

CONCESSION DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE HIVA OA

CONCLUE ENTRE LA COMMUNE DE HIVA OA 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	
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	9
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	14
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	16
> Aspects commerciaux	17
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 - Gestion des impayés	
2.7 - Dépenses de la Commune	
2.8 - Services offerts à la clientèle	
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	30
> Bilan technique	
3.1 - Autorisation d'exploitation	
3.2 - Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa	
3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoa, Puamau, Nahoe	
3.5 - Qualité de service	
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants	
3.8 - Raccordement solaire	
3.9 - Unités d'œuvres 2020 de la concession	
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	
4.3 - Comptes de la concession	
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	
5.2 - Situation du patrinome immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	
5.4 - Dépenses de renouvellement	
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	
5.8 - Plan de Renouvellement	80
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC	81

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
 - o avec l'excédent des facturations clients par rapport au revenu autorisé
 - o 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

Spécifiques à la concession de Hiva Oa :

Fin de concession:

Considérant le retard pris par la Polynésie française pour adopter un texte sur la péréquation des tarifs interîles, et compte tenu des délais nécessaires à l'élaboration d'une nouvelle consultation ou afin de prendre toutes autres dispositions nécessaires à la continuité du service public, la Commune de Hiva Oa a sollicité de son Concessionnaire EDT une prolongation d'une année de sa concession de service public, conformément aux dispositions de l'article LP 15 de la loi du pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009.

Un avenant n°3, improprement dénommé « avenant n°4 », prolongeant la durée du contrat au 30 septembre 2021, a ainsi été signé le 7 juillet 2020.

Principaux indicateurs

	cipaux muicateurs	HIVA OA					
			2020		2019		
	Nombre de contrats clients		864		852		
	ВТ		861	99,65%	849	99,65%	
	MT		3	0,35%			
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	4 624	,	4 641	·	
	ВТ		4 489	97,08%	4 506	97,09%	
	MT		135	2,92%			
	Puissance maximale appelée	MW	0,84	,	0,57	·	
	Nombre de kWh vendus total		3 344 762		3 304 596		
	ВТ		2 984 950	89,24%	2 886 307	87,34%	
	MT		359 812	10,76%	418 289	12,66%	
CLIENTS	Chiffre d'affaires énergie	XPF	122 289 114		121 535 745		
Ż	BT : Total		110 052 955	89,99%	107 873 264	88,76%	
Щ	BT : par client		127 820		127 059		
5	BT : par kVA de puissance souscrite		24 516		23 943		
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		19 338 171	17,57%	19 393 412	17,98%	
	BT : part variable en XPF et % du CA total		90 714 784	82,43%	88 479 852	82,02%	
	MT : Total		12 236 159	10,01%	13 662 481	11,24%	
	MT : par client		4 078 720		4 554 160		
	MT : par kVA de puissance souscrite		90 638		101 204		
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		2 708 640	22,14%	2 681 119	19,62%	
	MT : part variable en XPF et % du CA total		9 527 519	77,86%	10 981 362	80,38%	
	Prix moyen de vente par kWh vendu		36,56		36,78		
	BT		36 <i>,</i> 87		37,37		
	MT		34,01		32,66		
	Rendement réseaux (s/production nette)		0,90		0,91		
	Energie achetée						
ES	Energie solaire	kWh	6 507			′	
\supset	Energie hydroélectrique	kWh	602 317			7	
CHNIQUES	Energie thermique	kWh	3 110 992	83,63%		81,71%	
Z	Energie totale achetée		3 719 816		3 649 719		
- 등	Temps moyen de coupure		51.27		71.50		
ш	global		5h27		7h59		
=	origine production		2h58		2h49		
	origine transport		2520		-		
	origine distribution Patrimoine		2h29		5h09		
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	75		73		
	Valeur d'origine	k XPF	931 506		836 686		
	Valeur économique des actifs gérés (*)	k XPF	455 145		388 637		
RS	Travaux réalisés	KAII	433 143		300 037		
쁘	Dépenses de renouvellement	k XPF	22 392		55 497		
2	Dépenses d'améliorant	k XPF	78 695		2 956		
FINANCIER	Indemnité de fin de concession	k XPF	315 841		260 624		
Ì	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	280 457		N/A		
正	Part revenant au concessionnaire	k XPF	216 299		N/A		
	Coût des énergies et du transport	k XPF	64 158		76 074		
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	11 770		38 721		
	Ecart RA - CA de l'année (+) => à récuperer dans les tarifs N+1	k XPF	158 168		N/A		
7.10 T		1 1					

^(*) 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

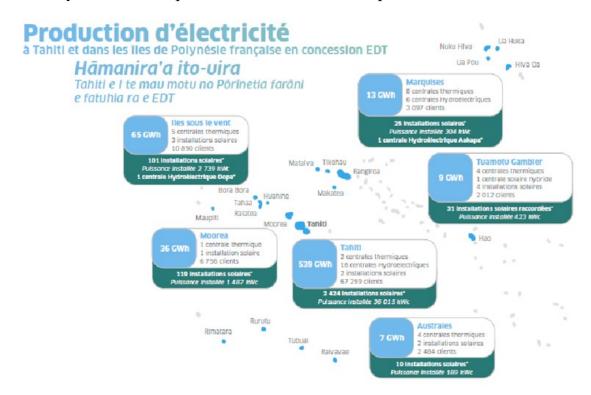
- ➤ La convention de concession
- > Les autres contrats

Cf. paragraphe:

6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

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 iles (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 ile 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 Hiva Oa est de 9 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production 7 agents
- Gestion de clientèle 1 agent

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, ...)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux 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

PRODUCTION (thermique et hydro)

- 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, ...) et installations hydro (captages, turbines, bassins, ...)
- les dépannages (avaries, ...)
- les relevés périodiques de gazole, d'huile, des effluents rejetés, de manière à suivre et vérifier la conformité et l'efficacité des moyens utilisés
- les appoints de réfrigérant et d'huiles
- l'approvisionnement en gazole
- la sécurité des équipements à l'aide d'un Système de Sécurité Incendie (SSI)

Ils assurent de manière générale, l'exploitation des moyens de distribution et production de manière à fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante

(la Commune) dans le respect de l'Arrêté d'exploitation de l'île et des normes diverses, telles que NFC18 510; NF EN 50 160... tout en assurant la sécurité des biens et des personnes.

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

L'agent commercial gère l'agence commerciale de Hiva Oa 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 ;
- 4 véhicules d'intervention 4x4 :
- 1 nacelle automotrice;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètres, etc.).

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Hiva Oa 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 respect des exigences décrites dans l'Arrêté d'exploitation de l'île, le cahier des charges en relation avec l'autorité concédante et la règlementation 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 administratif s)
- 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
 - o Comptabilité clients et recouvrement

- Facturation
- o 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
 - o Un centre d'appel téléphonique disponible 24/24h,
 - O Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux,
 - O 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
- o Achats, approvisionnement
- o Communication, markéting
- o Digital et Services informatiques
- o Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- o 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 **Hiva Oa** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 26 mai 1992, 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 **Hiva Oa** correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

Le cahier des charges spécifique de Hiva Oa a quant à lui été modifié par deux avenants depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 27 novembre 2006, 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.», abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).
- L'avenant n°2 du 15 juillet 2016 (improprement dénommé « avenant n°3 »), a eu pour objet d'ajouter des investissements nouveaux à la charge du concessionnaire, et d'introduire une Indemnité de Fin de Concession sur l'ensemble des biens de la concession.

Dans l'attente du système de péréquation du Pays et afin de donner le temps à la commune d'organiser une consultation pour une nouvelle DSP ou de prendre toutes autres dispositions nécessaires à la continuité du service public, une trame d'un projet d'avenant de prolongation pour une année supplémentaire lui a été proposée en octobre, comme aux 8 autres concessions des îles arrivant à échéance en septembre 2020.

Cette possibilité de prolongation du contrat de concession pour une durée maximale d'un an « pour des motifs d'intérêt général » est prévue à l'article LP15 de la loi du pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009 relative au cadre réglementaire des délégations de service public des communes, de leurs groupements et de leurs établissements publics.

Le projet d'avenant type adressé aux communes, comprend les éléments suivants :

- 1. Report d'un an du terme normal du contrat.
- 2. validation du plan de renouvellement couvrant la période 2018-2020, afin de se mettre en conformité par rapport aux dispositions de la loi du Pays n°2018-34 du 30 octobre 2018 relative aux provisions pour renouvellement des immobilisations dans les délégations de service public.
- 3. plafonnement des dépenses pendant la période de prolongation, limitées aux travaux nécessaires à la remise en état des ouvrages.
- 4. définition de critères pour l'état des ouvrages en fin de concession.
- 5. réalisation d'un inventaire contradictoire.
- 6. possibilité de rachat des stocks et des biens de reprise par la Commune.
- 7. Rappel du mode de calcul de l'Indemnité de Fin de Concession (IFC), et validation du montant de l'IFC à fin 2018.
- 8. Fixation de certaines modalités de fin de contrat (contrats d'abonnement, créances et dettes, avances sur consommation), assurant un transfert simplifié du service public en fin de contrat.

Cet avenant n°3, improprement dénommé « avenant n°4 », a été signé le 7 juillet 2020. Il a prolongé d'un an la durée de la concession, pour en porter le terme au 30 septembre 2021.

1.3.2 Les contrats liés à la délégation de service public

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

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

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

Aspects commerciaux

- 2.1 Mode de détermination des tarifs
- 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020
- 2.3 Chiffre d'affaires énergie
- 2.4 Autres produits d'exploitation
- 2.5 Statistiques de ventes
- 2.6 Gestion des impayés
- 2.7 Dépenses de la Commune
- 2.8 Services offerts à la clientèle
- 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

> Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

L'année 2020 a connu une baisse tarifaire au 1^{er} aout, 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/mo	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/mo	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 autre	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 Autres tarifs BT et MT	3 XPF/kWh
TVA - sur Énergie - sur Prime d'Abonnement - sur Avance Sur Consommation - sur Redevance Transport	5% 5% 5% 0%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
Tarif Petits consommateurs	P=42,0 - ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite	P=42,0 - 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

		kWh vendus	kWh vendus	Total	Montant	Montant	Total	Puisssance	Total	Puisssance
Tranches tarifaires	Réf	antérieur 31/07/2020	postérieur 01/08/2020	kWh vendus	antérieur 31/07/2020	postérieur 01/08/2020	XPF	souscrite cumulée	prime	au 31/12/2020 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P0	565 546	395 118	960 664	10 621 228	6 631 309	17 252 537	20 178	5 265 832	1 662
BT Usage social 2ème tranche	P1	70 627	41 243	111 870	2 627 235	1 362 004	3 989 239			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	430	190	430 190	10 917	988	10 917 988	13 068	5 626 359	1 069
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	173	3 636	173 636	7 071 3	375	7 071 375			
BT Eclairage public	P4	55	335	55 335	1 964 4	136	1 964 436	673	269 280	56
BT Usage professionnel	P5	1 25	53 255	1 253 255	49 519	209	49 519 209	20 442	8 176 700	1 702
MT Tarif jour	P6	254	4 863	254 863	7 008	743	7 008 743	1 620	2 708 640	135
MT Tarif nuit	P7	104	1 949	104 949	2 518	776	2 518 776			
Total				3 344 762			100 242 303	55 981	22 046 811	4 624

CHIFFRE D'AFFAIRES 122 289 114 Prix moyen 36,56

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 :

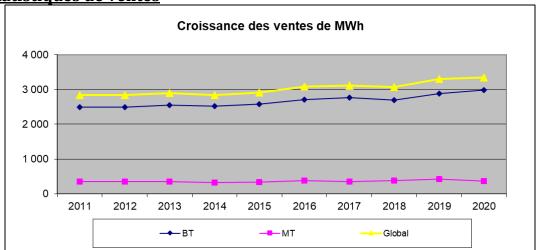
 - Frais de perception de taxe :
 199 811 XPF

 - Frais de relance :
 482 200 XPF

 - Total
 682 011 XPF

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

2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de hausse de 7,5% en 2019, les ventes d'électricité progressent de 1,2% sur la concession de Hiva Oa, soit +40 MWh, pour s'établir à **3,3 GWh** sur 2020.

Cette évolution globale est liée à la hausse de +3,4% (+99 MWh) des volumes en basse tension (qui représentent 89% des volumes globaux), et à la baisse des volumes en moyenne tension de -14% (-58 MWh).

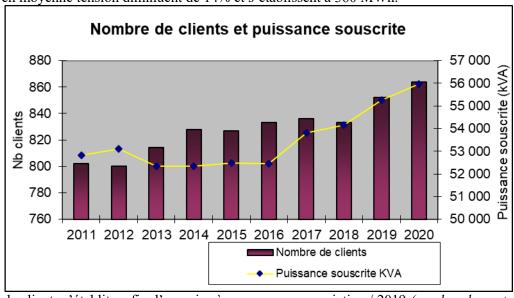
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 3,4% en 2020 (+55MWh), ce qui traduit la hausse conjuguée dans les tarifs « petits consommateurs » de 4,8% (+48 MWh) et « classique » de 1,2% (+6 MWh).

Les tarifs domestiques représentent plus de 56% des volumes basse tension en 2020, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 36% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 55 MWh vendus sur 2020, augmentent légèrement de 0,4%, soit +0,2 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 42% des ventes basse tension, augmentent de 3,6% en 2020.

Les ventes en moyenne tension diminuent de 14% et s'établissent à 360 MWh.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à : Contrats souscrits aux tarifs basse tension Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension

variation / 2019 (nombre de contrats) 861 +1,4% (+12 contrats) _3 __-

 $\frac{3}{864}$ $\frac{-}{+1,4\%}$ (+12 contrats)

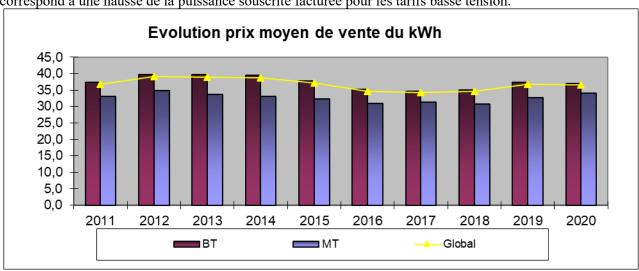
Les principales évolutions concernent :

- l'augmentation de 3 contrats en usages professionnels basse tension,
- la souscription de 11 contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs » usages domestiques, atténuée par les 4 contrats en moins sur 2020 pour le tarif « classique » en usages domestiques.
- L'augmentation de 2 contrats en prépaiement.

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2020 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 60%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 19%
- Tarif Usages professionnels basse tension 17%
- Tarif Eclairage Public 3%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 55 981 kVA, soit une hausse de 1,3% par rapport à 2019, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.

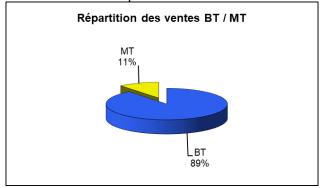


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :variation / 2019Tarifs basse tension36,9 Fcp-1,4%Tarifs moyenne tension34,0 Fcp+4,1%Soit Prix moyen de vente H.T au kWh36,6 Fcp-0,6%

Le prix moyen de vente du kWh diminue globalement de 0,6%.

La baisse du prix moyen de vente du kWh en « basse tension » est liée à la baisse des tarifs des « petits consommateurs » à compter du 1^{er} aout 2020. Les ventes en « basse tension » représentent 89% des ventes.

L'augmentation du prix moyen de vente du kWh en « moyenne tension » évolue à la hausse du fait de la hausse tarifaire du 15 février 2019. Ces ventes représentent 11% des ventes.



En raison de la forte hausse des ventes en moyenne tension, celles-ci représentent 11% des volumes globaux (13% en 2019). Les ventes en basse tension représentent 89% des volumes facturés.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2020, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Hiva Oa, 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 26,6 Millions Fcp, ce qui représente 19% du chiffre d'affaires énergie 2020, soit un délai de créances clients de 69 jours.

