.

E) Recalcul de la provision pour indemnité de départ en retraite

L'engagement de retraite de l'entreprise auprès de ses salariés fait l'objet d'une provision estimée selon l'IAS 19 révisée.

Depuis 2020, le calcul des engagements de retraite a été confié à une entreprise spécialisée, se traduisant une réestimation de leur montant et donnant lieu à un complément de dotation annuel récurrent de 64,7 MF.

F) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2020 écoulée :

- 1 accident de travail avec arrêt (hors trajet) = 12 jours d'arrêt
 - o Taux de fréquence = 1.14
 - o Taux de gravité = 0.01
- 4 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 1 accident de trajet avec arrêt = 5 jours d'arrêt
- 0 accident de trajet sans arrêt

Principaux indicateurs

		BORA BORA			
		2020		2019	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	3 213		3 230	
	BT	3 182	99,04%	3 199	99,04%
	MT	31	0,96%	31	0,96%
	Puissance souscrite au 31/12	21 503		24 124	
	BT	17 571	81,71%	17 572	72,84%
	MT	3 932	18,29%	6 552	27,16%
	Puissance maximale appelée	6,86		7,69	
	Nombre de kWh vendus total	32 708 219		43 633 152	
	BT	12 627 557	38,61%	13 049 485	29,91%
	MT	20 080 662	61,39%	30 583 667	70,09%
	Chiffre d'affaires énergie	1 079 167 114		1 395 536 066	
	BT : Total	467 975 896	43,36%	485 904 941	34,82%
	BT : par client	147 070		151 893	
	BT : par kVA de puissance souscrite	26 633		27 652	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	78 197 416	16,71%	76 597 989	15,76%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	389 778 480	83,29%	409 306 952	84,24%
	MT : Total	611 191 218	56,64%	909 631 125	65,18%
	MT : par client	19 715 846		29 342 940	
	MT : par kVA de puissance souscrite	155 440		138 833	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	86 370 258	14,13%	116 920 849	12,85%
	MT : part variable en XPF et % du CA total	524 820 960	85,87%	792 710 276	87,15%
TECHNIQUES	Prix moyen de vente par kWh vendu	32,99		31,98	
	BT	37,06		37,24	
	MT	30,44		29,74	
	Rendement réseaux (s/production nette)	0,96		0,96	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	222 849	0,66%	197 785	0,44%
	Energie hydroélectrique kWh	0	0%	0	0,00%
	Energie thermique kWh	33 729 951	99,34%	45 188 406	99,56%
	Energie totale achetée	33 952 800		45 386 191	
	Temps moyen de coupure				
FINANCIERS	global	0h09		0h23	
	origine production	0h		0h10	
	origine transport			-	
	origine distribution	0h09		0h13	
	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement Km	161		159	
	Valeur d'origine k XPF	5 507 576		5 536 249	
	Valeur économique des actifs gérés (*) k XPF	1 918 728		1 993 463	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement k XPF	55 773		36 808	
	Dépenses d'améliorant k XPF	20 253		18 662	
	Indemnité de fin de concession k XPF	118 052		109 816	
	Coût du service pour les usagers (RA) k XPF	1 363 347		N/A	
	Part revenant au concessionnaire k XPF	784 193		N/A	
	Coût des énergies et du transport k XPF	579 154		903 982	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM) k XPF	99 089		93 386	
	Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1 k XPF	284 180		N/A	

(*) La valeur nette économique des actifs gérés correspond à leur valeur d'origine diminuée d'un amortissement linéaire en fonction de leur durée de vie.

Cette valeur est indépendante des modalités de financement et des clauses contractuelles.

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

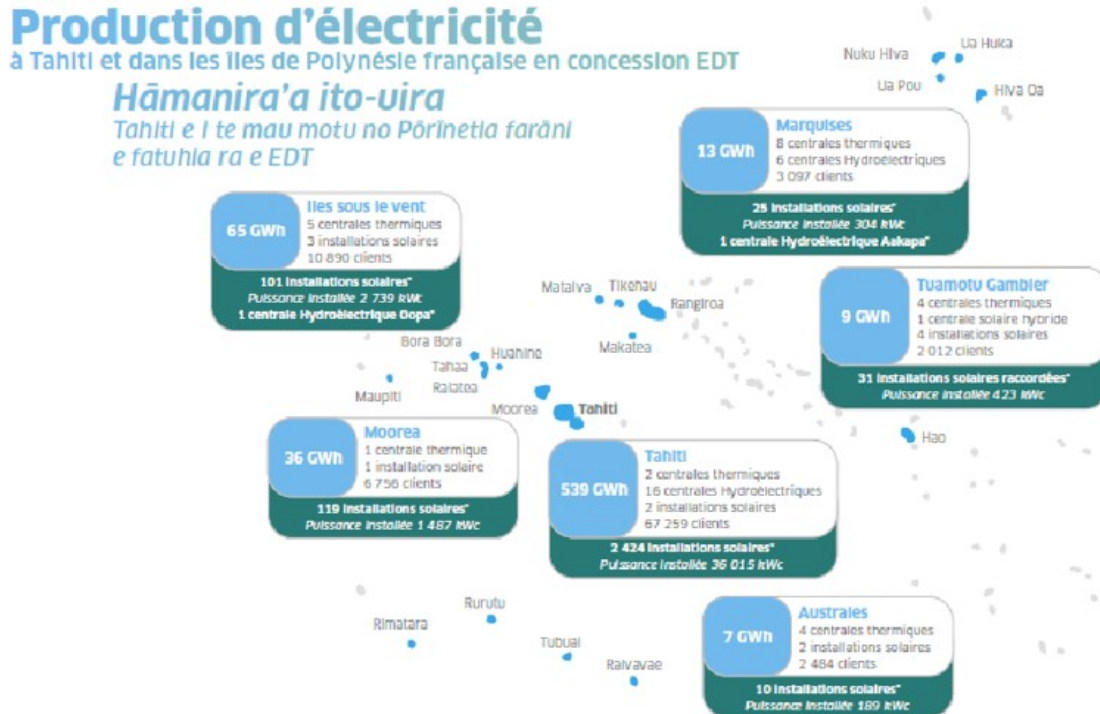
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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 brute d'électricité (en GWh)

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

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

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

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

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

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées

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

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

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

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

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

En 2019, Engie représente :

- ✓ 171 100 salariés
- ✓ 60,1 Mds€ de chiffre d'affaires
- ✓ 189 M€ de dépenses en R&D
- ✓ 3GW de capacités renouvelables installées supplémentaires
- ✓ 21 Mds€ de CA pour les solutions clients
- ✓ + 4 500 km de réseaux de transport de gaz
- ✓ 96,8 GW de capacité de production électrique installée
- ✓ dont 52,7 GW de capacité de production au gaz naturel installée

Le groupe ENGIE est pionnier de l'énergie neutre en carbone :

« La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée. »

Le groupe ENGIE s'appuie sur 4 activités principales :

- Renouvelables : Projets dédiés à des usages clients sur les différentes EnR : hydraulique, solaire, éolien, biomasse, biogaz, hydrogène vert...
- Infrastructures : Des réseaux de gaz et d'électricité pour assurer une continuité d'approvisionnement
- Solutions clients : Développement de solutions clients intégrées, intelligentes, sobres, bas carbone
- Thermique : Production d'électricité à partir de gaz naturel

L'expertise du groupe ENGIE est irremplaçable pour les équipes d'EDT, en plein effort de transition énergétique :

- ✓ 1er producteur indépendant d'électricité dans le monde (en capacité installée à 100%)
- ✓ 1er producteur solaire en France
- ✓ 2e producteur hydraulique en France

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 20 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 2020
- 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.

L'année 2020 a connu une baisse tarifaire au 1^{er} août, applicable sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1107 CM du 23 juillet 2020, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

La précédente actualisation avait eu lieu en février 2019.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	17,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	35,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	26,00	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	42,00	42,00
BT Eclairage public	P4		35,50	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		39,50	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	27,50	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	24,00	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		30,50	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		40,50	40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400	400
Moyenne tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355	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 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
	P=42,0	P=42,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 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 = 1 050 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 = 2 100 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 = 4 200 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 31/07/2020	kWh vendus postérieur 01/08/2020	Total kWh vendus	Montant antérieur 31/07/2020	Montant postérieur 01/08/2020	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance au 31/12/2020 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche*	P0	2 145 242	1 444 729	3 589 971	40 626 209	24 453 610	65 079 819	70 054	18 365 696	5905,8
BT Usage social 2ème tranche*	P1	423 238	216 883	640 121	16 251 879	7 467 250	23 719 129			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	2 455 065		2 455 065	63 588 267		63 588 267	73 138	32 358 481	6025,2
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	1 600 826		1 600 826	66 723 510		66 723 510			
BT Eclairage public	P4	206 356		206 356	7 325 751		7 325 751	2 244	897 923	185
BT Usage professionnel	P5	4 135 218		4 135 218	163 342 004		163 342 004	66 438	26 575 316	5455
MT Tarif jour	P6	12 252 857		12 252 857	336 953 640		336 953 640	55 644	86 370 258	3932
MT Tarif nuit	P7	7 827 805		7 827 805	187 867 320		187 867 320			
Total				32 708 219			914 599 440	267 519	164 567 674	21 503

CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL 1 079 167 114

Prix moyen 32,99

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2020

Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprenait une estimation de la valorisation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat. Cette estimation n'a pas été réalisée en 2020.

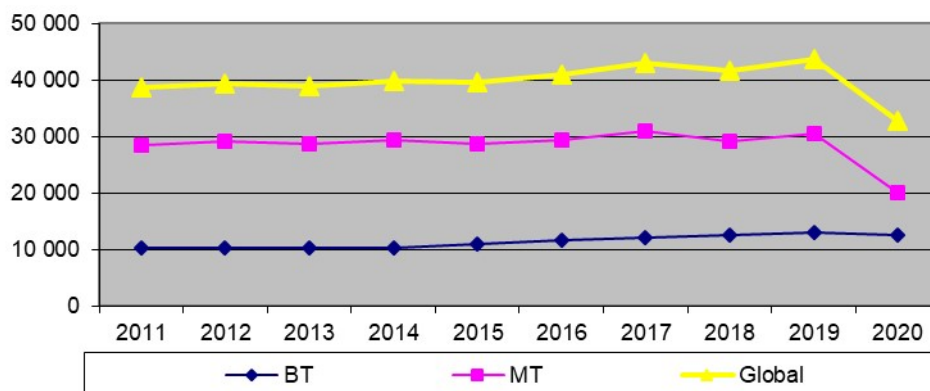
2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	2 366 823 XPF
- Frais de relance :	2 381 370 XPF
- Total	4 748 193 XPF

2.5 - Statistiques de ventes

Croissance des ventes de MWh



Après avoir atteint le plus haut niveau des ventes de ces 10 dernières années en 2019, avec une croissance de 4,9% (soit + 2,0 GWh), les ventes chutent cette année pour la concession Bora-Bora pour atteindre un volume global d'environ **32,7 GWh** sur 2020 soit -25,0 % (-10,9 GWh). Cette évolution est due à la baisse simultanée des ventes en moyenne tension -34,3%, soit (-10,5 GWh) et des ventes en basse tension de -3,2% (-0,4 GWh).

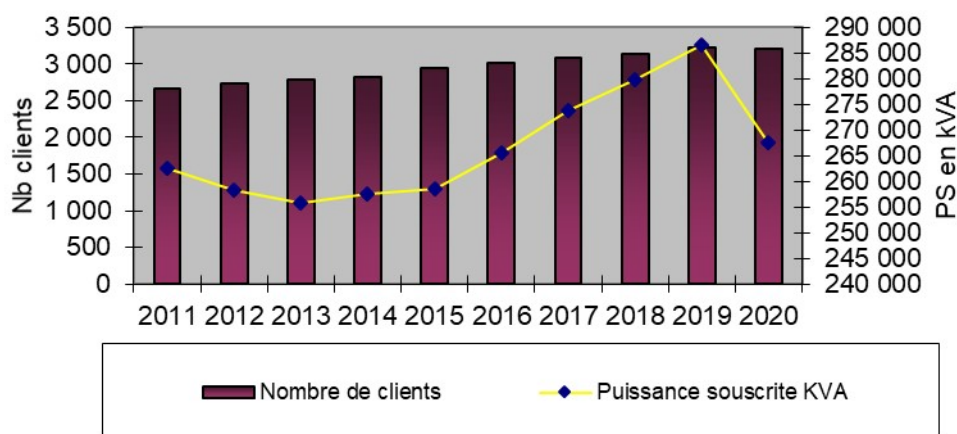
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) a connu une évolution à la baisse de 0,4% (-33 MWh), portée par la hausse des ventes aux tarifs « Petits Consommateurs » (+2,7% soit + 110 MWh) en parallèle pas d'augmentation du nombre de contrats en 2020, tandis que les ventes aux clients au tarif « classique » basse tension usages domestiques diminuent de 3,4% (-143 MWh) soit -12 contrats par rapport à 2019.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent environ 1,6% des ventes en basse tension avec 206 MWh vendus sur 2020, soit une augmentation de 36%.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent 32,7% des ventes basse tension, diminuent de 9,9% (-453 MWh) et atteignent 4,1 GWh en 2020, après une année record de fréquentation touristique de l'année 2019 qui a soutenu l'activité économique de l'île. A l'inverse en 2020, les effets liés à la crise COVID se sont fait ressentir.

Après une hausse de 5,1% l'année dernière, les ventes en moyenne tension chutent de 34,3% en 2020 et s'établissent à 20,1 GWh. Cette baisse est liée au secteur de l'hôtellerie qui souffre du fait de la baisse de l'activité économique liée au COVID, la fermeture des frontières pendant plusieurs mois, qui a entraîné la fermeture des hôtels notamment.

Nombre de clients et puissance souscrite

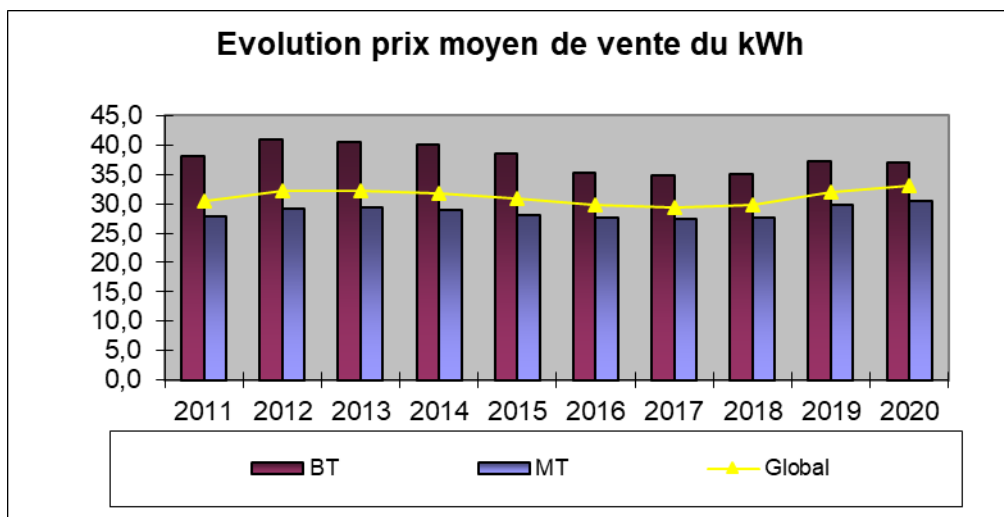


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2019 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	3 182 - 0,5% (- 17contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>31</u> -
	3 213 - 0,5% (-17 contrats)

Les principales évolutions concernent :

- Pas de nouveaux clients en 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 1,2% (-12 contrats). Les clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques représentent ainsi 30 % du nombre total d'abonnés.
- le nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension baisse en 2020 (-3,9% (-3 contrats), après une augmentation de 4,2% en 2019). Avec 347 clients, ce segment représente 11% du nombre total d'abonnés.
- le nombre de contrats en moyenne tension n'a pas évolué par rapport à 2019 et reste à 31.

La puissance souscrite facturée s'élève à 267 519 kVA, soit une baisse de 6,7% par rapport à 2019. Du fait de la fermeture d'hôtels et de baisses de puissance accordées du fait de la baisse significative de l'activité hôtelière.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :

Tarifs basse tension

37,1 Fcp

variation / 2019

- 0,5%

Tarifs moyenne tension

30,4 Fcp

+2,3%

Soit Prix moyen de vente H.T au kWh

33,0 Fcp

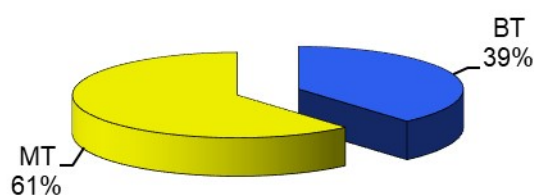
+3,2%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de 3,2% et s'établit à 33 Fcp/kWh.

Le prix moyen de vente du kWh en tarif basse tension diminue par rapport à 2019 en lien avec la baisse tarifaire pratiquée au 1^{er} aout 2020 pour les tarifs « petits consommateurs ».

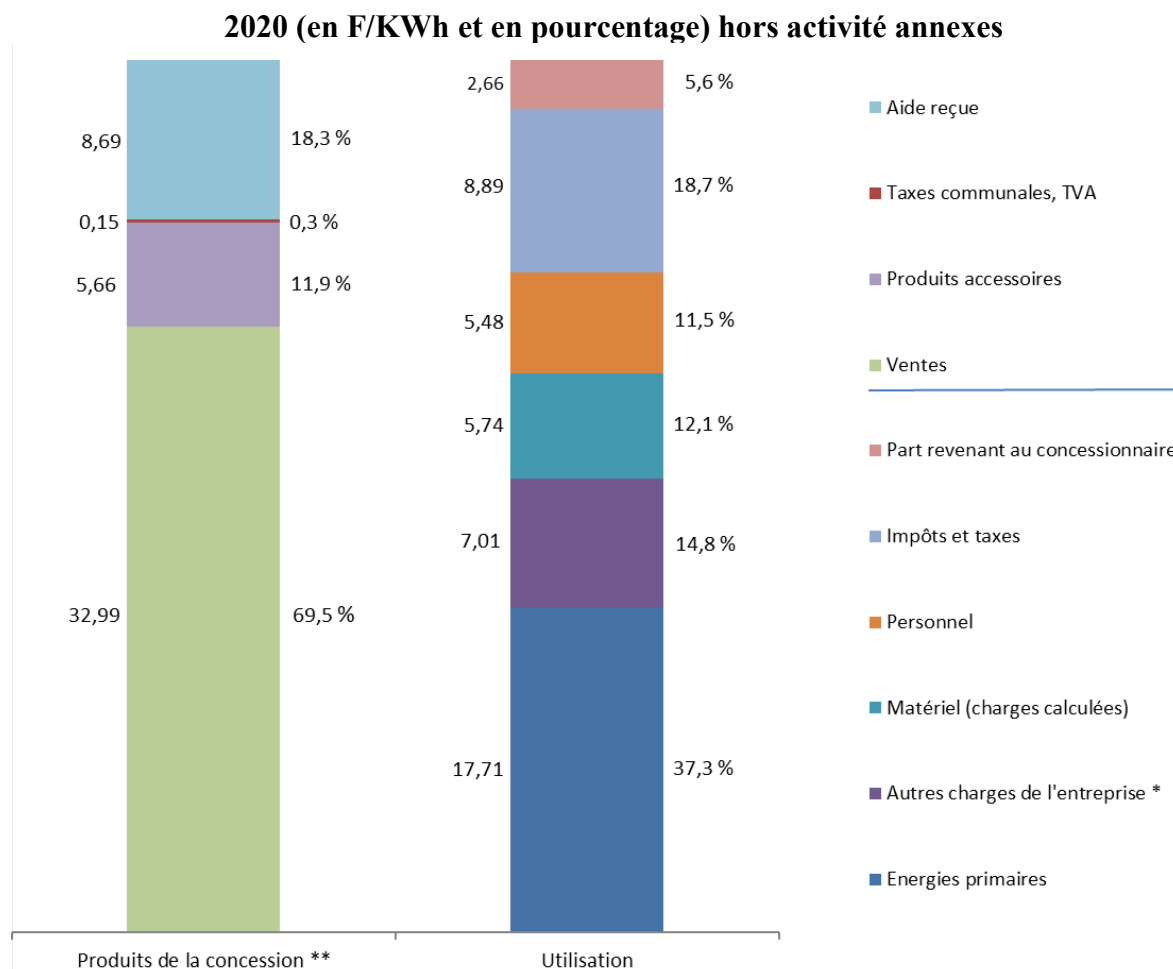
Le prix moyen de vente du kWh en tarif moyenne tension augmente avec la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.

Répartition des ventes BT / MT



Les ventes en basse tension représentent 39% des volumes facturés (contre seulement 30% en 2019), tandis que les ventes en moyenne tension représentent 61% (contre 70% en 2019).

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Bora Bora



*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 33,14 F/KWh (69,8 %) 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 2020, 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 31/12/20, était de 231,2 Millions Fcp, ce qui représente 19,9% du chiffre d'affaires 2020, soit un délai de créances clients de 71 jours, contre 64 jours en 2019, soit une augmentation de 7 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 479 clients (533 clients en 2019, soit une diminution de 54 clients) sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 15% 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 28 clients par mois (47 clients en 2019, soit une diminution de 40%), soit 1,0% 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 2020, près de 2 115 480 Fcp (483 703 Fcp en 2019) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Bora Bora, soit moins de 0,18% du chiffre d'affaires réalisés sur 2020.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession		23 - BORA-BORA		
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2020 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	35	202 920	8 467 059	41,73
07 - USAGE PROFESSIONNEL	59	428 472	22 973 911	53,62
55 - TOUS USAGES MT	6	572 212	19 573 617	34,21
Total général	100	1 203 604	51 014 587	42,38

** 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 6,3% en 2020 et s'établit à 51 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 100 compteurs. Les volumes augmentent (+5,1%).

