



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE NUKU HIVA**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE NUKU HIVA
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2020

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	7
1.1- Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	9
1.3 – Le cadre juridique et contractuel	13
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....	15
➤ Aspects commerciaux.....	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020.....	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	17
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes	18
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva	21
2.7 - Gestion des impayés	22
2.8 - Dépenses de la Commune	22
2.9 - Services offerts à la clientèle	23
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	29
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	32
➤ Bilan technique	33
3.1 - Effectifs de l'exploitation	33
3.2 - Autorisation d'exploitation	33
3.3 - Détail des ouvrages de production	33
3.4 - Données de production englobant Taiohae, Taipivai et Aakapa	34
3.5 - Qualité de service	35
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	35
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants	36
3.8 - Raccordement solaire	36
3.9 – Unités d'œuvre 2020 de la concession	36
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	38
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	39
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	45
4.3 - Comptes de la concession.....	49
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	57
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	61
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	62
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	63
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	70
5.4 - Dépenses de renouvellement	70
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	71
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	75
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	75
5.8 - Plan de Renouvellement.....	79
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	80

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

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

A ce titre, il faut noter

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

Autres fait notables :

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

A) Péréquation inter îles :

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

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

B) Concession à « échéance 2020 »

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

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

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

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

Les principaux points de cet avenant sont :

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

C.1 Comptabilisation du chiffre d'affaires

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

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

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

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

C.2 Provision pour renouvellement du réseau de Tahiti Nord

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

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

C.3 Créance énergie

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

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

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

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

C.4 Plafonnement du résultat des concessions

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

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

D) Crise sanitaire du COVID-19

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

F) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2020 écoulée :

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

Spécifiques à la concession de Nuku Hiva :

Fin de concession :

Considérant le retard pris par la Polynésie française pour adopter un texte sur la péréquation des tarifs inter-îles, 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 Nuku Hiva 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°2, prolongeant la durée du contrat au 30 septembre 2021, a ainsi été signé le 7 juillet 2020.

Principaux indicateurs

		NUKU HIVA		
		2020	2019	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	1 135	1 124	
	BT	1 130 99,56%	1 119 99,56%	
	MT	5 0,44%	5 0,44%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	5 989	5 816
	BT	5 647 94,29%	5 614 96,53%	
	MT	342 5,71%	202 3,47%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,96	0,91
	Nombre de kWh vendus total		4 629 880	4 658 364
	BT	3 701 778 79,95%	3 722 295 79,91%	
	MT	928 102 20,05%	936 069 20,09%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	165 955 030	165 748 985
	BT : Total		135 216 460 81,48%	137 334 051 82,86%
	BT : par client		119 661	122 729
	BT : par kVA de puissance souscrite		23 947	24 461
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		23 553 140 17,42%	23 216 724 16,91%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		111 663 320 82,58%	114 117 327 83,09%
	MT : Total		30 738 570 18,52%	28 414 934 17,14%
MT : par client		6 147 714	5 682 987	
MT : par kVA de puissance souscrite		89 879	140 947	
MT : part fixe en XPF et % du CA total		6 306 315 20,52%	4 003 803 14,09%	
MT : part variable en XPF et % du CA total		24 432 255 79,48%	24 411 131 85,91%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		35,84	35,58	
BT		36,53	36,89	
MT		33,12	30,36	
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,85	0,86	
	Energie achetée			
	Energie solaire	kWh	50 386 0,93%	30 391 0,56%
	Energie hydroélectrique	kWh	1 195 421 22,05%	1 477 774 27,23%
	Energie thermique	kWh	4 175 242 77,02%	3 918 317 72,21%
	Energie totale achetée		5 421 049	5 426 482
	Temps moyen de coupure			
global		9h20	6h00	
origine production		2h30	0h01	
origine transport		-	-	
origine distribution		6h50	5h58	
FINANCIERS	Patrimoine			
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	84	84
	Valeur d'origine	k XPF	1 039 419	1 005 509
	Valeur économique des actifs gérés (*)	k XPF	488 848	472 358
	Travaux réalisés			
	Dépenses de renouvellement	k XPF	48 698	11 625
	Dépenses d'améliorant	k XPF	7 851	7 677
	Indemnité de fin de concession	k XPF	39 204	51 596
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	293 295	N/A
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	202 414	N/A
	Coût des énergies et du transport	k XPF	90 881	108 297
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	14 261	27 322	
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	127 340	N/A	

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

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

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

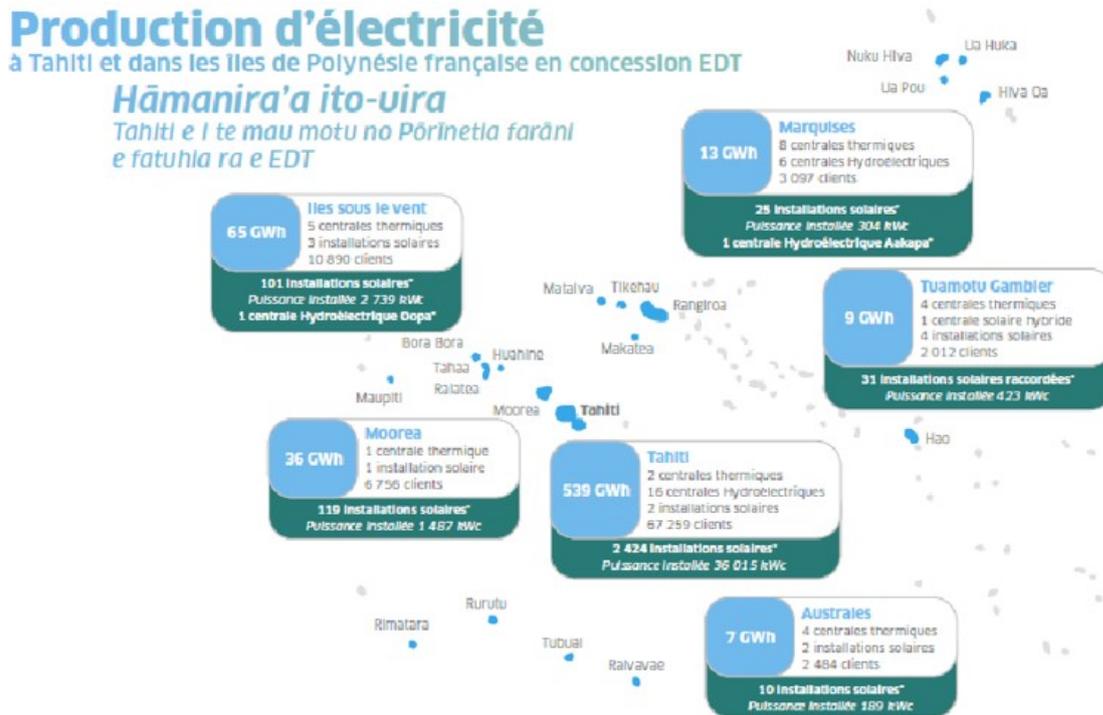
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats
Cf. paragraphe :
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 îles (sur un total de 118) pour une superficie proche de celle de l'Europe.

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

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

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

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

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées

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

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

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

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

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

En 2019, Engie représente :

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

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

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

Le groupe ENGIE s'appuie sur 4 activités principales :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Nuku Hiva est de 7 :

- | | |
|---|----------|
| - 1 Chef d'exploitation | |
| - Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production | 5 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 terminés, 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 Nuku Hiva 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 ;
- 5 véhicules d'intervention 4x4 avec VHF sécurisé ;
- 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 Nuku Hiva bénéficie directement :

- a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Îles) 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 réglementation en vigueur (Code du Travail, ...)

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

- Administration et finance
- Achats, approvisionnement
- Communication, marketing
- Digital et Services informatiques
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- Ressources humaines et formation

1.3 – Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Nuku Hiva** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 25 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 **Nuku Hiva** 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 **Nuku Hiva** a quant à lui été modifié par un avenant depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 28 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).

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°2 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 autres contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- d. Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- e. 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 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Dépenses de la Commune
- 2.9 Services offerts à la clientèle
- 2.10 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

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

La précédente actualisation avait eu lieu en février 2019.

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

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	17,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	35,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	26,00	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	42,00	42,00
BT Eclairage public	P4		35,50	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		39,50	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	27,50	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	24,00	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00	22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		30,50	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		40,50	40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400	400
Moyenne tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355	1355

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

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
	P=42,0	P=42,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus		Total kWh vendus	Montant		Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Total prime	Puissance au 31/12/2020 (kVA)
		antérieur 31/07/2020	postérieur 01/08/2020		antérieur 31/07/2020	postérieur 01/08/2020				
BT Usage social 1ère tranche	P0	792 778	533 137	1 325 915	14 889 529	8 943 233	23 832 762	28 558	7 456 690	2 394
BT Usage social 2ème tranche	P1	83 791	43 816	127 607	2 951 271	1 382 220	4 333 491			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	411 286		411 286	10 643 386		10 643 386	10 556	4 654 690	880
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	211 519		211 519	8 883 798		8 883 798			
BT Eclairage public	P4	58 993		58 993	2 094 297		2 094 297	1 118	447 040	90
BT Usage professionnel	P5	1 566 458		1 566 458	61 875 586		61 875 586	27 487	10 994 720	2 282
MT Tarif jour	P6	616 513		616 513	16 954 119		16 954 119	3 771	6 306 315	342
MT Tarif nuit	P7	311 589		311 589	7 478 136		7 478 136			
Total				4 629 880			136 095 575	71 490	29 859 455	5 989

CHIFFRE D'AFFAIRES 165 955 030
Prix moyen 35,84

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

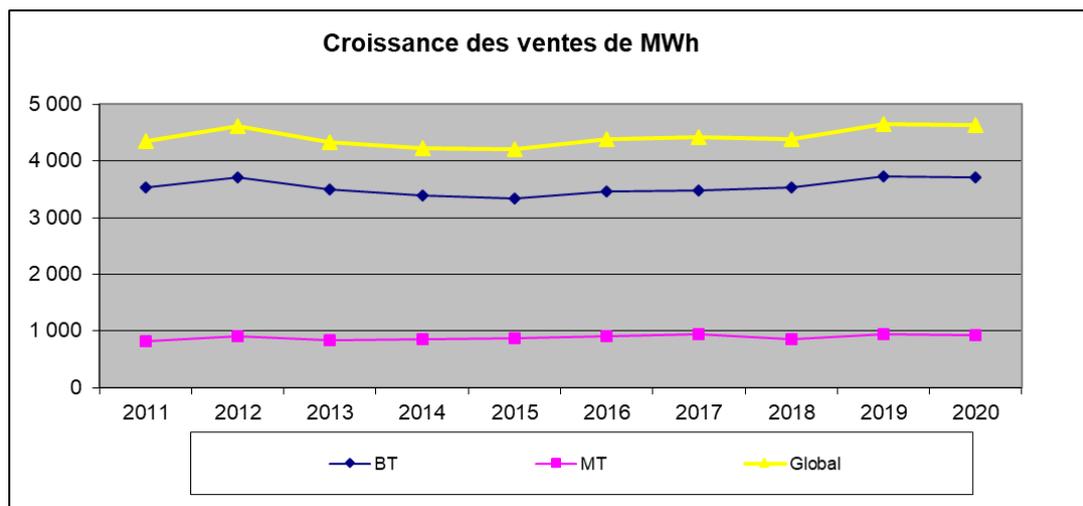
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprenait une estimation de la valorisation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat. Cette estimation n'a pas été réalisée en 2020.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	372 865 XPF
- Frais de relance :	<u>701 350 XPF</u>
- Total	1 074 215 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de hausse de 6,2% en 2019, les ventes d'électricité connaissent une baisse de 0,6% (soit - 28 MWh) en 2020. Elles s'établissent ainsi à **4,6 GWh**.