Dans le cadre du processus 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 Hiva Oa, en moyenne 97 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 11% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Hiva Oa, en moyenne 4 clients, soit 0,5% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2020, 1 734 767 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Hiva Oa, soit de 1.4% du chiffre d'affaires réalisées sur 2020.

2.7 - Dépenses de la Commune

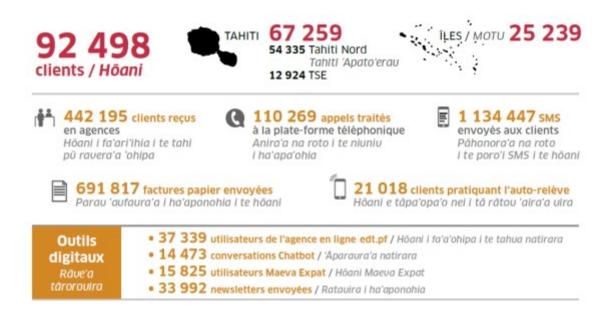
Concession	53 - HIVA O	A			
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2020 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*	
01 - USAGES DOMESTIQUES	2	95	4 464	46,99	
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	14	55 043	2 499 648	45,41	
07 - USAGE PROFESSIONNEL	47	168 786	9 255 863	54,84	
Total général	63	223 924	11 759 975	52,52	

^{*} 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 7,9% en 2020 en raison de la hausse de consommation en tarif professionnel (+14 MWh), et s'établit à 11,8 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 63 compteurs.

Les consommations en éclairage public restent stables (-0,1% en volume). 2,5 Millions Fcp TTC leur sont consacrés.

2.8 - 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 :

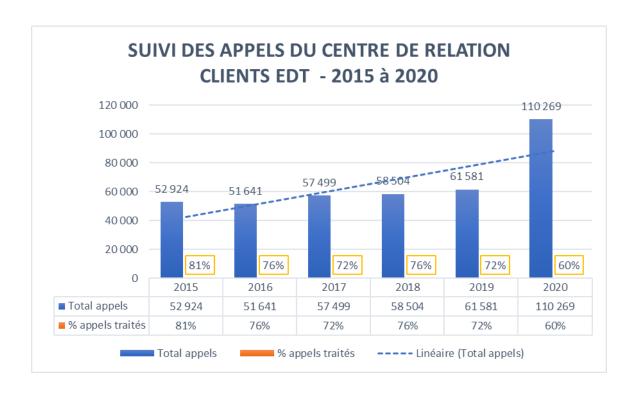
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

Mesures de la satisfaction clients

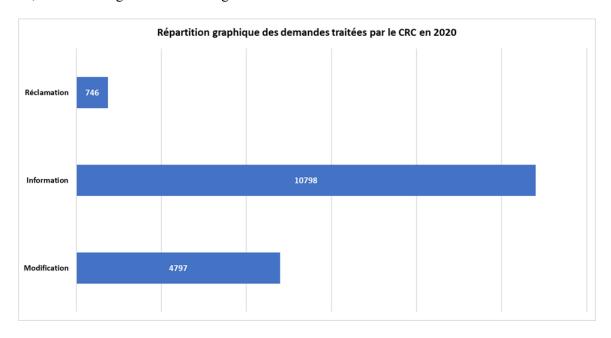
Pour 2020, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux de satisfaction de :

- ✓ 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	lles
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

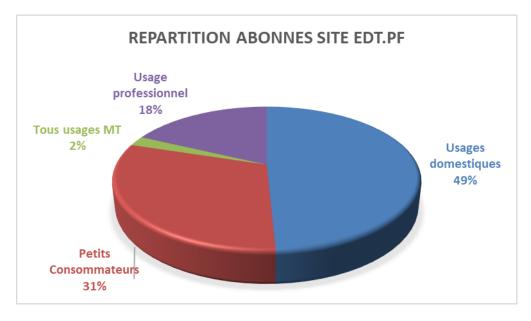
Le système informatique de gestion de la clientèle

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





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 présentiels qui ont dû se reconvertir en digitaux
- Les présentiels 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%

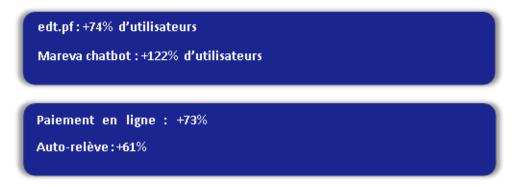


Linkedin: +166%

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.



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.

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

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

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 télés, 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 1^{ère}, 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.

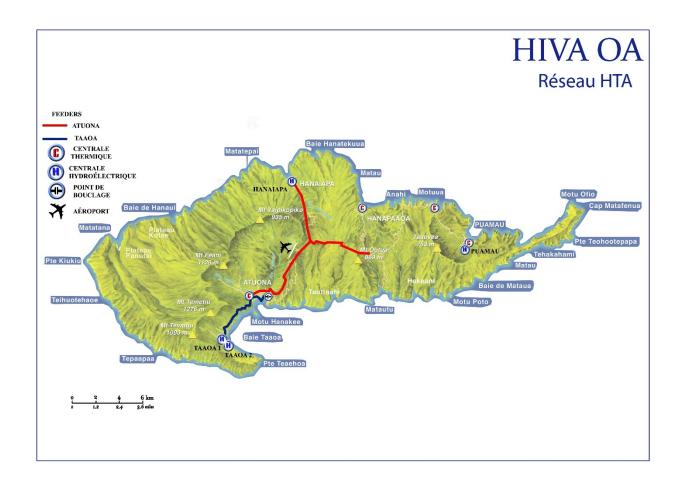


3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité Sécurité Environnement
- 3.7 Travaux significatifs Faits marquants
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Unités d'œuvre 2020 de la concession

> Bilan technique



3.1 - Autorisation d'exploitation

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	<u>7513</u>	14/05/2017	ATUONA-HIVA OA	Nouveau

3.2 - Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de HIVA OA est de 8 agents en 2020.

Ces agents gèrent l'exploitation des centrales d'Atuona, Hanapaaoa, Nahoe, Puamau et les centrales hydroélectriques de Taaoa et Hanaiapa ainsi que l'ensemble des réseaux de distribution HT et/ou BT associés.

Cela représente 7 centrales et 4 réseaux de distribution distincts.

3.3 - Détail des ouvrages de production

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 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G291	22/05/2017	16 675	22 936	6 261
G2 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G173	01/03/2008	43 952	44 211	259
G3 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G292	22/05/2017	15 379	21 686	6 307
G4 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G233	01/01/2010	24 914	29 995	5 081
G1 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	55	45	36	G321	30/10/2019	1 045	5 486	4 441
G2 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	55	45	36	G322	30/10/2019	1 089	5 547	4 458
G1 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	G294	15/03/2016	18 027	22 409	4 382
G2 NAHOE	FG WILSON	BASE	55	45	36	G323	30/10/2019	1 156	5 564	4 408
G1 PUAMAU	FG WILSON	BASE	55	45	36	G305	01/11/2016	14 927	21 874	6 947
G2 PUAMAU	FG WILSON	BASE	55	45	36	G306	01/11/2016	14 245	21 696	7 451
Turbine Puamau	BIWATER	HYDRO	75	60	60	H006	07/07/1988			
Turbine Taaoa 1	BOUVIER	HYDRO	115	105	105	H003	01/01/1982	61 317	4 148	8 207
Tubine Taaoa 2	BIWATER	HYDRO		320	320	H004	01/01/1988	504	813	309
Turbine Hanaiapa	BIWATER	HYDRO	75	60	60	H005	01/01/1982	19 053	26 250	7 197

3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoa, Puamau, Nahoe

3.4.1 - Hiva Oa

TOTAL	3 172 901	3 110 992	602 317	905 579	285	3 523
Décembre	276 646	271 156	47 824	79 000	286	352
Novembre	261 152	256 052	46 400	73 831	283	301
Octobre	262 370	257 130	56 212	76 153	290	306
Septembre	242 749	237 757	60 955	68 537	282	407
Août	228 896	223 875	60 450	67 116	293	284
Juillet	278 036	273 344	27 388	79 960	288	290
Juin	249 112	244 289	53 949	71 118	285	303
Mai	263 558	258 464	56 321	76 183	289	259
Avril	273 368	268 067	51 748	76 347	279	261
Mars	289 775	284 333	39 469	80 913	279	309
Février	269 574	264 332	47 363	77 447	287	250
Janvier	277 665	272 193	54 238	78 974	284	201
HIVA OA 2020	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (I)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (I)

3.4.2 - Atuona

La centrale thermique de Atuona a produit 2 857 588 kWh en 2020 contre 2 734 873 kWh en 2019. 776 529 litres de gazole ont été consommés en 2020 contre 759 288 litres en 2019. 2 651 litres d'huile ont été consommés en 2020 contre 2 086 litres en 2019.

La puissance de pointe appelée est de 770 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

ATUONA 2020	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (I)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (I)	P. MAX N
Janvier	250 712	246 610	54 238	67 674	270	146	463
Février	242 713	238 732	47 363	66 747	275	200	546
Mars	263 440	259 268	39 469	70 713	268	229	510
Avril	246 703	242 693	51 748	66 097	268	191	489
Mai	237 682	233 817	56 321	64 433	271	207	465
Juin	222 890	219 305	53 949	60 568	272	215	461
Juillet	252 444	249 014	27 388	67 610	268	213	539
Août	202 165	198 573	60 450	56 166	278	197	442
Septembre	217 092	213 404	60 955	58 437	269	327	571
Octobre	235 829	231 899	56 212	65 803	279	226	770
Novembre	236 298	232 455	46 400	63 981	271	228	0
Décembre	249 620	245 483	47 824	68 300	274	272	0
TOTAL	2 857 588	2 811 253	602 317	776 529	272	2 651	770

Remarque : L'énergie renouvelable (hydro) provient des centrales Taaoa 1&2 et Hanaiapa

3.4.3 - Nahoe

La centrale thermique de Nahoe a produit 68 454 kWh en 2020 contre 63 495 kWh h en 2019.

30 300 litres de gazole ont été consommés en 2020 contre 27 700 litres en 2019. Il y a eu 241 litres d'huile consommés en 2020 contre 260 litres en 2019.

La puissance de pointe appelée est de 15 kW et la puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 36kW.

TOTAL	68 454	64 858	30 300	443	241	15
Décembre	6 222	5 908	2 600	418	15	0
Novembre	5 923	5 625	2 200	371	15	0
Octobre	5 856	5 576	2 500	427	22	13
Septembre	5 878	5 564	2 400	408	16	12
Août	5 854	5 461	2 750	470	22	12
Juillet	6 040	5 725	3 150	522	21	15
Juin	5 390	5 130	2 600	482	30	0
Mai	5 096	4 856	2 400	471	15	0
Avril	5 487	5 192	2 350	428	21	0
Mars	5 153	4 898	2 300	446	14	0
Février	5 708	5 408	2 500	438	28	0
Janvier	5 847	5 515	2 550	436	22	0
NAOHE 2020	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (I)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (I)	P. MAX N

3.4.4 - Puamau

La centrale thermique de Puamau a produit 196 901 kWh en 2020 contre 196 783 kWh en 2019.

71 950 litres de gazole ont été consommés en 2020 contre 66 850 litres en 2019.

366 litres d'huile ont été consommés en 2020 contre 252 litres en 2019.

La puissance de pointe appelée est de 39 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 36 kW.

PUAMAU 2020	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (I)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (I)	P. MAXN
Janvier	16 828	16 323	6 350	377	22	31
Février	16 654	16 154	5 600	336	22	32
Mars	17 081	16 569	5 800	340	21	35
Avril	16 867	16 361	5 600	332	21	36
Mai	16 433	15 940	6 600	402	22	32
Juin	16 729	16 227	6 100	365	43	28
Juillet	15 565	15 098	7 200	463	28	30
Août	16 750	16 248	5 900	352	43	39
Septembre	15 753	15 280	5 600	355	43	26
Octobre	16 529	16 033	5 700	345	29	0
Novembre	15 031	14 580	5 600	373	36	0
Décembre	16 681	16 181	5 900	354	36	0
TOTAL	196 901	190 994	71 950	365	366	39

3.4.5 - Hanapaaoa

La centrale thermique de Hanapaaoa a produit 49 958 kWh en 2020 contre 47 847 kWh en 2019.

26 800 litres de gazole ont été consommés en 2020 contre 24 200 litres en 2019.

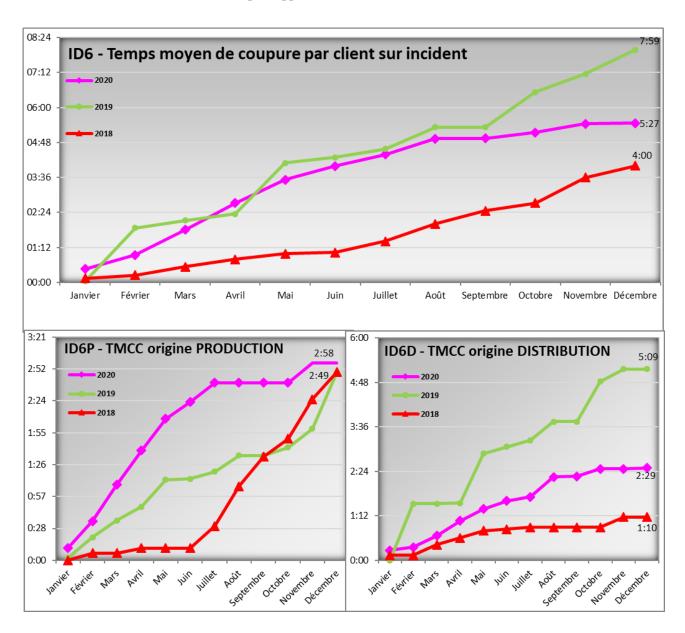
265 litres d'huile ont été consommés en 2020 contre 249 litres en 2019.

La puissance de pointe appelée est de 13 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 36 kW.

Mars Avril Mai Juin Juillet Août	4 101 4 311 4 347 4 103 3 987 4 127	3 507 3 593	2 100 2 300 2 750 1 850 2 000 2 300	512 534 633 451 502 557	45 28 15 15 28 22	0 0 7 11 13
Septembre	4 026	3 509	2 100	522	21	12
Octobre	4 156	3 622	2 150	517	29	10
Novembre	3 900	3 392	2 050	526	22	0
						-
Décembre	4 123	3 584	2 200	534	29	0
						•

3.5 - Qualité de service

Le TMCC 2020 est de 5h27 en baisse par rapport à 2019.



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Aucun Exercice réalisé en 2020

Traitement des effluents

En 2020, 1456 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement. Il y a également eu le rapatriement de l'équivalent de 2 fûts de filtres et déchets souillés.

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

ATUONA:

- Travaux de mise en conformité du stockage gasoil de la centrale avec la mise en place de deux cuves container double enveloppe de 20 000 litres chacune portant à 40 000 L la capacité de stockage.



PUAMAU:

L'augmentation de la charge en heure de pointe, nécessite le démarrage des deux groupes installés pour sécuriser la fourniture d'énergie sur la tranche horaire 17h30 à 21h30.



GE2 (G306) posé à PUAMAU en 2016

3.8 - 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
4	33	-	-	-	-	-	-	23,64 F/kWh

3.9 - Unités d'œuvres 2020 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	837
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	364
Puissance garantie en kW (PG2)	508
Nb de kWh vendus	3 344 762
Quantité en litre de combustible	905 579
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	3 110 992
Nb de kWh hydro acheté par tarif	602 317
Nb de kWh solaire acheté par tarif	6 507
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	2 980
Nombre d'abonnés (BT et HT)	864

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	1	6 507	-

Répartition des longueurs Réseau

	RESEAU HT			RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT					
Concession	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Hiva Oa	27,76	1,14	-	28,90	40,95	5,40	46,35	68,71	6,53	75,25	91,3%	8,7%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES.

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- 4.1 Principe de la comptabilité appropriée4.2 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 Taputapuatea et Tumaraa.