Les dépenses en éclairage public augmentent de 34,3% en volume avec 8,5 Millions Fcp TTC qui leur sont consacrées.

2.9 - Services offerts à la clientèle



Covid et confinement

La crise épidémique du COVID a frappé la Polynésie au premier trimestre 2020, avec entrée en confinement dès le 21 mars, jusqu'au 21 mai.

Ces deux mois de confinement inédit dans l'histoire du pays et de l'entreprise ont provoqué une fermeture des agences, et un déport des clients vers la plateforme téléphonique, ainsi que vers l'agence en ligne edt.pf.

Cette gestion commerciale modulée en fonction de l'évolution sanitaire en Polynésie a nécessité d'importants ajustements au niveau des équipes, tant sur le site d'EDT Puurai, qu'en télétravail, pour assurer un service minimum, incluant le règlement de factures.

L'adaptation de la pratique commerciale a aussi concerné de nombreux grands comptes ayant vu leur activité réduite ou stoppée, ce qui a amené EDT à procéder à des aménagements contractuels leur permettant de surmonter la crise économique subséquente.

L'adoption de gestes barrières dans les activités quotidiennes s'applique à l'ensemble des agents EDT, qu'ils opèrent au niveau commercial, administratif, informatique, ou technique.

Le fait qu'EDT soit filiale d'ENGIE a pleinement contribué au support dont ont bénéficié l'entreprise et ses équipes afin de surmonter la crise COVID, et garantir la continuité du service public de l'électricité.

Offre de services multiple EDT



L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services EDT.

Les clients EDT ont la possibilité de régler leur facture selon plusieurs choix de service :

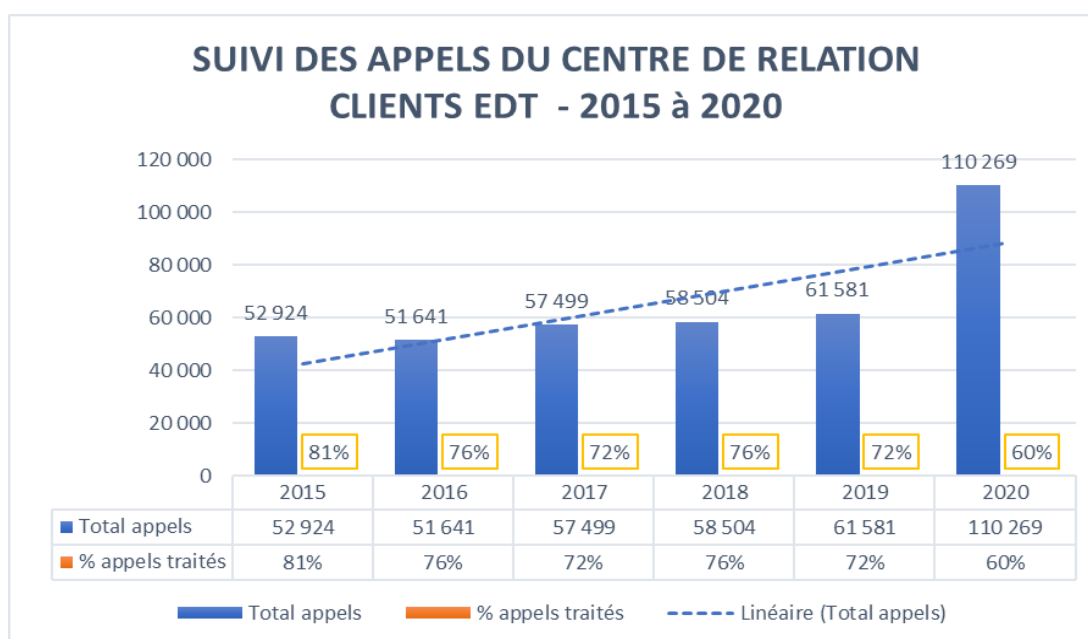
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

Mesures de la satisfaction clients

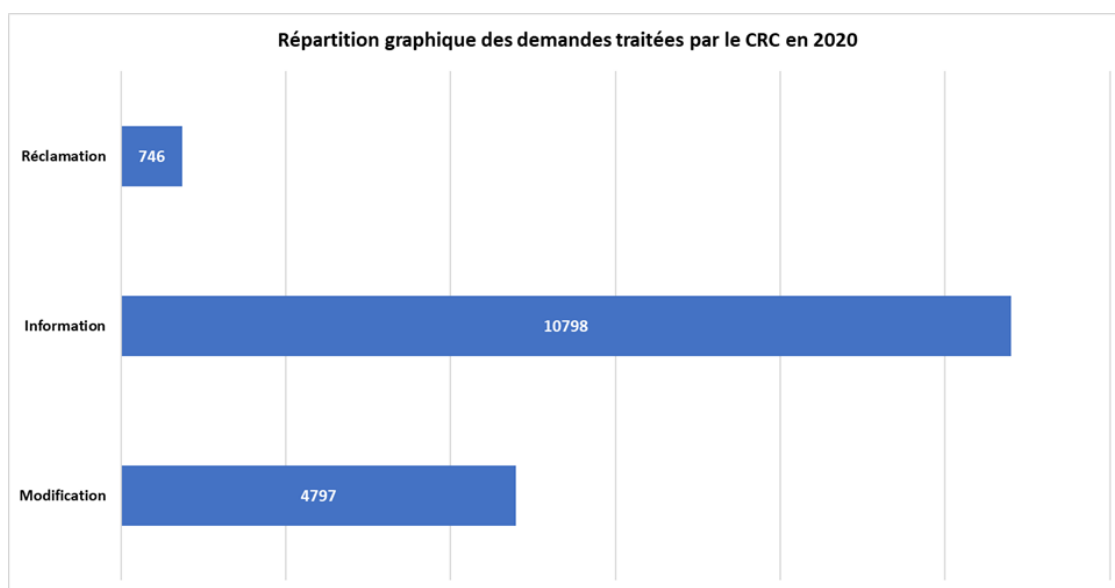
Pour 2020, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux de satisfaction de :

- ✓ 60% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients, cette baisse est notamment liée à l'impact COVID, qui a provoqué une hausse importante des appels vers la plateforme, alors qu'elle fonctionnait en service minimum
- ✓ 80% pour les clients ayant fait l'objet d'une intervention de notre service dépannage

Le CRC a géré une hausse de +79% des appels clients, passés de 61 581 en 2019 à 110 269 en 2020.



La crise COVID a provoqué un afflux d'appels pour demande d'information, en raison de la fermeture des agences, et des interrogations liées au règlement de factures.



L'information clients par SMS GRATUITS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients, avec 1 134 447 SMS aboutis en 2020 : 92% de clients satisfaits de ce service et 97% particulièrement satisfaits du service SMS Info Coupure pour travaux.

Sa gratuité combinée à sa simplicité d'usage ainsi que sa fourniture d'information immédiate font que plus de 60% des clients EDT l'ont déjà plébiscité, un chiffre en croissance chaque année.

A fin 2020, 57 307 contrats inscrits aux différents Services SMS pour Tahiti et les îles

Libellé SMS	Tahiti Nord	TSE	Iles
Annulation Coupure Travaux	6 167	1 217	1 102
Auto-Relève	6 081	1 178	1 286
Avis de coupure pour Travaux	6 181	1 227	1 102
Avis passage releveur	4 213	774	1 055
Confirmation Coupure Travaux	6 167	1 217	1 102
Montant Facture mensuelle	6 222	1 136	1 500
Relance	6 064	913	1 403
Total général	41 095	7 662	8 550

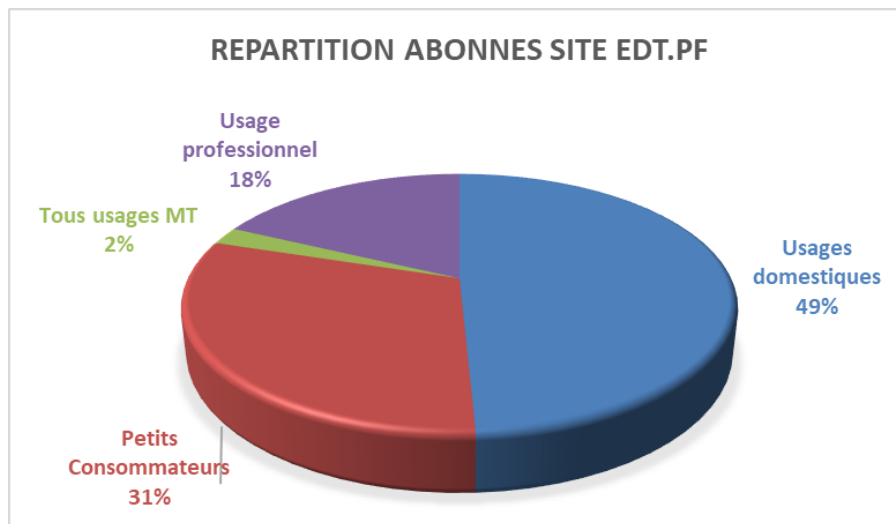
Le système informatique de gestion de la clientèle

EDT déploie progressivement HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, afin d'améliorer la qualité de service fournie aux abonnés.

Sur l'année 2020, les travaux continuent dans l'objectif d'améliorer la gestion, la qualité des informations, et de capitaliser sur l'ensemble des relations client en multicanal.

Le site client edt.pf

Concession	Nb accès edt.pf	%age clients connectés
Bora	479	18%



L'année 2020 a contraint les sociétés à se réorganiser eu égard à la lutte contre la propagation du coronavirus, d'encourager davantage les outils digitaux afin de limiter les déplacements en agence.

Le confinement du mois de mars a mis en valeur les canaux de communication et de gestion digitaux, plusieurs profils clients ont émergé :

- Les digitaux qui ont continué à gérer en ligne leur contrat
- Les présentsiels qui ont dû se reconvertir en digitaux
- Les présentsiels qui n'ont pas pu se reconvertir par manque de matériels ou d'appétence.

Ceci s'est traduit par une envolée des indicateurs tant au niveau des réseaux sociaux qu'au niveau des outils digitaux.



FB : + 29%



Instagram : +48%



Linkedin : +166%

À noter une belle progression des services les plus importants du site, le paiement en ligne et l'auto-relève.

De multiples campagnes axées sur ces deux services sur Google et Facebook ainsi que l'effet Covid ont permis d'atteindre cette belle progression.

Parallèlement, EDT transmet une lettre d'information numérique gratuite chaque mois à près de 34 000 clients qui ont choisi ce service.

edt.pf : +74% d'utilisateurs

Mareva chatbot : +122% d'utilisateurs

Paiement en ligne : +73%

Auto-relève : +61%

Le nombre d'utilisateurs de la chatbot EDT Mareva a doublé, passant de 6 525 en janvier à 14 473 en décembre, soit une progression de plus de 120%.



Février : Lancement de l'appli Maconso accessible à partir de Messenger, réalisée sur le même principe que l'outil proposé sur le site edt.pf, il permet à l'utilisateur de calculer la consommation de chacun de ses appareils afin d'entamer dans une seconde phase des économies d'énergie notamment dans l'usage de chacun de ses appareils.



Avril : la lutte contre la propagation du virus, le confinement des polynésiens sur plus d'un mois ont réorienté notre ligne éditoriale qui s'est focalisée sur la réponse au fil de l'eau aux demandes des clients dans la gestion à distance de leur contrat avec EDT et la mise en valeur du travail de nos équipes dans leur mission de continuité de service.



Octobre : Lancement de l'outil Auto-relève sur Messenger. Accessible directement sur ce système de messagerie, il permet à l'utilisateur d'envoyer son auto-relève en toute simplicité, cette information est automatiquement traitée par le système de gestion commerciale afin d'aboutir à une facturation sur relevé.



Décembre : Création du blog edt.pf sous Wordpress intégré dans le site à la rubrique Actualités. Ce dernier met l'accent sur les services importants d'EDT (auto-relève, outils digitaux), il reprend également les contenus réalisés pour l'ancien blog Maeva expat.com. Plus souple que le CMS du site edt.pf, il permet de lancer des campagnes, des jeux tel que le Calendrier de l'avent en décembre.

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.

L'auto-relève est proposée via trois canaux pour suivre et payer sa consommation chaque mois : via le serveur vocal, via l'agence en ligne edt.pf, via Messenger EDT avec la chatbot Mareva.

Le bilan d'énergie : pour connaître par lieu de vie sa consommation et identifier les postes sur lesquels le client peut agir pour réduire ses dépenses d'énergie, connaître son besoin en puissance, connaître le montant de sa prochaine facture.

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

- le simulateur de facture, pour connaître le montant de sa prochaine facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- le calculateur de consommation pour avoir la consommation moyenne de ses appareils électriques par pièces de vie de son domicile (chambre, salon, cuisine...)



Campagne sur les économies d'énergie

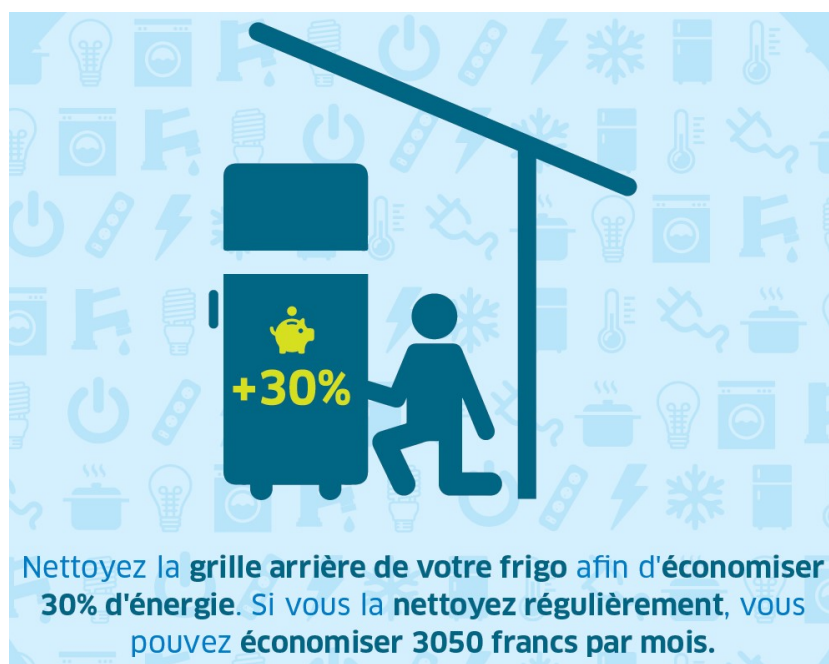


En réponse aux critiques de clients concernant leur facture en sortie de confinement, une campagne de communication a été lancée dès le 4 décembre 2020 et jusqu'en février 2021 sur les deux chaînes de télévision, et en radio, expliquant comment réussir les économies d'énergie par des gestes simples, tout en incitant les clients à pratiquer régulièrement leur auto-relève.

Des spots de 30 secondes ont été diffusés en français et en reo tahiti pour la première fois, avant les journaux télévisés, durant trois mois, durant la saison chaude.

De plus, des spots ont également été diffusés sur la radio Polynésie la 1ère, en bilingue également, toujours sur le thème de l'adoption d'un geste d'économie d'énergie, avec en parallèle la promotion de l'auto-relève.

Les agences EDT ont été pleinement parties prenantes de cet effort de sensibilisation de nos clients, avec la diffusion des spots sur leurs écrans installés.



Durant le premier semestre 2020, des spots d'information sur les économies d'énergie ont été diffusés par les télévisions Polynésie la 1ère, puis TNTV sur leurs réseaux sociaux et sur leur site web, grâce au partenariat avec EDT.

Actions à venir

Un partenariat entre EDT et la CPS verra le lancement d'une agence mobile dans un bus 100% électrique, avec agents à son bord, fournissant de nombreux services aux clients (règlement de facture, demandes contractuelles, etc.) directement dans leurs quartiers, afin de leur éviter un déplacement en agence.

Cet investissement répond aux demandes des mairies et des abonnés, et permettra de desservir notamment les communes de Vairao, Hitia'a, et Tiarei, via le bus Te Hono qui doit être mis en service en mai 2021.



Un guide d'économie d'énergie en français et en reo tahiti, est publié en début 2021, diffusé en version papier via certains magazines, et disponible gratuitement sur le site edt.pf, avec des conseils pratiques simples d'application pour réaliser des économies au quotidien.



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 2020 de la concession

➤ *Bilan technique*

3.1 - Système électrique de Bora Bora

Schéma du système électrique de Bora Bora

Le réseau de distribution de Bora, alimenté depuis l'unique centrale de production thermique de l'île, est constitué de 4 départs HTA 14,4 kV totalisant à fin 2020 une longueur de 70,66 km, principalement souterrain (11,36 % de lignes HTA aériennes). Le réseau basse tension totalisait 90,08 km, dont 29 % en aérien. La fréquence du courant électrique à Bora Bora est de 60 Hz.

A fin 2020, 3 213 clients étaient raccordés au réseau de distribution publique d'énergie électrique, dont 31 clients HT.



Effectif de l'exploitation de Bora Bora

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation reste inchangé en 2020, il est de 10 agents.

Demande en énergie électrique

Evolution de la demande en énergie électrique

Les ventes d'énergie en 2020 s'élevaient à 32,708 GWhs, en baisse de 25% par rapport à l'année précédente. Ci-dessous l'évolution de l'énergie livrée au réseau de distribution sur la période 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventes d'énergies en GWh	39,802	39,644	40,984	42,940	41,578	43,633	32,708
Croissance	+2%	-0,4%	+3,4%	+4,8%	-3,2%	+4,9%	-25,04%

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

- Clients basse tension : 38,6 %
- Clients moyenne tension : 61,4 %.

La puissance de pointe maximale appelée par le réseau de distribution était de 6 860 kW, pointe survenue en février 2020. Ci-dessous l'évolution de la puissance de pointe appelée sur la période 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance de pointe en kW	7 020	7 450	7 340	7 500	7 680	7 690	6 860
Croissance	+0,93%	+6,12%	-1,5%	+2,17%	+2,4%	+0,13%	-10,8%

Pertes et rendement du réseau de distribution

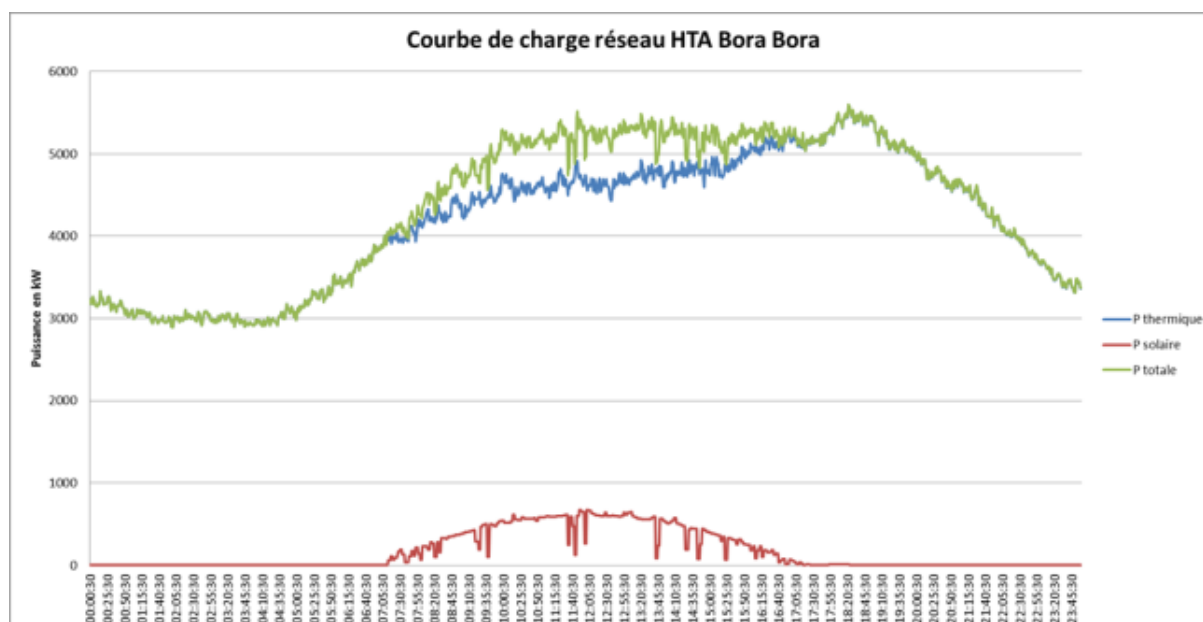
En 2020, la part des auxiliaires de la centrale représentait 2,73 % de l'énergie brute produite par les groupes électrogènes de la centrale thermique de Faanui. Le rendement global du système électrique (Energie vendue/Energie fournie au réseau) est de 93,72 % pour l'année 2020.

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 2020, la puissance garantie était de 10 890 kW pour une puissance de pointe de 6 860 kW. En 2020, la centrale thermique de Faanui a produit 34,678 GWh.

Evolution de la production :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production thermique (GWh)	42,630	42,376	44,045	45,556	44,759	46,146	34,678
Production EnR (GWh)	0,193	0,222	0,186	0,178	0,179	0,198	0,223
Production totale (GWh)	42,824	42,598	44,232	45,734	44,938	46,344	34,901

Evolution de la consommation spécifique :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consommation spécifique en ml/kWh	258,3	256,3	258	254	255	257	262
Variation	+0,6%	-0,75%	+0,6%	-1,6%	+0,4%	+0,78%	+1,95%

9,098 millions de litres de gazole ont été consommés en 2020, soit une baisse de 23,35% par rapport à 2019. La consommation spécifique des moteurs est autour de 262 ml/kWh. 21 118 litres d'huile ont été utilisés en 2020, soit une diminution de 34,4% par rapport à 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 6 860 kW en février 2020).