Cette baisse est liée à la diminution de 0,9% (soit -8 MWh) des ventes en moyenne tension, qui représentent 20% des volumes, et de la baisse des ventes en basse tension de 0,6% (-21 MWh).

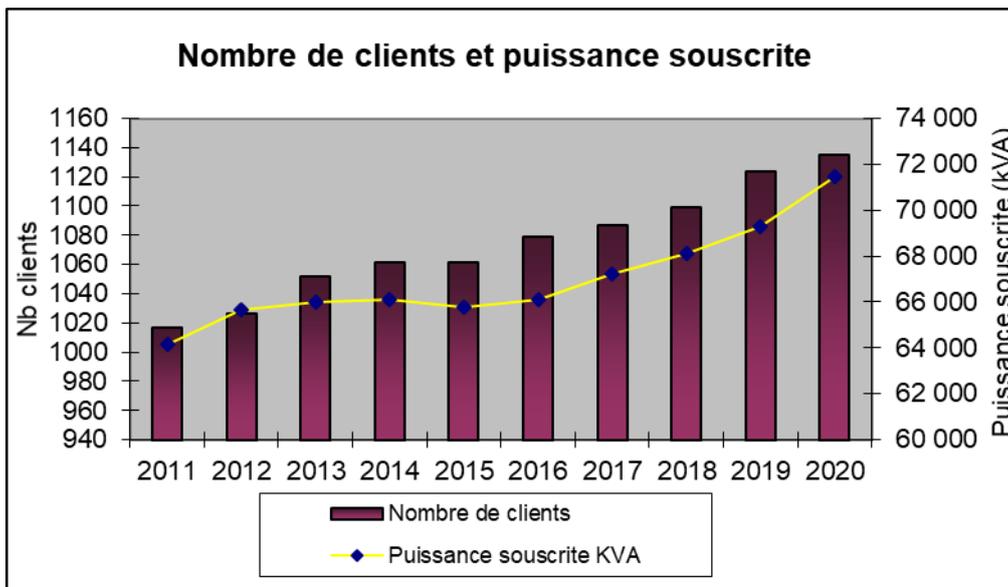
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) connaît une évolution à la hausse de 2,8%, soit +56,1 MWh. Cette progression traduit une augmentation de 3,6% des volumes de ventes au tarif « petits consommateurs » (+49,9 MWh), en lien avec la hausse du nombre de contrats (+17), et une croissance des ventes au tarif « classique » de 1,0%, soit +6,2 MWh.

Les tarifs domestiques représentent 56% des volumes basse tension en 2020, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 39% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,6% des ventes en basse tension avec environ 59 MWh vendus sur 2020, diminuent pour la troisième année consécutive, de 16,5% en 2020, soit -11,7 MWh.

Après avoir atteint en 2019, leur plus haut niveau sur les 8 dernières années liée à l'augmentation du nombre de contrats souscrits à ce tarif et à la consommation soutenue des magasins de l'île ainsi qu'aux augmentations de volumes globalement constatées pour les contrats souscrits au nom de la Commune (station de pompage, cantines des écoles, ...). Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 42% des ventes basse tension (44% en 2019) enregistrent une diminution de 4,0% en 2020, soit -65 MWh.

Après une année de hausse des ventes de 9,2% qui s'expliquait essentiellement par la croissance de la consommation électrique de l'hôpital de Taiohae, les ventes en moyenne tension diminuent de 0,9%, soit -8 MWh, pour s'établir à 928 MWh.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2019 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 130 +1,0% (+ 11 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>5</u> <u>-</u>
	1 135 +1,0% (+ 11 contrats)

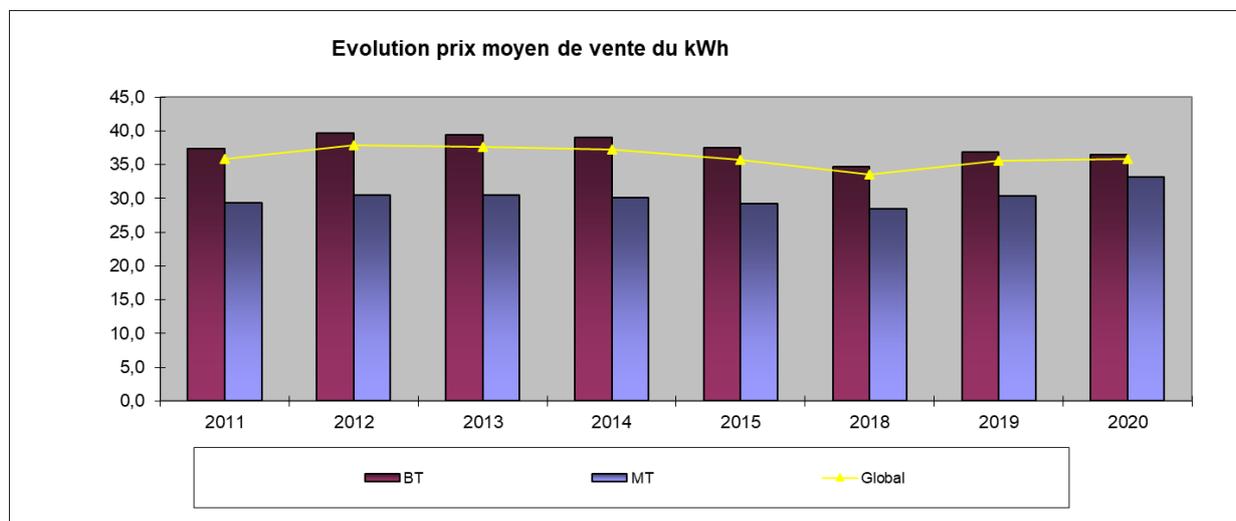
La hausse du nombre de contrats souscrits aux tarifs basse tension concerne le tarif « petits consommateurs », avec 17 contrats supplémentaires par rapport à fin 2019.

Le nombre de contrats souscrits en tarif « usages domestiques classique » est pour sa part en léger recul et enregistre 2 contrats de moins par rapport à fin 2019 comme le tarif à « usage professionnel » qui enregistre 2 contrats de moins.

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

- Tarif « Petits Consommateurs » 66%
- Tarif Usages professionnels basse tension 16%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 15%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée poursuit sa progression à la hausse (+3,2%) et s'élève à 71 490 kVA, en lien avec l'augmentation de la puissance souscrite facturée pour les tarifs moyenne tension.

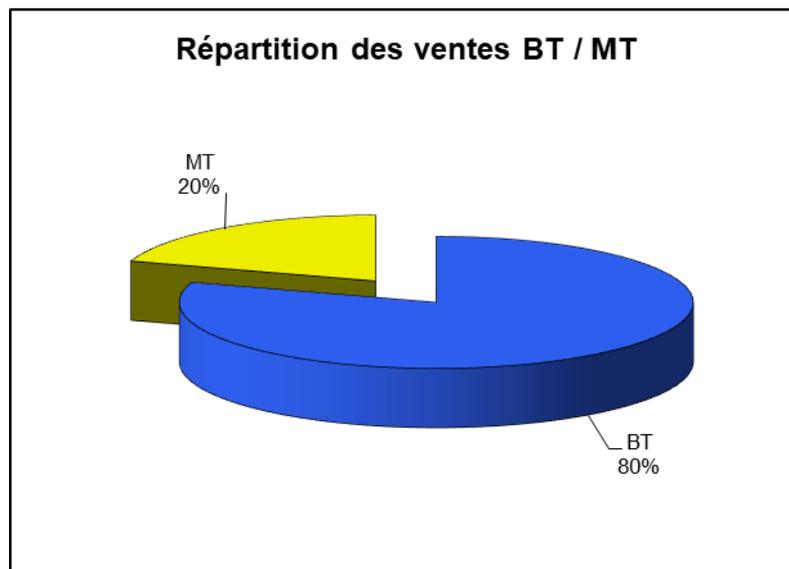


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2019
Tarifs basse tension	36,5 Fcp	-1,0%
Tarifs moyenne tension	<u>33,1 Fcp</u>	<u>+9,1%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	35,8 Fcp	+0,7%

Le prix moyen de vente du kWh augmente globalement de 0,7%.

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 80% des ventes.

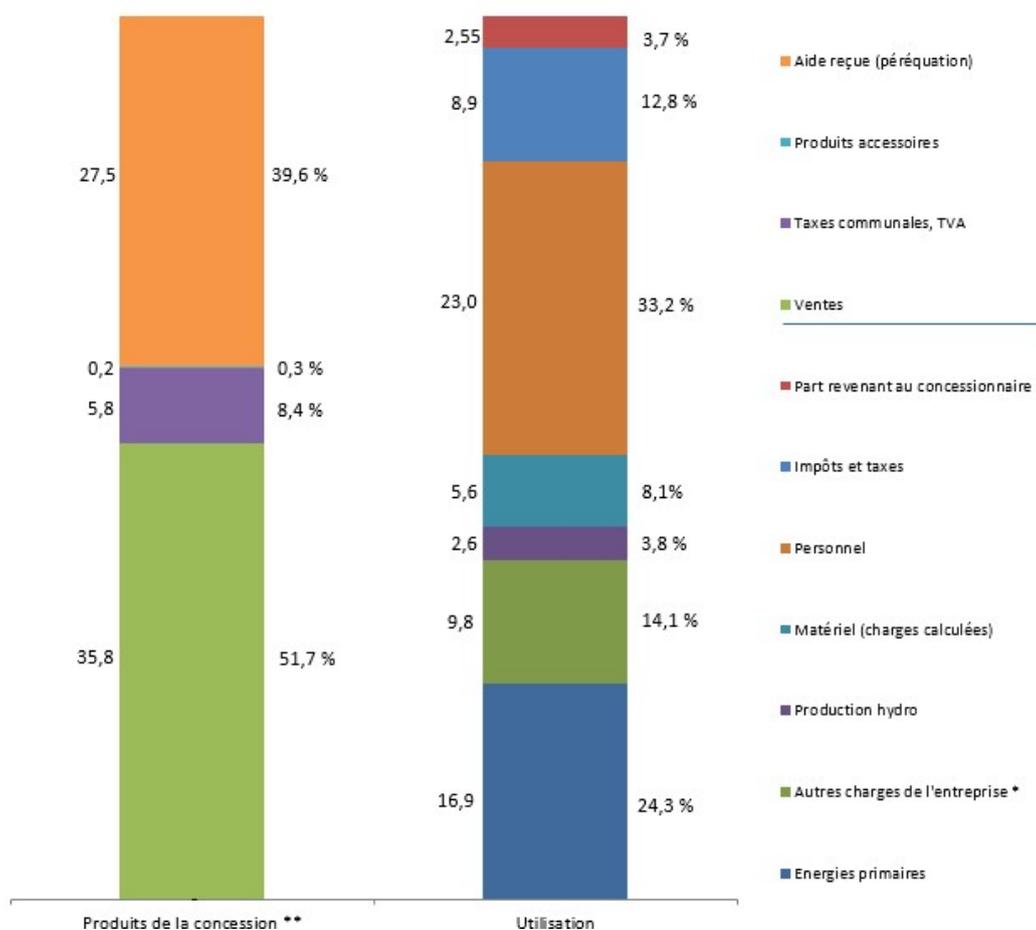
L'augmentation du prix moyen de vente du kWh en « moyenne tension » évolue à la hausse du fait de la hausse tarifaire du 15 février 2019. Ces ventes représentent 20% des ventes.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 80% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 20% en tarif moyenne tension.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva

2020 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

**Dont 41,6 F/KWh (60,1%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les charges sont hors charges non récurrentes.