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

4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) La prééminence de l'imputation directe

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

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

- les imputations directes concernent 81 % du total des dépenses de la concession de Hiva Oa. Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances;
- les 19 % 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.

HIVA OA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	71%	10%	81%
Frais répartis sur la concession	12%	7%	19%
Total	83%	17%	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 :

Hiv	a Oa	Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et	Reprise de provision pour dépréciation de	Produits	associees
Fonctionnement : AUTRES	stock	75 480	-2 082 124
Production thermique - travaux vendus -	STOCK	73 460	-2 002 124
AUTRES	Variation des travaux en cours	195 945	
Production thermique - frais de siège*		258 757	
Production thermique - fonction support*		41 490	
Production hydro - Maintenance : AUTRES	Reprise de provisions maintenance hydro	3 735 234	
Production d'électricité d'origine			
hydraulique - frais de siège*		77 851	
Production d'électricité d'origine			
hydraulique - fonction support*		9 566	
Coût de distribution - Conduite et	Reprise de provision pour dépréciation de		
Fonctionnement : AUTRES	stock	58 112	-649 011
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-3 869 989	
Distribution d'électricité - conduite et			
fonctionnement		166	
Distribution d'électricité - frais de siège*		290 248	
Distribution d'électricité - fonction			
support*		13 769	
Gestion administrative achats solaires -	Reprise de provision pour dépréciation des		
Cout de fonctionnement - AUTRES	comptes clients	0	
Fourniture - Etudes & raccordements -	Mariatian da turnana		
travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	0	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		103	
Fourniture d'électricité - fonction support*		7	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des		
Chefficie - Folictionnement . AOTRES	comptes clients	1 395 502	0
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	11 169	
Clientèle - frais de siège*		82 265	
Clientèle - fonction support*		4 441	
Total		2 380 116	-2 731 135

^{*} 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 :
 - o le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
 - o 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 iles / 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 ile 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 différentiés.

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 iles / 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 ile en particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

Gestion de clientèle :

• En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.

• Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites iles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites iles 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 775MF CFP 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	53
	Mise à disposition personnel	448 624
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	2 907 421
Assurance	EDT a souscris son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	1 196 620
Assurance	EDT a souscris son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	213 042

Autres parties liées

Libellé	Description	53
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	0
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	972 974

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 81 % 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 19 % 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 approprié. 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.

Suivi des reports déficitaires		Hiva Oa						
Sulvi des reports deficitaires	2016	2017	2018	2019	2020			
Solde à l'ouverture	102 439 530	22 258 586	0	0	0			
IS déficitaire	0	0	0	0	0			
Consommation IS déficitaire	-80 180 945	-22 258 586	0	0	0			
Solde à la clôture	22 258 586	0	0	0	0			

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'ile sont ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'ile 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 **Hiva Oa**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Hiva Oa en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Hiva Oa
Frais de siege	1 381,3	1 187,0			21,6	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des iles	372,6	371,9	27,1	0,0	27,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	973,5	71,0
Clientèle iles	40,5		1,4		1,4	Nombre d'abonnés iles	27 239	964
Suivi et developpement	90,7	87,9	4,3	-0,2	4,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	66,4	3
Suivi du patrimoine	24,0	23,9	0,0	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	8,8	0,02
Travaux réseau	89,1	89,2	0,3	0,0	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	82,2	0,26
Gestion administrative du solaire	17,2	15,9	0,0	0,0	0,0	Contrats solaires	2 512	4
Service Grand compte	43,0	38,3	0,8	0,0	0,8	Contrats grands comptes	5 183	112
Marketing & E-services	48,3	41,6	0,5	0,0	0,5	Nombre d'abonnés	79 574	864
Animation & réseaux proximité	37,2	32,0	0,3	0,0	0,3	Nombre d'abonnés	79 574	864
Comptabilité client et recouvrement	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	79 574	864
Magasins	-33,1	-32,2	-0,2	0,0	-0,1	Sorties de stock valorisées	1 511 855	7 462
Total support externe					34,4			
Support interne de l'ile					29,0			
Total Support					63,5			

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

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

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

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
Immobilisations concédées *
- Production
- Distribution
Immobilisations privées
Immobilisations en-cours
- Production
- Distribution
- Privées
Total immobilisations brutes
Amortissements et provisions **
- Production
- Distribution
- Privés
Immobilisations nettes
Stock
Créances clients
Autres créances
Provisions pour dépréciation
Stock et créances nets
Compte courant du concessionnaire
TOTAL ACTIF

Hiva	ı Oa
2020	2019
921 046 883	836 686 161
388 628 053	339 351 713
532 418 830	497 334 448
45 476 831	45 261 452
990 937	58 951 510
521 859	34 258 994
469 078	24 692 516
0	0
967 514 651	940 899 123
-569 435 567	-461 307 090
-298 718 635	-257 324 663
-228 768 061	-164 301 780
-41 948 871	-39 680 647
398 079 084	479 592 033
28 022 736	30 981 435
25 553 425	27 720 976
5 668 172	4 814 938
-3 521 378	-3 870 002
55 722 956	59 647 347
0	0
453 802 040	539 239 380

2020 2019 Production Concessionnaire 352 256 939 241 529 804 Concessionnaire - Droit incorporel 0 58 543 373 Total concessionnaire 352 256 939 300 073 177 Total Tiers et concédant 36 371 114 39 278 536 Total au bilan 388 628 053 339 351 713 Distribution Concessionnaire 468 738 370 414 808 710 Concessionnaire - Droit incorporel 0 25 245 993 Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745 Total au bilan 532 418 830 497 334 448	* Immobilisations concédées		
Concessionnaire 352 256 939 241 529 804 Concessionnaire - Droit incorporel 0 58 543 373 Total concessionnaire 352 256 939 300 073 177 Total Tiers et concédant 36 371 114 39 278 536 Total au bilan 388 628 053 339 351 713 Distribution Concessionnaire 468 738 370 414 808 710 Concessionnaire - Droit incorporel 0 25 245 993 Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745		2020	2019
Concessionnaire - Droit incorporel 0 58 543 373 Total concessionnaire 352 256 939 300 073 177 Total Tiers et concédant 36 371 114 39 278 536 Total au bilan 388 628 053 339 351 713 Distribution Concessionnaire 468 738 370 414 808 710 Concessionnaire - Droit incorporel 0 25 245 993 Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745	Production		
Total concessionnaire 352 256 939 300 073 177 Total Tiers et concédant 36 371 114 39 278 536 Total au bilan 388 628 053 339 351 713 Distribution Concessionnaire 468 738 370 414 808 710 Concessionnaire - Droit incorporel 0 25 245 993 Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745	Concessionnaire	352 256 939	241 529 804
Total Tiers et concédant 36 371 114 39 278 536 Total au bilan 388 628 053 339 351 713 Distribution Concessionnaire 468 738 370 414 808 710 Concessionnaire - Droit incorporel 0 25 245 993 Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745	Concessionnaire - Droit incorporel	0	58 543 373
Total au bilan 388 628 053 339 351 713 Distribution Concessionnaire 468 738 370 414 808 710 Concessionnaire - Droit incorporel 0 25 245 993 Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745	Total concessionnaire	352 256 939	300 073 177
Distribution 468 738 370 414 808 710 Concessionnaire 468 738 370 414 808 710 Concessionnaire - Droit incorporel 0 25 245 993 Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745	Total Tiers et concédant	36 371 114	39 278 536
Concessionnaire 468 738 370 414 808 710 Concessionnaire - Droit incorporel 0 25 245 993 Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745	Total au bilan	388 628 053	339 351 713
Concessionnaire 468 738 370 414 808 710 Concessionnaire - Droit incorporel 0 25 245 993 Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745			
Concessionnaire - Droit incorporel 0 25 245 993 Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745	Distribution		
Total concessionnaire 468 738 370 440 054 703 Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745	Concessionnaire	468 738 370	414 808 710
Tiers et concédant 63 680 460 57 279 745	Concessionnaire - Droit incorporel	0	25 245 993
300000000000000000000000000000000000000	Total concessionnaire	468 738 370	440 054 703
Total au bilan 532 418 830 497 334 448	Tiers et concédant	63 680 460	57 279 745
	Total au bilan	532 418 830	497 334 448

** Amortissements et provisions		
<u> </u>	2020	2019
Production		
Concessionnaire	-268 198 173	-171 145 393
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-53 726 496
Total concessionnaire	-268 198 173	-224 871 889
Tiers et concédant	-30 520 462	-32 452 774
Total au bilan	-298 718 635	-257 324 663
Distribution		
Concessionnaire	-201 058 804	-113 976 920
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-25 245 993
Total concessionnaire	-201 058 804	-139 222 913
Tiers et concédant	-27 709 257	-25 078 867
Total au bilan	-228 768 061	-164 301 780

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 10 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		
Résultat		
Capitaux propres		
Droits des tiers et concédant apports gratuit		
- Production		
- Distribution		
Droits du concédant exigible en nature		
Caducité		
- Distribution		
Autres provisions		
- PIDR		
- Autres provisions		
Provision pour risques et charges		
Compte courant du concessionnaire (emprunt)		
Clients - avances sur consommation		
Fournisseurs		
Dettes fiscales et sociales		
Passif de renouvellement	2	
- Production		
- Distribution		
Autres dettes		
Produits constatés d'avance		
Emprunts et dettes	1	
	1	
TOTAL PASSIF		

Hiva	a Oa
2020	2019
11 770 013	38 721 363
11 770 013	38 721 363
41 821 855	39 026 640
5 850 652	6 825 762
35 971 203	32 200 878
41 821 855	39 026 640
00 004 000	40.040.000
23 021 960	46 043 920
23 021 960	46 043 920
84 069 944	80 316 544
22 862 958	16 367 581
61 206 986 107 091 904	63 948 963 126 360 464
107 031 304	120 300 404
106 586 059	155 058 036
3 577 296	3 538 119
25 729 090	34 336 589
61 223 327	46 114 550
95 858 496	94 480 999
70 632 652	90 295 081
25 225 844	4 185 918
144 000	144 000
0	1 458 621
186 532 210	180 072 877
453 802 040	539 239 380

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

			Hiva Oa 2019			Hiva Oa 2020	
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUC	TION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE						
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	173 628 271		173 628 271	148 122 785		148 122 785
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	974,00		974	974,00		974
	- Forfait FP1	181 842		181 842	152 075		152 075
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-68 512 660	-180 803	-68 693 464	-79 771 736	-121 137	-79 892 873
Φ.	par UO : Puissance maximale majorée	-70 342		-70 527	-81 901		-82 026
oré	- Maintenance	-33 594 318		-33 594 318	-35 795 925		-35 795 925
āj	- AC	-2 109 760		-2 109 760	-2 151 678		-2 151 678
Ε	- ACE - MO	-3 803 105 -27 681 453		-3 803 105 -27 681 453	-5 547 172 -28 097 075		-5 547 172 -28 097 075
<u>a</u> e	- AUTRES	-27 001 433		-27 001 433	-20 097 073		-20 097 073
Puissance maximale majorée	- Conduite et Fonctionnement	-1 820 470		-1 820 470	-6 274 329		-6 274 329
ă	- AC						
<u></u>	- ACE	-488 291		-488 291	-473 505		-473 505
ည်	- MO - AUTRES	-31 482 -1 300 697		-31 482 -1 300 697	-67 065 -5 733 759		-67 065 -5 733 759
sal	- Autheu	1 300 037		-1 300 037	-5 755 755		-0 100 100
. <u>ë</u>	- Amortissement des actifs de concession	-3 163 873		-3 163 873	-5 517 195		-5 517 195
ᇫ	- Dotation amortissement biens au bilan	-26 546 550		-26 546 550	-17 906 572		-17 906 572
	- Dotation / reprise de lissage	23 382 677		23 382 677	12 389 377		12 389 377
	- Quote part des activités support affectées	-29 934 000	-180 803	-30 114 803	-32 184 287	-121 137	-32 305 424
	- Fonctions supports	-23 174 809		-23 174 809	-24 659 413		-24 659 413
	- Frais de siège	-6 759 191	-180 803	-6 939 994	-7 524 874	-121 137	-7 646 011
D2	DEVENUE AUTORIOS - Dáminándas de codes aboutos de modulation	2.052.450		2.002.450	2 222 552		0.000.000
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production - UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 963 450 2 561 819		2 963 450 2 561 819	2 820 663		2 820 663 2 982 254
	- Forfait FP2	1,180		1,180	2 982 254 0,947		0,947
4	Facturation P2 autres distributeurs	1,100		1,100	0,047		0,547
Charges variables de production	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-4 106 412	-4 950	-4 111 362	-4 907 650	-3 406	-4 911 056
les	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 1,603		- 1,605	- 1,646		- 1,647
ges variable production	- Maintenance	-2 966 558		-2 966 558	-3 571 254		-3 571 254
aria Ict	- AC	-1 454 711		-1 454 711	-1 690 350		-1 690 350
npo	- ACE	-282 062		-282 062	-516 320		-516 320
Jes	- MO	-1 229 785		-1 229 785	-1 364 584		-1 364 584
arç	- AUTRES (provision rév groupes) - Traitement des effluents						
Ë							4 000 000
	- Quote part des activités support affectées - Fonctions supports	-1 139 854 -954 810	-4 950	-1 144 804 -954 810	-1 336 396 -1 124 815	-3 406	-1 339 802 -1 124 815
	- Frais de siège	-185 044	-4 950	-189 994	-211 581	-3 406	-214 987
S	REVENU AUTORISE : Matières consommées Facturation autres distributeurs	66 603 491		66 603 491	58 930 795		58 930 795
atières ommées	Par kWh produits sortie de centrale	26,00		26,00	19,76		19,76
atières sommé	- Consommations	-67 940 651		-67 940 651	-58 930 798		-58 930 798
atič	- Fioul						
Ma	- Gasoil	-67 060 137		-67 060 137	-57 965 251		-57 965 251
00	- Huile	-880 514		-880 514	-965 547		-965 547
	- Urée						
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Couts directs				70 448		70 448
S	- Quote part des activités support affectées				-93 030	-364	-93 394
ACTIVITES ANNEXES	- Fonctions supports				-70 448		-70 448
N	- Frais de siège				-22 582	-364	-22 946
Z	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
S	- Couts sur revente energie PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	27 945 199		27 945 199	20 620 007		20 620 007
世	- Couts directs	-23 908 358		-23 908 358	-18 806 006		-18 806 006
≥	- AC	-19 410 124		-19 410 124	-316 229		-316 229
E	- ACE	-890 724		-890 724	-16 688 142		-16 688 142
¥	- MO - AUTRES	-3 607 510		-3 607 510	-1 801 635		-1 801 635
	- AUINES						
	- Quote part des activités support affectées	-4 230 204		-4 230 204	-2 652 958		-2 652 958
SYNTHE	SE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE						
	TOTAL DES PRODUITS	271 140 412		271 140 412	230 494 250		230 494 250
	MADOE AVANTIO	400 440 407	405.750	400.050.074	05 400 540	404.000	05 077 040
	MARGE AVANT IS - I.S.	102 442 127 -51 566 147	-185 753 93 502	102 256 374 -51 472 644	65 402 519 -30 597 222	-124 906 58 435	65 277 613 -30 538 787
	- IS report déficitaire 2019 / 2020	3. 300 147	33 302	32044	33 301 222	33 400	33 330 707
	MARGE NETTE CONCESSION	50 875 980	-92 251	50 783 729	34 805 297	-66 471	34 738 826
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	43 244 583	-78 413	43 166 170	29 584 503	-56 501	29 528 002
	En % des produits	-16%		-16%	-13%		-13%