BORA 2020	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	3 890 886	3 798 493	10 562	1 004 540	258	2 290	1 950	6 860
Février	3 655 661	3 570 714	9 757	947 137	259	1 450	1 780	6 860
Mars	3 306 697	3 202 995	10 570	860 520	260	3 324	1 620	6 570
Avril	2 180 430	2 080 327	8 540	590 500	271	476	1 300	4 130
Mai	2 226 363	2 137 391	7 106	603 660	271	642	1 572	3 930
Juin	1 999 376	1 925 609	5 533	535 267	268	4 126	1 266	3 850
Juillet	2 389 227	2 326 187	4 841	639 508	268	230	1 453	4 730
Août	2 804 626	2 741 306	7 984	731 481	261	2 732	1 493	5 210
Septembre	2 853 193	2 785 813	9 858	765 680	268	1 840	1 596	5 540
Octobre	3 159 064	3 090 853	9 393	815 160	258	798	1 550	5 660
Novembre	3 063 163	2 995 492	8 289	789 470	258	1 172	1 516	5 850
Décembre	3 149 384	3 074 771	7 281	815 673	259	2 038	1 566	5 740
TOTAL	34 678 070	33 729 951	99 714	9 098 596	262	21 118	18 662	6 860

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 2020, on recensait 20 installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution publique, totalisant une puissance installée globale de 1 916 kWc ce qui représente une part ENR de 5,2% sur l'île de BORA BORA. Les installations ENR 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. Une production cumulée de 0,171 GWh injectée sur le réseau.

Equilibre du système électrique

Bilan 2020

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) : 34,678 GWh

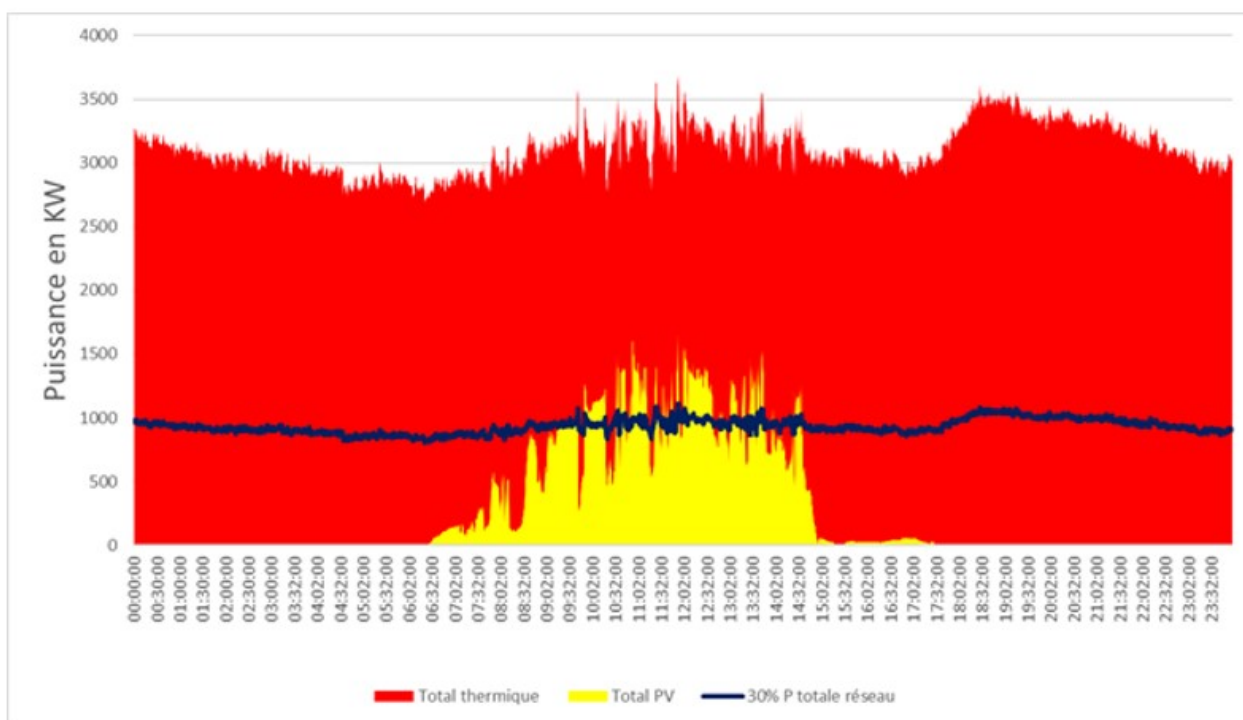
Solaire (injecté) : 0,223 GWh

Equilibre journalier

Le graphique ci-dessous reproduit l'empilement des moyens de production disponibles pour une journée typique. Avec 1 916 kWc d'EnR intermittentes en service et raccordées au réseau à fin 2020, c'est 42% du taux de pénétration ENR qui a été enregistré en 2020 ce qui représente un taux de pénétration supérieur à 30% de la pointe jour. Aucune déconnexion de producteurs PV n'a toutefois encore été effectuée en 2020.

Une situation avec de fortes contraintes sur l'exploitation :

- Instabilité des réseaux
- Usures prématurées sur les groupes
- Dégradation des consommations spécifiques



Développement et renouvellement du parc de production thermique

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Numero d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2020	HDM au 1er Janvier 2021	Nbre heure de fonctionnement
G1 BORA	CUMMINS KTA50	BASE	1400	1000	640	G051	31/01/1996	12 057	12 060	3
G3 BORA	WARTSILA W200	BASE	2500	2000	1800	G106	01/01/2001	71 792	76 389	4 597
G4 BORA	WARTSILA W9L32	BASE	4850	3880	3880	G224	01/06/2011	41 207	48 216	7 009
G6 BORA	WARTSILA 6R32	BASE	2650	2150	2000	G074	01/01/1998	92 779	96 020	3 241
G7 BORA	WARTSILA W200	BASE	2500	2000	1800	G110	01/01/2002	71 612	72 171	559
G10 BORA	WARTSILA 8R32	BASE	3560	2850	2850	G064	01/01/1997	120 685	122 864	2 179
G12 BORA	WARTSILA W200	BASE	2500	2000	1800	G094	01/01/2000		0	0
G13 BORA	WARTSILA W9L32	BASE	4850	3880	3880	G225	01/06/2011	40 935	42 009	1 074

En 2020, le plan de révisions des groupes électrogènes a été reporté à cause de la crise sanitaire. L'accent a été de garantir la sécurité des installations pour assurer la continuité du service public de l'électricité pour la population. La révision de type 12000H du G10/G064 a été suspendue. La remise en exploitation est prévue pour le premier semestre 2021.

Réseau de distribution HTA

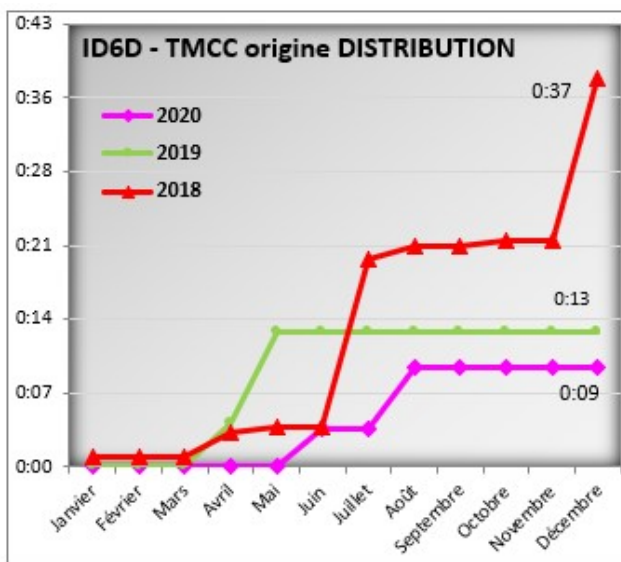
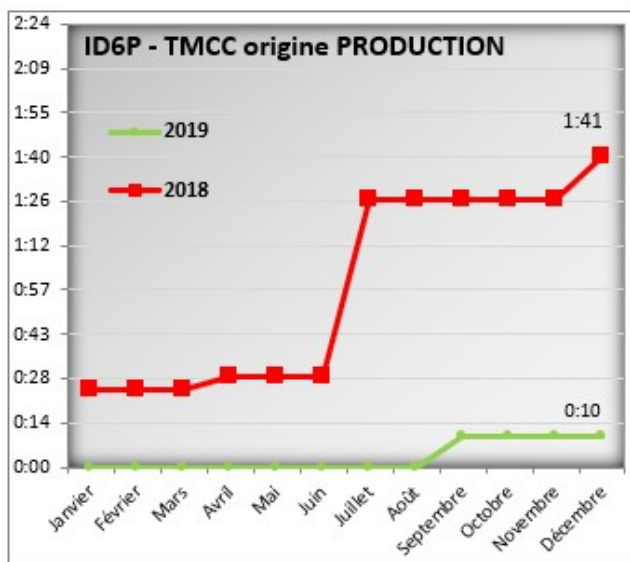
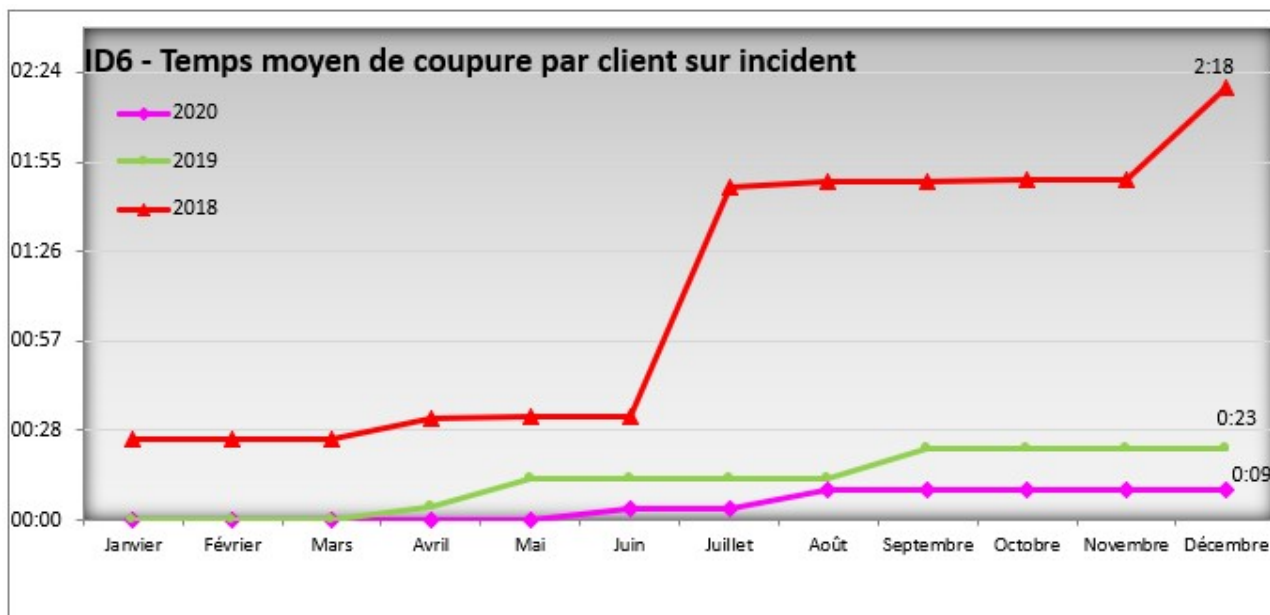
Le réseau de distribution HTA/BT est principalement souterrain, notamment les réseaux situés le long de la route de ceinture. Le réseau de distribution HTA de Bora Bora est constitué de quatre départs : Vaitape, Faanui, Anau et Top Dive.

En 2020, le programme de renouvellement des réseaux souterrains HTA a été suspendu compte tenu de la crise sanitaire. La mission principale des équipes a été de réaliser l'entretien des postes de transformation de distribution publiques, de remplacer des poteaux termités après un audit du réseau, et de sécuriser les branchements électriques non-conformes. Le programme de renouvellement des réseaux HTA reprendra en 2021.

3.2 - Qualité de service

Le temps moyen de coupure par Client (TMCC) sur incident est de 09 minutes en 2020, nettement amélioré par rapport à 2019 (23 minutes). L'année 2020 a été particulièrement marquée par la crise de la COVID dont le professionnalisme des équipes ont permis de gérer, et d'assurer le service public de l'électricité.

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



3.3 - Qualité - Sécurité - Environnement

Pas de POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie dû au COVID-19.

Traitement des effluents :

14 800 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 2020 vers les filières de traitement.

3.4 - Travaux significatifs - Faits marquants

Production

- Révision de type R12000 du G10/G064 par la société POLYDIESEL



- Révision de l'alternateur du G10/G064 expédié en Australie par la société SULZER d'Australie
- Renouvellement des baffles acoustiques de la tranchée G10 par la société REMEX
- Remplacement des relais de protection SEPAM par ENGIE SCES

Distribution

- Rénovation de 65 compteurs défectueux ou vétustes
- Renouvellement de 8 poteaux BT termités
- Renouvellement de 10 poteaux HTA termités
- Audit des réseaux de distribution publique
- Recensement des réseaux de distribution publique
- Sécurisation des installations intérieures non conformes
- Entretien de 35 postes de distribution publique

3.5 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2020	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
20	1 916	2	13	2	-	-	-	23,64 F/kWh

3.6 - Unités d'œuvre 2020 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	6 860
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	3 880
Puissance garantie en kW (PG2)	10 890
Nb de kWh vendus	32 708 219
Quantité en litre de combustible	9 098 596
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	33 729 951
Nb de kWh solaire acheté par tarif	222 849
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	24 115
Nombre d'abonnés (BT et HT)	3 213

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	1 998	-	-	121 136	99 714

Répartition des longueurs Réseaux

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Bora Bora	8,03	44,11	18,52	70,66	25,98	64,10	90,08	34,01	126,73	160,74	21,2%	78,8%

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'efficience à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

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

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

4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) La prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Bora Bora, en 2020 :

- les imputations directes concernent 86 % 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 14 % 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	86%	0%	86%
Frais répartis sur la concession	9%	5%	14%
Total	95%	5%	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	346 657	-9 773 796
Coût de production - Maintenance : AUTRES (provision rév groupes,)	Ventes matériels mis au rebut	200 000	
Production thermique - frais de siège*		1 090 541	
Production thermique - fonction support*		183 731	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	842 749	-292 314
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	3 587 091	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		384	
Distribution d'électricité - frais de siège*		666 137	
Distribution d'électricité - fonction support*		121 286	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		4 640	
Fourniture d'électricité - fonction support*		4 587	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	134 101	
Clientèle - frais de siège*		268 069	
Clientèle - fonction support*		4 820	
Total		7 454 793	-10 066 110

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

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

4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
 - le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
 - la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.

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

Dispatching et conduite du réseau

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

Transport :

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

Distribution :

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

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations où 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 des exploitations de Tahiti :

La liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la direction des exploitations de Tahiti en Octobre 2020. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont

pas été modifiées. De plus, la cellule Suivi du Patrimoine, auparavant rattachée à la Direction des Iles, a intégré la Direction des exploitations de Tahiti également en Octobre 2020.

4.1.8) Le principe de détermination des charges économiques calculées

Dans le cadre des principes de la « comptabilité appropriée », le concessionnaire a mis en place en 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.

L'engagement de l'entreprise auprès de ses salariés fait l'objet d'une provision pour indemnité de départ à la retraite.

Depuis 2020, le calcul des engagements de retraite a été confié à une entreprise spécialisée, se traduisant une réévaluation du besoin global de l'entreprise de 775 MF lequel s'est traduit dans les comptes de la concession par une majoration des dotations annuelles correspondant aux effectifs y affectés.

4.1.9) Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	23
	Mise à disposition personnel	1 283 713
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	8 319 342
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	7 306 429
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	609 600

Electra

Libellé	Description	23
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	3 988 560
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.	724 817

Autres parties liées

Libellé	Description	23
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	40 922 341
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	61 211 770

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

Les avenants 17 et 17b des 29 décembre 2015 et 26 février 2016 introduisaient une nouvelle formule de rémunération du concessionnaire, par concession et activité basée sur un mécanisme de revenu autorisé, les comptes des concessions des exercices 2016 ont été arrêtés sur cette base.

A compter de 2017, la Polynésie a contesté l'application de cette formule faisant de sorte à ce que les produits acquis du concessionnaire correspondent aux seules facturations clients.

Pour répondre aux exigences de la comptabilité appropriée l'individualisation de marges par concession et activité a été obtenue par la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés.

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- fixe de nouveaux forfaits de rémunération par concession et activité
- introduit à compter du 1er janvier 2020 un plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble du périmètre actuel de ses concessions

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

N/A

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

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 91 % du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 9 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

Compte de résultat

➤ Postes du compte de résultat

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,565% (- 0,435 % + 2 %)
 - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,783 % (-0,435 % + 1 % + 1,218 % 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 » prennent en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés).
- Les frais de supports « internes » à l'île sont ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'île et diverses charges de fonctionnement non affectés directement sur les processus (production, distribution, clientèle)
- Pointages et répartitions : pour les services qui interviennent sur les processus production et distribution, un taux horaire est calculé en début d'année pour chaque cellule. A chaque fois qu'un opérateur pointe, la part « support » de son pointage est envoyée dans les postes « fonctions supports » du compte de résultat par activité (impératif de la comptabilité approprié). En fin d'année, l'écart entre les couts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode »

Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes.

Détail des frais répartis 2020
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	1 381,3	1 187,0			61,8	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	5%
Exploitation des îles	372,6	371,9	29,5	3,2	32,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	973,5	77,1
Clientèle îles	40,5	40,5	4,9	0,2	5,2	Nombre d'abonnés îles	27 239	3 315
Exploitation réseau Tahiti	273,5	273,1	0,3	2,0	2,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	314,0	0,4
Gestion des énergies	33,7	32,9	1,3	0,3	1,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	20,2	0,8
Suivi et développement	90,7	87,9	5,8	0,3	6,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	66,4	4,4
Suivi du patrimoine	24,0	23,9	0,5	0,0	0,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	8,8	0,2
Travaux réseau	89,1	89,2	3,1	-0,4	2,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	82,2	2,9
Relève Intervention Branchement	272,2	256,5	0,2	0,2	0,4	Temps pointé par la cellule	162,5	0,1
Gestion administrative du solaire	17,2	15,9	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	2 512	20
Service Grand compte	43,0	38,3	2,0	0,0	2,0	Contrats grands comptes	5 183	274
Marketing & E-services	48,3	41,6	1,7	0,0	1,7	Nombre d'abonnés	79 574	3 213
Animation & réseaux proximité	37,2	32,0	1,3	0,0	1,3	Nombre d'abonnés	79 574	3 213
Comptabilité client et recouvrement	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	79 574	3 213
Magasins	-33,1	-32,2	-0,3	0,0	-0,3	Sorties de stock valorisées	1 511 855	13 514
Support DSI sur production immobilisée	8,8	0,3			0,0			
Total support externe					56,4			
Support interne de l'île					67,5			
Total Support					123,9			

(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)

Suite à la réorganisation de la Direction des exploitations de Tahiti à compter d'Octobre 2020, l'Exploitation Réseau Tahiti se décompose de la manière suivante : La Gestion des énergies, le Réseau Nord et la Transition énergétique. Le coût support Exploitation Réseau Tahiti figurant dans le tableau ci-dessus correspond à la période Janvier à Septembre 2020 et celui des 3 nouvelles cellules d'Octobre à Décembre 2020.

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF		Bora Bora	
		2020	2019
Immobilisations concédées *		5 507 576 026	5 536 248 806
- Production		3 576 040 009	3 635 448 222
- Distribution		1 931 536 017	1 900 800 584
Immobilisations privées		117 410 817	110 756 999
Immobilisations en-cours		248 475 044	193 746 955
- Production		233 174 093	169 534 753
- Distribution		6 267 585	18 921 674
- Privées		9 033 366	5 290 528
Total immobilisations brutes		5 873 461 887	5 840 752 760
Amortissements et provisions **	1	-3 620 300 812	-3 553 658 984
- Production		-2 349 888 926	-2 324 459 993
- Distribution		-1 177 568 333	-1 139 916 199
- Privés		-92 843 553	-89 282 792
Immobilisations nettes		2 253 161 075	2 287 093 776
Stock		122 522 421	113 307 650
Créances clients		226 460 067	264 334 108
Autres créances		18 841 602	15 513 901
Charges constatées d'avance		17 840 044	0
Provisions pour dépréciation		-87 718 267	-61 074 901
Stock et créances nets		297 945 868	332 080 758
Compte courant du concessionnaire		424 388 890	426 757 123
TOTAL ACTIF		2 975 495 833	3 045 931 657

* Immobilisations concédées

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	3 391 380 186	3 450 788 399
Concessionnaire - Droit incorporel	184 659 823	184 659 823
Total concessionnaire	3 576 040 009	3 635 448 222
Total Tiers et concédant	0	0
Total au bilan	3 576 040 009	3 635 448 222

Distribution		
Concessionnaire	1 375 155 977	1 272 774 379
Concessionnaire - Droit incorporel	0	67 297 828
Total concessionnaire	1 375 155 977	1 340 072 207
Tiers et concédant	556 380 040	560 728 377
Total au bilan	1 931 536 017	1 900 800 584

** Amortissements et provisions

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	-2 349 888 926	-2 184 939 239
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-139 520 754
Total concessionnaire	-2 349 888 926	-2 324 459 993
Tiers et concédant	0	0
Total au bilan	-2 349 888 926	-2 324 459 993

Distribution		
Concessionnaire	-818 159 926	-737 186 938
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-50 847 247
Total concessionnaire	-818 159 926	-788 034 185
Tiers et concédant	-359 408 407	-351 882 014
Total au bilan	-1 177 568 333	-1 139 916 199

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) sauf terrains et améliorant des 15 dernières années.
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant à savoir leur valeur nette comptable.