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2020, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Nuku Hiva, 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 33,9 Millions Fcp, ce qui représente 18% du chiffre d'affaires 2020, soit un délai de créances clients de 66 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Nuku Hiva, en moyenne 141 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 12% 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 Nuku Hiva, en moyenne 6 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, 789 156 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Nuku Hiva, soit moins de 0,48% du chiffre d'affaires réalisées sur 2020.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	52 - NUKU HIVA			
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2020 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS	1	-	3 280	
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	19	60 364	2 947 475	48,83
07 - USAGE PROFESSIONNEL	54	229 275	13 566 663	59,17
Total général	74	289 639	16 517 418	57,03

** 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 diminue de 7,3% en 2020 et s'établit à 16,5 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 74 compteurs.

Les dépenses en éclairage public diminuent de 14,3%, avec 2,9 Millions Fcp TTC qui leur sont consacrés. Les dépenses au tarif professionnel diminuent pour leur part de 5,6% et s'élèvent à 13,6 Millions Fcp TTC, essentiellement en raison d'une station de pompage et de la consommation d'une école.

2.9 - Services offerts à la clientèle



Covid et confinement

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

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

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

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

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

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

Offre de services multiple EDT



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

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

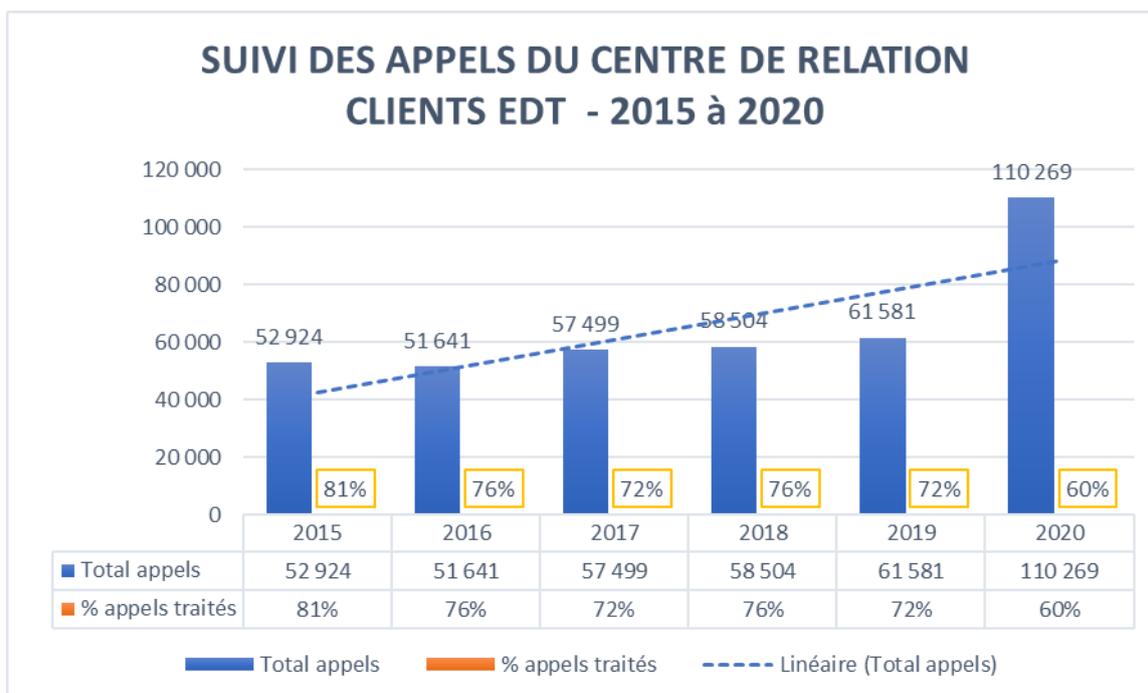
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puraï, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

Mesures de la satisfaction clients

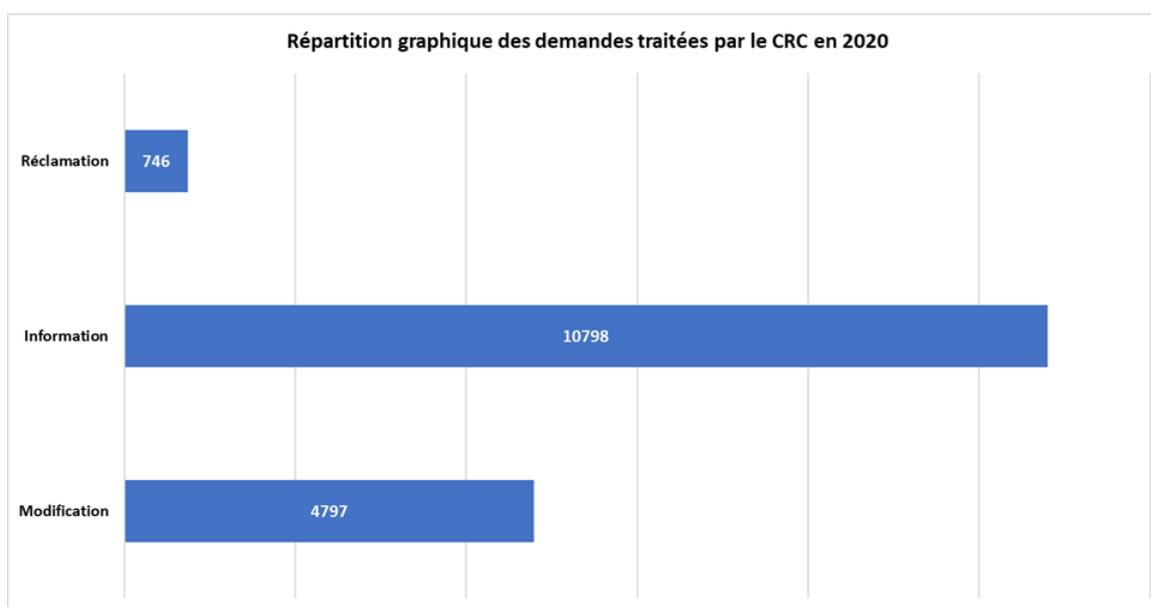
Pour 2020, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux de satisfaction de :

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

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



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



L'information clients par SMS GRATUITS

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

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

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

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

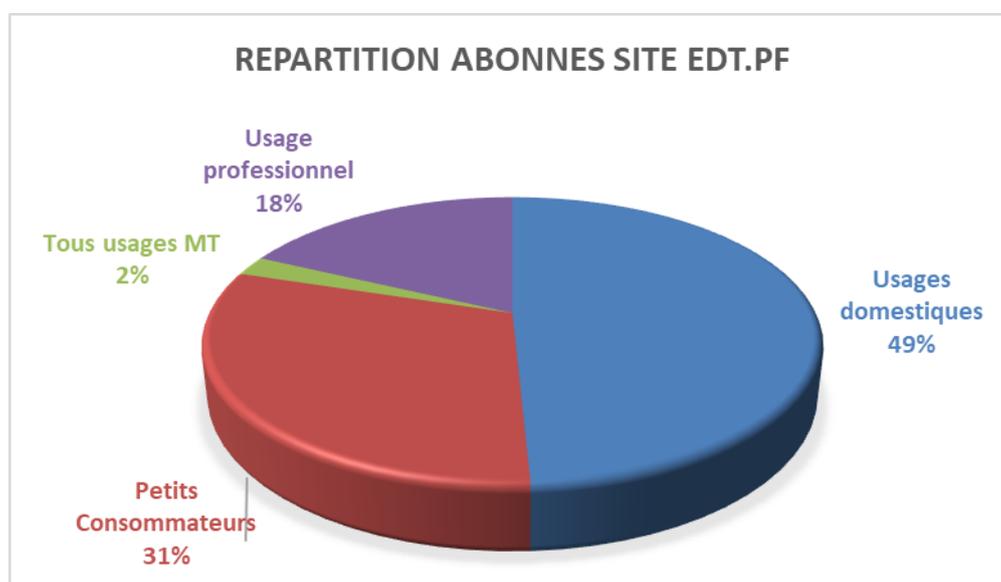
Le système informatique de gestion de la clientèle

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

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

Le site client edt.pf

Concession	Nb accès edt.pf	%age clients connectés
Nuku Hiva	129	13%



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

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

- Les digitaux qui ont continué à gérer en ligne leur contrat
- Les présentsiels qui ont dû se reconvertir en digitaux

- Les présentsiels qui n'ont pas pu se reconvertir par manque de matériels ou d'appétence.

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



FB : + 29%



Instagram : +48%



Linkedin : +166%

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

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

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

edt.pf : +74% d'utilisateurs

Mareva chatbot : +122% d'utilisateurs

Paiement en ligne : +73%

Auto-relève : +61%

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





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



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



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



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

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

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

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

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

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

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



Campagne sur les économies d'énergie

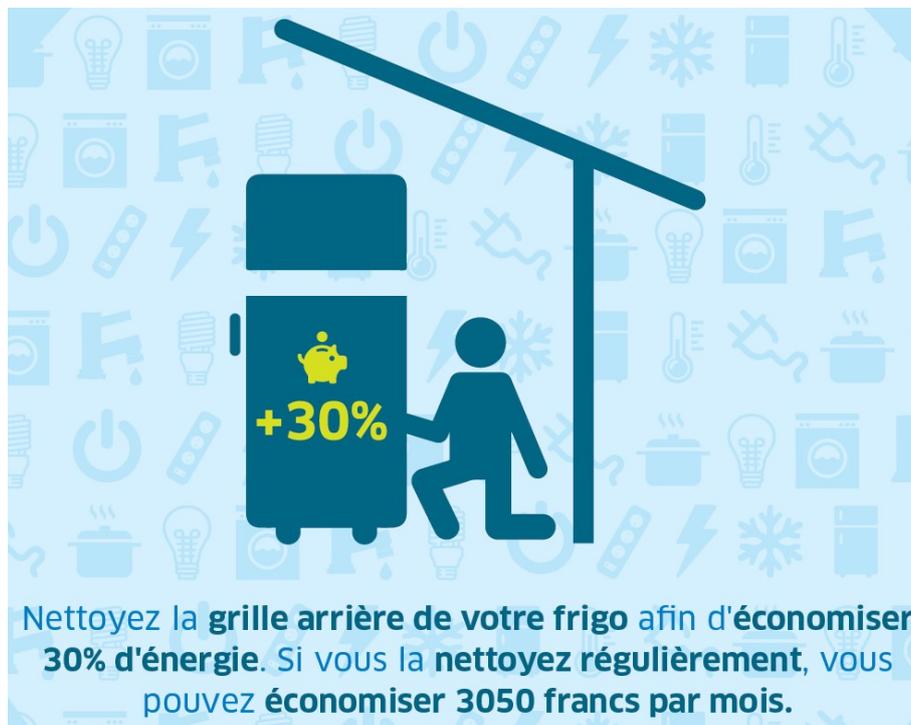


En réponse aux critiques de clients concernant leur facture en sortie de confinement, une campagne de communication a été lancée dès le 4 décembre 2020 et jusqu'en février 2021 sur les deux chaînes de télévision, et en radio, expliquant comment réussir les économies d'énergie par des gestes simples,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

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

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

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



Durant le premier semestre 2020, des spots d'information sur les économies d'énergie ont été diffusés par les télévisions Polynésie la 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.