		Hiva Oa 2019			Hiva Oa 2020			
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	
DUCT	ION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
	REVENU AUTORISE	7 805 641		7 805 641	5 073 420		5 073 420	
	- UO kWh produits sortie de centrale	-660 228		-660 228	602 317		602 317	
	- Tarif	12,06		12,06	12,06		12,06	
	COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	-23 792 187	-596 695	-24 388 882	-26 204 092	3 697 654	-22 506 43	
	par UO : kWh produits sortie de centrale	36,04		36,94	43,51		37,37	
	- Maintenance	-5 777 430	-549 201	-6 326 631	-13 049 003	3 735 234	-9 313 76	
	- AC	-91 748		-91 748	-1 551 845		-1 551 84	
	- ACE	-984 819		-984 819	-4 614 760		-4 614 76	
	- MO	-4 700 863		-4 700 863	-6 882 398		-6 882 39	
	- AUTRES		-549 201	-549 201		3 735 234	3 735 23	
	- Conduite et Fonctionnement	-653 647		-653 647	-557 752		-557 75	
	- AC							
	- ACE	-653 647		-653 647	-557 752		-557 75	
	- MO							
	- AUTRES							
	- Amortissement des actifs de concession	-10 275 675		-10 275 675	-1 662 650		-1 662 6	
	- Dotation amortissement biens au bilan	-10 275 675		-10 275 675	-5 396 286		-5 396 2	
	- Dotation / reprise de lissage				3 733 636		3 733 6	
	- Quote part des activités support affectées	-7 085 435	-47 494	-7 132 929	-10 934 687	-37 580	-10 972 2	
	- Fonctions supports	-5 309 927		-5 309 927	-8 600 258		-8 600 2	
	- Frais de siège	-1 775 508	-47 494	-1 823 002	-2 334 429	-37 580	-2 372 0	
	-							
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS							
	- Couts directs							
	- AC							
	- ACE							
3	- MO							
ξ	- AUTRES							
	- Quote part des activités support affectées							
<u> </u>	- Fonctions supports							
	- Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	654 388		654 388	-1 730 247		-1 730 2	
5	- Couts directs	-641 890		-641 890	1 641 527		1 641 5	
	- AC	-223 940		-223 940	69 558		69 558	
2	- ACE	-388 583		-388 583	1 316 057		1 316 0	
	- MO	-29 367		-29 367	255 912		255 91	
	- AUTRES							
	- Quote part des activités support affectées	-12 183		-12 183	88 720		88 720	
HES	E PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	8 460 029		8 460 029	3 343 173		3 343 17	
	MARGE AVANT IS	-15 986 232	-596 695	-16 582 926	-21 130 672	3 697 654	-17 433 (
	-I.S.							
	- I.S. - IS report déficitaire 2019 / 2020	8 046 967	300 357	8 347 324	9 885 550	-1 729 871	8 155 6	
	MARGE NETTE CONCESSION	-7 939 265	-296 337	-8 235 602	-11 245 122	1 967 783	-9 277 3	
	MARGE NETTE CONCESSION	-6 748 375	-250 337	-7 000 262	-9 558 354	1 672 615	-7 885 7	
				83%	286%		236%	
	En % des produits	80%	1	03%	20070			

		Bácurrant	Hiva Oa 2019 Non récurrent	Total	Récurrent	Hiva Oa 2020	Total
DID	UTION D'ELECTRICITE	Récurrent	Non recurrent	Total	Recuirent	Non récurrent	TOtal
KID	REVENU AUTORISE	-10 775 173		-10 775 173	42 547 445		42 547 44
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	65		65	73		73
	- Forfait FD2	-169 100		-169 100	-585 376		-585 376
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	7 975 383	-212 749	7 762 634	-57 008 767	-133 640	-57 142 4
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	122 698		119 425	-784 337		-786 17
	- Mainte nance	-15 147 336		-15 147 336	-18 073 844		-18 073 8
	- AC	-354 595		-354 595	-1 357 721		-1 357 7
	- ACE	-2 037 406		-2 037 406	-4 481 180		-4 481 1
	- MO	-12 755 335		-12 755 335	-12 234 943		-12 234 9
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	1 234 943		1 234 943	-1 421 931		-1 421 9
	- AC	-468 201		-468 201	-424 527		-424 52
	- ACE	-364 873		-364 873	-352 170		-352 17
	- MO	-128 199 3 106 316		-128 199	-54 501		-54 50°
	- AUTRES	2 196 216		2 196 216	-590 733		-590 73
	- Amortissement des actifs de concession - Dot. Amortissement Caducité	41 673 240		41 673 240	-17 765 102		-17 765 1
	- Reprise lissée caducité	46 043 920		46 043 920	23 021 960		23 021 9
	- Dotation amortissement biens au bilan	-7 568 038		-7 568 038	-66 012 906		-66 012 9
	- Dotation / reprise de lissage	3 197 358		3 197 358	25 225 844		25 225 8
	- Reprise provision pour risque	0 101 000		0 107 000	20220011		20 220 0
	- Quote part des activités support affectées	-19 785 464	-212 749	-19 998 213	-19 747 890	-133 640	-19 881 5
	- Fonctions supports	-11 832 001	2.2.1.10	-11 832 001	-11 446 340	100 010	-11 446 3
	- Frais de siège	-7 953 463	-212 749	-8 166 212	-8 301 550	-133 640	-8 435 1
	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG	1 790 787		1 790 787	1 817 900		1 817 90
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	1 690 264		1 690 264	7 088 996		7 088 99
	- Couts directs	-954 599		-954 599	-5 838 963		-5 838 9
	- AC	-2 292 285		-2 292 285	-417 661		-417 66
	- ACE	-947 944		-947 944	-734 526		-734 52
				-1 110 912	-1 575 827		-1 575 8
	- MO	-1 110 912					
	- MO - AUTRES	-1 110 912 3 396 542		3 396 542	-3 110 949		-3 110 9
	- AUTRES	3 396 542	2 822	3 396 542	-3 110 949	6 552	
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées	3 396 542 -1 484 007	-2 822	3 396 542 -1 486 829	-3 110 949 -2 084 402	-6 552	-2 090 9
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496		3 396 542 -1 486 829 -1 378 496	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369		-2 090 9 -1 677 3
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées	3 396 542 -1 484 007	-2 822 -2 822	3 396 542 -1 486 829	-3 110 949 -2 084 402	-6 552 -6 552	-2 090 9 -1 677 3
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511		3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033		-2 090 9 -1 677 3 -413 58
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511 5 697 867		3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333 5 697 867	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033		-2 090 9 -1 677 3 -413 58
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511		3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 -6 942 431 -6 612 205		-2 090 9 -1 677 3 -413 58 6 942 43 -6 612 2
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511 5 697 867		3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033		-2 090 9 -1 677 3 -413 58 6 942 43 -6 612 2 -3 447 2
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550		3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033		-2 090 9 -1 677 3 -413 58 6 942 4 -6 612 2 -3 447 2 -1 844 2
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC - ACE	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511		3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 546 455	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 6 942 431 -6 612 205 -3 447 285 -1 844 256		-2 090 9 -1 677 3 -413 58 6 942 4: -6 612 2 -3 447 2 -1 844 2 -604 00
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC - ACE - MO	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511		3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 546 455	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 6 942 431 -6 612 205 -3 447 285 -1 844 256 -604 007		-2 090 9 -1 677 3 -413 58 6 942 4: -6 612 2 -3 447 2 -1 844 2 -604 00 -716 65
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 -546 455 -2 964 919		3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 6 942 431 -6 612 205 -3 447 285 -1 844 256 -604 007 -716 657		-2 090 9 -1 677 3 -413 58 6 942 4: -6 612 2 -3 447 2 -1 844 2 -604 00 -716 65
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC - ACE - MO - AUTRES	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 -546 455 -2 964 919		3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 6 942 431 -6 612 205 -3 447 285 -1 844 256 -604 007 -716 657		-2 090 9 -1 677 3 -413 58 6 942 4: -6 612 2 -3 447 2 -604 00 -716 68 -335 86
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées SE ACTIVITE DISTRIBUTION TOTAL DES PRODUITS	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 546 455 -2 964 919 -2 625 586	-2 822	3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 -546 455 -2 964 919 -2 625 586	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 6 942 431 -6 612 205 -3 447 285 -1 844 256 -604 007 -716 657 -335 869	-6 552	-2 090 9 -1 677 3 -413 58 -6 942 4: -6 612 2 -3 447 2 -604 00 -716 68 -335 86
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées SE ACTIVITE DISTRIBUTION TOTAL DES PRODUITS MARGE AVANT IS	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 546 455 -2 964 919 -2 625 586 -1 596 255 -2 576 078	-2 822 -215 572	3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 546 455 -2 964 919 -2 625 586 -1 596 255 -2 791 649	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 6 942 431 -6 612 205 -3 447 285 -1 844 256 -604 007 -716 657 -335 869 58 396 772 -13 483 434	-6 552 -140 192	-2 090 9 -1 677 3 -413 58 -6 942 4: -6 612 2 -3 447 2 -604 00 -716 65 -335 86 -58 396 7
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées SE ACTIVITE DISTRIBUTION TOTAL DES PRODUITS MARGE AVANT IS - LS.	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 546 455 -2 964 919 -2 625 586	-2 822	3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 -546 455 -2 964 919 -2 625 586	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 6 942 431 -6 612 205 -3 447 285 -1 844 256 -604 007 -716 657 -335 869	-6 552	-2 090 9 -1 677 3 -413 58 -6 942 4: -6 612 2 -3 447 2 -604 00 -716 65 -335 86 -58 396 7
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées SEACTIVITE DISTRIBUTION TOTAL DES PRODUITS MARGE AVANT IS - IS IS report déficitaire 2019 / 2020	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511	-2 822 -215 572 108 512	3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 -546 455 -2 964 919 -2 625 586 -1 596 255 -2 791 649 1 405 229	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 6 942 431 -6 612 205 -3 447 285 -1 844 256 -604 007 -716 657 -335 869 58 396 772 -13 483 434 6 307 947	-6 552 -140 192 -65 586	-2 090 9 -1 677 3 -413 58 -6 942 4: -6 612 2 -3 447 2 -604 00 -716 65 -335 86 -58 396 7 -13 623 6 -6 373 5
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées SE ACTIVITE DISTRIBUTION TOTAL DES PRODUITS MARGE AVANT IS - LS.	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 546 455 -2 964 919 -2 625 586 -1 596 255 -2 576 078 1 296 717 -1 279 361	-2 822 -215 572	3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 546 455 -2 964 919 -2 625 586 -1 596 255 -2 791 649	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 6 942 431 -6 612 205 -3 447 285 -1 844 256 -604 007 -716 657 -335 869 58 396 772 -13 483 434 6 307 947 -7 175 487	-6 552 -140 192 -65 586 -74 606	-2 090 9 -1 677 3 -413 58 -6 942 4; -6 612 2 -3 447 2; -1844 2 -604 0 -716 65 -335 86 -335 86 -335 86 -7 250 0
	- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES - Couts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées ESE ACTIVITE DISTRIBUTION TOTAL DES PRODUITS MARGE AVANT IS - I.S IS report déficitaire 2019 / 2020 MARGE NETTE CONCESSION	3 396 542 -1 484 007 -1 378 496 -105 511	-2 822 -215 572 108 512 -107 060	3 396 542 -1 486 829 -1 378 496 -108 333 5 697 867 -3 891 014 -1 472 550 -546 455 -2 964 919 -2 625 586 -1 596 255 -2 791 649 1 405 229 -1 386 421	-3 110 949 -2 084 402 -1 677 369 -407 033 6 942 431 -6 612 205 -3 447 285 -1 844 256 -604 007 -716 657 -335 869 58 396 772 -13 483 434 6 307 947	-6 552 -140 192 -65 586	-3 110 94 -2 090 94 -1 677 36 -413 58 6 942 43 -6 612 26 -3 447 22 -604 00 -716 65 -335 86 -3 58 396 7 -1 3 623 6 6 3 7 3 5: -7 250 01 -8 162 5 5 -1 11%

			Hiva Oa 2019			Hiva Oa 2020	
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITUE	RE D'ELECTRICITE						
	REVENU AUTORISE et redevance solaire	251 168 591		251 168 591	215 101 500		215 101 500
	- Achat d'electricité d'origine thermique (*)	243 195 213		243 195 213	209 874 243		209 874 243
ACHAT AUX PRODUCTEURS	- Achat d'electricité d'origine hydraulique (RA)	7 805 641		7 805 641	5 073 420		5 073 420
5.	- Achat d'electricité d'origine solaire (RA)	167 737		167 737	153 837		153 837
農	COUTS D'ACHAT	-251 171 959		-251 171 959	-215 101 500		-215 101 500
9	- Achat d'electricité d'origine thermique (*)	-243 195 213		-243 195 213	-209 874 243		-209 874 243
Q	- Achat d'electricité d'origine hydraulique (**) - Achat d'electricité d'origine solaire (**)	-7 805 641 -171 105		-7 805 641 -171 105	-5 073 420 -153 837		-5 073 420 -153 837
RC	GESTION ADMINISTRATIVE	-51 793	-118	-51 911	-27 634	-37	-27 671
<u> </u>	- Produits de la Redevance solaire						
<u> </u>	- Couts de Fonctionnement						
₹	- AC						
∀	- ACE						
픙	- MO						
Ă	- AUTRES	-51 793	-118	-51 911	-27 634	-37	-27 671
	- Quote part des activités support affectées - Fonctions supports	-47 374	-110	-47 374	-25 354	-3/	-25 354
	- Frais de siège	-4 419	-118	-4 537	-2 280	-37	-2 317
	-						
ဟ	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	- Couts directs - AC			l			
∞ 쁜 없	- ACE						
	- MO						
ETUDES & CORDEME SOLAIRES	- AUTRES						
달흥당							
шОО	- Quote part des activités support affectées						
Š	- Fonctions supports						
Ľ	- Frais de siège						
	REVENU AUTORISE	23 010 309		23 010 309	19 285 579		19 285 579
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	833		833	852		852
	- Forfait FC	28 178,00		28 178	-22 635,66		-22 636
щ	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	765 917		765 917	682 011		682 011
声	- Frais de relance	568 422		568 422	482 200		482 200
E	- Frais de perception de taxe	197 495		197 495	199 811		199 811
GESTION DE CLIENTELE	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-29 994 484	-58 722	-30 053 206	-33 104 837	-38 911	-33 143 748
ರ	par UO: Nombre d'abonnés	-36 008		-36 078	-38 855		-38 901
삥	- Affranchissements	-1 004 607		-1 004 607	-823 628		-823 628
Z	- Fonctionnement	-15 457 722		-15 457 722	-17 055 364		-17 055 364
<u>o</u>	- AC	-102 717		-102 717	-364 533		-364 533
ST	- ACE	-750 026		-750 026	-473 555		-473 555
<u> </u>	- MO	-15 173 052		-15 173 052	-15 795 626		-15 795 626
•	- AUTRES	568 073		568 073	-421 650		-421 650
	- Quote part des activités support affectées	-13 532 155	-58 722	-13 590 877	-15 225 845	-38 911	-15 264 756
	- Fonctions supports	-11 336 875	""	-11 336 875	-12 808 747	55 511	-12 808 747
	- Frais de siège	-2 195 280	-58 722	-2 254 002	-2 417 098	-38 911	-2 456 009
ဟ	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	412 495		412 495	410 511		410 511
ACTIVITES ANNEXES	- Frais de coupure	412 495		412 495	410 511		410 511
Ŷ	- Couts directs - AC	-480 421 12 227		-480 421 12 227	-188 035		-188 035
Ź	- AC - ACE	-12 227		-12 227			
	- MO	-468 194		-468 194	-188 035		-188 035
	- AUTRES						
Ę				l			
 	- Quote part des activités support affectées	-427 112	-1 154	-428 266	-217 032	-800	-217 832
- AC	- Fonctions supports	-383 968		-383 968	-167 314		-167 314
	- Frais de siège	-43 144	-1 154	-44 298	-49 718	-800	-50 518
SYNTHESE	ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE						
J. NTITIEUL	TOTAL DES PRODUITS	275 357 312		275 357 312	235 479 601		235 479 601
	MARGE AVANT IS	-6 768 456	-59 994	-6 828 451	-13 159 437	-39 748	-13 199 185
	-1.S.	3 407 028	30 199	3 437 227	6 156 372	18 595	6 174 967
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	-3 361 428	-29 795	-3 391 223	-7 003 065	-21 153	-7 024 218
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 857 214 1%	-25 326	-2 882 540 1%	-5 952 606 3%	-17 980	-5 970 585 3%
	En % des produits	1%		1%	3%		3%