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré, elle n'est pas identique à la valeur nette comptable au bilan.

A titre d'exemple :

- 1°) lorsqu'un terrain est remis gratuitement au concédant, il est amorti dans l'économie de la concession alors que sa valeur économique est à minima égale à sa valeur d'origine.
- 2°) lorsque le montant de l'IFC est différent de la VNC économique des biens.

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Bora Bora	
	2020	2019
Résultat	99 088 695	93 385 542
Capitaux propres	99 088 695	93 385 542
Droits des tiers et concédant apports gratuit	196 971 633	208 846 363
- Distribution	196 971 633	208 846 363
Droits du concédant exigible en nature	196 971 633	208 846 363
Autres provisions	28 375 483	20 423 020
- PIDR	25 533 388	20 423 020
- Autres provisions	2 842 095	0
Provision pour risques et charges	28 375 483	20 423 020
Clients - avances sur consommation	34 192 653	43 512 119
Fournisseurs	136 721 629	233 267 138
Dettes fiscales et sociales	134 177 352	129 760 293
Passif de renouvellement	2 334 252 101	2 310 663 239
- Production	1 425 080 566	1 409 730 035
- Distribution	909 171 535	900 933 204
Autres dettes	2 620 154	2 654 554
Produits constatés d'avance	9 096 134	3 419 389
Emprunts et dettes	2 651 060 022	2 723 276 732
TOTAL PASSIF	2 975 495 833	3 045 931 657

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 2019			Bora Bora 2020			
			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	478 398 832		478 398 832	478 134 819		478 134 819	
		- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	10 975,00		10 975	10 975,00		10 975	
		- Forfait FP1	44 465		44 465	43 566		43 566	
		Facturation P1 autres distributeurs							
		COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE		-316 563 859	-867 699	-317 431 557	-298 933 585	-489 126	-299 422 711
		par UO : Puissance maximale majorée		-28 844		-28 923	-27 238		-27 282
		- Maintenance		-86 927 851		-86 927 851	-67 915 221		-67 915 221
		- AC		-6 085 155		-6 085 155	-8 277 245		-8 277 245
		- ACE		-42 917 497		-42 917 497	-30 394 711		-30 394 711
		- MO		-37 667 662		-37 667 662	-29 185 728		-29 185 728
		- AUTRES		-257 537		-257 537	-57 537		-57 537
		- Conduite et Fonctionnement		-20 529 514		-20 529 514	-26 907 914		-26 907 914
		- AC		-382 921		-382 921	-75 636		-75 636
		- ACE		-4 194 132		-4 194 132	-6 838 012		-6 838 012
		- MO		-53 361		-53 361	-196 812		-196 812
		- AUTRES		-15 899 100		-15 899 100	-19 797 454		-19 797 454
		- 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	-122 277 176		-122 277 176		
- Dotation / reprise de lissage		-17 191 323		-17 191 323	-15 350 531		-15 350 531		
- Quote part des activités support affectées		-71 478 786	-867 699	-72 346 485	-66 482 743	-489 126	-66 971 869		
- Fonctions supports		-39 040 542		-39 040 542	-36 098 786		-36 098 786		
- Frais de siège		-32 438 244	-867 699	-33 305 943	-30 383 957	-489 126	-30 873 083		
P2	Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	74 258 020		74 258 020	78 061 387		78 061 387	
		- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	43 334 586		43 334 586	45 188 406		45 188 406	
		- Forfait FP2	1,748		1,748	1,727		1,727	
		Facturation P2 autres distributeurs							
		COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS		-66 485 141	-44 836	-66 529 977	-69 190 777	-37 295	-69 228 072
		par UO : kWh produits sortie de centrale		- 1,534		- 1,535	- 1,531		- 1,532
		- Maintenance		-61 074 871		-61 074 871	-60 327 602		-60 327 602
		- AC		-25 489 278		-25 489 278	-21 638 932		-21 638 932
		- ACE		-29 873 738		-29 873 738	-31 784 002		-31 784 002
		- MO		-5 711 855		-5 711 855	-6 904 668		-6 904 668
		- AUTRES (provision rév groupes...)							
		- Traitement des effluents							
- Quote part des activités support affectées		-5 410 270	-44 836	-5 455 106	-8 863 175	-37 295	-8 900 470		
- Fonctions supports		-3 734 112		-3 734 112	-6 546 465		-6 546 465		
- Frais de siège		-1 676 158	-44 836	-1 720 994	-2 316 710	-37 295	-2 354 005		
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées		879 594 430		879 594 430	572 212 340		572 212 340	
	Facturation autres distributeurs								
	Par kWh produits sortie de centrale		20,30		20,30	12,66		12,66	
	- Consommations		-897 253 550		-897 253 550	-572 212 340		-572 212 340	
	- Fioul								
	- Gasoil		-887 613 486		-887 613 486	-565 153 816		-565 153 816	
- Huile		-9 640 064		-9 640 064	-7 058 524		-7 058 524		
- Urée									
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS								
	- Coûts directs								
	- Quote part des activités support affectées		-19 178		-19 178				
	- Fonctions supports		-19 178		-19 178				
	- Frais de siège								
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES		157 170 048		157 170 048	83 888 048		83 888 048	
	- Coûts directs		-149 590 769		-149 590 769	-74 997 662		-74 997 662	
	- AC		-129 739 577		-129 739 577	-12 759 101		-12 759 101	
	- ACE		-10 227 216		-10 227 216	-53 350 793		-53 350 793	
	- MO		-9 623 976		-9 623 976	-8 887 768		-8 887 768	
- AUTRES									
- Quote part des activités support affectées		-8 681 934		-8 681 934	-11 439 975		-11 439 975		

				Bora Bora 2019			Bora Bora 2020		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE									
	TOTAL DES PRODUITS	1 589 421 330		1 589 421 330			1 212 296 594		1 212 296 594
	MARGE AVANT IS	150 826 899	-912 535	149 914 365			185 522 255	-526 421	184 995 834
	- I.S.	-75 921 520	459 341	-75 462 179			-86 792 768	246 275	-86 546 492
	MARGE NETTE CONCESSION	74 905 379	-453 193	74 452 185			98 729 487	-280 146	98 449 342
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	63 669 572	-385 214	63 284 358			83 920 064	-238 124	83 681 940
	En % des produits	-4%		-4%			-7%		-7%
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE									
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	214 051 132		214 051 132			211 724 057		211 724 057
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	160		160			159		159
	- Forfait FD2	1 361 012		1 361 012			-1 335 563		-1 335 563
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-139 303 312	-460 384	-139 763 697			-152 691 704	-305 874	-152 997 578
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-868 307		-871 176			-963 184		-965 114
	- Maintenance	-19 886 129		-19 886 129			-53 275 668		-53 275 668
	- AC	-4 408 315		-4 408 315			-2 417 347		-2 417 347
	- ACE	767 669		767 669			-31 313 329		-31 313 329
	- MO	-16 245 483		-16 245 483			-19 544 992		-19 544 992
	- AUTRES								
	- Conduite et Fonctionnement	-7 549 419		-7 549 419			-472 366		-472 366
	- AC						-189 538		-189 538
	- ACE	-911 679		-911 679			-769 847		-769 847
	- MO	141 985		141 985			-63 800		-63 800
	- AUTRES	-6 779 725		-6 779 725			550 819		550 819
	- Amortissement des actifs de concession	-70 104 523		-70 104 523			-50 184 581		-50 184 581
	- Dotation amortissement biens au bilan	-60 714 929		-60 714 929			-44 232 316		-44 232 316
	- Dotation / reprise de lissage	-9 389 594		-9 389 594			-5 952 265		-5 952 265
	- Amortissement du droit d'entree								
	- Quote part des activités support affectées	-41 763 242	-460 384	-42 223 626			-48 759 089	-305 874	-49 064 963
	- Fonctions supports	-24 552 136		-24 552 136			-29 758 559		-29 758 559
	- Frais de siège	-17 211 106	-460 384	-17 671 490			-19 000 530	-305 874	-19 306 404
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 914 071		1 914 071			1 790 460		1 790 460
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	12 765 605		12 765 605			14 812 356		14 812 356
	- Coûts directs	-8 935 710		-8 935 710			-9 127 467		-9 127 467
	- AC	-2 800 532		-2 800 532			-2 201 005		-2 201 005
	- ACE	-4 555 416		-4 555 416			-6 183 776		-6 183 776
	- MO	-1 604 876		-1 604 876			-3 802 585		-3 802 585
	- AUTRES	25 114		25 114			3 059 899		3 059 899
	- Quote part des activités support affectées	-4 432 325	-4 105	-4 436 430			-8 568 384	-15 872	-8 584 256
	- Fonctions supports	-4 278 852		-4 278 852			-7 582 403		-7 582 403
	- Frais de siège	-153 473	-4 105	-157 578			-985 981	-15 872	-1 001 853
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	56 411 463		56 411 463			35 040 749		35 040 749
	- Coûts directs	-53 546 541		-53 546 541			-32 433 469		-32 433 469
	- AC	-14 060 021		-14 060 021			-8 423 750		-8 423 750
	- ACE	-35 731 596		-35 731 596			-20 911 231		-20 911 231
	- MO	-3 352 604		-3 352 604			-2 983 291		-2 983 291
	- AUTRES	-402 320		-402 320			-115 197		-115 197
	- Quote part des activités support affectées	-5 455 660		-5 455 660			-3 804 575		-3 804 575
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION									
	TOTAL DES PRODUITS	285 142 271		285 142 271			263 367 622		263 367 622
	MARGE AVANT IS	73 468 723	-464 490	73 004 234			56 742 023	-321 746	56 420 277
	- I.S.	-36 981 846	233 809	-36 748 037			-26 545 587	150 522	-26 395 065
	MARGE NETTE CONCESSION	36 486 877	-230 680	36 256 197			30 196 436	-171 224	30 025 212
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	31 013 846	-196 078	30 817 768			25 666 971	-145 540	25 521 430
	En % des produits	-11%		-11%			-10%		-10%

				Bora Bora 2019			Bora Bora 2020		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE									
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	1 438 846 975		1 438 846 975			1 135 350 694		1 135 350 694
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	1 432 251 282		1 432 251 282			1 128 408 546		1 128 408 546
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)								
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	6 595 693		6 595 693			6 942 148		6 942 148
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)								
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)								
	COUTS D'ACHAT	-1 438 979 393		-1 438 979 393			-1 135 350 694		-1 135 350 694
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-1 432 251 282		-1 432 251 282			-1 128 408 546		-1 128 408 546
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)								
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP								
	- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-6 728 111		-6 728 111			-6 942 148		-6 942 148
	GESTION ADMINISTRATIVE	1 224 599	-3 797 270	-2 572 671			-2 249 867	-348	-2 250 215
ETUDES & RACCORDEMENT S SOLAIRES	- Produits de la Redevance solaire								
	- Coûts de Fonctionnement	1 474 751	-3 796 280	-2 321 529			-2 101 499		-2 101 499
	- AC								
	- ACE	-302 748		-302 748			-324 000		-324 000
	- MO								
	- AUTRES	1 777 499	-3 796 280	-2 018 781			-1 777 499		-1 777 499
	- Quote part des activités support affectées	-250 152	-990	-251 142			-148 368	-348	-148 716
	- Fonctions supports	-213 152		-213 152			-126 724		-126 724
GESTION DE CLIENTELE	- Frais de siège	-37 000	-990	-37 990			-21 644	-348	-21 992
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	3 497 973		3 497 973			793 727		793 727
	- Coûts directs	-2 910 504		-2 910 504			-463 420		-463 420
	- MO	-441 905		-441 905			-448 420		-448 420
	- Quote part des activités support affectées	-426 211	-1 154	-427 365			-618 510	-1 893	-620 403
	- Fonctions supports	-383 067		-383 067			-500 948		-500 948
	- Frais de siège	-43 144	-1 154	-44 298			-117 562	-1 893	-119 455
ACTIVITES ANNEXES	REVENU AUTORISE	22 921 065		22 921 065			23 880 256		23 880 256
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	3 138		3 138			3 230		3 230
	- Forfait FC	7 451,00		7 451			-7 393,27		-7 393
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	5 813 874		5 813 874			4 748 193		4 748 193
	- Frais de relance	2 633 868		2 633 868			2 381 370		2 381 370
	- Frais de perception de taxe	3 180 006		3 180 006			2 366 823		2 366 823
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-61 722 317	-194 455	-61 916 772			-80 972 252	-124 670	-81 096 922
	par UO : Nombre d'abonnés	-19 669		-19 731			-25 069		-25 107
	- Affranchissements	-3 808 547		-3 808 547			-3 062 865		-3 062 865
	- Fonctionnement	-26 644 387		-26 644 387			-43 678 872		-43 678 872
	- AC	-487 468		-487 468			-505 676		-505 676
	- ACE	-6 812 304		-6 812 304			-4 909 838		-4 909 838
	- MO	-17 951 316		-17 951 316			-18 712 547		-18 712 547
	- AUTRES	-1 393 299		-1 393 299			-19 550 811		-19 550 811
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE	- Quote part des activités support affectées	-31 269 383	-194 455	-31 463 838			-34 230 515	-124 670	-34 355 185
	- Fonctions supports	-23 999 852		-23 999 852			-26 486 173		-26 486 173
	- Frais de siège	-7 269 531	-194 455	-7 463 986			-7 744 342	-124 670	-7 869 012
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	4 153 252		4 153 252			3 074 903		3 074 903
	- Frais de coupure	4 153 252		4 153 252			3 074 903		3 074 903
	- Coûts directs	-2 483 449		-2 483 449			-1 458 086		-1 458 086
	- AC	-82 868		-82 868			-85 000		-85 000
ACTIVITES ANNEXES	- ACE	-346 109		-346 109			-231 378		-231 378
	- MO	-2 054 472		-2 054 472			-1 141 708		-1 141 708
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées	-2 722 782	-5 260	-2 728 042			-1 822 172	-4 732	-1 826 904
	- Fonctions supports	-2 526 128		-2 526 128			-1 528 221		-1 528 221
	- Frais de siège	-196 654	-5 260	-201 914			-293 951	-4 732	-298 683
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE	TOTAL DES PRODUITS	1 475 233 139		1 475 233 139			1 167 847 773		1 167 847 773
	MARGE AVANT IS	-32 786 919	-3 998 139	-36 785 057			-55 087 228	-131 643	-55 218 871
	- I.S.	16 503 904	2 012 537	18 516 442			25 771 426	61 586	25 833 012
	MARGE NETTE CONCESSION	-16 283 014	-1 985 601	-18 268 616			-29 315 803	-70 056	-29 385 859
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-13 840 562	-1 687 761	-15 528 323			-24 918 432	-59 548	-24 977 980
	En % des produits	1%		1%			2%		2%

		Bora Bora 2019			Bora Bora 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR							
	REVENU AUTORISE Rendement de production	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		1 837 340		1 837 340			
- I.S.		-924 859		-924 859			
MARGE NETTE CONCESSION		912 481		912 481			
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		775 609		775 609			
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-3 339 265		-3 339 265	-7 608 013		-7 608 013
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	1 515 600		1 515 600	2 413 312		2 413 312
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	1 890 706		1 890 706	5 194 701		5 194 701
	MARGE AVANT IS	67 041		67 041			
	- I.S.	-33 746		-33 746			
	MARGE NETTE CONCESSION	33 294		33 294			
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	28 300		28 300			
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	1 916 043 533		1 916 043 533	1 507 495 430		1 507 495 430
	TOTAL DES CHARGES (*)	-1 722 630 448	-5 375 163	-1 728 005 611	-1 320 318 380	-979 810	-1 321 298 190
	MARGE AVANT IS	193 413 084	-5 375 163	188 037 921	187 177 050	-979 810	186 197 240
	- I.S.	-97 358 067	2 705 688	-94 652 379	-87 566 930	458 384	-87 108 545
	MARGE NETTE CONCESSION	96 055 017	-2 669 475	93 385 542	99 610 121	-521 426	99 088 695
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	81 646 764	-2 269 054	79 377 711	84 668 603	-443 212	84 225 390
	En % des produits	-4,3%		-4,1%	-5,6%		-5,6%

(*) : 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 : - 0.5 MF**
 - - 0.5 MF liés à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)
- **Distribution : - 0.3 MF**
 - - 0.3 MF liés à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)
- **Fourniture : - 0.1 MF**
 - - 0.1 MF liés à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)

4.3.4.2 Commentaires sur la variation entre 2019 et 2020 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 409 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 diminue de - 311 MF.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - 98 MF sont :

- **Production : - 73 MF**

- - 73 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - - 100 MF au titre du renouvellement des groupes 11 et 12 sur 2019
 - + 20 MF au titre du remplacement des SEPAMS de la centrale de Bora Bora en 2020.
 - + 7 MF au titre de la pose des pièges à son de la tranchée du G10.

- **Distribution : - 19 MF**

- - 21 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - - 16 MF au titre du renouvellement des équipements supports sur les réseaux HT et BT réalisés en 2019
 - - 5 MF liés au renforcement du réseau BT aérien en 2019.
- + 2 MF sur les travaux vendus

- **Fourniture : - 5 MF**

- - 3 MF sur les études et raccordement d'installations solaires
- - 1 MF sur les travaux vendus
- - 1 MF sur les produits de relance des coupures

Commentaires sur la variation des charges : - 402 MF

- **Production : - 412 MF**

- - 71 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - - 100 MF au titre du renouvellement des groupes 11 et 12 réalisés en 2019
 - + 14 MF au titre du remplacement des SEPAMS de la centrale de Bora Bora en 2020.
 - + 12 MF au titre de la pose des pièges à son de la tranchée du G10.
 - + 3 MF au titre des fonctions supports
- - 325 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- - 17 MF au titre du financement de la conduite et maintenance de la centrale dont :
 - - 11 MF sur l'exploitation de la centrale de Bora Bora (pilotage, suivi des mesures, rédaction de rapport...)
 - - 10 MF au titre des interventions de dépannage sur équipement (groupes, transformateurs, batterie de secours...)
 - - 4 MF au titre de la maintenance des systèmes de sécurité de la centrale
 - + 8 MF liés aux études de stockage des énergies réalisées en 2020
- + 3 MF au titre de la maintenance des groupes dont :
 - + 20 MF liés à la révision 12000 heures réalisée en 2020 sur la tranche 10.
 - + 2 MF sur les autres coûts des révisions des groupes
 - - 19 MF liés à la révision 24000 heures réalisée en 2019 sur la tranche 3 et 13.

- **Distribution : - 5 MF**

- - 23 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - - 16 MF au titre du renouvellement des équipements supports sur les réseaux HT et BT réalisé en 2019
 - - 5 MF liés au renforcement du réseau BT aérien en 2019.

- + 13 MF au titre de la gestion du réseau dont :
 - + 14 MF liés aux travaux d'élagages
 - + 11 MF sur l'entretien préventif des réseaux
 - + 5 MF liés à l'inventaire des poteaux
 - + 3 MF sur les autres coûts d'entretien et maintenance des réseaux
 - - 20 MF sur les charges calculées
- + 4 MF au titre des travaux vendus
- **Fourniture : + 19 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 19 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle dont :
 - + 18 MF sur les provisions clients
 - + 1 MF liés à l'activité clientèle
 - + 3 MF sur la gestion administrative du solaire au titre des provisions clients
 - - 2 MF sur les études et raccordements des installations solaires au titre de la variation de stock en 2019
 - - 1 MF sur les travaux vendus
- **Financier : - 4 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 7 MF

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

- Une baisse de 311 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 33 MF au titre des coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une hausse de 19 MF au titre des coûts de fonctionnement de la Clientèle
- Une baisse de 2 MF au titre de la marge sur les activités annexes
- Une baisse de 1 MF sur les autres produits
- Une baisse de 325 MF au titre des matières consommées
- Une baisse de 20 MF sur les charges calculées
- Une baisse de 14 MF au titre des coûts de fonctionnement et maintenance de la Production

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'Energie » (CE).

$$\begin{array}{rclclcl}
 \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\
 1.363.346.994 & = & 784.192.506 & + & 579.154.488
 \end{array}$$

4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

	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		44 465	43 566	-2,0%	488 003 375	478 135 074	-2,0%
Nb de kWh produits	43 334 586	45 188 406	4,3%	1,748	1,727	-1,2%	75 748 856	78 061 131	3,1%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	160,431	158,528	-1,2%	1 361 012	1 335 563	-1,9%	218 348 516	211 724 057	-3,0%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	3 138	3 230	2,9%	7 451	7 393	-0,8%	23 381 238	23 880 257	2,1%
RE - "Forfaits"							805 481 986	791 800 519	-1,7%
Résultat financier							-3 406 306	-7 608 013	123,4%
Partage des gains de rendement							1 874 227		
RE (Revenu de l'exploitation)							803 949 906	784 192 506	-2,5%

Les forfaits présentés ci-dessus prennent en compte les charges calculées définitives par processus et concession
L'impact du calcul du résultat financier définitif de la concession à fin 2020 a été lui aussi intégré dans les forfaits sans impact sur le niveau de R.E. de la concession
Les arrondis affichés ici sur les forfaits ne reflètent pas ces traitements

Passage du RE avenant 18b au RE définitif 2020 :

	Bora-Bora
RE Avenant 18B annexe 1a	793 462 412
Ecart arrondi UO*Forfaits	1 468
RE Avenant 18B annexe 1b pris en compte	793 463 880
Charges calculées Avenant 18B	-197 083 661
Charges calculées 2020 définitives	187 812 288
PGR	0
RE 2020 définitif	784 192 506

Rq : l'impact sur la variation de charges calculées sur les process hydro a été traité en C.E.