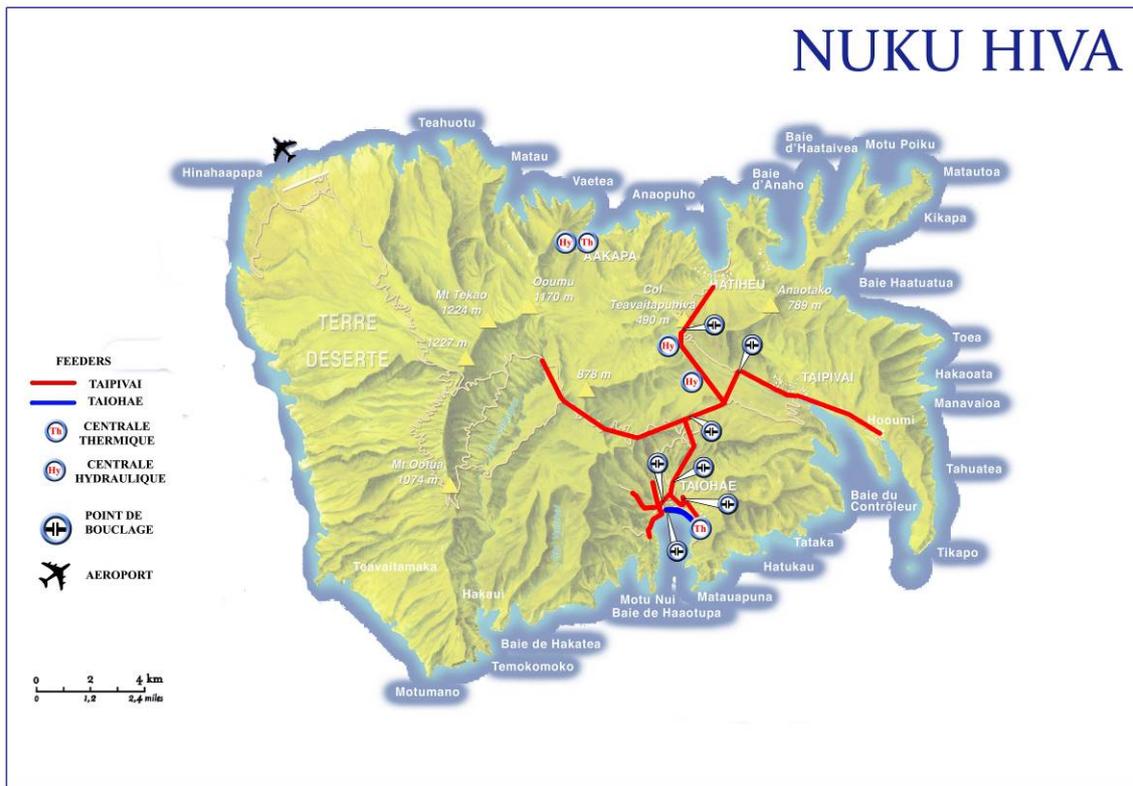


3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

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

➤ Bilan technique



3.1 - Effectifs de l'exploitation

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de Nuku Hiva est de 6 agents en 2020. Départ à la retraite d'un agent d'exploitation en 2020 et remplacé en 2021.

3.2 - Autorisation d'exploitation

La centrale électrique de NUKU HIVA fait l'objet des arrêts d'exploitation suivants :

Type de text	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1127	08/03/2010	TAIOHAE-NUKU HIVA	Modif. Nouveau
Arrêté	9027	07/12/2009	TAIOHAE-NUKU HIVA	Nouveau
Arrêté	1574	19/04/1994	TAIOHAE-NUKU HIVA	Initial et abrogé

3.3 - Détail des ouvrages de production

Le parc de groupes électrogènes fixes de production est le suivant : (englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai)

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 AAKAPA	FG WILSON	BASE	50	40	32	G293	18/06/2017	14 130	18 593	4 463
G2 AAKAPA	FG WILSON	BASE	55	45	36	G324	19/12/2019	124	4 474	4 350
G1 TAIQHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G192	01/12/2008	38 802	42 312	3 510
G2 TAIQHAE	FG WILSON	BASE	675	540	432	G196	02/07/2009	51 077	59 347	8 270
G3 TAIQHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G153	29/09/2006	39 118	42 368	3 250
G4 TAIQHAE	FG WILSON	BASE	635	540	432	G197	02/07/2009	37 249	38 801	1 552
G5 TAIQHAE	FG WILSON	BASE	635	540	432	G228	08/11/2010	18 238	18 238	0
G6 TAIQHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G169	16/04/2008	38 073	43 072	4 999
Turbine Taipivai 1	HYDROLEC	HYDRO	500	400	400	H001	01/01/1985	85 008	5 606	5 606
Turbine Taipivai 2	BOUVIER	HYDRO	275	220	220	H002	01/01/1997	50 169	56 825	6 656

3.4 - Données de production englobant Taiohae, Taipivai et Aakapa

Production thermique brute 2020 de la centrale de Aakapa : 61 339 kWh en baisse par rapport à 2019 ;

Production thermique brute 2020 de la centrale de Taiohae : 4 170 078 kWh en hausse par rapport à 2019.

1 164 887 litres de gazole ont été consommés en 2020 pour ces deux centrales contre 1 143 776 litres en 2019, et 3 238 litres d'huile ont été consommés en 2020 contre 3 804 litres en 2019.

La puissance de pointe appelée est de 975 kW (957 kW pour Taiohae et Taipivai + 18 kW pour Aakapa). La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant de la centrale de Taiohae est de 432 kW, celui de Aakapa est de 32 kW.

1 117 840 kWh ont été produits en 2020 dans les centrales hydroélectriques de Taipivai 1 et Taipivai 2 contre 1 408 380 kWh en 2019.

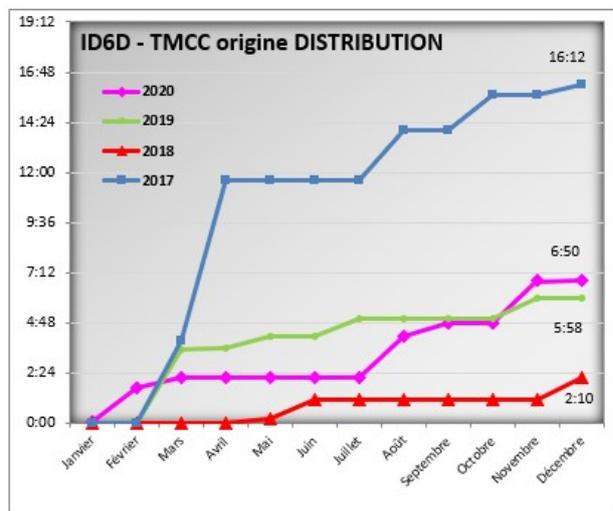
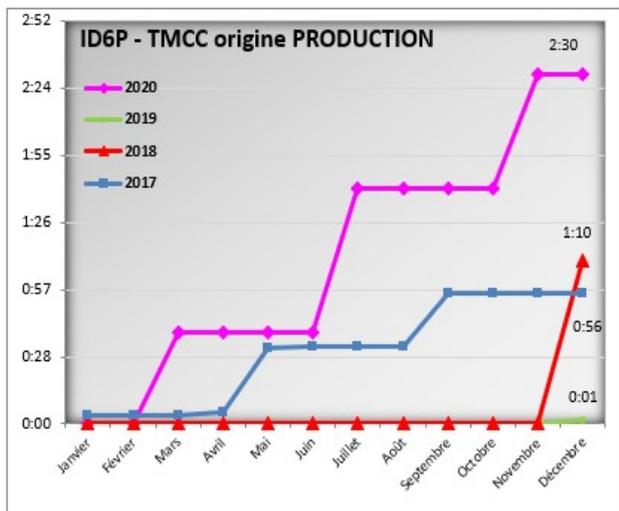
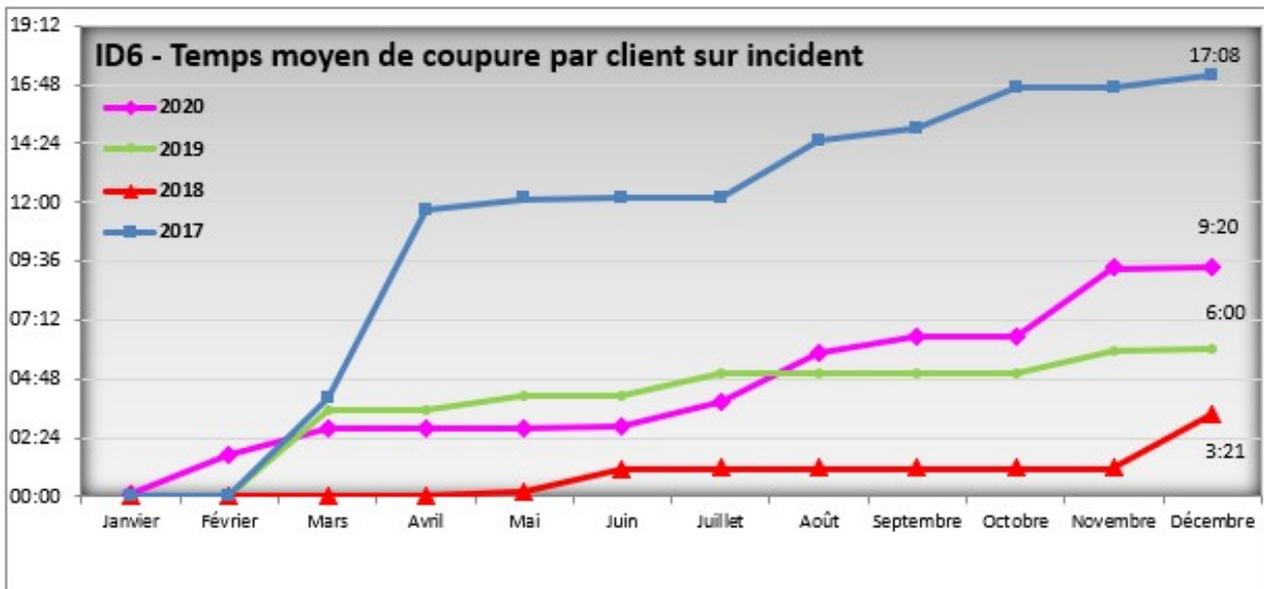
A noter également une production de 46 534 kWh au niveau de la turbine hydroélectrique de AAKAPA sur 2020 contre 34 187 kWh en 2019 soit une augmentation.