			Hiva Oa 2019			Hiva Oa 2020	
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
ARTAG	EE DES GAINS DE RENDEMENTS						
PGR	Tarif public combustible 2020						
	REVENU AUTORISE Rendement de production	1 935 273		1 935 273	1 095 209		1 095 209
	- 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						
ESULT.	AT FINANCIER						
	REVENU AUTORISE	1 026 670		1 026 670	2 427 433		2 427 433
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-1 047 282		-1 047 282	-2 427 433		-2 427 433
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	MARGE AVANT IS	-20 612		-20 612			
	- I.S.	10 375		10 375			
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	-10 237		-10 237			
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-8 701		-8 701			
	En % des produits						
OTAL C	CONCESSION						
	TOTAL DES PRODUITS (*)	305 322 587		305 322 587	316 288 775		316 288 77
	TOTAL DES CHARGES (*)	-226 296 565	-1 058 014	-227 354 579	-297 564 589	3 392 807	-294 171 78
	MARGE AVANT IS	79 026 022	-1 058 014	77 968 008	18 724 186	3 392 807	22 116 993
	- I.S.	-39 779 215	532 571	-39 246 645	-8 759 725	-1 587 255	-10 346 98
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	39 246 806	-525 443	38 721 363	9 964 461	1 805 552	11 770 013
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	33 359 785	-446 626	32 913 159	8 469 792	1 534 719	10 004 511
	En % des produits	-10,9%		-10,8%	-2,7%		-3,2%

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

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- + 4 MF lié à une reprise de provision pour risque et charges au titre de la rénovation de la centrale hydraulique de Hanaiapa.
- 1 MF lié à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)

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

Commentaires sur la variation des produits : + 11 MF

Les explications relatives aux produits comptabilisés sous le vocable « **Revenu Autorisé** » sont données au paragraphe 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés. Ce poste augmente de + 14 MF.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - 3 MF sont :

• Production thermique: - 7 MF

- o 7 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - 6 MF au titre du renouvellement du groupe 2 sur Hanapaaoa en 2019
 - - 5 MF au titre du renouvellement du groupe 1 sur Hanapaaoa en 2019
 - - 5 MF au titre du renouvellement du groupe 2 à Nahoe en 2019
 - 5 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du G4 en 2019

^(**) 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)

- + 11 MF liés à l'installation d'une cuve container gasoil à la centrale en 2020
- + 3 MF au titre de l'aménagement d'une voirie et d'une aire de dépotage sur Atuona en 2020

• Production hydraulique: - 2 MF

- 2 MF sur les travaux immobilisés

• Distribution: +6 MF

- o + 5 MF sur les travaux vendus au titre de l'électrification du réseau à Atuona en 2020.
- o + 1 MF sur la réalisation d'immobilisations

Commentaires sur la variation des charges : + 71 MF

• Production thermique : - 4 MF

- o + 11 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - + 4 MF au titre de la conduite et fonctionnement dont + 3 MF sur l'entretien des filières de la centrale d'Atuona et + 1 MF relatif à la provision des stocks ;
 - + 3 MF au titre de la maintenance des centrales ;
 - +2 MF au titre des charges calculées ;
 - + 1 MF au titre des fonctions support ;
 - + 1 MF au titre des frais de siège.
- o + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
- o 9 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- o 7 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - 6 MF au titre du renouvellement du groupe 2 sur Hanapaaoa en 2019
 - 5 MF au titre du renouvellement du groupe 1 sur Hanapaaoa en 2019
 - 5 MF au titre du renouvellement du groupe 2 à Nahoe en 2019
 - 5 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du G4 en 2019
 - + 11 MF liés à l'installation d'une cuve container gasoil à la centrale en 2020
 - + 3 MF au titre de l'aménagement d'une voirie et d'une aire de dépotage sur Atuona en 2020

• Production hydraulique: + 0 MF

- o + 2 MF au titre de la conduite et maintenance des centrales dont :
 - + 7 MF au titre des travaux d'entretien et de rénovation de la centrale hydraulique Hanaiapa.
 - o + 4 MF au titre des fonctions support et des frais de siège.
 - −9 MF au titre des charges calculées.
- -2 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

• Distribution: +71 MF

- o + 65 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 59 MF au titre des charges calculées.
 - + 3 MF liés à un sinistre sur le réseau à Atuona.
 - +3 MF en raison d'une reprise de charge sur contrôle des réseaux en 2019.
- o + 5 MF au titre des travaux vendus

• Fourniture: +3 MF (hors achat énergie thermique à la production EDT)

- o + 3 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- o + 1 MF au titre des travaux vendus
- − 1 au titre de l'achat des énergies renouvelables

• Financier: +1 MF

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 60 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 30 MF sur les charges calculées
- Une hausse de 21 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une baisse de 12 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 5 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une hausse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement de la Clientèle.
- Une baisse de 9 MF sur les matières consommées.
- Une baisse de 2 MF sur les autres charges (revente d'énergie).

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).

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	974	974		181 842	152 075	-16,4%	177 114 108	148 120 629	-16,4%
Nb de kWh produits	2 561 819	2 982 254	16,4%	1,180	0,947	-19,8%	3 022 946	2 822 816	-6,6%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements	65,000	72,684	11,8%	-169 100	585 376	-446,2%	-10 991 500	42 547 445	-487,1%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	833	852	2,3%	28 178	22 636	-19,7%	23 472 274	19 285 581	-17,8%
RE - "Forfaits"							192 617 828	212 776 471	10,5%
Résultat financier							1 047 282	2 427 434	131,8%
Partage des gains de rendement								1 095 209	
RE (Revenu de l'exploitation)							195 639 236	216 299 114	10,6%

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 :

	Hiva-oa
RE Avenant 18B annexe 1a	157 036 706
Ecart arrondi UO*Forfaits	8
RE Avenant 18B annexe 1b pris en compte	157 036 714
Charges calculées Avenant 18B	34 884 895
Charges calculées 2020 définitives	23 282 297
PGR	1 095 209
RE 2020 définitif	216 299 115

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'Energie (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
- \Rightarrow E = valeur de l'énergie électrique achetée, et de l'électricité d'origine renouvelable produite par le Concessionnaire.
- \rightarrow T = montant des redevances payées au concessionnaire de transport.

			2019			2020	
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	С	878 038	76,37	67 060 138	905 579	64,01	57 965 248
Carburant : Fuel	c						
Urée	U						
Huiles	Н	2 847	309,28	880 514	3 523	274,07	965 547
Energie achetée Hydro	Εĺ						
Energie achetée Solaire	Εĺ	7 238	23,64	171 105	6 507	23,64	153 837
Prod ENR EDT		660 228	12,06	7 962 350	602 317	8,42	5 073 420
Transport	Т						
CE Total	•			76 074 106			64 158 052

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.

				Hiv	a Oa		
		2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	Α	122 289 114	121 535 745	106 192 006	106 618 836	106 873 132	107 759 700
Péréquation	В	n/a	144 829 925	135 129 724	137 432 919	n/a	148 059 113
CA péréqué	C=A+B	n/a	266 365 670	241 321 730	244 051 755	n/a	255 818 813
Ecart RA/CA		158 168 052	n/a	n/a	11 151 257	142 948 762	n/a
Revenu autorisé		280 457 166	271 713 343	264 060 180	255 203 011	249 821 894	255 818 813
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	-11 151 257	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA anté	érieur	n/a	n/a	n/a	7 198 943	n/a	n/a
Produits comptabilisés		280 457 166	266 365 670	241 321 730	251 250 698	249 821 894	255 818 813

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)	3 344 762	3 304 596
Rendement electrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	88,4%	89,1%
Nombre de kWh à produire ou acheter		
Achat Photovoltaique à 23,64 F/kWh	6 507	7 238
Total Production Photovoltaique	6 507	7 238
Production hydro	602 317	660 228
Production Total EnR	608 824	667 466
Production brute thermique à produire	3 172 901	3 042 998
Production Nette thermique à produire	3 110 992	2 982 254
Total production (EDT et Autres)	3 781 725	3 710 464
Consommation spécificique L/KWh		
Gasoil Centrale thermique	0,285	0,289
·	-,	2, 22
Stock Matières Premières en volume (I)		
Stock Initial	42 250	34 100
Achat Matière premiere	922 629	886 188
Stock Final	59 300	42 250
Consommation Matière 1iere	905 579	878 038
Consommation spécificique compta L/KWh	0,285	0,289
Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et		
<u>l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	64,01 F	76,37 F
Production Photovoltaique à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaique à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaique à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaique à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix huile	274,07 F	309,28 F
Stock Matières Premières en XPF		
Stock Initial	3 160 638	2 974 611
Achat Matière premiere	57 791 254	67 246 165
Stock Final	2 986 645	3 160 638
Consommation Matière 1iere	57 965 248	67 060 138
Huile	965 547	880 514
(CUHPF) Combustible urée, huiles	58 930 795	67 940 652
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	153 837	171 105
TOTAL achat de matières premières	59 084 632	68 111 757

5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

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

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2019	Acquisition	Cession	2020
Production	339 351 713	59 468 392 (1)	-6 266 673 (2)	392 553 432
Distribution	497 334 448	41 618 147 (3)	0 (4)	538 952 595
Total	836 686 161	101 086 539	-6 266 673	931 506 027

La valeur brute des immobilisations figurant au bilan peut différer légèrement de celles retenues dans la détermination des charges calculées économiques du paragraphe 5.5.

Cet écart est lié à la prise en compte de la TVA à reverser, son montant est susceptible de varier notamment en cas de prolongation de la durée de la concession au-delà du 31 décembre 2021.

Détail Production:

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
G53200	RNV CUVE GASOIL 20M3 ATUONA HIVA OA	12 402 765	0%	-	12 402 765
R53904	AMNGT VOIRIE-AIRE DEPOTAGE ATUONA HIVA OA	11 094 519	100%	11 094 519	-
R53904	NV CUVE GASOIL 20M3 ATUONA HIVA OA	27 013 183	100%	27 013 183	-
	TOTAL CENTRALE ATUONA	50 510 467		38 107 702	12 402 765
R53504	AUTOMATISA°TURBINE HANAIAPA HIVA OA	1 328 695	100%	1 328 695	-
	TOTAL CENTRALE HANAIAPA	1 328 695		1 328 695	-
BHA823	SECURISAT° ACCES CAPTAGES2 ET 3 TAAOA 1 HIVA OA	598 933	100%	598 933	-
	TOTAL CENTRALE TAAOA 36M2	598 933		598 933	-
BHA826	NVEAU LINER BASSIN TAAOA2 CENTRALE HIVA OA	7 030 297	100%	7 030 297	-
	TOTAL CENTRALE TAAOA 62M2	7 030 297		7 030 297	-
)	TOTAL ACQUISITION PRODUCTION HIVA OA	59 468 392		47 065 627	12 402 765
	FILIERES HIVA OA	6 266 673			
)	TOTAL CESSION PRODUCTION HIVA OA	6 266 673			

Détail Distribution:

Nº Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
408720	AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA OA AUT COMP V3042 TAAOA	170 946	100%	170 946	-
408720	AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA OA ELECTRIFICAT VALLEE	1 390 070	100%	1 390 070	-
408720	AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA OA ELECTRIFICAT VALLEE	22 753 315	100%	22 753 315	-
	TOTAL TRAVAUX AVENANT 3	24 314 331		24 314 331	•
CP2020	RESEAUX CP HIVA OA 2020CP 2020	809 822	100%	809 822	-
PM5390	RENV RSX HT/BT HIVA OAPMT 2019/2020	9 679 943	0%	-	9 679 943
CP2020	BRCHT/COMPTAGES HIVA OACP 2020	413 336	25%	104 335	309 001
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	10 903 101		914 158	9 988 943
828625	RSX AERIEN TIERS HIV 2020FINANCEMENT HIVA OA	3 392 791	100%	3 392 791	-
828625	RSX SOUT TIERS HIV 2020FINANCEMENT HIVA OA	527 811	100%	527 811	-
831365	TRANSFO V1022 PYLONE HIVA OA ATUONA P125 HIVA OA	1 017 176	100%	1 017 176	-
BRT12/19	COMPTAGE TIERS HIV 2020FINANCEMENT HIVA OA	1 462 937	100%	1 462 937	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA	6 400 715		6 400 715	ı
	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION HIVA OA	41 618 147		31 629 203	9 988 943

Les immobilisations en cours du domaine concédé, non répertoriées dans ce tableau s'élèvent à 990 kF contre 58,9 MF fin 2019 soit une diminution de -58 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
AMNGT VOIRIE-AIRE DEPOTAG	01/11/2020	30	11 094 519	-	1	-	11 094 519
A.N CONSTRUCT ATUONA	01/01/1975	42	31 016 931	-	31 016 931	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	_	10 530 056	-	8 825 075	1 704 981
CLOISONNEMENT PARE FEU	08/08/2008	1	2 341 827	-	2 341 827	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	01/11/2016	7	4 813 405	-	2 851 839	-	1 961 566
CPL MOTEUR FG WILSON P450	01/05/2017	7	621 774	-	350 751	-	271 023
MOTEUR FG WILSON P400 HIV	01/03/2008	8	5 676 469	-	5 676 469	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	01/11/2016	7	4 813 405	-	2 851 839	-	1 961 566
CPL MOTEUR FG WILSON P450	01/05/2017	7	621 774	-	350 751	-	271 023
MOTEUR PERKINS P450 ATUON	15/11/2019	7	5 361 260	-	863 767	-	4 497 493
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	01/11/2016	7	2 098 427	-	1 256 726	-	841 701
CPL ALTERNAT FG WILS P450	01/05/2017	7	271 409	-	153 105	-	118 304
ALTERNAT FG WILS P400 HIV	01/03/2008	8	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	01/11/2016	7	2 098 427	-	1 256 726	-	841 701
CPL ALTERNAT FG WILS P450	01/05/2017	7	271 409	-	153 105	-	118 304
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	01/01/2010	15	2 552 716	-	2 373 311	-	179 405
ACCESSOIRE FG WILS P450	01/11/2016	7	3 904 807	-	2 313 514	-	1 591 293
CPL ACCESSOIRE WILS P450	01/05/2017	7	504 229	-	284 440	-	219 789
ACCESSOIRE WILS P400 HIVA	01/03/2008	8	2 659 528	-	2 659 528	-	-
ACCESSOIRE FG WILS P450	01/11/2016	7	3 904 807	-	2 313 514	-	1 591 293
CPL ACCESSOIRE WILS P450	01/05/2017	7	504 227	-	284 440	-	219 787
ACCESSOIRE WILS P450 HIVA	01/01/2010	11	301 043	-	301 043	-	-
A.N FILIERE ATUONA	01/01/1975	46	1 059 530	-	1 059 530	-	-
RNV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	01/11/2020	25	12 402 765	-	82 549	-	12 320 216
NV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	01/11/2020	25	27 013 183	-	179 791	-	26 833 392
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/12/2007	13	5 004 406	-	5 004 406	-	-
SUPERVIS°GE SEPAM ATUONA	01/01/2013	24	1 382 534	-	457 665	-	924 869
COFFRETS COMPTAGES ATUONA	01/09/2013	24	1 911 648	-	596 540	-	1 315 108
ACHAT TGBT ATUONA HIVA	01/08/2015	22	9 649 314	-	2 421 689	-	7 227 625
ETUDES DDAE CTRLE HIVA OA	01/01/2014	23	1 637 735	-	498 431	-	1 139 304
CENTRALE DE DETECTION	24/06/2005	15	3 055 718	-	3 055 718	-	-
SYST EXTINCT INCENDIE	08/08/2008	12	1 686 411	-	1 686 411	-	-
F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	01/09/2010	10	666 222	-	666 222	-	-
RENFORC SECURITE ATUONA	01/03/2012	25	6 299 401	-	2 225 803	-	4 073 598
INST EVENTS ATUONA HIVA	01/03/2012	25	189 012	-	66 786	-	122 226
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	01/10/2015	21	271 575	-	66 576	-	204 999
DETECT°/EXTINCT° GAZ TGBT	30/04/2016	21	1 378 149	=	307 667		1 070 482
TOTAL CENTRALE ATUONA			161 517 820	10 530 056	80 507 234	8 825 075	82 715 567