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.*

		2019			2020		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	11 870 844	74,77	887 613 486	9 098 596	62,11	565 153 816
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	32 185	299,52	9 640 064	21 118	334,24	7 058 524
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	197 785	34,02	6 728 111	222 849	31,15	6 942 148
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				903 981 661			579 154 488

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt 01/2020	75,008	Arrêté 3121 CM du 24 décembre 2019
Acpt 02/2020	76,804	Arrêté 107 CM du 30 janvier 2020
Acpt 03/2020	76,804	Arrêté 204 CM du 26 février 2020
Acpt 04/2020	68,435	Arrêté 331 du 24 mars 2020
Acpt 05/2020	68,435	Arrêté 463 CM du 23 avril 2020
Acpt 05/2020	64,214	Arrêté 478 CM du 29 avril 2020
Acpt 06/2020	62,429	Arrêté 621 CM 27 mai 2020
Acpt 07/2020	58,928	Arrêté 839 CM 26 juin 2020
Acpt 08/2020	58,757	Arrêté 1139 CM 29 juillet 2020
Acpt 09/2020	57,024	Arrêté 1312 CM 26 août 2020
Acpt 10/2020	57,024	Arrêté 1476 CM 23 septembre 2020
Acpt 11/2020	50,565	Arrêté 1646 CM 23 octobre 2020
Acpt 12/2020	50,565	Arrêté 2106 CM 26 novembre 2020
Acpt 01/2021	52,818	Arrêté 2465 CM 17 décembre 2020

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

Tel que décrit au paragraphe 4.1.12 le chiffre d'affaires de la concession était constitué :

- Jusqu'au 31 décembre 2015 par les facturations émises aux clients sur la concession considérée
- En 2016 par le revenu autorisé prévu aux avenants 17 et 17b
- De 2017 à 2019 par les facturations émises aux clients sur la concession considérée avec une régularisation (de péréquation) correspondant à la différence avec le CA réalisé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT dans la proportion des revenus autorisés issus des avenants 17 et 17b
- En 2020 par le revenu autorisé prévu à l'avenant 18b.

		Bora Bora					
		2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	1 079 167 114	1 395 536 066	1 240 686 885	1 263 747 845	1 219 398 429	1 228 798 035
Péréquation	B	n/a	278 781 181	289 800 653	239 673 514	n/a	327 471 721
CA péréqué	C=A+B	n/a	1 674 317 247	1 530 487 538	1 503 421 359	n/a	1 556 269 756
Ecart RA/CA		284 179 880	n/a	n/a	68 694 600	239 525 181	n/a
Revenu autorisé		1 363 346 994	1 707 931 568	1 674 697 154	1 572 115 960	1 458 923 610	1 556 269 756
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	-68 694 600	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	44 347 334	n/a	n/a
Produits comptabilisés		1 363 346 994	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 18b est détaillé au § 4.4.1

4.4.3) Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2020	Réalisé 2019
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	32 708 219	43 633 152
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	93,7%	94,2%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	1 998	1 767
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	121 136	72 869
Achat Electra 40F/kWh	99 714	123 150
Total Production Photovoltaïque	222 849	197 785
Production Total EnR	222 849	197 785
Production brute thermique à produire	34 678 070	46 146 137
Production Nette thermique à produire	33 729 951	45 188 406
Total production (EDT et Autres)	34 900 919	46 343 922
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,262	0,257
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	61 950	61 960
Achat Matière première	9 107 896	11 870 834
Stock Final	71 250	61 950
Consommation Matière 1ière	9 098 596	11 870 844
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,262	0,257
<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	62,11 F	74,77 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	334,24 F	299,52 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	4 541 431	5 311 955
Achat Matière première	564 094 017	886 842 962
Stock Final	3 481 631	4 541 431
Consommation Matière 1ière	565 153 816	887 613 486
Huile	7 058 524	9 640 064
(CUHPF) Combustible urée, huiles...	572 212 340	897 253 550
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	6 942 148	6 728 111
(CE) TOTAL achat de matières premières	579 154 488	903 981 661

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

	2019	Acquisition	Cession	2020
Production	3 635 448 222	20 248 708 (1)	-79 656 921 (2)	3 576 040 009
Distribution	1 900 800 584	55 777 533 (3)	-25 042 100 (4)	1 931 536 017
Total	5 536 248 806	76 026 241	-104 699 021	5 507 576 026

Détail Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
	R23701 RNV 8 SEPAMS CENT BORABORA	20 248 708	0%	-	20 248 708
(1)	TOTAL ACQUISITION PRODUCTION BORA BORA	20 248 708		-	20 248 708
	GROUPES BORA BORA	64 622 854			
	FILIERES BORA BORA	15 034 067			
(2)	TOTAL CESSIION PRODUCTION BORA BORA	79 656 921			

Détail Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
706720	AVT3 LC MT/051073 FAANUIQT ITAE BORA BORA	216 097	100%	216 097	-
706720	AVT3 LC MT/051073 FAANUIQT ITAE BORA BORA	1 597 738	100%	1 597 738	-
800420	AVT3 LC MT/051073 FAANUIQT TINORUA BORA	316 021	100%	316 021	-
819530	AVT3 LC MT/051073 VAITAPE- 14A1 QT URIMA BORA	1 045 066	100%	1 045 066	-
910650	AVT3 LC MT/051073 ANAUQT TAUTU BORA BORA	516 830	100%	516 830	-
910680	AVT3 LC MT/051073 ANAUQT PATU BORA BORA	797 365	100%	797 365	-
910690	AVT3 LC MT/051073 POVAIQT TIORI BORA BORA	1 255 044	100%	1 255 044	-
910700	AVT3 LC MT/051073 POVAIQT TEVAHITUA BORA	444 640	100%	444 640	-
910720	AVT3 LC MT/051073 POVAIQT TETOOFA BORA	1 177 729	100%	1 177 729	-
910730	AVT3 LC MT/051073 POVAIQT MELARANCI BORA	824 522	100%	824 522	-
912540	AVT3 LC MT/051073 ANAUQT VAIHO BORA BORA	539 717	100%	539 717	-
	TOTAL TRAVAUX AVENANT 3	8 730 769		8 730 769	-
704950	14A1 LC MT/049634 FAANUIQT GERLING BORA	1 099 054	100%	1 099 054	-
813940	14A1 LC MT/049634 ANAUQT TEMARII BORA BORA	969 660	100%	969 660	-
819510	14A1 LC MT/046976 ANAUQT TUAHU BORA	292 732	100%	292 732	-
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	2 361 446		2 361 446	-
CP2020	RESEAUX CP BORA B 2020CP 2020	341 918	34%	115 197	226 721
011030	RENOUV RESEAUX VAITAPE BORA BORA	4 177 515	0%	-	4 177 515
012430	RENOUV RSX VAITAPE BORAMATAURA A TIIPOTO	602 232	0%	-	602 232
016890	RENV RSX SOUT B7131-B7111 MATIRA BORA BORA	10 107 021	0%	-	10 107 021
926380	RENV RSX SOUT B7131-B7111MATIRA-ANAU BORA BORA	14 392 442	0%	-	14 392 442
CP2020	BRCHT/COMPTAGES BORA BORA CP 2020	6 981 495	14%	962 867	6 018 628
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	36 602 623		1 078 064	35 524 559
906765	RSX SOUT TIERS BOR 2020FINANCEMENT BORA BORA	814 702	100%	814 702	-
BRT12/19	COMPTAGE TIERS BORA 2020FINANCEMENT BORA BORA	7 267 993	100%	7 267 993	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS BORA BORA	8 082 695		8 082 695	-
(3)	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION BORA BORA	55 777 533		20 252 974	35 524 559
	RESEAUX BORA BORA	21 265 568			
	COMPTAGES BORA BORA	3 776 532			
(4)	TOTAL CESSIION DISTRIBUTION BORA BORA	25 042 100			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 239 MF contre 188 MF fin 2019 soit une augmentation de 51 MF.

5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public

Actifs Immobilisés	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	01/01/1991	60	809 000	-	-	-	809 000
AN TERRAIN SPELEC BORA	01/01/1991	60	30 570 489	-	-	-	30 570 489
VRD EXTENSION CENTRALE	01/02/2008	43	11 497 594	-	-	-	11 497 594
CLOTURE/SUPPORT TOURET	01/05/2008	43	1 709 820	-	-	-	1 709 820
PROTECTION PIPELINE GO	01/05/2008	43	3 810 170	-	-	-	3 810 170
TVX GC MUR CF STOCKAGE DO	30/04/2010	41	1 940 084	-	-	-	1 940 084
REAL° CANIVEAU JONCTION	01/05/2012	39	521 590	-	-	-	521 590
A.N CONSTRUCTION BORA	01/01/2000	35	118 411 492	-	70 909 691	-	47 501 801
CONSTRUCT ATELIER BORA	01/01/2000	35	23 621 951	-	13 287 348	-	10 334 603
BATIMENT BORA BORA	01/01/2000	35	-	-	-	-	-
EXTENSION CENTRALE BORA	01/01/2008	27	193 425 454	-	93 130 777	-	100 294 677
FMERE EXT BATIMENT BORA	01/01/2008	35	-	-	-	-	-
CLOTURE SUPPORT TOURET	01/05/2008	27	1 673 950	-	795 125	-	878 825
MISE NORMES PORTES SALLE	01/07/2009	26	351 909	-	158 702	-	193 207
RAMPE STOCKAGE ATELIER	30/03/2010	25	1 625 000	-	705 991	-	919 009
BAC RANGEMENT CUBITAINER	01/06/2010	25	858 800	-	369 718	-	489 082
HANGAR STOCKAGE TRANSFO	01/08/2010	24	3 168 514	-	1 351 755	-	1 816 759
DBL VITRAGE S.MACHINE BOR	01/10/2011	23	894 340	-	355 811	-	538 529
REHAUS MURET PARKING BORA	01/01/2012	23	664 783	-	260 134	-	404 649
AMENAG HANGAR VEH BORA	01/01/2012	23	280 800	-	109 881	-	170 919
AMENAG MAGASIN CENT BORA	30/01/2012	23	331 069	-	128 858	-	202 211
F&P SAS ACCES SDM2 BORA	01/08/2013	29	3 607 934	-	909 647	-	2 698 287
LOCAL BUREAU CENT BORA	25/08/2014	28	8 544 401	-	1 914 950	-	6 629 451
REMISE EN ETAT ÉCLAIRAGE	01/06/2015	20	8 395 264	-	2 393 542	-	6 001 722
RAYONNAGE EXT CENT BORA	01/08/2007	27	3 423 094	-	1 675 131	-	1 747 963
PASSERLLE STOCK CENT BORA	01/08/2007	27	415 053	-	203 114	-	211 939
AMNGT LABO CENT BORA	12/12/2007	27	582 863	-	280 909	-	301 954
DALLES BETON SOUS AERO	01/05/2008	27	1 800 050	-	855 025	-	945 025
AGENCEMT EXTENS CENT BORA	01/12/2008	26	19 889 128	-	9 213 813	-	10 675 315
ACCES BETON AIRE RÉTENT°	01/01/2009	26	742 238	-	342 573	-	399 665
AIRE LAVAGE EXTÉRIEUR VEH	01/01/2009	26	351 783	-	162 360	-	189 423
RACC.RESEAU ASSAINISSEMT	01/03/2009	26	643 149	-	294 603	-	348 546
REAL.CANIVEAU BETON TUYAU	01/06/2009	26	688 584	-	311 767	-	376 817

Actifs Immobilisés	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	-	121 383	-	148 855
F&P D'UNE SELF DE 250V AR	01/01/2010	25	331 000	-	145 640	-	185 360
GENIE CIVIL INSTAL GROUPE	01/06/2011	32	94 014 607	-	28 526 862	-	65 487 745
BARRIERE ECOULEMT PLUVIAL	05/01/2012	23	183 300	-	71 638	-	111 662
ACHAT ETAGERES EN ACIER	01/07/2015	20	2 057 309	-	580 267	-	1 477 042
PANOPLIE PIECES GPE BORA	01/06/2011	13	37 797 301	-	28 977 930	-	8 819 371
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	-	113 827 081	-	43 988 778
MOTEUR WARTSILA W200 BORA	01/01/2001	20	85 430 899	-	85 430 899	-	-
MOTEUR WARTSILA W9L32 BOR	01/06/2011	20	157 815 859	-	113 827 081	-	43 988 778
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	-	23 968 246	-	9 262 592
ALTERNAT WARTSILA W200 BO	01/01/2001	20	21 765 679	-	21 765 679	-	-
ALTERNAT WARTSILA W9L32 B	01/06/2011	20	33 230 838	-	23 968 246	-	9 262 592
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	-	140 200 640	-	54 180 908
ACCESSOIRE WARTSILA W200	01/01/2001	20	47 962 195	-	47 962 195	-	-
ACCESSOIRE WARTSILA W9L32	01/06/2011	20	194 381 548	-	140 200 640	-	54 180 908
ACCESSOIRE WARTSILA 6R32	01/01/1998	23	217 278 464	-	217 278 464	-	-

Actifs Immobilisés	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	-	7 642 665	-	409 855
A.N. FILIERE BORA	01/01/2000	31	82 870 985	-	63 343 470	-	19 527 515
A.N FILIERE BORA RV 2025	01/01/2000	25	100	-	100	-	-
A.N FILIERE BORA RV 2028	01/01/2000	28	100	-	100	-	-
A.N FILIERE BORA RV 2022	01/01/2000	22	34 005 582	-	34 005 582	-	-
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	-	2 168 427	-	2 317 967
COMPTAGE THOKEIM SATAM	15/01/2010	25	2 574 114	-	1 128 607	-	1 445 507
FILIERE COMBUSTIBLE BORA	01/06/2011	25	22 937 971	-	8 792 890	-	14 145 081
INSTAL COMPTEURS GASOIL	01/01/2013	25	1 314 952	-	420 784	-	894 168
POSE PREFILTRE GASOIL	01/10/2016	25	1 322 786	-	224 872	-	1 097 914
POSE PURGE CUVE JO SDM1	01/11/2016	25	1 179 272	-	196 546	-	982 726
FILIERE EAU BORA	01/12/2008	25	27 748 867	-	13 411 955	-	14 336 912
FILIERE EAU CENTRALE BORA	01/06/2011	25	54 547 120	-	20 909 731	-	33 637 389
MEP NV RESEAU EAU BORA	30/04/2012	23	329 380	-	125 516	-	203 864
FILIERE ENERGIE BORA	01/12/2008	25	132 218 260	-	63 905 491	-	68 312 769
F&P D'UNE SELF DE 250V AR	01/01/2010	25	2 378 969	-	1 046 749	-	1 332 220
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/07/2010	25	24 229 366	-	10 384 017	-	13 845 349
FILIERE ENERGIE BORA	01/04/2011	25	3 020 829	-	1 178 122	-	1 842 707
FILIERE ENERGIE-CTRL BORA	01/06/2011	25	130 306 872	-	49 950 969	-	80 355 903
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G1P	06/05/2013	22	7 014 159	-	2 477 436	-	4 536 723
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G3P	06/05/2013	9	10 190 752	-	8 882 759	-	1 307 993
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G4P	06/05/2013	25	4 896 431	-	1 498 850	-	3 397 581
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G6P	06/05/2013	9	10 190 752	-	8 882 759	-	1 307 993
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G7P	06/05/2013	9	10 190 752	-	8 882 759	-	1 307 993
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G10	06/05/2013	9	10 190 752	-	8 882 759	-	1 307 993
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°G13	06/05/2013	25	4 896 431	-	1 498 850	-	3 397 581
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°BOR	06/05/2013	22	7 014 159	-	2 477 436	-	4 536 723

Actifs Immobilisés	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	-	4 795 458	-	12 024 430
NRJ INST PASSERELLE EG300	01/11/2015	25	538 599	-	111 311	-	427 288
ENERGIE - F&P MATERIEL HT	01/08/2017	25	4 344 153	-	593 701	-	3 750 452
RNV 8 SEPAMS CENT BORA	30/10/2020	18	20 248 708	-	188 864	-	20 059 844
FILIERE LUBRIFIANT BORA	01/12/2008	25	15 250 784	-	7 371 210	-	7 879 574
FILIERE LUBRIFANT BORA	01/06/2011	25	6 757 246	-	2 590 279	-	4 166 967
FILIERE ENVIRONNEMT BORA	01/12/2008	25	39 219 132	-	18 955 911	-	20 263 221
MIS.EN PLACE RESEAU EVACU	01/06/2009	25	11 453 034	-	5 306 571	-	6 146 463
FILIERE ENVIRONNEMT BORA	01/06/2011	25	4 525 000	-	1 734 583	-	2 790 417
VFA VASE FILTRE AUTO-AMOR	01/07/2013	22	2 692 850	-	939 367	-	1 753 483
VFA VASE FILTRE AUTO-AMOR	01/07/2013	25	1 795 233	-	538 568	-	1 256 665
CAPTEURS GO-SEPARATEUR LA	01/05/2014	21	979 555	-	315 987	-	663 568
EXTRATEUR EAU CENT BORA	31/12/2004	26	173 437	-	108 974	-	64 463
FILIERE SECURITE BORA	01/12/2008	25	24 779 119	-	11 976 575	-	12 802 544
FIL SECU INCENDIE BORA	01/05/2011	25	33 707 647	-	13 033 625	-	20 674 022
FILIERE SECURITE BORA	01/06/2011	25	875 050	-	335 436	-	539 614
INST EVENTS CENT BORA	01/04/2012	23	470 790	-	181 073	-	289 717
SYSTEME SECURITE INCENDIE	01/06/2013	10	13 161 541	-	10 346 434	-	2 815 107
SYSTEME SECURITE INCENDIE	01/06/2013	10	11 671 555	-	9 175 139	-	2 496 416
SIGNALISATION DEFAUT CENT	01/03/2014	21	4 053 173	-	1 329 439	-	2 723 734
EVENT COUPURE ARR GO BORA	01/07/2014	25	5 073 858	-	1 319 201	-	3 754 657
F&INSTAL BARRIERE ECLUSES	01/01/2015	25	515 914	-	123 820	-	392 094
FILIERE AIR & ECHAPPEMT	01/12/2008	25	10 679 255	-	5 161 638	-	5 517 617
COMPRESSEUR AIR30BAR BORA	01/08/2011	23	3 653 702	-	1 469 282	-	2 184 420
COMPRESSEUR AIR30BAR BORA	01/08/2011	25	3 653 702	-	1 376 227	-	2 277 475
ENS COMPRESSEUR AIR BORA	01/01/2012	25	2 724 426	-	980 793	-	1 743 633
EXTRACTEURS AIR CENT BORA	05/01/2012	23	389 112	-	152 074	-	237 038
POSE EXTRACTEUR AIR BORA	30/04/2012	23	223 926	-	85 333	-	138 593
DROITS INCORPORELS PROD*			184 659 823				
TOTAL PRODUCTION BORA BORA			3 576 040 009	-	2 439 534 528	-	951 845 658

Actifs Immobilisés	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	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE SOCLE PATU-ANAU	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE SOCLE MENUISERIE	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE SOCLE OSMOSEUR	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE LR71 EGLIS.PROTEST.	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE SOCLE ORTAS	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE LR71 EQUIPMT	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE SOCLE HAAMAIRE	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE PARKING DANI MATIRA	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE LR71 CENTRE MAUTARA	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE LR71 STADE PAGOPAGO	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE LR71 RES.FARETAI	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE LR71 FACE AMANAHUNE	30/04/2009	35	2 655 409	-	1 022 204	-	1 633 205
POSTE DP B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25	-	1 227 960	-	270 149	957 811
POSTE DP B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	1 551 281	-	310 255	-	1 241 026
TEL.POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
TEL.POSTE LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
TEL.POSTE LR71 EGLISE PRO	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
TEL.POSTE LR71 EQUIPMT	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
TEL.POST.LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
TEL.POST.LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
TEL.POST.PARK.DANI MATIRA	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
TEL.POSTE LR71 CENTRE MAU	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
TEL.POSTE LR71 STADE PAGO	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
TEL.POSTE LR71 RES.FARE	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
TEL.POSTE LR71 FAC.AMANA	30/04/2009	25	497 718	-	232 327	-	265 391
POST.SOCLE TITI VAHIMARAE	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE SOCLE PATU-ANAU	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE LR71 ECOLE ANAU	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022

Actifs Immobilisés	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	-	774 744	-	885 022
POSTE DP LR71 LAGONARIUM	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE SOCLE OSMOSEUR ANAU	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE LR71 EGLIS.PROTEST.	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE SOCLE ORTAS FAANUI	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE LR71 EQUIPMT FAANUI	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE LR71 PEARL BEACH	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE LR71 IMM.HITIAMA	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE SOCLE HAAMAIRE	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE PARKING DANI MATIRA	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE LR71 CENTRE MAUTARA	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POST.LR71 STADE PAGO PAGO	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE LR71 RES.FARE TAI	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
POSTE LR71 FAC.AMANAHUNE	30/04/2009	25	1 659 766	-	774 744	-	885 022
CELLULES DP ECOLE ANAU	01/01/2010	25	790 258	-	347 711	-	442 547
AUT COMP DP 5042 PICARD	01/01/2014	25	1 068 019	-	299 047	-	768 972
AUT COMP B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25	-	1 237 487	-	272 247	965 240
AUT COMP B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	1 563 316	-	312 665	-	1 250 651
TRANSFO TITI VAHIMARAE	30/04/2009	25	954 626	-	445 598	-	509 028
TRANSFO PATU-ANAU BORA	30/04/2009	25	954 626	-	445 598	-	509 028
TRANSFO ECOLE ANAU	30/04/2009	25	1 452 570	-	678 030	-	774 540
TRANSFO MENUISERIE ANAU	30/04/2009	25	954 626	-	445 598	-	509 028
TRANSFO LAGONARIUM ANAU	30/04/2009	25	1 452 570	-	678 030	-	774 540
TRANSFO OSMOSEUR ANAU	30/04/2009	25	954 626	-	445 598	-	509 028
TRANSFO EGLIS.PROTESTANT	30/04/2009	25	1 452 570	-	678 030	-	774 540
TRANSFO ORTAS FAANUI BORA	30/04/2009	25	954 626	-	445 598	-	509 028
TRANSFO EQUIPMT FAANUI	30/04/2009	25	1 452 570	-	678 030	-	774 540
TRANSFO PEARL BEACH FAANUI	30/04/2009	25	1 452 570	-	678 030	-	774 540
TRANSFO IMM.HITIAMA BORA	30/04/2009	25	954 626	-	445 598	-	509 028
TRANSFO HAAMAIRE FAANUI	30/04/2009	25	954 626	-	445 598	-	509 028
TRANSFO PARK.DANI MATIRA	30/04/2009	25	1 452 570	-	678 030	-	774 540
TRANSFO CENTRE MAUTARA	30/04/2009	25	1 452 570	-	678 030	-	774 540
TRANSFO STADE PAGO PAGO	30/04/2009	25	1 452 570	-	678 030	-	774 540