NUKU HIVA 2020	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	415 554	409 890	63 342	113 209	272	388	878
Février	378 563	373 986	74 101	102 003	269	221	871
Mars	425 085	420 246	47 262	119 966	282	364	957
Avril	333 095	328 418	120 964	88 227	265	275	824
Mai	362 297	357 390	85 570	101 853	281	204	840
Juin	264 829	260 243	167 567	75 994	287	206	827
Juillet	201 789	197 114	238 174	58 650	291	133	843
Août	261 990	258 229	158 104	74 054	283	164	817
Septembre	374 439	370 381	82 974	95 713	256	360	767
Octobre	357 530	353 144	88 724	99 786	279	226	912
Novembre	402 955	398 308	28 645	109 870	273	301	924
Décembre	453 291	447 893	8 947	125 562	277	396	812
TOTAL	4 231 417	4 175 242	1 164 374	1 164 887	275	3 238	957

3.5 - Qualité de service

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

Le Temps Moyen de Coupure par Client de Nuku Hiva en 2020 est de 09h20 moins bon qu'en 2019 où nous étions à 06h00mn. Cela est essentiellement dû à des déclenchements survenus sur le réseau de distribution et des problèmes de production.



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Aucun exercice POI en 2020

Traitement des effluents

1872 litres d'huile de vidange et un contenant de 615 litres de déchets solides souillés par du gasoil ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2020.

3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

Administratif

Prolongation du contrat de concession de 2020 à 2021

Distribution

- Incident réseau avec la rupture de chaînes d'ancrage sur la longue portée de TOOVII ce qui a entraîné le programme de remplacement des chaînes d'ancrages.
- Fin du PMT 2019

Production :

Raccordement des deux cuves incendie de la centrale TAIQHAE en vue d'augmenter l'autonomie d'attaque au feu

Ressources Humaines :

Départ à la retraite de Mr Antonin TAUPOTINI, agent historique de l'exploitation de NUKU HIVA.

3.8 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2020	Puissance raccordée en 2019	< 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	> 100 kWc	Tarif de rachat
13	192	4	14	4	-	-	-	23,64 F/kWh

3.9 – Unités d'œuvre 2020 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	957
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	464
Puissance garantie en kW (PG2)	1 204
Nb de kWh vendus	4 629 880
Quantité en litre de combustible	1 164 887
Nb de kWh thermique sortis centrales thermiques	4 175 242
Nb de kWh hydro acheté par tarif	1 164 374
Nb de kWh hydro acheté Aakapa	31 047
Nb de kWh solaire acheté par tarif	50 386
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	3 870
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 135

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	-	31 491	-	18 895	-

Répartition des longueurs Réseau à fin 2020

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Nuku Hiva	33,19	2,76	-	35,95	36,83	11,50	48,33	70,02	14,26	84,28	83,1%	16,9%

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 moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES,
- l'élagage à proximité des réseaux avec le prestataire ETCLIPS.

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2015 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) La séparation des services délégués

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

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

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

4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) La prééminence de l'imputation directe

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

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

- les imputations directes concernent 82 % du total des dépenses de la concession de Nuku Hiva. 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 18 % 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.

NUKU HIVA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	73%	9%	82%
Frais répartis sur la concession	9%	9%	18%
Total	82%	18%	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 :

Nuku-Hiva		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	62 495	-1 054 732
Production thermique - frais de siège*		329 161	
Production thermique - fonction support*		2 304 027	
Production d'électricité d'origine hydraulique - frais de siège*		83 988	
Production d'électricité d'origine hydraulique - fonction support*		485	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	316 623	-227 756
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	13 043 379	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		139	
Distribution d'électricité - frais de siège*		243 994	
Distribution d'électricité - fonction support*		711 383	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		261	
Fourniture d'électricité - fonction support*		6	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	459 277	0
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	46 502	
Clientèle - frais de siège*		60 551	
Clientèle - fonction support*		268 611	
Total		17 930 882	-1 282 488

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

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

4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

Production :

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

Dispatching et conduite du réseau

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

Transport :

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

Distribution :

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

Gestion de clientèle :

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

4.1.7) La permanence des méthodes

Adaptation des clefs de répartition :

Réorganisation de la Direction 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	52
	Mise à disposition personnel	454 156
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	2 943 248
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	1 425 685
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	215 667

Autres parties liées

Libellé	Description	52
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	963 326
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	2 480 023

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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 73 % 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 27 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,565% (- 0,435 % + 2 %)
 - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,783 % (-0,435 % + 1 % + 1,218 % surperformance financière)
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

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

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

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

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

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

➤ Principes de répartition des coûts indirects

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

4.2.1 Les frais de siège :

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

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

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

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

4.2.2 Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.3 Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.5 Les coûts informatiques :

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

4.2.6 Le service de support aux îles situé à Puurai :

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

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

4.2.7 La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

4.2.8 Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

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

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

Détail des frais répartis 2020 Nuku Hiva

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Nuku Hiva en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Nuku Hiva
Frais de siège	1 381,3	1 187,0			21,9	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des îles	372,6	371,9	30,2	-3,1	27,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	973,5	79,0
Clientèle îles	40,5	40,5	1,8	0,0	1,8	Nombre d'abonnés îles	27 239	1 235
Suivi et développement	90,7	87,9	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	66,4	0,1
Suivi du patrimoine	24,0	23,9	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	8,8	0,02
Travaux réseau	89,1	89,2	0,8	0,0	0,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	82,2	0,8
Relève Intervention Branchement	272,2	256,5	0,4	0,2	0,7	Temps pointé par la cellule	162,5	0,3
Gestion administrative du solaire	17,2	15,9	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	2 512	13
Service Grand compte	43,0	38,3	1,1	0,0	1,1	Contrats grands comptes	5 183	146
Marketing & E-services	48,3	41,6	0,6	0,0	0,6	Nombre d'abonnés	79 574	1 135
Animation & réseaux proximité	37,2	32,0	0,5	0,0	0,5	Nombre d'abonnés	79 574	1 135
Comptabilité client et recouvrement	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	79 574	1 135
Magasins	-33,1	-32,2	-0,6	0,0	-0,6	Sorties de stock valorisées	1 511 855	28 827
Total support externe					32,4			
Support interne de l'île					32,4			
Total Support					64,8			

(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	Nuku Hiva	
	2020	2019
Immobilisations concédées *	1 039 419 143	1 005 508 571
- Production	535 943 268	535 793 096
- Distribution	503 475 875	469 715 475
Immobilisations privées	50 313 502	50 003 616
Immobilisations en-cours	23 696 907	21 280 930
- Production	22 992 800	15 218 485
- Distribution	222 326	6 062 445
- Privées	481 781	0
Total immobilisations brutes	1 113 429 552	1 076 793 117
Amortissements et provisions **	-945 922 627	-902 123 589
- Production	-484 460 304	-481 336 437
- Distribution	-412 927 292	-373 639 940
- Privés	-48 535 031	-47 147 212
Immobilisations nettes	167 506 925	174 669 528
Stock	33 140 139	24 177 825
Créances clients	33 110 683	37 352 307
Autres créances	5 965 455	4 611 797
Provisions pour dépréciation	-2 296 634	-2 304 142
Stock et créances nets	69 919 643	63 837 787
Compte courant du concessionnaire	81 765 113	108 571 398
TOTAL ACTIF	319 191 681	347 078 714

* Immobilisations concédées

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	495 875 867	472 140 712
Concessionnaire - Droit incorporel	0	23 584 984
Total concessionnaire	495 875 867	495 725 696
Total Tiers et concédant	40 067 401	40 067 401
Total au bilan	535 943 268	535 793 097

	2020	2019
Distribution		
Concessionnaire	431 061 789	393 858 923
Concessionnaire - Droit incorporel	0	6 481 100
Total concessionnaire	431 061 789	400 340 023
Tiers et concédant	72 414 086	69 375 453
Total au bilan	503 475 875	469 715 476

** Amortissements et provisions

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	-451 326 713	-427 501 934
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-21 856 546
Total concessionnaire	-451 326 713	-449 358 480
Tiers et concédant	-33 133 591	-31 977 957
Total au bilan	-484 460 304	-481 336 437

	2020	2019
Distribution		
Concessionnaire	-382 150 840	-339 016 338
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-6 481 100
Total concessionnaire	-382 150 840	-345 497 438
Tiers et concédant	-30 776 452	-28 142 502
Total au bilan	-412 927 292	-373 639 940

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	Nuku Hiva	
	2020	2019
Résultat	14 261 025	27 321 682
Capitaux propres	14 261 025	27 321 682
Droits des tiers et concédant apport gratuit	48 571 444	49 322 395
- Production	6 933 810	8 089 444
- Distribution	41 637 634	41 232 951
Provision devenues sans objet	179 193	179 193
Droits du concédant exigible en nature	48 750 637	49 501 588
Autres provisions	16 038 702	12 388 163
- PIDR	15 033 217	12 388 163
- Autres provisions	1 005 485	0
Provision pour risques et charges	16 038 702	12 388 163
Clients - avances sur consommation	4 545 485	4 421 588
Fournisseurs	31 209 560	40 036 774
Dettes fiscales et sociales	55 932 602	43 691 122
Passif de renouvellement	141 898 441	168 855 029
- Production	94 656 656	106 302 630
- Distribution	47 241 786	62 552 399
Autres dettes	471 862	471 862
Produits constatés d'avance	6 083 367	390 906
Emprunts et dettes	240 141 317	257 867 281
TOTAL PASSIF	319 191 681	347 078 714