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 CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	1 851 438	-	1 551 662	299 776
FG WILSON P55 HANAPAAOA	16/09/2019	5	6 690 427	-	1 728 370	-	4 962 057
FG WILSON P55 HANAPAAOA	16/09/2019	5	6 240 113	-	1 612 039	-	4 628 074
A.N FILIERE HANAPAOA	01/01/1985	36	291 886	-	291 886	-	-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	25	-	74 127	-	74 127	-
F&P TGBT CENTRALE HANAPAA	01/08/2018	8	4 320 380	-	1 240 516	-	3 079 864
TOTAL CENTRALE HANAPAAOA			17 542 806	1 925 565	4 872 811	1 625 789	12 969 771
A.N CONSTRUCTION HANAIAPA	01/01/1988	35	1 641 108	-	1 480 073	-	161 035
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	5 461 744	-	4 577 401	884 343
BIWATER 105KVA HANAIAPA	01/01/1982	40	9 425 794	-	9 180 321	-	245 473
A.N FILIERE HANAIAPA	01/01/1988	33	301 952	-	301 952	-	-
AUTOMATISA°TURBINE HANAIA	17/07/2020	25	1 328 695	-	24 222	-	1 304 473
TOTAL CENTRALE HANAIAPA			12 697 549	5 461 744	10 986 568	4 577 401	2 595 324
A.N CONSTRUCT NAOHE	01/01/1985	32	1 586 404	-	1 586 404	-	-
FG WILSON P50 G294 NAOHE	01/11/2016	5	2 394 700	-	1 995 521	-	399 179
CPL WILS P50 G294 NA0HE	01/01/2017	4	625 163	-	625 127	-	36
FG WILSON P55 NAOHE	16/09/2019	5	6 301 429	-	1 627 878	-	4 673 551
A.N FILIERE NAOHE	01/01/1985	36	291 886	-	291 886	-	-
F&P TGBT CENTRALE NAOHE	01/08/2018	2	4 504 780	-	4 504 300	-	480
TOTAL CENTRALE NAOHE			15 704 362	-	10 631 116	-	5 073 246
A.N CONSTRUCT PUAMAU 80M2	01/01/1988	35	1 641 108	-	1 480 073	-	161 035
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	6 834 894	-	5 728 215	1 106 679
PELTON BIWATER PUAMAU	01/01/1988	40	10 188 824	-	8 365 411	-	1 823 413
A.N FILIERE PUAMAU 80M2	01/01/1988	33	301 951	-	301 951	-	-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	01/01/1992	25	-	163 079	-	163 079	-
TOTAL CENTRALE PUAMAU 80M2			12 131 883	6 997 973	10 147 435	5 891 294	3 091 127
A.N CONSTRUCT PUAMAU 50M2	01/01/1992	25	1 709 170	-	1 709 170	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	3 857 164	-	3 232 627	624 537
REAL AIRE DEPOTAGE CENT	01/01/2018	9	718 057	-	239 338	-	478 719
F&P POTENCE DE LEVAGE ROT	01/01/2018	9	1 510 847	-	503 587	-	1 007 260
F&P REHAUSSE CLOTURE CENT	01/01/2018	9	1 013 073	-	337 672	-	675 401
REAL APPENTIS AU DESSUS C	01/02/2018	9	973 728	-	318 480	-	655 248
FG WILSON P50 G1 PUAMAU	29/09/2016	5	4 811 205	-	4 094 846	-	716 359
FG WILSON P50 G2 PUAMAU	29/09/2016	5	4 811 205	-	4 094 846	-	716 359
CUVE GASOIL 5000L PUAMAU	01/01/2014	13	1 116 670	-	601 278	-	515 392
F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	01/01/2017	10	2 791 900	-	1 116 710	-	1 675 190
RNV SEPARATEUR HYDROCARBU	01/10/2018	8	422 984	-	115 360	-	307 624
F&P PASSERELLE ACCES CUVE	01/01/2015	12	513 312	<u>-</u>	256 651	_	256 661
TOTAL CENTRALE PUAMAU 50M2			20 392 151	3 857 164	13 387 938	3 232 627	7 628 750

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
A.N CONSTRUCT TAAOA 36M2	01/01/1982	35	2 516 365	-	2 516 365	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	2 476 299	-	2 075 346	400 953
BOUVIER 115KVA TAAOA	01/01/1982	40	10 188 823	-	9 923 478	-	265 345
A.N FILIERE TAAOA 36M2	01/01/1982	39	462 991	-	462 991	-	-
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA36	01/01/2013	8	460 845	-	461 402	-	- 557
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	7	345 709	-	346 340	-	- 631
SECURISAT°ACCES CAPTAGES	01/01/2020	25	598 933	-	23 955	-	574 978
TOTAL CENTRALE TAAOA 36M2			14 573 666	2 476 299	13 734 531	2 075 346	1 240 088
A.N CONSTRUCT TAAOA 62M2	01/01/1988	29	6 783 244	-	6 783 244	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	01/01/1992	35	-	5 122 313	-	4 292 930	829 383
BIWATER FH TAAOA	01/01/1988	40	24 453 178	-	20 076 984	-	4 376 194
A.N FILIERE TAAOA 62M2	01/01/1988	33	1 248 064	-	1 248 064	-	=
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA62	01/01/2013	10	460 845	-	368 674	-	92 171
FOURNIT. SUPERVIS° TAAOA	01/01/2014	9	270 776	-	210 601	-	60 175
NVEAU LINER BASSIN TAAOA2	01/01/2020	25	7 030 297	-	281 187	-	6 749 110
PROTECTION DECOUPLAGE CEN	01/02/2018	5	2 832 304	-	1 680 057	-	1 152 247
TOTAL CENTRALE TAAOA 62M2			43 078 708	5 122 313	30 648 811	4 292 930	13 259 280
DROITS INCORPORELS PROD*			58 543 373				
DROITS INCORPORELS PRODUCTION			58 543 373				
TOTAL PRODUCTION HIVA OA	01/01/2020	2.5	356 182 318	36 371 114	174 916 444	30 520 462	128 573 153
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	01/01/2020	25	170 946	-	6 837	-	164 109
TRANSFO TAPEATA HIVA OA TRANSFO HIVA OA ATUONA	01/07/2014 30/10/2018	25 25	524 036	-	136 250 62 693	-	387 786 659 703
TRANSFO HIVA OA ATUUNA TRANSFO V1022 PYLONE HIVA	01/07/2020	25	722 396	1 017 176	02 093	20 344	996 832
TRANSFO VI022 F LONE HIVA TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	01/07/2020	25	1 418 071	1 01/ 1/6	917 022	20 344	501 049
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	01/07/2005	25	159 217	-	98 716	-	60 501
TRANSFO TAAOA HIVA OA	01/01/2005	25	272 556	-	163 531	-	109 025
POSTE RTE TAAOA HIVA OA	01/01/2006	25	475 488	-	285 293	-	190 195
TRANSFO POSTE CP DP HIVAO	01/07/2006	25	1 458 621		846 002	_	612 619
POSTE HIVA OA 2001	01/01/2001	25	488 377		390 699	_	97 678
POSTE HIVA OA 2003	01/01/2001	25	13 541 752		9 750 060	_	3 791 692
POSTE DP HIVA OA 2009	01/07/2009	25	456 261	_	209 879	_	246 382
RENV 5 IACM PAR 5 IAM HIV	01/05/2018	15	15 442 435	_	2 745 575	_	12 696 860
RES.AERIEN HIVA OA 98	01/01/1998	25	28 454 284	_	26 177 941	_	2 276 343
RES.AERIEN HIVA OA 99	01/01/1999	25	17 565 223	_	15 457 397	_	2 107 826
RES.AERIEN HIVA OA 2000	01/01/2000	25	1 082 378	_	909 196	_	173 182
RES.AERIEN HIVA OA 2001	01/01/2001	25	984 853	_	787 880	_	196 973
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	25	-	553 742	-	442 994	110 748
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	25	_	329 672	_	264 689	64 983
RES.AERIEN HIVA OA 2002	01/01/2002	25	9 276 957	-	7 050 486		2 226 471
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	25	-	4 008 274	-	3 046 289	961 985
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	25	-	1 469 968	-	1 120 429	349 539
RES.AERIEN HIVA OA 2003	01/01/2003	25	7 504 388	-	5 403 159	-	2 101 229
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	25	-	2 313 321	-	1 665 593	647 728

Actifs Immobilisés	Date de mise en	Durée	Valeur Brute	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique**	Amortissement économique**	Valeur Nette
Actus miniodinses	service	Amort / An	Concessionnaire	valeur brute fiers	Concessionnaire	Tiers	Economique
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	25	-	339 799	-	245 078	94 721
RESEAU BTA QTIER TAHAUKU	01/01/2004	25	739 415	-	502 803	-	236 612
RESEAUX HTA/BTA MAKE MAKE	13/04/2005	25	5 422 605	-	3 409 008	-	2 013 597
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	25	-	945 482	-	589 348	356 134
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	25	-	1 831 295	-	1 141 510	689 785
RESEAUX CP 51906 2005HIVA	01/06/2005	25	103 217	-	64 340	-	38 877
RESEAUX BTA QTIER DESOUZA	12/07/2005	25	1 161 034	-	718 421	-	442 613
EXT BTA LOTISS PAEPAENUI	30/12/2005	25	1 856 869	-	1 114 330	-	742 539
EXT BTA QTIER AVAEORU	30/12/2005	25	518 346	-	311 068	-	207 278
RESEAU HT/BT RTE TAAAO	01/01/2006	25	13 278 365	-	7 967 020	-	5 311 345
RESEAU HTA HIVA OA	01/01/2006	25	6 393 277	-	3 835 965	-	2 557 312
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	25	-	4 089 633	-	2 371 985	1 717 648
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	25	-	682 244	-	395 704	286 540
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	01/07/2006	25	514 799	-	298 584	-	216 215
RESEAUX CP HIVA OA 2007	01/07/2007	25	2 985 290	-	1 612 058	-	1 373 232
RESEAUX HIVAOA 2007	01/07/2007	25	-	444 867	-	240 230	204 637
RESEAUX HIVA OA 2007	01/07/2007	25	-	5 247 849	-	2 833 839	2 414 010
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	624 692	-	337 336	-	287 356
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	82 308	-	42 798	39 510
EXT BTA AERIEN QT HEITAA	03/06/2008	25	286 156	-	143 965	-	142 191
BTA AERIEN QT TEHEVINI	03/06/2008	25	268 764	-	135 219	-	133 545
EXT BTA AERINNE QTIER	18/06/2008	25	706 188	-	354 114	-	352 074
RESEAUX CP HIVA OA 2008	01/07/2008	25	14 653 113	-	7 326 557	-	7 326 556
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	3 535 241	-	1 767 622	1 767 619
BTA AERIENNE QT PETERANO	03/07/2008	25	516 637	-	258 203	-	258 434
RESEAUX CP HIVA OA 2009	01/07/2009	25	2 970 258	-	1 366 316	-	1 603 942
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	53 245	-	23 607	29 638
RESEAUX CP HIVA OA 2010	01/07/2010	25	17 720 169	-	7 442 473	-	10 277 696
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAU	01/01/2011	25	413 926	-	165 571	-	248 355
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONA	01/01/2011	25	255 262	-	102 103	-	153 159
RESEAUX CP HIVA OA 2011	01/07/2011	25	30 106 119	-	11 440 360	-	18 665 759
RESEAUX 2011 CONCED HIVA	01/07/2011	25	-	128 862	-	48 967	79 895
EXT 14A1 QT TOUATEKINA	01/01/2012	25	2 070 606	-	745 413	-	1 325 193
RESEAUX CP HIVA OA 2012	01/07/2012	25	30 101 017	-	10 234 384	-	19 866 633
RESEAUX 2012 CONCED HIVA	01/07/2012	25	-	2 385 724	-	811 146	1 574 578
RESEAUX CP HIVA OA 2013	01/07/2013	25	49 599 061	-	14 879 859	-	34 719 202
RESEAUX 2013 CONCED HIVA	01/07/2013	25	-	118 659	-	35 595	83 064
RESEAUX 2014 CONCED HIVA	01/07/2014	25	-	176 100	-	45 786	130 314

Actifs Immobilisés	Date de mise en	Durée	Valeur Brute	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique**	Amortissement économique**	Valeur Nette
Actus miniodinses	service	Amort / An	Concessionnaire	valeur brute riers	Concessionnaire	Tiers	Economique
RESEAUX CP HIVA OA 2014	01/07/2014	25	958 977	_	249 338	-	709 639
RESEAUX CP HIVA OA 2015	01/07/2015	25	39 811 062	_	8 758 689	-	31 052 373
RESEAUX 2015 CONCED HIV	01/07/2015	25	-	3 616 581	-	795 647	2 820 934
RESEAUX CP HIVA OA 2016	01/07/2016	25	1 849 531	-	332 921	-	1 516 610
RESEAUX 2016 TIERS HIVA O	01/07/2016	25	-	2 217 245	-	399 105	1 818 140
RESEAUX CP HIVA OA 2018	01/07/2018	25	212 162	-	21 218	-	190 944
RSX AERIEN TIERS MOO 2018	01/07/2018	25	-	1 216 227	-	121 623	1 094 604
RNV RESEAUX HIVA OA PMT	30/10/2018	25	15 412 976	-	1 337 604	-	14 075 372
RENV RSX HT/BT PMT HIVA	01/03/2019	25	27 593 692	-	2 023 955	-	25 569 737
14A1 LC18/12/2018 HIVA OA	25/05/2019	25	1 181 529	-	75 639	-	1 105 890
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	01/01/2020	25	1 390 070	-	55 598	-	1 334 472
RESEAUX CP HIVA OA 2020	01/07/2020	25	809 822	-	16 200	-	793 622
RSX AERIEN TIERS HIV 2020	01/07/2020	25	-	3 392 791	-	67 856	3 324 935
RENV RSX HT/BT HIVA OA	01/10/2020	25	9 679 943	-	96 760	-	9 583 183
EXT BTA AERO SOUTERAIN	03/06/2008	35	426 747	-	153 361	-	273 386
RSX SOUT TIERS 2016 HIVA	01/07/2016	35	-	338 343	-	43 501	294 842
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	01/01/2020	35	22 753 315	-	650 042	-	22 103 273
RSX SOUT TIERS HIV 2020	01/07/2020	35	-	527 811	-	7 540	520 271
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	01/07/2004	20	252 086	-	207 970	-	44 116
COMPATGE HIVA OA 2005	01/06/2005	20	-	1 076 213	-	838 550	237 663
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	01/07/2005	20	296 026	-	229 419	-	66 607
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	20	362 260	-	280 751	-	81 509
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005 01/07/2006	20 20	40 611	-	31 474	-	9 137 178 390
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA BRCHT HIVA OA 2006	01/07/2006	20 20	648 693	1 478 092	470 303	1 071 617	406 475
BRCHT/CPTAGES CP HIVAOA	01/07/2007	20	791 243	1 4/8 092	534 087	1 0/1 01/	257 156
BRCHT HIVAOA 2007	01/07/2007	20	791 243	1 274 706	334 087	860 425	414 281
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2007	20	1 121 749	1 2/4 /00	701 093	- 800 423	420 656
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	1 121 /4/	2 129 913	701 073	1 331 197	798 716
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	01/07/2009	20	3 705 338	2 127 713	2 130 570	1 331 177	1 574 768
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	1 252 398	2 130 370	694 038	558 360
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	01/07/2010	20	2 068 982	-	1 086 215	-	982 767
COMPTAGE TIERS HIVA 2010	01/07/2010	20	-	2 168 225	-	1 138 316	1 029 909
BRCHT/CPTAGE HIVA OA	01/07/2011	20	4 590 293	-	2 180 396	-	2 409 897
COMPTAGE TIERS HIVA 2011	01/07/2011	20	-	1 565 347	=	743 538	821 809
BRCHT/CPTAGES HIVA OA	01/07/2012	20	3 281 981	-	1 394 847	-	1 887 134
COMPTAGE TIERS HIVA 2012	01/07/2012	20	-	845 783	-	359 457	486 326
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2013	20	7 057 689	-	2 646 657	-	4 411 032
COMPTAGE TIERS HIVA 2013	01/07/2013	20	-	1 526 320	-	572 370	953 950
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	01/07/2013	20	-	37 757	-	14 160	23 597
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2014	20	2 380 958	-	773 824	-	1 607 134
COMPTAGE TIERS HIVAOA2014	01/07/2014	20	-	1 089 732	-	354 164	735 568
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2015	20	4 827 336	-	1 327 563	-	3 499 773
COMPTAGE TIERS HIV 2015	01/07/2015	20		1 133 616	-	311 745	821 871