Actifs Immobilisés	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	-	445 598	-	509 028
TRANSFO FACE AMANAHUNE	30/04/2009	25	1 452 570	-	678 030	-	774 540
TRANSFO DP B5042 PICARD	01/01/2014	25	2 039 006	-	570 920	-	1 468 086
TRANSFO B1123 RESIDENCE	01/07/2015	25	-	901 028	-	198 226	702 802
TRANSFO B4032 VAITAPE	01/01/2016	25	594 125	-	118 825	-	475 300
TRANSFO	01/01/2017	25	887 770	-	142 044	-	745 726
POSTE B6061 À POVAI NUNUE	12/05/2017	25	779 945	-	113 439	-	666 506
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	-	7 321 105	-	-
TRANSFO BORA 97	01/01/1997	25	3 559 909	-	3 417 512	-	142 397
TRANSFO BORA 98	01/01/1998	25	28 007 008	-	25 766 447	-	2 240 561
TRANSFO BORA 99	01/01/1999	25	32 365 109	-	28 481 295	-	3 883 814
TRANSFO BORA 2000	01/01/2000	25	380 213	-	319 379	-	60 834
TRANSFO BORA 2001	01/01/2001	25	1 285 003	-	1 028 000	-	257 003
TRANSFO BORA 2002	01/01/2002	25	1 075 476	-	817 360	-	258 116
TRANSFO POSTE FAANUI BORA	01/09/2004	25	429 088	-	280 338	-	148 750
TRANSFO POSTE FAANUI BORA	01/09/2004	25	429 088	-	280 338	-	148 750
TRANSFOS CP 2005 BORA	01/07/2005	25	1 004 031	-	622 497	-	381 534
POSTE DP BORA DANY DEXTER	01/01/2007	25	1 117 246	-	625 660	-	491 586
POSTE CP BORA BORA 2007	01/07/2007	25	1 190 270	-	642 748	-	547 522
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	-	393 511	-	-
POSTE BORA 1997	01/01/1997	25	466 092	-	447 449	-	18 643
POSTE BORA 1998	01/01/1998	25	14 622 357	-	13 452 568	-	1 169 789
POSTE BORA 2000	01/01/2000	25	5 362 212	-	4 504 258	-	857 954
POSTE BORA 2001	01/01/2001	25	3 653 336	-	2 922 668	-	730 668
POSTE BORA 2002	01/01/2002	25	33 852 170	-	25 727 651	-	8 124 519
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	455 806	-	297 791	-	158 015
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	1 026 550	-	670 679	-	355 871
POSTE DP H61 FAANUI BORA	01/09/2004	25	1 047 443	-	684 331	-	363 112
POSTE DP REVATUA LR71	01/01/2008	25	2 701 439	-	1 404 749	-	1 296 690

Actifs Immobilisés	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	-	230 061	-	212 358
POSTE/AUT COMP REVATUA	01/01/2008	25	1 369 284	-	712 026	-	657 258
POSTE TRANSFO DP REVATUA	01/01/2008	25	578 697	-	300 924	-	277 773
TRANSFO DP RES.HITIAMA	29/02/2008	25	736 460	-	378 212	-	358 248
POSTE DP BORA 2008	01/07/2008	25	256 530	-	128 263	-	128 267
DP PREF B2181 ANAU BORA	01/01/2012	25	1 352 307	-	486 828	-	865 479
AUT COMP B2181 ANAU BORA	01/01/2012	25	1 439 046	-	518 058	-	920 988
AUT COMP B3022 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	96 288	-	204 619
AUT COMP B4035 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	96 288	-	204 619
AUT COMP B6062 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	96 288	-	204 619
AUT COMP B6071 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 907	-	96 288	-	204 619
AUT COMP B7131 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 907	-	96 288	-	204 619
AUT COMP B2181 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 908	-	96 288	-	204 620
AUT COMP B6101 BORA F.TPA	01/01/2013	25	300 908	-	96 288	-	204 620
AUT COMP B4037 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 908	-	96 288	-	204 620
AUT COMP B3023 BORA F.VTE	01/01/2013	25	300 908	-	96 288	-	204 620
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	-	256 486	-	20 242
POSE IPT POSTE DP ANAU	02/06/2005	15	2 818 335	-	2 818 335	-	-
RES.AERIEN BORA 98	01/01/1998	25	3 305 863	-	3 041 394	-	264 469
RESEAUX BORA BORA 1998	01/01/1998	25	-	30 829 651	-	28 370 542	2 459 109
RES.AERIEN BORA 99	01/01/1999	25	4 177 005	-	3 675 764	-	501 241
RESEAUX BORA BORA 1999	01/01/1999	25	-	5 783 644	-	5 091 224	692 420
RES.AERIEN BORA 2000	01/01/2000	25	5 043 422	-	4 236 476	-	806 946
RESEAUX BORA BORA 2000	01/01/2000	25	-	5 613 661	-	4 717 071	896 590
RES.AERIEN BORA 2001	01/01/2001	25	5 370 840	-	4 296 672	-	1 074 168
RESEAUX BORA BORA 2001	01/01/2001	25	-	7 618 331	-	6 096 603	1 521 728
RES.AERIEN BORA 2002	01/01/2002	25	7 779 515	-	5 912 432	-	1 867 083
RESEAUX BORA BORA 2002	01/01/2002	25	-	11 409 630	-	8 673 537	2 736 093
RES.AERIEN BORA 2003	01/01/2003	25	13 064 265	-	9 406 271	-	3 657 994
RESEAUX BORA BORA 2003	01/01/2003	25	-	64 892 592	-	46 729 724	18 162 868
RESEAU CP41906 2004 BORA	01/07/2004	25	1 657 467	-	1 093 930	-	563 537

Actifs Immobilisés	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	-	13 020 642	6 707 601
EXT BTA TEHIVATAU MAREA	14/04/2005	25	479 866	-	301 624	-	178 242
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25	-	28 412 742	-	17 710 611	10 702 131
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25	-	644 930	-	402 004	242 926
RESEAUX CP 51906 2005BORA	01/06/2005	25	2 672 122	-	1 665 625	-	1 006 497
EXT BTA ELLACOTT ANTHONY	23/01/2006	25	99 301	-	59 337	-	39 964
RESEAU BTA BORA	15/06/2006	25	435 167	-	253 172	-	181 995
RESEAU BTA BORA	15/06/2006	25	83 445	-	48 549	-	34 896
RESEAUX BORA BORA 2006	01/07/2006	25	-	274 653	-	159 297	115 356
RESEAUX BORA BORA 2006	01/07/2006	25	-	36 521 606	-	21 182 529	15 339 077
RESEAU 15% EXT BORA 06	01/07/2006	25	5 866 482	-	3 402 557	-	2 463 925
EXT BTA VAHIMARAE NELLEY	22/01/2007	25	152 958	-	85 298	-	67 660
DEP RESEAU AERIEN HT BORA	06/02/2007	25	1 792 290	-	996 713	-	795 577
EXT BTA HATOT ANNIE	28/02/2007	25	309 592	-	171 413	-	138 179
DEP RESEAU AERIEN HT BORA	28/02/2007	25	1 325 564	-	733 921	-	591 643
RESEAUX CP BORA BORA 2007	01/07/2007	25	3 731 111	-	2 014 799	-	1 716 312
RESEAUX BORA 2007	01/07/2007	25	-	553 550	-	298 917	254 633
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	238 405	-	128 736	-	109 669
RESEAUX BORA BORA 2007	01/07/2007	25	-	45 828	-	24 746	21 082
REPRISE HTA POINTE MOHI	10/01/2008	25	9 682 283	-	5 025 103	-	4 657 180
RESEAUX CP BORA 2008	01/07/2008	25	15 189 156	-	7 594 575	-	7 594 581
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25	-	241 404	-	120 700	120 704
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	46 384 496	-	23 192 250	23 192 246
RESEAUX CP BORA 2009	01/07/2009	25	851 113	-	391 512	-	459 601
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	2 444 153	-	1 083 573	1 360 580
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	882 852	-	391 397	491 455
RESEAUX CP BORA BORA 2010	01/07/2010	25	5 039 710	-	2 116 677	-	2 923 033
RESEAUX 2010 CONCED BORA	01/07/2010	25	-	827 209	-	347 426	479 783
RESEAUX 2010 TIERS BORA	01/07/2010	25	-	4 651 325	-	1 953 556	2 697 769
RESEAUX CP BORABORA 2011	01/07/2011	25	12 099 323	-	4 597 743	-	7 501 580
RESEAUX 2011 CONCED BORA	01/07/2011	25	-	280 898	-	106 742	174 156
RESEAUX CP BORA BORA 2012	01/07/2012	25	5 390 242	-	1 832 685	-	3 557 557
RESEAUX 2012 CONCED BORA	01/07/2012	25	-	203 922	-	69 334	134 588
RESEAUX 2012 TIERS BORA	01/07/2012	25	-	5 462 133	-	1 857 123	3 605 010

Actifs Immobilisés	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	-	21 716 700	-	50 672 308
RESEAUX CP BORA BORA 2013	01/07/2013	25	185 622	-	55 687	-	129 935
EXT 14A1 4 SUPPORTS BORA	03/07/2013	25	366 022	-	109 726	-	256 296
MEC HTA TRAVERSIERE BORA	01/09/2013	25	13 617 095	-	3 994 349	-	9 622 746
RESEAUX CP BORA BORA 2014	01/07/2014	25	14 147 921	-	3 678 460	-	10 469 461
RESEAUX 2014 CONCED BORA	01/07/2014	25	-	118 659	-	30 849	87 810
RESEAUX CP BORA B 2014	01/07/2014	25	320 868	-	83 427	-	237 441
RESEAUX CP BORA BORA 2015	01/07/2015	25	29 861 929	-	6 569 624	-	23 292 305
RESEAUX CP BORA 2016	01/07/2016	25	11 967 441	-	2 154 141	-	9 813 300
RESEAUX 2016 CONCED BORA	01/07/2016	25	-	175 524	-	31 594	143 930
RESEAUX 2016 TIERS BORA	01/07/2016	25	-	321 092	-	57 798	263 294
14A1 MT/033817/DTE/ST BOR	24/10/2016	25	2 268 484	-	379 844	-	1 888 640
RESEAUX CP BORA BORA 2017	01/07/2017	25	12 181 857	-	1 705 459	-	10 476 398
RESEAUX CP BORA BORA 2018	01/07/2018	25	14 033 277	-	1 403 328	-	12 629 949
RESEAUX CP BORA BORA 2019	01/07/2019	25	28 602 791	-	1 716 168	-	26 886 623
AVT3 LC MT/051073 FAANUI	01/01/2020	25	216 097	-	8 644	-	207 453
RESEAUX CP BORA B 2020	01/07/2020	25	341 918	-	6 838	-	335 080
RENOUV RSX VAITAPE BORA	08/10/2020	25	602 232	-	5 554	-	596 678
RENOUV RESEAUX VAITAPE	15/10/2020	25	4 177 515	-	35 277	-	4 142 238
RES.SOUT BORA 94	01/01/1994	35	50 033 548	-	43 886 915	-	6 146 633
RES.SOUT BORA 95	01/01/1995	35	1 895 337	-	1 407 964	-	487 373
RES.SOUT BORA 96	01/01/1996	35	62 250	-	44 465	-	17 785
RES. SOUT BORA 98	01/01/1998	35	26 093 674	-	17 147 272	-	8 946 402
RES. SOUT BORA 98	01/01/1998	21	5 041 564	-	5 041 564	-	-
RES.SOUT BORA 99	01/01/1999	35	1 365 827	-	858 521	-	507 306
RES.SOUT BORA 2001	01/01/2001	19	270 866	-	270 866	-	-
RES.SOUT BORA BORA 2001	01/01/2001	25	-	213 560	-	167 890	45 670
RES.SOUT BORA 2002	01/01/2002	35	254 152	-	137 968	-	116 184
RES.SOUT BORA BORA 2002	01/01/2002	25	-	6 080 726	-	4 556 903	1 523 823
RES.SOUT BORA 2003	01/01/2003	35	48 308 563	-	24 844 407	-	23 464 156
RES.SOUT BORA BORA 2003	01/01/2003	25	-	7 899 790	-	5 641 040	2 258 750
EXT BTS TAPI FAANUI BORA	03/02/2004	35	284 727	-	137 572	-	147 155
EXT BTA MAIMARO NUNUE BOR	05/02/2004	35	453 649	-	219 118	-	234 531
EXT BTA TERA I AMANAHUNE	19/02/2004	35	409 619	-	197 396	-	212 223
EXT BTA TEENA ANU BORA	20/02/2004	35	495 491	-	238 742	-	256 749
EXT BTS AHNNE FAANUI BORA	25/02/2004	35	687 600	-	331 034	-	356 566
EXT BTA TAUAROA ANAU BORA	02/06/2004	35	357 706	-	169 453	-	188 253

Actifs Immobilisés	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	-	25 740	13 260
EXT BTA ROOPINIA FAANUI	11/08/2004	35	339 054	-	158 759	-	180 295
EXT BTA TAMA FAANUI BORA	12/10/2004	35	482 962	-	223 812	-	259 150
EXT BTA SOUT PATRICK ROA	25/04/2005	16	489 900	-	478 958	-	10 942
RESEAUX BORA BORA 2005	01/06/2005	25	-	249 732	-	155 664	94 068
RES SOUT HT/BT OSMOSEUR	01/01/2006	35	5 354 476	-	2 294 775	-	3 059 701
RES.SOUT VAITAPE VAITEHI	01/01/2006	35	71 143	-	30 493	-	40 650
BRCHT COLL ELLACOTT ANTHO	28/01/2006	35	133 066	-	56 745	-	76 321
RESEAU SOUT. BORA	15/06/2006	35	62 284	-	25 883	-	36 401
RESEAUX BTA MATIA BORA	01/01/2007	35	5 682 427	-	2 272 970	-	3 409 457
EXT BTA SOUT QTIER JORDAN	28/02/2007	35	158 152	-	62 548	-	95 604
EXT BTA SOUT MATIRA	14/06/2007	35	263 027	-	101 807	-	161 220
RESEAUX BORA BORA 2007	01/07/2007	25	-	1 088 942	-	564 732	524 210
RENF RES BT PHASE MATIRAI	31/07/2007	35	11 492 334	-	4 432 755	-	7 059 579
VIGNETTES REPERAGE OUVRAG	31/10/2007	35	514 920	-	194 934	-	319 986
EXT BTA SOUT BORA BORA	13/12/2007	35	209 759	-	78 209	-	131 550
EXT BTA SOUT TIPOTO BORA	13/12/2007	35	150 688	-	56 182	-	94 506
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25	-	1 772 679	-	886 338	886 341
EXT BTSOUT QT ARAI BORA	30/07/2008	35	469 014	-	166 423	-	302 591
EXT A14 BTS QT TERIIRERE	13/08/2008	35	412 818	-	146 061	-	266 757
EXT BT SOUT QT VAHIMARAE	21/11/2008	35	163 960	-	56 737	-	107 223
EXT BT SOUT QT GENEVIEVE	21/11/2008	35	632 936	-	219 017	-	413 919
EXT BTSOU.QT.HAUARII BORA	01/01/2009	35	179 629	-	61 584	-	118 045
MIS.SOUT.RES.HT/BT BORA	30/04/2009	35	141 716 290	-	47 250 012	-	94 466 278
EXT BTS QTIER MANA VAEA	01/01/2010	35	124 457	-	39 116	-	85 341
EXT BTS QTIER TERIITAU	01/01/2010	35	609 874	-	191 675	-	418 199
EXT BTS QTIER ELLACOTT	30/04/2010	35	560 085	-	170 735	-	389 350
EXT BTS QTIER FAARA A.	30/08/2010	35	631 959	-	186 629	-	445 330
EXT BTS QTIER TARONA	30/10/2010	35	200 234	-	58 179	-	142 055
MIS SOUT HTA TRAVERSIERE	01/01/2011	35	6 842 845	-	1 955 100	-	4 887 745
MIS SOUT HTA SERVITUDE	01/01/2011	35	4 776 802	-	1 364 800	-	3 412 002
MEC HT/BTS TIIPOTO BORA	01/01/2011	35	10 403 392	-	2 972 400	-	7 430 992
RENF RESEAU SOUT FAAOPORE	01/01/2012	35	5 863 826	-	1 507 842	-	4 355 984
EXT 14AI BTS QT TAMANUA	13/03/2012	35	572 749	-	144 003	-	428 746

Actifs Immobilisés	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	-	35 935	-	339 180
14A1 MT/035236/DTE FAANUI	29/08/2017	35	430 038	-	41 025	-	389 013
RENV RSX HTS ANAU À BORA	31/08/2017	35	19 697 245	-	1 922 825	-	17 774 420
RENV RSX HTS ANAU BORA	01/09/2017	35	7 440 896	-	708 657	-	6 732 239
RENV RSX HTS ANAU BORA	01/09/2017	35	6 817 605	-	649 297	-	6 168 308
RENV RSX HTS VAITAPE BORA	12/09/2017	35	2 665 150	-	251 497	-	2 413 653
14A1 MT/039815 VAITAPE	13/09/2017	35	699 589	-	65 960	-	633 629
14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS	01/01/2018	35	804 895	-	68 991	-	735 904
14A1 MT/038363/DTE/ST/GTS	26/03/2018	35	613 927	-	48 481	-	565 446
RNV RSX HTAS ANAU BORA	21/06/2018	35	7 884 301	-	569 422	-	7 314 879
RSX SOUT TIERS BORA 2018	01/07/2018	35	-	2 189 842	-	156 417	2 033 425
RSX SOUT TIERS BORA 2018	01/07/2018	35	-	2 381 822	-	170 130	2 211 692
14A1 LC 419/00064 FAANUI	01/01/2019	35	654 317	-	37 390	-	616 927
14A1 LC MT/039813 FAANUI	01/01/2019	35	534 073	-	30 518	-	503 555
14A1 LC MT/045127 ANAU	24/06/2019	35	1 824 030	-	79 186	-	1 744 844
14A1 LC MT/046977 ANAU	25/06/2019	35	558 071	-	24 183	-	533 888
RSX SOUT TIERS BORA 2019	01/07/2019	35	-	3 202 842	-	137 265	3 065 577
AVT3 LC MT/051073 FAANUI	22/08/2019	35	784 976	-	30 465	-	754 511
14A1 LC MT/046976 TIIPOTO	04/09/2019	35	371 899	-	14 079	-	357 820
AVT3 LC MT/051073 ANAU	12/09/2019	35	1 565 436	-	58 269	-	1 507 167
AVT3 LC MT/051073 POVAI	04/10/2019	35	596 757	-	21 170	-	575 587
14A1 LC MT/049634 FAANUI	01/01/2020	35	1 099 054	-	31 402	-	1 067 652
AVT3 LC MT/051073 FAANUI	01/01/2020	35	316 021	-	9 029	-	306 992
14A1 LC MT/046976 ANAU	01/01/2020	35	292 732	-	8 364	-	284 368
AVT3 LC MT/051073 POVAI	01/01/2020	35	444 640	-	12 704	-	431 936
AVT3 LC MT/051073 POVAI	01/01/2020	35	1 177 729	-	33 649	-	1 144 080
AVT3 LC MT/051073 POVAI	01/01/2020	35	824 522	-	23 558	-	800 964
AVT3 LC MT/051073 FAANUI	01/01/2020	35	1 597 738	-	45 650	-	1 552 088
14A1 LC MT/049634 ANAU	01/01/2020	35	969 660	-	27 705	-	941 955
RENV RSX SOUT B7131-B7111	21/01/2020	35	14 392 442	-	388 367	-	14 004 075
AVT3 LC MT/051073 ANAU	04/02/2020	35	539 717	-	14 007	-	525 710
AVT3 LC MT/051073 ANAU	05/02/2020	35	516 830	-	13 372	-	503 458
AVT3 LC MT/051073 ANAU	06/02/2020	35	797 365	-	20 567	-	776 798
RENV RSX SOUT B7131-B7111	17/03/2020	35	10 107 021	-	227 809	-	9 879 212
AVT3 LC MT/051073 VAITAPE	12/05/2020	35	1 045 066	-	18 994	-	1 026 072
RSX SOUT TIERS BOR 2020	01/07/2020	35	-	814 702	-	11 639	803 063
AVT3 LC MT/051073 POVAI	21/08/2020	35	1 255 044	-	12 949	-	1 242 095