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

		Nuku Hiva 2019			Nuku Hiva 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	145 020 074		145 020 074	132 991 643		132 991 643
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	1 316,00		1 316	1 316,00		1 316
	- Forfait FP1	112 410		112 410	101 058		101 058
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-91 035 298	-249 034	-91 284 332	-100 167 106	-154 249	-100 321 355
	par UO : Puissance maximale majorée	-69 176		-69 365	-76 115		-76 232
	- Maintenance	-39 515 404		-39 515 404	-45 263 693		-45 263 693
	- AC	-2 216 877		-2 216 877	-5 835 716		-5 835 716
	- ACE	-3 436 396		-3 436 396	-7 102 954		-7 102 954
	- MO	-33 862 131		-33 862 131	-32 325 023		-32 325 023
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-2 143 964		-2 143 964	-2 353 483		-2 353 483
	- AC	-85 665		-85 665			
	- ACE	-808 184		-808 184	-751 594		-751 594
- MO	-84 990		-84 990	-28 876		-28 876	
- AUTRES	-1 165 125		-1 165 125	-1 573 013		-1 573 013	
- Amortissement des actifs de concession	-10 037 912		-10 037 912	-6 923 891		-6 923 891	
- Dotation amortissement biens au bilan	-11 338 784		-11 338 784	-14 157 864		-14 157 864	
- Dotation / reprise de lissage	1 300 872		1 300 872	7 233 973		7 233 973	
- Quote part des activités support affectées	-39 338 018	-249 034	-39 587 052	-45 626 039	-154 249	-45 780 288	
- Fonctions supports	-30 028 067		-30 028 067	-36 044 274		-36 044 274	
- Frais de siège	-9 309 951	-249 034	-9 558 985	-9 581 765	-154 249	-9 736 014	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	8 783 066		8 783 066	7 864 528		7 864 528
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	4 033 948		4 033 948	3 918 317		3 918 317
	- Forfait FP2	2,221		2,221	2,007		2,007
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-4 155 946	-7 451	-4 163 397	-5 862 737	-4 642	-5 867 379
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,030		-1,032	-1,496		-1,497
	- Maintenance	-2 654 711		-2 654 711	-4 233 218		-4 233 218
	- AC	-833 887		-833 887	-2 030 205		-2 030 205
	- ACE	-229 506		-229 506	-480 034		-480 034
	- MO	-1 591 318		-1 591 318	-1 722 979		-1 722 979
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-1 501 235	-7 451	-1 508 686	-1 629 519	-4 642	-1 634 161
	- Fonctions supports	-1 222 693		-1 222 693	-1 341 160		-1 341 160
- Frais de siège	-278 542	-7 451	-285 993	-288 359	-4 642	-293 001	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	86 660 087		86 660 087	75 139 747		75 139 747
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	21,48		21,48	19,18		19,18
	- Consommations	-88 399 913		-88 399 913	-75 139 747		-75 139 747
	- Fioul						
	- Gasoil	-87 266 985		-87 266 985	-74 262 019		-74 262 019
- Huile	-1 132 928		-1 132 928	-877 728		-877 728	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	15 218 485		15 218 485	27 803 996		27 803 996
	- Coûts directs	-15 198 389		-15 198 389	-27 803 996		-27 803 996
	- AC	-10 540 731		-10 540 731	-26 781 300		-26 781 300
- ACE	-4 101 677		-4 101 677	-1 022 696		-1 022 696	
- MO	-555 981		-555 981				
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-295 736		-295 736				
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	255 681 713		255 681 713	243 799 914		243 799 914
	MARGE AVANT IS	56 596 431	-256 485	56 339 946	34 826 328	-158 891	34 667 437
	- I.S.	-28 488 864	129 107	-28 359 758	-16 292 781	74 334	-16 218 447
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	28 107 567	-127 379	27 980 188	18 533 547	-84 557	18 448 990
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	23 891 432	-108 272	23 783 160	15 753 515	-71 874	15 681 642
	En % des produits	-9%		-9%	-6%		-6%

		Nuku Hiva 2019			Nuku Hiva 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
Prod ENR EDT	REVENU AUTORISE	17 054 955		17 054 955	12 792 920		12 792 920
	- UO kWh produits sortie de centrale	-1 442 567		-1 442 567	1 164 374		1 164 374
	- Tarif	12,06		12,06	12,06		12,06
	COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	-17 479 060	-68 856	-17 547 916	-12 256 837	-40 543	-12 297 380
	par UO : kWh produits sortie de centrale	12,12		12,16	10,53		10,56
	- Maintenance	-3 613 863		-3 613 863	-2 342 896		-2 342 896
	- AC	-1 357 854		-1 357 854	-242 696		-242 696
	- ACE	-238 851		-238 851	-499 244		-499 244
	- MO	-2 017 158		-2 017 158	-1 600 956		-1 600 956
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-969 708		-969 708	-866 969		-866 969
	- AC						
	- ACE	-969 708		-969 708	-866 969		-866 969
	- MO						
	- AUTRES						
	- Amortissement des actifs de concession	-8 016 427		-8 016 427	-4 462 416		-4 462 416
	- Dotation amortissement biens au bilan	-7 884 612		-7 884 612	-9 124 680		-9 124 680
- Dotation / reprise de lissage	-131 815		-131 815	4 662 264		4 662 264	
- Quote part des activités support affectées	-4 879 062	-68 856	-4 947 918	-4 584 556	-40 543	-4 625 099	
- Fonctions supports	-2 304 917		-2 304 917	-2 066 080		-2 066 080	
- Frais de siège	-2 574 145	-68 856	-2 643 001	-2 518 476	-40 543	-2 559 019	

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES						
- Coûts directs							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							

SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	17 054 955		17 054 955	12 792 920		12 792 920	
MARGE AVANT IS	-424 104	-68 856	-492 961	536 083	-40 543	495 540	
- I.S.	213 481	34 660	248 141	-250 795	18 967	-231 828	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	-210 623	-34 196	-244 820	285 287	-21 576	263 712	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-179 030	-29 067	-208 097	242 494	-18 339	224 155	
En % des produits	1%		1%	-2%		-2%	

		Nuku Hiva 2019			Nuku Hiva 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	53 914 902		53 914 902	50 515 568		50 515 568
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	69		69	84		84
	- Forfait FD2	800 858		800 858	-602 423		-602 423
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-47 680 459	-170 231	-47 850 690	-49 954 412	-112 172	-50 066 584
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-694 312		-696 790	-595 731		-597 069
	- Maintenance	-16 636 220		-16 636 220	-17 788 999		-17 788 999
	- AC	-410 287		-410 287	-1 031 229		-1 031 229
	- ACE	-7 859 798		-7 859 798	-8 046 376		-8 046 376
	- MO	-8 366 135		-8 366 135	-8 711 394		-8 711 394
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	1 626 795		1 626 795	-524 692		-524 692
	- AC	-40 436		-40 436	-181 577		-181 577
	- ACE	-392 652		-392 652	-397 930		-397 930
	- MO	-32 624		-32 624	-34 191		-34 191
	- AUTRES	2 092 507		2 092 507	89 006		89 006
	- Amortissement des actifs de concession	-18 438 007		-18 438 007	-14 540 384		-14 540 384
	- Dot. Amortissement Caducité						
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-24 117 815		-24 117 815	-30 973 594		-30 973 594	
- Dotation / reprise de lissage	5 679 808		5 679 808	16 433 210		16 433 210	
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-14 233 027	-170 231	-14 403 258	-17 100 337	-112 172	-17 212 509	
- Fonctions supports	-7 869 078		-7 869 078	-10 132 351		-10 132 351	
- Frais de siège	-6 363 949	-170 231	-6 534 180	-6 967 986	-112 172	-7 080 158	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 390 260		1 390 260	1 408 015		1 408 015
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	7 636 840		7 636 840	5 461 110		5 461 110
	- Coûts directs	-5 393 609		-5 393 609	-3 915 040		-3 915 040
	- AC	-1 123 690		-1 123 690	-13 708 310		-13 708 310
	- ACE	-555 046		-555 046	-2 046 944		-2 046 944
	- MO	-902 417		-902 417	-1 367 539		-1 367 539
	- AUTRES	-2 812 456		-2 812 456	13 207 753		13 207 753
	- Quote part des activités support affectées	-1 180 832	-2 309	-1 183 141	-2 108 761	-5 679	-2 114 440
	- Fonctions supports	-1 094 513		-1 094 513	-1 756 004		-1 756 004
	- Frais de siège	-86 319	-2 309	-88 628	-352 757	-5 679	-358 436
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	12 064 330		12 064 330	21 347 285		21 347 285
	- Coûts directs	-11 931 877		-11 931 877	-20 834 989		-20 834 989
	- AC	-5 994 222		-5 994 222	-7 282 274		-7 282 274
	- ACE	-4 304 112		-4 304 112	-12 702 547		-12 702 547
	- MO	-940 489		-940 489	-623 178		-623 178
	- AUTRES	-693 054		-693 054	-226 990		-226 990
	- Quote part des activités support affectées	-751 422		-751 422	-572 914		-572 914
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	75 006 332		75 006 332	78 731 978		78 731 978	
MARGE AVANT IS	8 068 133	-172 540	7 895 593	1 345 862	-117 851	1 228 011	
- I.S.	-4 061 244	86 851	-3 974 393	-629 634	55 134	-574 500	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	4 006 888	-85 689	3 921 200	716 228	-62 717	653 511	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	3 405 855	-72 835	3 333 020	608 794	-53 309	555 485	
En % des produits	-5%		-4%	-1%		-1%	

		Nuku Hiva 2019			Nuku Hiva 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	259 969 146		259 969 146	231 737 031		231 737 031
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	240 463 228		240 463 228	215 995 918		215 995 918
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	18 435 519		18 435 519	14 034 800		14 034 800
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 070 400		1 070 400	1 706 313		1 706 313
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COUTS D'ACHAT	-260 018 353		-260 018 353	-231 737 031		-231 737 031
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-240 463 228		-240 463 228	-215 995 918		-215 995 918
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (**)	-17 054 955		-17 054 955	-12 792 920		-12 792 920
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Aakapa	-1 408 280		-1 408 280	-1 241 880		-1 241 880
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-1 091 890		-1 091 890	-1 706 313		-1 706 313	
GESTION ADMINISTRATIVE	-246 876	-348 941	-595 817	-231 980	-127	-232 107	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement	-129 600	-348 655	-478 255	-141 736		-141 736	
- AC							
- ACE	-129 600		-129 600	-129 600		-129 600	
- MO							
- AUTRES		-348 655	-348 655	-12 136		-12 136	
- Quote part des activités support affectées	-117 276	-286	-117 562	-90 244	-127	-90 371	
- Fonctions supports	-106 570		-106 570	-82 371		-82 371	
- Frais de siège	-10 706	-286	-10 992	-7 873	-127	-8 000	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	334 197		334 197	161 730		161 730
	- Coûts directs	-154 522		-154 522			
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES	-154 522		-154 522				
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	12 651 559		12 651 559	11 924 732		11 924 732
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	1 099		1 099	1 124		1 124
	- Forfait FC	11 743,00		11 743	-10 609,19		-10 609
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	1 183 454		1 183 454	1 074 215		1 074 215
	- Frais de relance	811 854		811 854	701 350		701 350
	- Frais de perception de taxe	371 600		371 600	372 865		372 865
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-21 916 177	-44 289	-21 960 466	-23 594 483	-28 502	-23 622 985
	par UO : Nombre d'abonnés	-19 942		-19 982	-20 992		-21 017
	- Affranchissements	-1 325 327		-1 325 327	-1 081 965		-1 081 965
	- Fonctionnement	-8 854 211		-8 854 211	-8 129 072		-8 129 072
- AC	-138 027		-138 027	-155 265		-155 265	
- ACE	-1 011 663		-1 011 663	-1 176 590		-1 176 590	
- MO	-7 047 726		-7 047 726	-6 311 655		-6 311 655	
- AUTRES	-656 795		-656 795	-485 562		-485 562	
- Quote part des activités support affectées	-11 736 639	-44 289	-11 780 928	-14 383 446	-28 502	-14 411 948	
- Fonctions supports	-10 080 935		-10 080 935	-12 612 942		-12 612 942	
- Frais de siège	-1 655 704	-44 289	-1 699 993	-1 770 504	-28 502	-1 799 006	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	454 966		454 966	496 408		496 408
	- Frais de coupure	454 966		454 966	496 408		496 408
	- Coûts directs	-378 760		-378 760	-260 546		-260 546
	- AC	-145 949		-145 949	-80 951		-80 951
	- ACE						
	- MO	-232 811		-232 811	-179 595		-179 595
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-228 340	-641	-228 981	-187 451	-728	-188 179	
- Fonctions supports	-204 384		-204 384	-142 256		-142 256	
- Frais de siège	-23 956	-641	-24 597	-45 195	-728	-45 923	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	274 593 322		274 593 322	245 394 116		245 394 116	
MARGE AVANT IS	-8 349 706	-393 871	-8 743 577	-10 617 376	-29 356	-10 646 732	
- I.S.	4 202 979	198 262	4 401 242	4 967 121	13 734	4 980 854	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	-4 146 726	-195 609	-4 342 335	-5 650 255	-15 623	-5 665 878	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-3 524 717	-166 267	-3 690 985	-4 802 717	-13 279	-4 815 996	
En % des produits	1%		1%	2%		2%	