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/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2016	20	4 180 385	-	940 601	-	3 239 784
COMPTAGE TIERS HIVA 2016	01/07/2016	20	-	1 077 211	-	242 373	834 838
COMPTAGE TIERS HIVA 2017	01/07/2017	20	-	1 461 457	-	255 755	1 205 702
BRCHT/COMPTAGE HIVA OA	01/07/2017	20	3 975 681	-	695 773	-	3 279 908
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2018	20	1 276 322	-	159 554	-	1 116 768
COMPTAGE TIERS HIVA 2018	01/07/2018	20	-	1 365 635	-	170 705	1 194 930
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2019	20	3 411 923	-	255 950	-	3 155 973
COMPTAGE TIERS HIV 2019	01/07/2019	20	-	1 672 659	-	125 449	1 547 210
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2020	20	413 336	-	10 336	-	403 000
COMPTAGE TIERS HIV 2020	01/07/2020	20	-	1 462 937	-	36 573	1 426 364
DROITS INCORPORELS DIST*			25 245 993				
DIM° AT					- 16 566 816		16 566 816
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA			475 272 135	63 680 460	159 425 978	27 709 257	326 571 367
>>>> TOTAL PAR CONCESSION HIVA OA			831 454 453	100 051 574	334 342 422	58 229 719	455 144 520

La TVA à reverser incluse dans l'inventaire ci-dessus comporte un décalage et sera corrigé sur l'exercice 2021, en tenant compte le cas échéant d'une éventuelle prolongation.

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

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Dotation de l'article 14 A1:

N/A - Aucun travaux réalisé sur 2020

5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2019	2020	Total
GI HANAPAAOA	3 659 874			3 659 874
G2 AWONA	14 371 383			14 371 383
G2 HANAPAAOA	3 659 874			3 659 874
G2 NAHOE	3 659 874			3 659 874
G4 A TUONA	6 587 773			6 587 773
S/T Groupes	31 938 778	=	-	31 938 778
Filières	19 003 121			60 217 682
Bâtiments	45 940 925			106 063 981
Total	96 882 824	-	-	198 220 441

Distribution

	Trans fo.	IAT IAM	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Réseau- souterrain	Total
Quantité		3	120	81	108		
Montant	3 068 518	6 000 000	73 636 261	32 727 227	10 933 431	7 500 000	133 865 436

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	12 463 618	39 554 042	52 017 660
2019	24 593 229	30 904 157	55 497 386
2020	12 402 765	9 988 944	22 391 709
Cumul	49 459 612	80 447 143	129 906 755

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	96 882 824	133 865 436	230 748 260
- Réalisé	(49 459 612)	(80 447 143)	(129 906 755)
+ Ajustement du plan	7 086 426	0	7 086 426
Reste à faire	54 509 638	53 418 293	107 927 931

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 :

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

Amortissement technique des biens au bilan

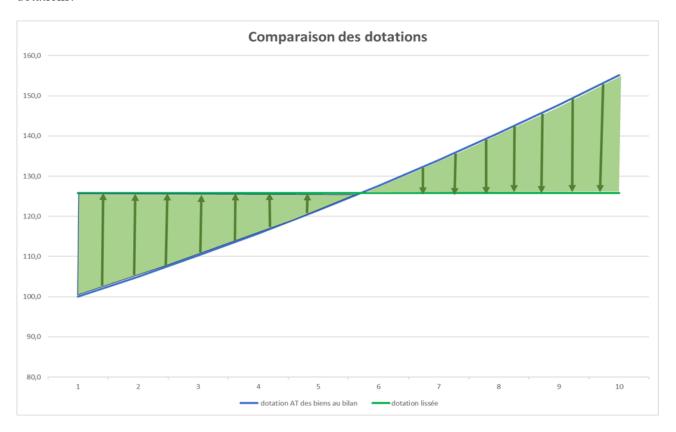
La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

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 surcouts 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					
Transment de l'existant y/e l'enouvenement	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture corporel	272 213 929	250 877 457	258 946 280	270 237 990	272 448 703
VO Ouverture incorporel	-	58 543 373	58 543 373	58 543 373	58 543 373
acquisitions	3 134 725	12 463 618	24 593 229	12 402 765	54 509 638
acquisitions financement Tiers					
tranferts et TVA à reverser				(3 925 379)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(24 471 197)	(1 846 563)	(13 301 519)	(3 359 251) 168,7%	(91 969 485) 168,7%
- origine financement tiers	-	(2 548 232)	-	(2 907 422)	,
VO Clôture	250 877 457	317 489 653	328 781 363	330 992 076	293 532 229
- Financements tiers cumul	(41 826 768)	(39 278 536)	(39 278 536)	(36 371 114)	(36 371 114)
- IFC biens au bilan clôture	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)	(30 371 111)
- IFC améliorant cumulé	(> 1,70 157)	(10 002 011)	(10 002 012)	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)	(60 755 909)
- IFC renouvellnt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)	(60 755 909)
base amortissable	199 580 232	261 609 106	272 900 815	233 865 053	196 405 206
cumul doté à l'ouverture	171 989 204	178 886 961	220 783 905	240 994 413	235 750 108
réintégration AT sur incorporel		43 450 820			
sortie AT sur sortie immo		(26 317 760)	(13 301 519)	(3 359 251)	(91 969 485)
reste à amortir	27 591 028	65 589 085	65 418 429	(3 770 109)	52 624 584
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	6 897 757	24 763 884	33 512 027	(1 885 055)	52 624 584
dotations cumulées	178 886 961	220 783 905	240 994 413	235 750 108	196 405 206
Vo - fin tiers - IFC - dotations	20 693 271	40 825 201	31 906 402	(1 885 055)	-
mécanique de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(134 072 530)	(130 892 903)	(110 138 343)	(86 755 666)	(70 632 652)
dotations/reprisesB	3 179 627	20 754 560	23 382 677	16 123 014	70 632 652
Actif/Passif de renouvellement cloture	(130 892 903)	(110 138 343)	(86 755 666)	(70 632 652)	-
dotation aux amortissements A	(6 897 757)	(24 763 884)	(33 512 027)	1 885 055	(52 624 584)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(3 718 130)	(4 009 324)	(10 129 350)	18 008 068	18 008 068
moyenne des dotations	3 631 867	3 631 867	3 631 867	3 631 867	3 631 867
écart sur moyenne exercice	(7 349 997)	(7 641 191)	(13 761 217)	14 376 202	14 376 202
écart sur moyenne en cumulé	(7 349 997)	(14 991 187)	(28 752 404)	(14 376 202)	-
Traitement de l'améliorant					
	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	2 559 028	10 570 351	10 570 351	
acquisitions financement concession	2 559 028	8 011 323	-	47 065 627	
acquisitions autres financement Tiers	2 550 020	10.550.251	- 10.550.251		
VO Clôture	2 559 028	10 570 351	10 570 351	57 635 978	57 635 978
Financements tiers cumul - IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-
- IFC amenorant exercice	0%	0%		0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	070	070		070	070
- IFC biens au bhan cumule	0%	0%	0%	0%	0%
base amortissable	2 559 028	10 570 351	10 570 351	57 635 978	57 635 978
cumul dotà l'ouverture	0	(639 757)	(3 949 955)	(7 260 153)	(32 448 066)
resteà amortir	2 559 028	9 930 594	6 620 396	50 375 825	25 187 913
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	(639 757)	(3 310 198)	(3 310 198)	(25 187 913)	(25 187 913)
dotations cumulées	(639 757)	(3 949 955)	(7 260 153)	(32 448 066)	(57 635 978)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 919 271	6 620 396	3 310 198	25 187 913	-
impact exercice(+) = produit	(4 357 887)	(7 319 522)	(13 439 548)	(7 179 844)	(7 179 844)

Distribution:

VO Ouverture corporel	2017	2018	2019	2020	2021
VO Quiverture corporel	390 312 694	393 697 425	433 251 467	464 155 624	467 610 803
VO Ouverture incorporel	-	25 245 993	25 245 993	25 245 993	25 245 993
acquisitions	3 384 731	39 554 042	30 904 157	9 988 944	53 418 293
acquisitions financement Tiers					
tranferts et TVA à reverser				(6 533 765)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	-	-	-	- 0.00/	- 0.00/
- origine financement tiers				0,0%	0,0%
- origine financement tiers	-	-	-	-	
VO Clôture	393 697 425	458 497 460	489 401 617	492 856 796	546 275 089
- Financements tiers cumul	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)
- IFC biens au bilan clôture	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)	(0.000,000)
- IFC améliorant cumulé	(,	(,		n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)	(228 873 828)
- IFC renouvellnt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)	(228 873 828)
base amortissable	155 665 084	193 071 464	195 807 153	212 419 201	265 837 494
cumul doté à l'ouverture	110 304 085	123 406 133	180 541 641	187 178 509	199 798 855
réintégration AT sur incorporel		35 009 893			
sortie AT sur sortie immo		-	-	-	-
reste à amortir	45 360 999	34 655 438	15 265 512	25 240 692	66 038 639
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	13 102 048	22 125 615	6 636 868	12 620 346	66 038 639
dotations cumulées	123 406 133	180 541 641	187 178 509	199 798 855	265 837 494
Vo - fin tiers - IFC - dotations	32 258 951	12 529 823	8 628 644	12 620 346	-
mécanique de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture		(1 674 846)	(230 752)	2 966 606	(25 225 844)
dotations/reprises	(1 674 846)	1 444 094	3 197 358	(28 192 450)	25 225 844
Actif/Passif de renouvellement cloture	(1 674 846)	(230 752)	2 966 606	(25 225 844)	-
	(2 0, 1 0 10)	(===, ==)		(======================================	
dotation aux amortissements A	(13 102 048)	(22 125 615)	(6 636 868)	(12 620 346)	(66 038 639)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(14 776 894)	(20 681 521)	(3 439 510)	(40 812 796)	(40 812 796)
moyenne des dotations	(24 104 703)	(24 104 703)	(24 104 703)	(24 104 703)	(24 104 703)
écart sur moyenne exercice écart sur moyenne en cumulé	9 327 809 9 327 809	3 423 182 12 750 991	20 665 193 33 416 185	(16 708 092) 16 708 092	(16 708 092)
·				·	
Traitement de l'améliorant				1	
	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	1 720 797	4 977 185	7 932 831	39 562 034
acquisitions financement concession	259 340	674 526	1 282 987	25 228 488	
VO Clôture	1 461 457 1 720 797	2 581 862 4 977 185	1 672 659 7 932 831	6 400 715 39 562 034	39 562 034
Financements tiers cumul	(1 461 457)	(4 043 319)	(5 715 978)	(12 116 693)	(12 116 693)
- IFC améliorant exercice	(217 846)	(593 583)	(1 180 348)	(24 219 348)	(12 110 093)
- 11 C amenorant exercise	84%	88%	92%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	(217 846)	(811 428)	(1 991 777)	(26 211 125)	(26 211 125)
	84%	87%	90%	96%	96%
	41 494	122 438	225 076	1 234 216	1 234 216
	0	(64 835) 57 603	(354 512)	(1 285 682) (51 466)	(1 259 949)
cumul dotà l'ouverture					(25 733)
cumul dotà l'ouverture resteà amortir	41 494 4		(129 436)	(31 100)	ì
cumul dotà l'ouverture resteà amortir nb années restantes	41 494 4 (64 835)	(289 677)	(129 436) 2 (931 170)	25 733	25 733
cumul dotà l'ouverture resteà amortir nb années restantes dotation exercice	4	3	2	25 733 (1 259 949)	25 733
base amortissable cumul dotà l'ouverture resteà amortir nb années restantes dotation exercice dotations cumulées Vo - fin tiers - IFC - dotations	(64 835)	(289 677)	(931 170)	2 25 733	1
cumul dotà l'ouverture resteà amortir nb années restantes dotation exercice dotations cumulées	(64 835) (64 835)	(289 677) (354 512)	(931 170) (1 285 682)	25 733 (1 259 949)	25 733
cumul dotà l'ouverture resteà amortir nb années restantes dotation exercice dotations cumulées Vo - fin tiers - IFC - dotations PRC: reprise lissée	4 (64 835) (64 835) (23 341) 3 254 633	3 (289 677) (354 512) (232 074)	(931 170) (1 285 682) (1 060 606)	25 733 (1 259 949) (25 733)	25 733 (1 234 216)
cumul dotà l'ouverture resteà amortir nb années restantes dotation exercice dotations cumulées Vo - fin tiers - IFC - dotations	(64 835) (64 835) (23 341)	(289 677) (354 512) (232 074)	(931 170) (1 285 682) (1 060 606)	25 733 (1 259 949)	25 733

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 5.1 Variation du patrimoine immobilier

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

L'article 22 « REPRISE DES INSTALLATIONS EN FIN DE CONCESSION » du cahier des charges prévoit qu'il sera attribué une indemnité au concessionnaire pour la valeur non amortie des ouvrages faisant partie intégrante de la concession, établis par le concessionnaire pendant les dix dernières années de la concession et pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.

Bien de production

Cette indemnité sera égale au montant réajusté conformément à l'Article 27, des dépenses dûment justifiées par le concessionnaire, sauf déduction pour chaque ouvrage de 1/10ème de cette valeur réajustée pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.

L'amortissement correspondant, dit amortissement de caducité, sera, chaque année, égal à 1/N de la valeur des ouvrages, N étant le nombre d'années restant à courir avant la fin de la concession (pour N > 10) et égal à 1/10 pour de la valeur des ouvrages pour les dix dernières années de la concession.

- Application de la formule

Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2010 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de $10^{\text{ème}}$ de la valeur d'origine égal à : 10 - (2020 - (année de mise en service+1)).

années	10 dernières			exem	ple de date d	e mise en serv	ice		
civiles	années	avril	février	mars	mars	avril	mai	juin	juillet
61, 116 5	annes	2010	2011	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2008									
2009									
2010									
2011	10		non						
2012	9		1						
2013	8		1						
2014	7		1						
2015	6		1	non					
2016	5		1	1	non				
2017	4		1	1	1	non			
2018	3		1	1	1	1	non		
2019	2		1	1	1	1	1	non	
2020	1		non	non	non	non	non	non	non
nb de 10èmes	à déduire	_	8	4	3	2	1	0	0
IFC en % de la	ı Vo	n/a	20%	60%	70%	80%	90%	100%	100%

Bien de distribution

Il sera attribué au concessionnaire une indemnité correspondant à la valeur non amortie des ouvrages de distribution pour autant que le Concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur financement.

La valeur non amortie des ouvrages justifiant du montant de l'indemnité de fin de concession sera égale au montant des dépenses immobilisées et justifiées par le Concessionnaire après déduction d'un amortissement calculé de facon linéaire sur la durée de vie contractuelle du bien auquel il se rapporte.