Actifs Immobilisés	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-BORA 1989	01/01/1989	20	-	3 329 543	-	3 329 543	-
COMPTAGE BORA-BORA 1990	01/01/1990	20	-	4 884 895	-	4 884 895	-
COMPTAGE BORA 91	01/01/1991	20	382 710	-	382 710	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1991	01/01/1991	20	-	2 397 805	-	2 397 805	-
COMPTAGE BORA 92	01/01/1992	20	3 247 029	-	3 247 029	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1992	01/01/1992	20	-	4 053 380	-	4 053 380	-
COMPTAGE BORA 93	01/01/1993	20	2 156 715	-	2 156 715	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1993	01/01/1993	20	-	5 673 831	-	5 673 831	-
COMPTAGE BORA 94	01/01/1994	20	2 294 186	-	2 294 186	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1994	01/01/1994	20	-	11 473 449	-	11 473 449	-
COMPTAGE BORA 95	01/01/1995	20	207 505	-	207 505	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1995	01/01/1995	20	-	5 676 914	-	5 676 914	-
COMPTAGE BORA 96	01/01/1996	20	651 562	-	651 562	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1996	01/01/1996	20	-	4 597 262	-	4 597 262	-
COMPTAGE BORA 97	01/01/1997	20	12 959	-	12 959	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1997	01/01/1997	20	-	7 636 397	-	7 636 397	-
COMPTAGE BORA 98	01/01/1998	20	5 298 651	-	5 298 651	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1998	01/01/1998	20	-	17 261 425	-	17 261 425	-
COMPTAGE BORA 99	01/01/1999	20	2 500 842	-	2 500 842	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 1999	01/01/1999	20	-	7 289 359	-	7 289 359	-
COMPTAGE BORA 2000	01/01/2000	20	3 111 126	-	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	-	619 950	-	-
COMPTAGE BORA-BORA 2001	01/01/2001	20	-	7 937 892	-	7 937 892	-
COMPTAGE BORA 2002	01/01/2002	20	2 358 499	-	2 240 574	-	117 925
COMPTAGE BORA-BORA 2002	01/01/2002	20	-	8 141 018	-	7 734 283	406 735
COMPTAGE BORA 2003	01/01/2003	20	2 216 889	-	1 995 200	-	221 689
COMPTAGE BORA-BORA 2003	01/01/2003	20	-	10 314 594	-	9 283 515	1 031 079
POSE COMPTEURS 2004 BORA	01/07/2004	20	2 591 912	-	2 138 328	-	453 584
BRANCHEMENT BORA 2004	01/07/2004	20	-	7 671 809	-	6 329 242	1 342 567
COMPTAGE BORA BORA 2005	01/06/2005	20	-	8 268 350	-	6 442 423	1 825 927
POSE COMPTEURS CP BORA 05	01/07/2005	20	3 541 882	-	2 744 957	-	796 925
COMPTAGES CP 2005 BORA	01/07/2005	20	159 102	-	123 303	-	35 799
BRCHT/CPTAGES CP BORA	01/07/2006	20	2 483 940	-	1 800 856	-	683 084
BRCHT BORA BORA 2006	01/07/2006	20	-	10 722 524	-	7 773 828	2 948 696

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
BRCHT/CPTAGES CP BORA 07	01/07/2007	20	3 617 240	-	2 441 637	-	1 175 603
BRCHT BORA 2007	01/07/2007	20	-	11 485 817	-	7 752 928	3 732 889
BRCHT/CPTAGES CP BORA	01/07/2008	20	2 102 554	-	1 314 098	-	788 456
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	8 122 868	-	5 076 792	3 046 076
BRCHT/CPTAGE BORA 2009	01/07/2009	20	3 808 213	-	2 189 724	-	1 618 489
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20	-	5 556 198	-	3 079 061	2 477 137
BRCHT/CPTAGE BORA 2010	01/07/2010	20	1 976 148	-	1 037 477	-	938 671
COMPTAGE TIERS BORA 2010	01/07/2010	20	-	5 648 087	-	2 965 244	2 682 843
BRCHT/CPTAG BORABORA 2011	01/07/2011	20	1 899 166	-	902 102	-	997 064
COMPTAGE TIERS BORA 2011	01/07/2011	20	-	4 214 538	-	2 001 906	2 212 632
BRCHT/CPTAGES BORA BORA	01/07/2012	20	1 867 938	-	793 874	-	1 074 064
COMPTAGE TIERS BORA 2012	01/07/2012	20	-	5 734 073	-	2 436 983	3 297 090
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2013	20	2 239 551	-	839 832	-	1 399 719
COMPTAGE TIERS BORA 2013	01/07/2013	20	-	4 982 160	-	1 868 310	3 113 850
CPTEURS SOLAIRE BOR 2013	01/07/2013	20	-	84 745	-	31 778	52 967
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2014	20	8 428 309	-	2 739 200	-	5 689 109
COMPTAGE TIERS BORA 2014	01/07/2014	20	-	5 968 151	-	1 939 650	4 028 501
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2015	20	5 591 687	-	1 537 712	-	4 053 975
COMPTAGE TIERS BOR 2015	01/07/2015	20	-	5 783 249	-	1 590 393	4 192 856
BRCHT/COMPTAGES BORA	01/07/2016	20	8 357 470	-	1 880 431	-	6 477 039
COMPTAGE TIERS BORA 2016	01/07/2016	20	-	6 951 100	-	1 563 997	5 387 103
COMPTAGE TIERS BORA 2017	01/07/2017	20	-	8 380 906	-	1 466 658	6 914 248
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2017	20	9 482 424	-	1 659 424	-	7 823 000
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2018	20	4 820 009	-	602 500	-	4 217 509
COMPTAGE TIERS BORA 2018	01/07/2018	20	-	9 961 483	-	1 245 185	8 716 298
BRCHT/COMPTAGES BORA B	01/07/2019	20	9 721 210	-	729 091	-	8 992 119
COMPTAGE TIERS BOR 2019	01/07/2019	20	-	7 053 811	-	529 036	6 524 775
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2020	20	6 981 495	-	174 537	-	6 806 958
COMPTAGE TIERS BORA 2020	01/07/2020	20	-	7 267 993	-	181 700	7 086 293
DROITS INCORPORELS DIST*			67 297 828				
TOTAL DISTRIBUTION BORA BORA			1 375 155 977	556 380 040	537 947 867	359 408 407	966 881 915
>>>> TOTAL PAR CONCESSION BORA BORA			4 951 195 986	556 380 040	2 977 482 395	359 408 407	1 918 727 573

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

** : correspond à la dépréciation économique des actifs immobilisés, indépendamment des clauses du contrat de concession

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

Dotation de l'article 14 A1 :

DOTATION au 01/01/2020	3 149 250 F
Reliquat 2019	
ENVELOPPE DISPONIBLE 2020	3 149 250 F

Libellé	Commune	Date/Ref courrier	MONTANT devis transmis	MONTANT devis commandé	Lettre de cde	Réalisé	Chargé d'Etudes
Ext Qtier TEHAURAI	ANAU	JJ/TB 2020/335	458 320 F	458 320 F	N°MT/058154/DTE/ST/GTS/MT	En prévision semaine 5	FTERAAITEPO
Ext Qtier TEIOATUA	NAMAH	JJ/TB	1 913 523 F	1 913 523 F	N°MT/058154/DTE/ST/GTS/MT	En cours	FTERAAITEPO
Ext Qtier MAI	FAANUI	JJ/TB	540 002 F	540 002 F	N°MT/058154/DTE/ST/GTS/MT	En cours	FTERAAITEPO
Ext Qtier TEUIRA	FAANUI	JJ/TB	432 856 F	432 856 F	N°MT/058154/DTE/ST/GTS/MT	En cours	FTERAAITEPO
Ext Qtier TEAMO	ANAU	JJ/TB	397 296 F	397 296 F	N°MT/058154/DTE/ST/GTS/MT	En cours	FTERAAITEPO
Ext Qtier JUVENTIN	FAATAHI	JJ/TB	501 664 F	501 664 F	N°MT/058154/DTE/ST/GTS/MT	En cours	FTERAAITEPO
Ext Qtier FANAURA	FAANUI	JJ/TB	559 383 F				
Ext Qtier TEIHOTAATA	TOOPUA	JJ/TB	550 659 F	550 659 F	N°MT/058154/DTE/ST/GTS/MT	En cours	FTERAAITEPO
Ext Qtier ATGER	TOOPUA	JJ/TB	550 659 F				
CUMUL TRAVAUX COMMANDES			5 904 362 F	4 794 320 F			
SOLDE			-2 755 112 F	-1 645 070 F			

5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan 2018 / 2030 soumis au concédant

Production

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2028	2029	TOTAL
G1	84 692 293					50 263 423		96 836 319		231 792 035
G3			87 252 118				51 017 375		98 288 864	236 558 356
G10				403 568 704						403 568 704
G12		85 962 678				50 263 423		96 836 319		233 062 420
S/T Groupes	84 692 293	85 962 678	87 252 118	403 568 704	-	100 526 847	51 017 375	193 672 638	98 288 864	1 104 981 515
Filière groupe	37 147 724	37 704 940	38 270 514	184 158 530				11 956 182	6 067 762	315 305 652
Autres filières				85 100 000	29 013 520		53 000 000	11 433 900		178 547 420
Total	121 840 017	123 667 617	125 522 632	672 827 234	29 013 520	100 526 847	104 017 375	217 062 720	104 356 626	1 598 834 587

Distribution

	Poste DP Îles	Coffret Télécom ITI	Télécom (Poste DP)	Transfo	Cellules	IAM	Poteaux BT	Poteaux HT	Câbles Réseaux Aérien BT	Câbles Réseaux Aérien HT	Armements Réseaux Aérien	Réseaux souterrain	Réseaux sous- marin	Compteurs	Total
Quantité				3			80	31	7 128	5 509			1 400	452	
Montant	64 621 739	6 822 766	5 881 626	16 910 248	11 314 856	1 346 291	57 690 371	37 237 523	40 785 863	97 775 810	93 395 827	326 548 798	134 898 196	182 168 509	1 077 398 423

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018		36 371 812	36 371 812
2019		36 807 871	36 807 871
2020	20 248 708	35 524 559	55 773 267
Cumul	20 248 708	108 704 242	128 952 950

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	1 598 834 587	1 077 398 423	2 676 233 011
- Réalisé	(20 248 708)	(108 704 242)	(128 952 950)
+ Ajustement du plan	n/a	n/a	-
Reste à faire	1 578 585 879	968 694 180	2 547 280 061

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.

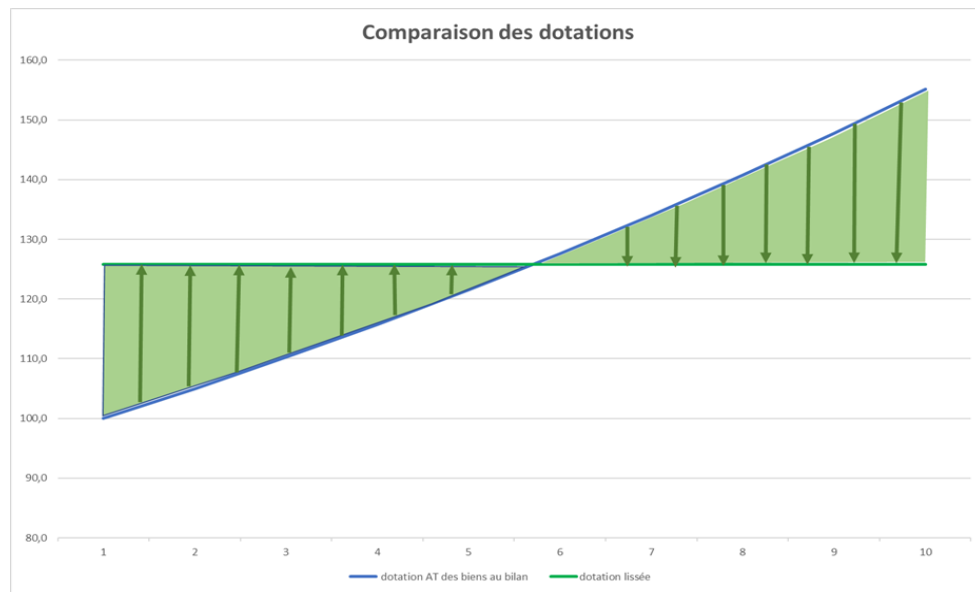
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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.

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture corporel	3 446 444 246	3 446 444 246	3 446 444 246	3 446 444 246	3 387 036 033	3 492 270 500	3 694 118 671
VO Ouverture incorporel	-	184 659 823	184 659 823	184 659 823	184 659 823	184 659 823	184 659 823
acquisitions		-	-	20 248 708	350 781 558	672 827 234	29 013 520
acquisitions financement Tiers							
transferts/réguls							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession				(79 656 921)	(245 547 090)	(470 979 064)	(20 309 464)
- origine financement tiers							
VO Clôture	3 446 444 246	3 631 104 069	3 631 104 069	3 571 695 856	3 676 930 323	3 878 778 494	3 887 482 550
- Financements tiers cumul		-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan clôture	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)
- IFC améliorant cumulé					n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)
- IFC renouvelé exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)
base amortissable	3 445 121 625	3 629 781 448	3 629 781 448	3 570 373 235	3 675 607 703	3 877 455 873	3 886 159 929
cumul doté à l'ouverture	1 818 749 418	1 934 918 862	2 186 505 508	2 306 778 504	2 349 235 369	2 260 880 221	2 021 851 681
réintégration AT sur incorporel		131 313 650					
sortie AT sur sortie immo			-	(79 656 921)	(245 547 090)	(470 979 064)	(20 309 464)
reste à amortir	1 626 372 207	1 563 548 937	1 443 275 941	1 343 251 653	1 571 919 424	2 087 554 716	1 884 617 712
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	116 169 444	120 272 996	120 272 996	122 113 787	157 191 942	231 950 524	235 577 214
dotations cumulées	1 934 918 862	2 186 505 508	2 306 778 504	2 349 235 369	2 260 880 221	2 021 851 681	2 237 119 431
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 510 202 764	1 443 275 941	1 323 002 945	1 221 137 866	1 414 727 481	1 855 604 192	1 649 040 498
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(1 358 156 066)	(1 375 347 389)	(1 392 538 712)	(1 409 730 035)	(1 425 080 566)	(1 405 352 942)	(1 310 866 736)
dotations/reprisesB	(17 191 323)	(17 191 323)	(17 191 323)	(15 350 531)	19 727 625	94 486 206	98 112 896
Actif/Passif de renouvellement clôture	(1 375 347 389)	(1 392 538 712)	(1 409 730 035)	(1 425 080 566)	(1 405 352 942)	(1 310 866 736)	(1 212 753 840)
dotation aux amortissements A	(116 169 444)	(120 272 996)	(120 272 996)	(122 113 787)	(157 191 942)	(231 950 524)	(235 577 214)
dotation hors améliorant lissée A+B	(133 360 767)	(137 464 319)	(137 464 319)	(137 464 318)	(137 464 318)	(137 464 318)	(137 464 318)
moyenne des dotations	(137 171 207)	(137 171 207)	(137 171 207)	(137 171 207)	(137 171 207)	(137 171 207)	(137 171 207)
écart sur moyenne exercice	3 810 440	(293 112)	(293 112)	(293 111)	(293 111)	(293 111)	(293 111)
écart sur moyenne en cumulé	3 810 440	3 517 329	3 224 217	2 931 106	2 637 996	2 344 885	2 051 775
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153
acquisitions financement concession	4 344 153			-	-	-	-
acquisitions autres financement Tiers				-			
VO Clôture	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	(2 056 705)				-	-	-
47%							
- IFC biens au bilan cumulé	(2 056 705)	(2 056 705)	(2 056 705)	(2 056 705)	(2 056 705)	(2 056 705)	(2 056 705)
47%							
base amortissable	2 287 448	2 287 448	2 287 448	2 287 448	2 287 448	2 287 448	2 287 448
cumul dotations à l'ouverture	0	(163 389)	(326 778)	(490 167)	(653 557)	(816 946)	(980 335)
reste à amortir	2 287 448	2 124 059	1 960 670	1 797 281	1 633 891	1 470 502	1 307 113
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(163 389)	(163 389)	(163 389)	(163 389)	(163 389)	(163 389)	(163 389)
dotations cumulées	(163 389)	(326 778)	(490 167)	(653 557)	(816 946)	(980 335)	(1 143 724)
impact exercice(+) = produit	(133 524 156)	(137 627 708)	(137 627 708)	(137 627 707)	(137 627 707)	(137 627 707)	(137 627 707)