		Nuku Hiva 2019			Nuku Hiva 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2020						
	REVENU AUTORISE Rendement de production				1 053 590		1 053 590
	- 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							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-747 167		-747 167	-1 935 558		-1 935 558
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	339 118		339 118	613 972		613 972
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	423 049		423 049	1 321 586		1 321 586
	MARGE AVANT IS	15 000		15 000			
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	364 070 973		364 070 973	351 048 122		351 048 122
	TOTAL DES CHARGES (*)	-308 165 218	-891 752	-309 056 971	-323 903 635	-346 641	-324 250 276
	MARGE AVANT IS	55 905 754	-891 752	55 014 002	27 144 487	-346 641	26 797 846
	- I.S.	-28 141 200	448 880	-27 692 319	-12 698 989	162 169	-12 536 820
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	27 764 555	-442 872	27 321 682	14 445 497	-184 472	14 261 025
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	23 599 872	-376 441	23 223 430	12 278 673	-156 801	12 121 872
	En % des produits	-6,5%		-6,4%	-3,5%		-3,5%

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

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

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- 0.3 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 : - 13 MF

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

Ce poste diminue de - 32 MF.

Les explications relatives aux autres produits augmentent de : + 19 MF

- **Production thermique : + 12 MF**

- + 12 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :

- + 22 MF au titre du renouvellement du groupe 4 de la centrale en 2020
- + 4 MF au titre du renouvellement du groupe 2 de la centrale en 2020
- - 6 MF au titre du renouvellement du bloc moteur et de l'alternateur du G3 à Taiohae réalisé en 2019
- - 5 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du G1 à Taiohae en 2019
- - 3 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du G6 à Taiohae en 2019

- **Distribution : + 7 MF**
 - + 9 MF sur les travaux immobilisés
 - - 2 MF sur les travaux vendus

Commentaires sur la variation des charges : + 16 MF

- **Production thermique : + 10 MF**
 - + 12 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - + 22 MF au titre du renouvellement du groupe 4 de la centrale en 2020
 - + 4 MF au titre du renouvellement du groupe 2 de la centrale en 2020
 - - 6 MF au titre du renouvellement du bloc moteur et de l'alternateur du G3 à Taiohae réalisé en 2019
 - - 5 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du G1 à Taiohae en 2019
 - - 3 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du G6 à Taiohae en 2019
 - + 9 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - + 6 MF au titre des fonctions support
 - + 5 MF sur les coûts de dépannage des équipements (groupes, transformateur, batterie secours...)
 - + 1 MF au titre de la maintenance du système de sécurité incendie
 - - 3 MF sur les charges calculées
 - + 2 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - - 13 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- **Production hydraulique : - 5 MF**
 - - 4 MF au titre des charges calculées
 - - 1 MF au titre de la conduite et fonctionnement des centrales
- **Distribution : + 10 MF**
 - + 9 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - + 9 MF au titre du renouvellement du réseaux à la suite du remplacement de poteaux abîmés.
 - + 2 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 2 MF au titre de la conduite et la maintenance des réseaux
 - + 2 MF au titre des fonctions supports
 - + 1 MF au titre de la maintenance
 - - 3 MF au titre des charges calculées
 - - 1 MF au titre des travaux vendus
- **Fourniture : + 1 MF (hors achat énergie thermique à la production EDT)**
 - + 1 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle

- **Financier : - 1 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 29 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une baisse de 36 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 12 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Production
- Une hausse de 6 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- Une hausse de 2 MF sur les coûts de fonctionnement de la Clientèle
- Une baisse de 13 MF sur les matières consommées
- Une baisse de 10 MF sur les charges calculées
- Une baisse de 4 MF sur les autres charges
-

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

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

4.4.1) Revenu autorisé

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

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{293.295.360} & = & \mathbf{202.414.499} & + & \mathbf{90.880.861} \end{array}$$

4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	1 316	1 316		112 410	101 058	-10,1%	147 931 560	132 992 060	-10,1%
Nb de kWh produits	4 033 948	3 918 317	-2,9%	2,221	2,007	-9,6%	8 959 399	7 864 107	-12,2%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	68,673	83,854	22,1%	800 858	602 423	-24,8%	54 997 321	50 515 568	-8,1%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	1 099	1 124	2,3%	11 743	10 609	-9,7%	12 905 557	11 924 731	-7,6%
RE - "Forfaits"							224 793 837	203 296 466	-9,6%
Résultat financier							-762 167	-1 935 557	154,0%
Partage des gains de rendement								1 053 590	
RE (Revenu de l'exploitation)							224 031 670	202 414 499	-9,6%

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 :

	Nuku-hiva
RE Avenant 18B annexe 1a	202 297 533
Ecart arrondi UO*Forfaits	49
RE Avenant 18B annexe 1b pris en compte	202 297 582
Charges calculées Avenant 18B	-22 400 948
Charges calculées 2020 définitives	21 464 275
PGR	1 053 590
RE 2020 définitif	202 414 499

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

4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2019			2020		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	1 143 776	76,30	87 266 985	1 164 887	63,75	74 262 019
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	3 804	297,83	1 132 928	3 238	271,07	877 728
Energie achetée Hydro	E			1 408 280			1 241 880
Energie achetée Solaire	E	30 391	35,93	1 091 890	50 386	33,86	1 706 313
Prod ENR EDT		1 442 567	12,06	17 397 358	1 164 374	10,99	12 792 920
Transport	T						
CE Total				108 297 441			90 880 861

Prix des combustibles

	Gazole lles	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.

		Nuku Hiva					
		2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	165 955 030	165 748 985	147 093 520	146 048 133	146 493 375	150 447 191
Péréquation	B	n/a	160 039 455	152 956 997	152 046 932	n/a	152 808 409
CA péréqué	C=A+B	n/a	325 788 440	300 050 517	298 095 065	n/a	303 255 600
Ecart RA/CA		127 340 330	n/a	n/a	13 620 614	149 809 644	n/a
Revenu autorisé		293 295 360	332 329 111	328 322 665	311 715 679	296 303 019	303 255 600
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	-13 620 614	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	8 793 091	n/a	n/a
Produits comptabilisés		293 295 360	325 788 440	300 050 517	306 888 157	296 303 019	303 255 600

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)	4 629 880	4 658 364
<i>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</i>	84,5%	84,8%
<i>Nombre de kWh à produire ou acheter</i>		
Production Hydro Aakapa	31 047	35 207
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	31 491	22 827
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	18 895	7 564
Total Production Photovoltaïque	50 386	30 391
Production hydro	1 164 374	1 442 567
Production Total EnR	1 245 807	1 508 165
Production brute thermique à produire	4 231 417	3 983 710
Production Nette thermique à produire	4 175 242	3 918 317
Total production (EDT et Autres)	5 477 224	5 491 875
<i>Consommation spécifique L/KWh</i>		
Gasoil Centrale thermique	0,275	0,287
<i>Stock Matières Premières en volume (l)</i>		
Stock Initial	34 650	35 950
Achat Matière première	1 170 187	1 142 476
Stock Final	39 950	34 650
Consommation Matière 1ière	1 164 887	1 143 776
<i>Consommation spécifique compta L/KWh</i>	0,275	0,287
<i>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</i>		
Prix du gasoil îles	63,75 F	76,30 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix huile	271,07 F	297,83 F
<i>Stock Matières Premières en XPF</i>		
Stock Initial	2 592 097	3 135 990
Achat Matière première	73 682 004	86 723 092
Stock Final	2 012 082	2 592 097
Consommation Matière 1ière	74 262 019	87 266 985
Huile	877 728	1 132 928
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	75 139 748	88 399 913
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	2 948 193	2 500 170
TOTAL achat de matières premières	78 087 940	90 900 083

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	535 793 096	22 633 540 (1)	-22 483 368 (2)	535 943 268
Distribution	469 715 475	33 915 435 (3)	-155 035 (4)	503 475 875
Total	1 005 508 571	56 548 975	-22 638 403	1 039 419 143

Détail Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
R52903	FG WILSON P55-3 AAKAPAFGWPEP22PBMU12018 NUKU	6 066 167	0%	-	6 066 167
	TOTAL CENTRALE AAKAPA	6 066 167		-	6 066 167
R52900	MOTEUR PERKINS P450 NUKUTAIOHAE	4 975 804	0%	-	4 975 804
R52902	MOTEUR PERKINS P450 NUKUTAIOHAE	4 898 177	0%	-	4 898 177
R52901	MOTEUR PERKINS P450 NUKUTAIOHAE	4 920 950	0%	-	4 920 950
R52905	ALTERNAT FG WILS P400 NUKU TAIOHAE	1 772 442	0%	-	1 772 442
	TOTAL CENTRALE TAIOHAE	16 567 373		-	16 567 373
(1)	TOTAL ACQUISITION PRODUCTION NUKU HIVA	22 633 540		-	22 633 540
	GROUPES AAKAPA	3 215 370			
	TOTAL CENTRALE AAKAPA	3 215 370			
	GROUPES TAIOHAE	19 267 998			
	TOTAL CENTRALE TAIOHAE	19 267 998			
(2)	TOTAL CESSION PRODUCTION NUKU HIVA	22 483 368			