Cet "amortissement" que le Concessionnaire sera autorisé à comptabiliser pour constater la dépréciation éonomique d'un ouvrage correspond à la somme des amortissements techniques et/ou provision pour renouvellement de caducité, relatifs au bien considéré.

Actifs Immobilisés	Date de mise en	Valeur Brute	TVA à reverser	Vo majorée de la TVA à	Taux	Montant de la part	année de mise en	Nb de 10ème à	Montar	it de l'IFC
Actis inilioonises	service	concessionnaire	13%	reverser	améliorant	améliorante	service	déduire*	en %	en CFP
AMNGT VOIRIE-AIRE DEPOTAG	01/11/2020	9 818 158	1 021 088	10 839 246	100%	10 839 246	2 020	-	100%	10 839 246
NV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	01/11/2020	23 905 472	2 486 169	26 391 641	100%	26 391 641	2 020	-	100%	26 391 641
SUPERVIS°GE SEPAM ATUONA	01/01/2013	1 330 639	17 298	1 347 937	100%	1 347 937	2 012	7	30%	404 381
COFFRETS COMPTAGES ATUONA	01/09/2013	1 839 892	23 919	1 863 811	100%	1 863 811	2 013	6	40%	745 524
ACHAT TGBT ATUONA HIVA	01/08/2015	9 060 389	353 355	9 413 744	45%	4 236 185	2 015	4	60%	2 541 711
ETUDES DDAE CTRLE HIVA OA	01/01/2014	1 556 782	40 476	1 597 258	100%	1 597 258	2 013	6	40%	638 903
RENFORC SECURITE ATUONA	01/03/2012	6 139 767	-	6 139 767	100%	6 139 767	2 012	7	30%	1 841 930
INST EVENTS ATUONA HIVA	01/03/2012	184 222	-	184 222	100%	184 222	2 012	7	30%	55 267
TOTAL CENTRALE ATUONA		53 835 321	3 942 306	57 777 627		52 600 068				43 458 604
AUTOMATISA°TURBINE HANAIA	17/07/2020	1 175 836	122 287	1 298 123	100%	1 298 123	2 020	-	100%	1 298 123
TOTAL CENTRALE HANAIAPA		1 175 836	122 287	1 298 123		1 298 123				1 298 123
REAL AIRE DEPOTAGE CENT	01/01/2018	650 414	50 732	701 146	100%	701 146	2 017	2	80%	560 917
F&P POTENCE DE LEVAGE ROT	01/01/2018	1 368 521	106 745	1 475 266	100%	1 475 266	2 017	2	80%	1 180 213
F&P REHAUSSE CLOTURE CENT	01/01/2018	917 639	71 576	989 215	100%	989 215	2 017	2	80%	791 372
REAL APPENTIS AU DESSUS C	01/02/2018	882 000	68 796	950 796	100%	950 796	2 018	1	90%	855 716
F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	01/01/2017	2 559 028	166 337	2 725 365	100%	2 725 365	2 016	3	70%	1 907 755
F&P PASSERELLE ACCES CUVE	01/01/2015	481 983	18 797	500 780	100%	500 780	2 014	5	50%	250 390
TOTAL CENTRALE PUAMAU		6 859 585	482 983	7 342 568		7 342 568				5 546 363
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA36	01/01/2013	443 547	5 766	449 313	100%	449 313	2 012	7	30%	134 794
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	328 621	8 544	337 165	100%	337 165	2 013	6	40%	134 866
SECURISAT°ACCES CAPTAGES	01/01/2020	530 029	55 123	585 152	100%	585 152	2 019	-	100%	585 152
TOTAL CENTRALE TAAOA		1 302 197	69 433	1 371 630		1 371 630				854 812
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA62	01/01/2013	443 547	5 766	449 313	100%	449 313	2 012	7	30%	134 794
FOURNIT. SUPERVIS° TAAOA	01/01/2014	257 392	6 692	264 084	100%	264 084	2 013	6	40%	105 634
NVEAU LINER BASSIN TAAOA2	01/01/2020	6 221 502	647 036	6 868 538	100%	6 868 538	2 019	-	100%	6 868 538
PROTECTION DECOUPLAGE CEN	01/02/2018	2 565 493	200 108	2 765 601	100%	2 765 601	2 018	1	90%	2 489 041
TOTAL CENTRALE TAAOA		9 487 934	859 603	10 347 537		10 347 537				9 598 007
DROITS INCORPORELS PRODUCTION *		58 543 373		58 543 373						
TOTAL PRODUCTION HIVA OA		131 204 246	5 476 612	136 680 858		72 959 926				60 755 909

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

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	Durée Amort / An	VNC = IFC 30/09/2021
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	01/01/2020	151 280	15 733	167 013	25	155 336
TRANSFO TAPEATA HIVA OA	01/07/2014	498 133	12 951	511 084	25	362 772
TRANSFO HIVA OA ATUONA	30/10/2018	654 344	51 039	705 383	25	622 979
TRANSFO V1022 PYLONE HIVA	01/07/2020	-	-	-	25	0
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	01/11/2004	1 418 071	-	1 418 071	25	458 134
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	01/07/2005	159 217	-	159 217	25	55 661
TRANSFO TAAOA HIVA OA	01/01/2006	272 556	-	272 556	25	100 779
POSTE RTE TAAOA HIVA OA	01/01/2006	475 488	-	475 488	25	175 813
TRANSFO POSTE CP DP HIVAO	01/07/2006	1 458 621	-	1 458 621	25	568 263
POSTE HIVA OA 2001	01/01/2001	488 377	-	488 377	25	82 850
POSTE HIVA OA 2003	01/01/2003	13 541 752	-	13 541 752	25	3 380 615
POSTE DP HIVA OA 2009	01/07/2009	456 261	-	456 261	25	232 556
RENV 5 IACM PAR 5 IAM HIV	01/05/2018	13 987 713	1 091 042	15 078 755	15	11 641 625
RES.AERIEN HIVA OA 98	01/01/1998	28 454 284	-	28 454 284	25	1 409 462
RES.AERIEN HIVA OA 99	01/01/1999	17 565 223	-	17 565 223	25	1 572 689
RES.AERIEN HIVA OA 2000	01/01/2000	1 082 378	-	1 082 378	25	140 205
RES.AERIEN HIVA OA 2001	01/01/2001	984 853	-	984 853	25	167 074
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	-	-	-	25	0
RESEAUX HIVA OA 2001	01/01/2001	-	-	-	25	0
RES.AERIEN HIVA OA 2002	01/01/2002	9 276 957	-	9 276 957	25	1 944 857
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	-	-	-	25	0
RESEAUX HIVA OA 2002	01/01/2002	-	-	-	25	0
RES.AERIEN HIVA OA 2003	01/01/2003	7 504 388	-	7 504 388	25	1 873 424
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	-	-	-	25	0
RESEAUX HIVA OA 2003	01/01/2003	-	-	-	25	0
RESEAU BTA QTIER TAHAUKU	01/01/2004	739 415	-	739 415	25	214 167
RESEAUX HTA/BTA MAKE MAKE	13/04/2005	5 422 605	-	5 422 605	25	1 848 737
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	-	-	-	25	0
RESEAUX HIVA OA 2005	01/06/2005	-	-	-	25	0
RESEAUX CP 51906 2005HIVA	01/06/2005	103 217	-	103 217	25	35 744
RESEAUX BTA QTIER DESOUZA	12/07/2005	1 161 034	-	1 161 034	25	407 284
EXT BTA LOTISS PAEPAENUI	30/12/2005	1 856 869	-	1 856 869	25	686 177
EXT BTA QTIER AVAEORU	30/12/2005	518 346	-	518 346	25	191 547

	Date de	Valeur Brute	TVA à	Vo majorée de la	Durée Amort	VNC = IFC
Actifs Immobilisés	mise en	concessionnaire	reverser 13%	TVA à reverser	/ An	30/09/2021
RESEAU HT/BT RTE TAAAO	service 01/01/2006	13 278 365	_	13 278 365	25	4 909 721
RESEAU HTA HIVA OA	01/01/2006	6 393 277		6 393 277	25	2 363 936
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006	0 373 211	_	0 373 211	25	2 303 730
RESEAUX HIVA OA 2006	01/07/2006		_	_	25	0
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	01/07/2006	514 799	_	514 799	25	200 560
RESEAUX CP HIVA OA 2007	01/07/2007	2 985 290	_	2 985 290	25	1 282 448
RESEAUX HIVAOA 2007	01/07/2007	2 763 276	_	2 703 270	25	0
RESEAUX HIVA OA 2007	01/07/2007	_	_	_	25	0
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	624 692	_	624 692	25	268 361
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	-	_	-	25	0
EXT BTA AERIEN QT HEITAA	03/06/2008	286 156	_	286 156	25	133 529
BTA AERIEN QT TEHEVINI	03/06/2008	268 764	_	268 764	25	125 413
EXT BTA AERINNE QTIER	18/06/2008	706 188	_	706 188	25	330 689
RESEAUX CP HIVA OA 2008	01/07/2008	14 653 113	_	14 653 113	25	6 882 547
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	-	_	-	25	0
BTA AERIENNE QT PETERANO	03/07/2008	516 637	_	516 637	25	242 777
RESEAUX CP HIVA OA 2009	01/07/2009	2 970 258	_	2 970 258	25	1 513 936
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	2376266	_	-	25	0
RESEAUX CP HIVA OA 2010	01/07/2010	17 720 169	_	17 720 169	25	9 740 753
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAU	01/01/2011	408 614	_	408 614	25	232 854
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONA	01/01/2011	251 986	_	251 986	25	143 598
RESEAUX CP HIVA OA 2011	01/07/2011	29 719 762	_	29 719 762	25	17 525 703
RESEAUX 2011 CONCED HIVA	01/07/2011	-	_	<u>-</u>	25	0
EXT 14A1 QT TOUATEKINA	01/01/2012	2 018 134	-	2 018 134	25	1 230 785
RESEAUX CP HIVA OA 2012	01/07/2012	29 338 223	-	29 338 223	25	18 477 454
RESEAUX 2012 CONCED HIVA	01/07/2012	_	-	-	25	0
RESEAUX CP HIVA OA 2013	01/07/2013	47 737 306	620 585	48 357 891	25	32 390 513
RESEAUX 2013 CONCED HIVA	01/07/2013	-	-	-	25	0
RESEAUX 2014 CONCED HIVA	01/07/2014	-	-	-	25	0
RESEAUX CP HIVA OA 2014	01/07/2014	911 575	23 701	935 276	25	663 867
RESEAUX CP HIVA OA 2015	01/07/2015	37 381 279	1 457 870	38 839 149	25	29 121 913
RESEAUX 2015 CONCED HIV	01/07/2015	-	-	-	25	0
RESEAUX CP HIVA OA 2016	01/07/2016	1 715 706	89 217	1 804 923	25	1 425 741
RESEAUX 2016 TIERS HIVA O	01/07/2016	-	-	-	25	0
RESEAUX CP HIVA OA 2018	01/07/2018	192 176	14 990	207 166	25	180 217
RSX AERIEN TIERS MOO 2018	01/07/2018	-	_	-	25	0
RNV RESEAUX HIVA OA PMT	30/10/2018	13 961 029	1 088 960	15 049 989	25	13 291 821
RENV RSX HT/BT PMT HIVA	01/03/2019	24 703 395	2 248 009	26 951 404	25	24 163 226
14A1 LC18/12/2018 HIVA OA	25/05/2019	1 057 770	96 257	1 154 027	25	1 045 390

	Date de	Valeur Brute	TVA à	X7	Desir Assess	VNC = IFC
Actifs Immobilisés	mise en	concessionnaire	reverser 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	/ An	30/09/2021
	service					
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	01/01/2020	1 230 150	127 936	1 358 086	25	1 263 131
RESEAUX CP HIVA OA 2020	01/07/2020	716 657	74 532	791 189	25	751 652
RSX AERIEN TIERS HIV 2020	01/07/2020	-	-	-	25	О
RENV RSX HT/BT HIVA OA	01/10/2020	8 566 321	890 897	9 457 218	25	9 079 966
EXT BTA AERO SOUTERAIN	03/06/2008	426 747	-	426 747	35	264 166
RSX SOUT TIERS 2016 HIVA	01/07/2016	-	-	-	35	О
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	01/01/2020	20 135 677	2 094 110	22 229 787	35	21 119 603
RSX SOUT TIERS HIV 2020	01/07/2020	-	-	-	35	О
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	01/07/2004	252 086	-	252 086	20	34 532
COMPATGE HIVA OA 2005	01/06/2005	-	-	-	20	О
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	01/07/2005	296 026	-	296 026	20	55 353
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	362 260	-	362 260	20	67 738
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	01/07/2005	40 611	-	40 611	20	7 594
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2006	648 693	-	648 693	20	153 731
BRCHT HIVA OA 2006	01/07/2006	-	-	_	20	О
BRCHT/CPTAGES CP HIVAOA	01/07/2007	791 243	-	791 243	20	227 076
BRCHT HIVAOA 2007	01/07/2007	_	-	_	20	О
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	01/07/2008	1 121 749	-	1 121 749	20	378 168
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	_	-	_	20	О
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	01/07/2009	3 705 338	_	3 705 338	20	1 434 423
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	-	_	_	20	o
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	01/07/2010	2 068 982	_	2 068 982	20	904 400
COMPTAGE TIERS HIVA 2010	01/07/2010	-	_	_	20	O
BRCHT/CPTAGE HIVA OA	01/07/2011	4 531 385	_	4 531 385	20	2 207 343
COMPTAGE TIERS HIVA 2011	01/07/2011	-	_	_	20	O
BRCHT/CPTAGES HIVA OA	01/07/2012	3 198 812	_	3 198 812	20	1 718 595
COMPTAGE TIERS HIVA 2012	01/07/2012		_	_	20	O
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2013	6 792 771	88 306	6 881 077	20	4 040 983
COMPTAGE TIERS HIVA 2013	01/07/2013		_	_	20	0
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	01/07/2013	_	_	_	20	Ö
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2014	2 263 268	58 845	2 322 113	20	1 479 790
COMPTAGE TIERS HIVAOA2014	01/07/2014		-		20	0
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2015	4 532 710	176 776	4 709 486	20	3 236 642
COMPTAGE TIERS HIV 2015	01/07/2015	-	-	, 65 .66	20	0
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2016	3 877 908	201 651	4 079 559	20	3 008 256
COMPTAGE TIERS HIVA 2016	01/07/2016	3 677 306	201 031		20	0
COMPTAGE TIERS HIVA 2017	01/07/2017	_	_	_	20	ŏ
BRCHT/COMPTAGE HIVA OA	01/07/2017	3 644 071	236 865	3 880 936	20	3 055 838
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2017	1 156 089	90 175	1 246 264	20	1 043 618
COMPTAGE TIERS HIVA 2018	01/07/2018	1 130 089	90 1/3	1 240 204	20	1 043 018
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2018	3 054 542	277 963	3 332 505	20	2 957 256
COMPTAGE TIERS HIV 2019	01/07/2019	3 034 342	2//903	3 332 303	20	2 93 / 236
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	01/07/2019	365 784	38 042	403 826	20	378 600
		363 /84	38 042	403 826		3 /8 600
COMPTAGE TIERS HIV 2020	01/07/2020	- 25.245.002	_	25 245 222	20	"
DROITS INCORPORELS DIST*		25 245 993	11 166 453	25 245 993		255 084 052
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA	1 1	457 571 918	11 166 452	468 738 370		255 084 953

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

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 0,20 xpf/litre sur les prestations locales.

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

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

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

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

c) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

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

e) Baux

Bailleur	Objet du bail
COMMUNE DE HIVA OA (1)	AGENCE HIVA OA
COMMUNE DE HIVA OA (2)	AGENCE HIVA OA (ANN.)

f) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

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

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe:

- 2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE
 - > Aspects commerciaux

h) Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication. Ce sont ainsi près de 44.000 poteaux qui sont mis à disposition, toutes concessions confondues, contre rémunération.

Durée: 1er janvier 2014 – 31 décembre 2020