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	3 702 822 727	3 732 980 780	3 764 185 993	3 764 185 993	3 764 185 993	3 829 304 809	3 860 611 797
VO Ouverture incorporel	184 659 823	184 659 823	184 659 823	184 659 823	184 659 823	184 659 823	184 659 823
acquisitions	100 526 847	104 017 375	-	-	217 062 720	104 356 626	-
acquisitions financement Tiers							
transferts/réguls							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(70 368 793)	(72 812 162)	-	-	(151 943 904)	(73 049 638)	-
- origine financement tiers							
VO Clôture	3 917 640 603	3 948 845 816	3 948 845 816	3 948 845 816	4 013 964 632	4 045 271 620	4 045 271 620
- Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan clôture	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)
- IFC renouvelé exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)	(1 322 621)
base amortissable	3 916 317 983	3 947 523 195	3 947 523 195	3 947 523 195	4 012 642 011	4 043 948 999	4 043 948 999
cumul doté à l'ouverture	2 237 119 431	2 416 688 831	2 611 151 090	2 878 425 511	3 145 699 932	3 333 384 689	3 652 142 025
réintégration AT sur incorporel							
sortie AT sur sortie immo	(70 368 793)	(72 812 162)	-	-	(151 943 904)	(73 049 638)	-
reste à amortir	1 749 567 344	1 603 646 527	1 336 372 106	1 069 097 685	1 018 885 983	783 613 948	391 806 974
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	249 938 192	267 274 421	267 274 421	267 274 421	339 628 661	391 806 974	391 806 974
dotations cumulées	2 416 688 831	2 611 151 090	2 878 425 511	3 145 699 932	3 333 384 689	3 652 142 025	4 043 948 999
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 499 629 152	1 336 372 106	1 069 097 685	801 823 263	679 257 322	391 806 974	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(1 212 753 840)	(1 100 279 965)	(970 469 862)	(840 659 759)	(710 849 655)	(508 685 312)	(254 342 656)
dotations/reprisesB	112 473 874	129 810 103	129 810 103	129 810 103	202 164 343	254 342 656	254 342 656
Actif/Passif de renouvellement clôture	(1 100 279 965)	(970 469 862)	(840 659 759)	(710 849 655)	(508 685 312)	(254 342 656)	-
dotation aux amortissements A	(249 938 192)	(267 274 421)	(267 274 421)	(267 274 421)	(339 628 661)	(391 806 974)	(391 806 974)
dotation hors améliorant lissée A+B	(137 464 318)	(137 464 318)	(137 464 318)	(137 464 318)	(137 464 318)	(137 464 318)	(137 464 318)
moyenne des dotations	(137 171 207)	(137 171 207)	(137 171 207)	(137 171 207)	(137 171 207)	(137 171 207)	(137 171 207)
écart sur moyenne exercice	(293 111)	(293 111)	(293 111)	(293 111)	(293 111)	(293 111)	(293 111)
écart sur moyenne en cumulé	1 758 664	1 465 553	1 172 443	879 332	586 221	293 111	(0)
Traitement de l'améliorant							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153
acquisitions financement concession	-	-	-	-	-	-	-
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153	4 344 153
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	(2 056 705)	(2 056 705)	(2 056 705)	(2 056 705)	(2 056 705)	(2 056 705)	(2 056 705)
	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%
base amortissable	2 287 448	2 287 448	2 287 448	2 287 448	2 287 448	2 287 448	2 287 448
cumul dotations à l'ouverture	(1 143 724)	(1 307 113)	(1 470 502)	(1 633 891)	(1 797 281)	(1 960 670)	(2 124 059)
reste à amortir	1 143 724	980 335	816 946	653 557	490 167	326 778	163 389
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(163 389)	(163 389)	(163 389)	(163 389)	(163 389)	(163 389)	(163 389)
dotations cumulées	(1 307 113)	(1 470 502)	(1 633 891)	(1 797 281)	(1 960 670)	(2 124 059)	(2 287 448)
impact exercice(+) = produit	(137 627 707)	(137 627 707)	(137 627 707)	(137 627 707)	(137 627 707)	(137 627 707)	(137 627 707)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture corporel	1 710 680 359	1 729 090 886	1 741 114 133	1 742 481 675	1 752 964 134	1 794 391 008	1 835 817 883
VO Ouverture incorporel		67 297 828	67 297 828	67 297 828	67 297 828	67 297 828	67 297 828
acquisitions	57 879 363	36 371 812	36 807 871	35 524 559	96 869 418	96 869 418	96 869 418
acquisitions financement Tiers							
transferts							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(30 366 514)	(22 313 378)	(30 052 018)	(12 611 068)	(55 442 544) 57,2%	(55 442 544) 57,2%	(55 442 544) 57,2%
- origine financement tiers	(9 102 322)	(2 035 187)	(5 388 311)	(12 431 032)			
VO Clôture	1 729 090 886	1 808 411 961	1 809 779 503	1 820 261 962	1 861 688 836	1 903 115 711	1 944 542 585
- Financements tiers cumul	(532 954 709)	(530 919 522)	(525 531 211)	(513 100 179)	(513 100 179)	(513 100 179)	(513 100 179)
- IFC biens au bilan clôture	(99 490 834)	(101 129 244)	(106 436 601)	(73 008 301)	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé							
- IFC hors biens améliorants	(99 490 834)	(101 129 244)	(106 436 601)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(99 490 834)	(101 129 244)	(106 436 601)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)
base amortissable	1 096 645 343	1 176 363 195	1 177 811 691	1 234 153 482	1 275 580 357	1 317 007 231	1 358 434 105
cumul doté à l'ouverture	677 919 007	706 881 240	741 967 493	774 923 900	805 207 437	802 346 439	810 248 711
réintégration AT sur incorporel		49 351 740					
sortie AT sur sortie immo		(52 679 892)	(23 653 438)	(12 611 068)	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)
reste à amortir	418 726 336	472 810 107	459 497 636	471 840 650	525 815 464	570 103 335	603 627 938
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	28 962 233	38 414 405	56 609 845	42 894 605	52 581 546	63 344 815	75 453 492
dotations cumulées	706 881 240	741 967 493	774 923 900	805 207 437	802 346 439	810 248 711	830 259 659
Vo - fin tiers - IFC - dotations	389 764 103	434 395 702	402 887 791	428 946 046	473 233 917	506 758 520	528 174 446
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(863 957 976)	(881 372 759)	(893 829 676)	(903 219 270)	(909 171 535)	(905 436 857)	(890 938 911)
dotations/reprisesB	(17 414 783)	(12 456 917)	(9 389 594)	(5 952 265)	3 734 677	14 497 946	26 606 623
Actif/Passif de renouvellement clôture	(881 372 759)	(893 829 676)	(903 219 270)	(909 171 535)	(905 436 857)	(890 938 911)	(864 332 288)
dotation aux amortissements A	(28 962 233)	(38 414 405)	(56 609 845)	(42 894 605)	(52 581 546)	(63 344 815)	(75 453 492)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(46 377 016)	(50 871 322)	(65 999 439)	(48 846 869)	(48 846 869)	(48 846 869)	(48 846 869)
moyenne des dotations	(50 040 238)	(50 040 238)	(50 040 238)	(50 040 238)	(50 040 238)	(50 040 238)	(50 040 238)
écart sur moyenne exercice	3 663 222	(831 084)	(15 959 201)	1 193 369	1 193 369	1 193 369	1 193 369
écart sur moyenne en cumulé	3 663 222	2 832 139	(13 127 062)	(11 933 693)	(10 740 323)	(9 546 954)	(8 353 585)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	54 623 473	72 358 739	91 021 081	111 274 055	123 209 320	135 144 584
acquisitions financement concession	44 216 107	3 202 119	8 405 689	12 170 279	11 935 265	11 935 265	11 935 265
acquisitions autres financement Tiers	10 407 366	14 533 147	10 256 653	8 082 695	-	-	-
Cessions Tiers							
VO Clôture	54 623 473	72 358 739	91 021 081	111 274 055	123 209 320	135 144 584	147 079 849
Financements tiers cumul	(10 407 366)	(24 940 513)	(35 197 166)	(43 279 861)	(43 279 861)	(43 279 861)	(43 279 861)
- IFC améliorant exercice				(41 664 590)	-	(1 193 526)	(2 387 053)
	0%	0%	0%	0%	0%	10%	20%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(41 664 590)	(41 664 590)	(42 858 116)	(45 245 169)
	0%	0%	0%	61%	52%	47%	44%
base amortissable	44 216 107	47 418 226	55 823 915	26 329 604	38 264 869	49 006 607	58 554 819
cumul doté à l'ouverture	0	(4 105 084)	(7 509 694)	(11 614 778)	(12 952 489)	(15 483 727)	(19 208 492)
reste à amortir	44 216 107	43 313 142	48 314 221	14 714 826	25 312 379	33 522 880	39 346 327
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(4 105 084)	(3 404 610)	(4 105 084)	(1 337 711)	(2 531 238)	(3 724 764)	(4 918 291)
dotations cumulées	(4 105 084)	(7 509 694)	(11 614 778)	(12 952 489)	(15 483 727)	(19 208 492)	(24 126 783)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	40 111 023	39 908 532	44 209 137	13 377 115	22 781 141	29 798 115	34 428 036
impact exercice(+) = produit	(50 482 100)	(54 275 932)	(70 104 523)	(50 184 581)	(51 378 107)	(52 571 634)	(53 765 160)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	1 877 244 757	1 918 671 631	1 960 098 506	2 001 525 380	2 042 952 255	2 084 379 129	2 125 806 003
VO Ouverture incorporel	67 297 828	67 297 828	67 297 828	67 297 828	67 297 828	67 297 828	67 297 828
acquisitions	96 869 418	96 869 418	96 869 418	96 869 418	96 869 418	96 869 418	96 869 418
acquisitions financement Tiers							
transferts							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)
	57,2%	57,2%	57,2%	57,2%	57,2%	57,2%	57,2%
- origine financement tiers							
VO Clôture	1 985 969 459	2 027 396 334	2 068 823 208	2 110 250 083	2 151 676 957	2 193 103 831	2 234 530 706
- Financements tiers cumul	(513 100 179)	(513 100 179)	(513 100 179)	(513 100 179)	(513 100 179)	(513 100 179)	(513 100 179)
- IFC biens au bilan clôture	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé							
- IFC hors biens améliorants	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)
- IFC renouvelé exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)	(73 008 301)
base amortissable	1 399 860 980	1 441 287 854	1 482 714 728	1 524 141 603	1 565 568 477	1 606 995 352	1 648 422 226
cumul doté à l'ouverture	830 259 659	864 109 096	914 103 436	983 471 660	1 077 057 238	1 202 932 622	1 377 242 715
réintégration AT sur incorporel							
sortie AT sur sortie immo	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)	(55 442 544)
reste à amortir	625 043 864	632 621 301	624 053 836	596 112 487	543 953 783	459 505 273	326 622 055
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	89 291 981	105 436 884	124 810 767	149 028 122	181 317 928	229 752 637	326 622 055
dotations cumulées	864 109 096	914 103 436	983 471 660	1 077 057 238	1 202 932 622	1 377 242 715	1 648 422 226
Vo - fin tiers - IFC - dotations	535 751 883	527 184 418	499 243 069	447 084 365	362 635 855	229 752 637	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(864 332 288)	(823 887 177)	(767 297 162)	(691 333 264)	(591 152 012)	(458 680 953)	(277 775 186)
dotations/reprisesB	40 445 111	56 590 014	75 963 898	100 181 253	132 471 059	180 905 768	277 775 186
Actif/Passif de renouvellement clôture	(823 887 177)	(767 297 162)	(691 333 264)	(591 152 012)	(458 680 953)	(277 775 186)	-
dotation aux amortissements A	(89 291 981)	(105 436 884)	(124 810 767)	(149 028 122)	(181 317 928)	(229 752 637)	(326 622 055)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(48 846 869)	(48 846 869)	(48 846 869)	(48 846 869)	(48 846 869)	(48 846 869)	(48 846 869)
moyenne des dotations	(50 040 238)	(50 040 238)	(50 040 238)	(50 040 238)	(50 040 238)	(50 040 238)	(50 040 238)
écart sur moyenne exercice	1 193 369	1 193 369	1 193 369	1 193 369	1 193 369	1 193 369	1 193 369
écart sur moyenne en cumulé	(7 160 216)	(5 966 846)	(4 773 477)	(3 580 108)	(2 386 739)	(1 193 369)	0

Traitement de l'améliorant

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	147 079 849	159 015 114	170 950 378	182 885 643	194 820 907	206 756 172	218 691 437
acquisitions financement concession	11 935 265	11 935 265	11 935 265	11 935 265	11 935 265	11 935 265	11 935 265
acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-	-	-
Cessions Tiers							
VO Clôture	159 015 114	170 950 378	182 885 643	194 820 907	206 756 172	218 691 437	230 626 701
Financements tiers cumul	(43 279 861)	(43 279 861)	(43 279 861)	(43 279 861)	(43 279 861)	(43 279 861)	(43 279 861)
- IFC améliorant exercice	(3 580 579)	(4 774 106)	(5 967 632)	(7 161 159)	(8 354 685)	(9 548 212)	(10 741 738)
	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
- IFC biens au bilan cumulé	(48 825 749)	(53 599 854)	(59 567 487)	(66 728 646)	(75 083 331)	(84 631 542)	(95 373 281)
	42%	42%	43%	44%	46%	48%	51%
base amortissable	66 909 504	74 070 663	80 038 295	84 812 401	88 392 980	90 780 033	91 973 560
cumul doté à l'ouverture	(24 126 783)	(30 238 600)	(37 543 944)	(46 042 814)	(55 735 211)	(66 621 134)	(78 700 584)
reste à amortir	42 782 721	43 832 063	42 494 351	38 769 587	32 657 770	24 158 899	13 272 976
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(6 111 817)	(7 305 344)	(8 498 870)	(9 692 397)	(10 885 923)	(12 079 450)	(13 272 976)
dotations cumulées	(30 238 600)	(37 543 944)	(46 042 814)	(55 735 211)	(66 621 134)	(78 700 584)	(91 973 560)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	36 670 904	36 526 719	33 995 481	29 077 190	21 771 846	12 079 450	-
impact exercice(+) = produit	(54 958 686)	(56 152 213)	(57 345 739)	(58 539 266)	(59 732 792)	(60 926 319)	(62 119 845)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 1 – Variation du patrimoine immobilier.

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.

Actifs Immobilisés	date de mise en service	N° immobilisation	durée amortissement	date de fin de vie	Valeur Brute Brute Concessionnaire	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
NRJ INST PASSERELLE EG300SUPERVISION SEPAM	01/11/2015	2800000144	25	01/11/2040	538 599	100%	538 599	217 339
POSE PREFILTRE GASOILW9L32 G4 ET G13 BORA	01/10/2016	2600000072	25	01/10/2041	1 322 786	100%	1 322 786	582 223
POSE PURGE CUVE JO SDM1CENTRALE BORA	01/11/2016	2600000074	25	01/11/2041	1 179 272	100%	1 179 272	523 059
ENERGIE - F&P MATERIEL HTBPN & RPN CENT BORA BORA	01/08/2017	2800000155	25	01/08/2042	4 344 153	100%	4 344 153	2 056 705
RNV 8 SEPAMS CENT BORA	30/10/2020	2800000170	25	30/12/2038	20 248 708	0%	-	-
TOTAL PRODUCTION BORA BORA					27 633 518		7 384 810	3 379 326
RNVLMT RSX HOTEL TOP DIVEVERS CENTRALE BORA BORA	13/08/2015	9300000534	35	13/08/2050	24 880 185	100%	24 880 185	14 123 553
RNVLMT RSX HTA CENTRALEVERS TEMPLE PROTESTANT	13/08/2015	9300000535	35	13/08/2050	27 584 422	100%	27 584 422	15 658 648
RNVLMT RSX HT MARINA ELLACOTT VERS OPT À TIIPOTO A	13/08/2015	9300000540	35	13/08/2050	20 285 050	100%	20 285 050	11 515 066
POSTE DP B4032 VAITAPEPHARM/HOTEL TOP DIVE BORA	01/01/2016	5000000400	25	01/01/2041	1 551 281	100%	1 551 281	636 345
AUT COMP B4032 VAITAPEPHARM/HOTEL TOP DIVE BORA	01/01/2016	5200000672	25	01/01/2041	1 563 316	100%	1 563 316	641 281
TRANSFO B4032 VAITAPEPHARM/HOTEL TOP DIVE BORA	01/01/2016	5300001650	25	01/01/2041	594 125	100%	594 125	243 714
RESEAUX CP BORA 2016CP 2016	01/07/2016	9000001533	25	01/07/2041	11 967 441	9%	1 018 267	437 930
RESEAUX 2016 CONCED BORAFINANCEMENT BORA BORA	01/07/2016	9000001543	25	01/07/2041	-		-	-
14A1 MT/033817/DTE/ST BORA TERAATEPO FAANUI BORA	24/10/2016	9000001567	25	24/10/2041	2 268 484	100%	2 268 484	1 004 185
RESEAUX 2016 TIERS BORAFINANCEMENT BORA	01/07/2016	9000001543	25	01/07/2041	-		-	-
14A1 MP26188/DTE/SENV BORA TETUAHII FAANUI	27/01/2016	9300000560	35	27/01/2051	599 673	100%	599 673	348 246
MES DEPART ANAU FAANUI BORA	15/02/2016	9300000561	35	15/02/2051	6 674 457	0%	-	-
RESEAUX HTS BORA "PHARMACIE VERS HOTEL TOP DIVE"	01/01/2016	9300000564	35	01/01/2051	44 336 812	100%	44 336 812	25 657 364
14A1 MP026188/DTE/SENV BORA HAOATAI FAANUI BORA	27/01/2016	9300000576	35	27/01/2051	349 413	100%	349 413	202 913
14A1 MP26188/DTE/SENV BORA HEI TIMI TIIPOTO BORA	27/01/2016	9300000588	35	27/01/2051	1 165 832	100%	1 165 832	677 029
14A1 TB/032962/DTE/ST BORA MOU SING TOOPUA BORA	12/05/2016	9300000589	35	12/05/2051	484 662	100%	484 662	285 459
14A1 TB/032961/DTE/ST BORA MANEA FAANUI BORA	26/10/2016	9300000590	35	26/10/2051	1 265 817	100%	1 265 817	762 085
RSX SOUT 2016 TIERS BORAFINANCEMENT BORA	01/07/2016	9000001543	35	01/07/2051	-		-	-
ART14A1 TB/032962/DTE/STQT MANAORE MAX BORA	19/05/2016	9300000598	35	19/05/2051	319 263	100%	319 263	188 216
BRCHT/COMPTAGES BORACP 2016	01/07/2016	9500001075	20	01/07/2036	8 357 470	26%	2 177 485	626 269
COMPTAGE TIERS BORA 2016FINANCEMENT BORA BORA	01/07/2016	9000001543	20	01/07/2036	-		-	-
TRANSFOR SX OPT VERS INFIRM BORA	01/01/2017	5300001677	25	01/01/2042	887 770	100%	887 770	399 696
POSTE B6061 À POVAI NUNUEBORA BORA	12/05/2017	5400000108	25	12/05/2042	779 945	0%	-	-
RESEAUX CP BORA BORA 2017CP 2017	01/07/2017	9000001586	25	01/07/2042	12 181 857	0%	-	-
RESEAUX CANDOMINIUM BORA	01/01/2017	9300000599	35	01/01/2052	19 033 856	100%	19 033 856	11 559 088
RSX OPT VERS INFIRM BORA	01/01/2017	9300000600	35	01/01/2052	12 842 692	100%	12 842 692	7 799 250
14A1 L/16/00500 FAANUI BORA LOT HAOATAI GENEVIEVE	01/01/2017	9300000621	35	01/01/2052	385 454	100%	385 454	234 083

Actifs Immobilisés	date de mise en service	N° immobilisation	durée amortissement	date de fin de vie	Valeur Brute Brute Concessionnaire	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
RNVLMT RSX MARINA ELLACOT	31/03/2017	9300000601	35	31/03/2052	8 068 702	100%	8 068 702	4 956 470
RSX SOUT TIERS BORA 2017FINANCEMENTS BORA BORA	01/07/2017	9000001543	35	01/07/2052	-	100%	-	-
RESEAU CP BORA BORA 2017CP 2017	01/07/2017	9300000665	35	01/07/2052	307 132	100%	307 132	190 876
14A1 TB/032961 FAANUI BORELEC QT TEOROI JULIANA	24/08/2017	9300000647	35	24/08/2052	375 115	100%	375 115	234 711
14A1 MT/035236/DTE FAANUIELEC QT TERIIVAVEA TUHIRO	29/08/2017	9300000656	35	29/08/2052	430 038	100%	430 038	269 245
RENV RSX HTS ANAU À BORAPOSTE B2181 À B7134	31/08/2017	9300000648	35	31/08/2052	19 697 245	0%	-	-
RENV RSX HTS ANAU BORAENTRE POSTE B1112 & B1122	01/09/2017	9300000619	35	01/09/2052	7 440 896	0%	-	-
RENV RSX HTS ANAU BORAENTRE DP B1111 & B1112	01/09/2017	9300000655	35	01/09/2052	6 817 605	0%	-	-
RENV RSX HTS VAITAPE BORAENTRE POSTE B4035 & B4037	12/09/2017	9300000669	35	12/09/2052	2 665 150	0%	-	-
14A1 MT/039815 VAITAPELEC QT TEENA CHRISTOPHE	13/09/2017	9300000646	35	13/09/2052	699 589	100%	699 589	438 830
COMPTAGE TIERS BORA 2017FINANCEMENT BORA BORA	01/07/2017	9000001543	20	01/07/2037	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES BORA BORACP 2017	01/07/2017	9500001129	20	01/07/2037	9 482 424	13%	1 185 756	400 284
RESEAUX CP BORA BORA 2018	01/07/2018	9000001618	25	01/07/2043	14 033 277	1%	184 946	94 326
14A1 TB/032961/DTE/ST/GTS	01/01/2018	9300000671	35	01/01/2053	804 895	100%	804 895	511 811
14A1 MT/038363/DTE/ST/GTS	26/03/2018	9300000685	35	26/03/2053	613 927	100%	613 927	394 414
RNV RSX HTAS ANAU BORA	21/06/2018	9300000686	35	21/06/2053	7 884 301	0%	-	-
RSX SOUT TIERS BORA 2018	01/07/2018	9000001543	35	01/07/2053	-	100%	-	-
RSX SOUT TIERS BORA 2018	01/07/2018	9000001543	35	01/07/2053	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2018	9500001148	20	01/07/2038	4 820 009	30%	1 447 879	561 115
COMPTAGE TIERS BORA 2018	01/07/2018	9000001543	20	01/07/2038	-	100%	-	-
14A1 LC 419/00064 FAANUI DOSSIER TEIHOTAATA BORA	01/01/2019	9300000707	35	01/01/2054	654 317	100%	654 317	434 744
RESEAUX CP BORA BORA 2019 CP 2019	01/07/2019	9000001661	25	01/07/2044	28 602 791	1%	402 320	221 294
14A1 LC MT/039813 FAANUI QT TERIINOHOPUAITERAI BOR	01/01/2019	9300000709	35	01/01/2054	534 073	100%	534 073	354 851
14A1 LC MT/045127 ANAU QT FAITO BORA BORA	24/06/2019	9300000720	35	24/06/2054	1 824 030	100%	1 824 030	1 236 756
14A1 LC MT/046977 ANAU QT TIATIA BORA BORA	25/06/2019	9300000721	35	25/06/2054	558 071	100%	558 071	378 435
14A1 LC MT/051073 FAANUI QT NABET BORA BORA	22/08/2019	9300000724	35	22/08/2054	784 976	100%	784 976	535 864
14A1 LC MT/046976 TIIPOTO QT PAHAPE BORA BORA	04/09/2019	9300000722	35	04/09/2054	371 899	100%	371 899	254 255
14A1 LC MT/051073 ANAU QT ONEE BORA BORA	12/09/2019	9300000723	35	12/09/2054	1 565 436	100%	1 565 436	1 071 217
14A1 LC MT/051073 POVAI QT HIROVANAA BORA BORA	04/10/2019	9300000725	35	04/10/2054	596 757	100%	596 757	409 384
BRCHT/COMPTAGES BORA B CP 2019	01/07/2019	9500001181	20	01/07/2039	9 721 210	11%	1 113 810	487 301
AVT3 LC MT/051073 FAANUI	01/01/2020	9000001682	25	01/01/2045	216 097	100%	216 097	123 217
RESEAUX CP BORA B 2020	01/07/2020	9000001696	25	01/07/2045	341 918	34%	115 197	67 975

Actifs Immobilisés	date de mise en service	N° immobilisation	durée amortissement	date de fin de vie	Valeur Brute Brute Concessionnaire	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
RENOUV RSX VAITAPE BORA	08/10/2020	9000001681	25	08/10/2045	602 232	0%	-	-
RENOUV RESEAUX VAITAPE	15/10/2020	9000001680	25	15/10/2045	4 177 515	0%	-	-
14A1 LC MT/049634 FAANUI	01/01/2020	9300000745	35	01/01/2055	1 099 054	100%	1 099 054	761 618
AVT3 LC MT/051073 FAANUI	01/01/2020	9300000746	35	01/01/2055	316 021	100%	316 021	218 995
14A1 LC MT/046976 ANAU	01/01/2020	9300000747	35	01/01/2055	292 732	100%	292 732	202 856
AVT3 LC MT/051073 POVAI	01/01/2020	9300000748	35	01/01/2055	444 640	100%	444 640	308 125
AVT3 LC MT/051073 POVAI	01/01/2020	9300000749	35	01/01/2055	1 177 729	100%	1 177 729	816 137
AVT3 LC MT/051073 POVAI	01/01/2020	9300000750	35	01/01/2055	824 522	100%	824 522	571 374
AVT3 LC MT/051073 FAANUI	01/01/2020	9300000766	35	01/01/2055	1 597 738	100%	1 597 738	1 107 193
14A1 LC MT/049634 ANAU	01/01/2020	9300000767	35	01/01/2055	969 660	100%	969 660	671 951
RENV RSX SOUT B7131-B7111	21/01/2020	9300000773	35	21/01/2055	14 392 442	0%	-	-
AVT3 LC MT/051073 ANAU	04/02/2020	9300000772	35	04/02/2055	539 717	100%	539 717	375 446
AVT3 LC MT/051073 ANAU	05/02/2020	9300000769	35	05/02/2055	516 830	100%	516 830	359 566
AVT3 LC MT/051073 ANAU	06/02/2020	9300000770	35	06/02/2055	797 365	100%	797 365	554 800
RENV RSX SOUT B7131-B7111	17/03/2020	9300000765	35	17/03/2055	10 107 021	0%	-	-
AVT3 LC MT/051073 VAITAPE	12/05/2020	9300000768	35	12/05/2055	1 045 066	100%	1 045 066	734 972
RSX SOUT TIERS BOR 2020	01/07/2020	9000001543	35	01/07/2055	-	100%	-	-
AVT3 LC MT/051073 POVAI	21/08/2020	9300000771	35	21/08/2055	1 255 044	100%	1 255 044	892 561
BRCHT/COMPTAGES BORA BORA	01/07/2020	9500001216	20	01/07/2040	6 981 495	14%	962 867	469 505
COMPTAGE TIERS BORA 2020	01/07/2020	9000001543	20	01/07/2040	-	100%	-	-
TOTAL DISTRIBUTION BORA BORA					377 407 980		198 287 806	114 672 891
>>>> TOTAL PAR CONCESSION BORA BORA					405 041 498		205 672 616	118 052 216

5.8 - Plan de Renouvellement

Le plan de renouvellement en vigueur est celui transmis à l'autorité concédante le 15 avril 2019 et reporté au paragraphe 5.4 Dépenses de renouvellement.

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

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

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 1,70 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 : 1^{er} janvier 2014 – 31 décembre 2020