Détail Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
734580	14A1 LC357/19/BK/BT NUKUHIVA QT TETUANUI TAIOHAE	1 368 377	100%	1 368 377	-
926640	14A1 LC453/19/BK/BT NUKUHIVA QT AH SCHA TAIPIVAI	1 375 100	100%	1 375 100	-
002050	14A1 LC400/20/BK/BT NUKUQT TEIKITEETINI TAIOHAE	961 676	100%	961 676	-
002050	14A1 LC400/20/BK/BT NUKUQT TEIKITEETINI TAIOHAE	104 433	100%	104 433	-
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	3 809 587		3 809 587	-
CP2020	RESEAUX CP NUKU H 2020CP 2020	256 499	100%	256 499	-
PM5290	RENV RSX HT/BT NUKU HIVA	25 798 211	0%	-	25 798 211
CP2020	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVACP 2020	857 470	69%	591 669	265 801
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	26 912 179		848 168	26 064 012
936695	RSX AERIEN TIERS NUK 2020FINANCEMENT NUKU HIVA	943 513	100%	943 513	-
936695	RSX SOUT TIERS NUK 2020FINANCEMENT NUKU HIVA	687 966	100%	687 966	-
BRT12/19	COMPTAGE TIERS NUK 2020FINANCEMENT NUKU HIVA	1 562 189	100%	1 562 189	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS NUKU HIVA	3 193 668		3 193 668	-
(3)	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION NUKU HIVA	33 915 435		7 851 423	26 064 012
	COMPTAGES NUKU HIVA	155 035			
(4)	TOTAL CESSION DISTRIBUTION NUKU HIVA	155 035			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 23,2 MF contre 21,3 MF fin 2019 soit une augmentation de 1,9 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
A.N CONSTRUCTION AAKAPA	01/01/1985	35	6 365 512	-	6 365 512	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35	-	6 077 582	-	4 981 328	1 096 254
FG WILSON P50 G293 AAKAPA	01/11/2016	5	4 196 390	-	3 496 880	-	699 510
CPLT FG WILSON P50 AAKAPA	01/05/2017	5	440 764	-	359 133	-	81 631
FG WILSON P55-3 AAKAPA	01/01/2020	5	6 066 166	-	1 213 081	-	4 853 085
A.N FILIERE AAKAPA	01/01/1985	25	127 374	-	127 374	-	-
AN FILIERE CONCED NUKU	01/01/1992	25	-	610 011	-	610 011	-
TOTAL CENTRALE AAKAPA			17 196 206	6 687 593	11 561 980	5 591 339	6 730 480
RENOVAT° CLOTURE TAIOHAE	01/01/2014	37	2 850 896	-	-	-	2 850 896
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35	-	15 787 900	-	12 940 129	2 847 771
A.N CONSTRUCTION TAIOHAE	01/01/1994	35	78 289 881	-	57 359 029	-	20 930 852
A.N CONSTRUCTION TAIOHAE	01/01/1994	24	5 209 313	-	5 209 313	-	-
EXT BATIMENT TAIOHAE CENT	29/09/2006	22	1 608 340	-	1 026 615	-	581 725
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	01/07/2014	15	389 766	-	174 725	-	215 041
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	17/07/2015	7	6 709 500	-	5 229 336	-	1 480 164
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	01/01/2020	7	4 975 804	-	710 765	-	4 265 039
MOTEUR PERKINS P750 TAIOH	01/05/2016	3	10 771 280	-	10 771 280	-	-
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	01/01/2020	7	4 898 177	-	699 677	-	4 198 500
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	02/07/2009	10	10 215 436	-	10 215 436	-	-
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	01/11/2010	10	10 368 668	-	10 368 668	-	-
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	01/01/2020	7	4 920 950	-	702 930	-	4 218 020
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	17/07/2015	7	2 928 750	-	2 282 646	-	646 104
ALTERNAT FG WILS P450 NUK	01/12/2008	15	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	02/07/2009	10	2 953 971	-	2 953 971	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	01/01/2020	7	1 772 442	-	253 183	-	1 519 259
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	02/07/2009	10	2 953 971	-	2 953 971	-	-
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	01/11/2010	10	2 998 281	-	2 998 281	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	16/04/2008	15	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	17/07/2015	7	609 606	-	475 122	-	134 484
ACCESSOIRE WILS P450 NUKU	01/12/2008	12	3 506 206	-	3 506 206	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	02/07/2009	10	8 510 727	-	8 510 727	-	-

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	29/09/2006	11	5 042 390	-	5 042 390	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	02/07/2009	10	8 510 727	-	8 510 727	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	01/11/2010	10	7 773 166	-	7 773 166	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	16/04/2008	13	7 022 261	-	7 022 261	-	-
AN FILIERE CONCED NUKU	01/01/1992	25	-	1 016 686	-	1 016 686	-
A.N FILIERE TAIOHAE	01/01/1994	27	1 830 034	-	1 830 034	-	-
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	140 240	-	89 516	-	50 724
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	20	1 998 909	-	1 182 334	-	816 575
COMB F&P GRPE P635 TAIOHA	08/11/2010	18	544 832	-	304 325	-	240 507
AIRE DEPOTAGE TAIOHAE NUK	01/01/2011	18	3 802 506	-	2 112 496	-	1 690 010
FIL.EAU GRPE P635 TAIOHAE	08/11/2010	18	847 819	-	473 561	-	374 258
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	21	4 268 852	-	2 653 941	-	1 614 911
CELLULE HTA CENT TAIOHAE	16/04/2008	21	1 249 123	-	768 109	-	481 014
F.ENER GRPE P635 TAIOHAE	08/11/2010	18	1 234 579	-	689 590	-	544 989
COFFRETS COMPTAGES TAIOHA	01/08/2013	15	1 876 239	-	902 619	-	973 620
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	14	171 416	-	72 876	-	98 540
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	01/08/2015	13	4 574 325	-	1 846 774	-	2 727 551
RENV SEPAMS CENT TAIOHAE	01/08/2018	10	9 356 426	-	2 170 692	-	7 185 734
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	320 570	-	204 624	-	115 946
ETUDES DDAE CENTR.TAIOHAE	01/10/2009	19	1 686 794	-	985 790	-	701 004
ENVT F&P GRPE P635 TAIOHA	08/11/2010	18	111 083	-	62 048	-	49 035
SECURITE INCENDIE NUKU HI	30/06/2005	24	12 638 561	-	8 337 564	-	4 300 997
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	49 020	-	31 291	-	17 729
ARROSAGE MOUSSE CUVE	01/08/2008	20	1 800 551	-	1 095 027	-	705 524
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	01/05/2011	18	10 415 628	-	5 699 121	-	4 716 507
INST EVENTS TAIOHAE NUKU	01/04/2012	17	221 483	-	115 702	-	105 781
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	870 423	-	555 596	-	314 827
TOTAL CENTRALE TAIOHAE			260 755 570	16 804 586	191 889 703	13 956 815	71 713 638
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU	03/05/2013	38	3 823 025	-	-	-	3 823 025
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	01/01/1985	36	14 891 412	-	14 891 412	-	-
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	01/01/1985	34	3 295 765	-	3 295 765	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35	-	16 575 222	-	13 585 437	2 989 785
HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1985	40	19 527 781	-	17 582 395	-	1 945 386
A.N FILIERE TAIPIVAI 1	01/01/1985	32	363 927	-	363 927	-	-
PROTECTION CENTRALE TAIP1	01/07/2015	6	3 527 990	-	3 538 201	-	10 211

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
SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO	01/08/2015	5	2 902 590	-	2 911 129	-	8 539
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	8	429 107	-	429 625	-	518
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	7	412 174	-	412 926	-	752
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI1	01/01/2011	25	123 471 100	-	49 388 371	-	74 082 729
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 1			172 644 871	16 575 222	92 813 751	13 585 437	82 820 905
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 2	01/01/1997	35	7 534 687	-	5 166 645	-	2 368 042
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP	01/01/2013	19	835 772	-	351 902	-	483 870
F&P VENTILAT° FORCEE TAIP	01/01/2014	18	444 737	-	172 949	-	271 788
BOUVIER HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1997	40	3 972 591	-	2 103 138	-	1 869 453
A.N FILIERE TAIPIVAI 2	01/01/1997	25	150 770	-	143 333	-	7 437
ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2	01/06/2014	18	3 176 027	-	1 189 135	-	1 986 892
COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2	01/08/2014	17	1 936 959	-	713 619	-	1 223 340
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2	01/06/2016	16	3 253 068	-	956 779	-	2 296 289
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	19	389 625	-	164 052	-	225 573
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 2			21 694 236	-	10 961 552	-	10 732 684
DROITS INCORPORELS PROD*			23 584 984				
DROITS INCORPORELS PRODUCTION			23 584 984				
TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA			495 875 867	40 067 401	307 226 986	33 133 591	171 997 707
TRANSFO N2012 TAIHAE NUK	01/07/2014	25	-	1 143 042	-	297 193	845 849
TRANSFO NUKU HIVA 99	01/01/1999	25	164 978	-	145 179	-	19 799
TRANSFO NUKU HIVA 2000	01/01/2000	25	4 372 098	-	3 672 564	-	699 534
TRANSFO NUKU HIVA 2003	01/01/2003	25	1 032 448	-	743 364	-	289 084
TRANSFO ELEVATEUR NUKU	01/11/2004	25	1 484 046	-	959 686	-	524 360
TRANSFO POSTE CP DP NUKU	01/07/2006	25	97 816	-	56 735	-	41 081
TRANSF N1011 TAIHAE NUKU	01/01/2011	25	829 710	-	331 883	-	497 827
POSTE PROTECT° CENT NUKU	01/11/2004	25	7 614 826	-	4 924 254	-	2 690 572
POSTE N1011 TAIHAE NUKU	01/01/2011	25	1 981 961	-	792 783	-	1 189 178
AUT COMPOS N1011 TAIHAE	01/01/2011	25	4 656 825	-	1 862 727	-	2 794 098
RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUK	01/10/2017	15	11 499 228	-	2 491 479	-	9 007 749
RES.AERIEN NUKU HIVA 2003	01/01/2003	25	100 452	-	72 325	-	28 127
EXT BTA AER QTIER TEIKIHA	30/05/2005	25	469 466	-	292 687	-	176 779
RESEAUX NUKU HIVA 2005	01/06/2005	25	-	91 656	-	57 130	34 526
RESEAUX CP 51906 2005NUKU	01/06/2005	25	692 060	-	431 383	-	260 677
RESEAUX HTA/BTA NUKU HIVA	12/07/2005	25	2 204 103	-	1 363 848	-	840 255
EXT BTA QTIER KIMITETE	13/12/2005	25	516 898	-	311 174	-	205 724
EP VILL HOOUMI NUKU HIVA	01/01/2006	25	684 233	-	410 538	-	273 695
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	31 458	-	18 244	13 214

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	409 948	-	237 771	172 177
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	739 384	-	428 841	310 543
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	2 983 591	-	1 730 484	1 253 107
RESEAU 15% EXT NUKU 06	01/07/2006	25	441 198	-	255 896	-	185 302
RENF RES BTA CP NUKUHIVA	01/07/2006	25	5 200 250	-	3 016 145	-	2 184 105
EXT RES BTA VILL AAKAPA	01/01/2007	25	1 204 444	-	674 491	-	529 953
EXT BTA TEKOHUOTETUA MROS	01/01/2007	25	202 230	-	113 246	-	88 984
RESEAUX CP NUKU HIVA 2007	01/07/2007	25	8 987 186	-	4 853 080	-	4 134 106
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	25	-	307 437	-	166 016	141 421
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	25	-	467 440	-	252 419	215 021
RESEAUX NUKU HIVA 2007	01/07/2007	25	-	1 776 749	-	959 445	817 304
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	195 161	-	105 386	-	89 775
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	1 063 828	-	553 189	510 639
EXT SOUT 14A BTAS HANGAR	30/04/2008	25	547 670	-	268 321	-	279 349
EXT BTA QT AHSHA NUKU HIV	28/05/2008	25	209 171	-	105 354	-	103 817
RESEAUX CP NUKU HIVA 2008	01/07/2008	25	14 847 351	-	7 423 675	-	7 423 676
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	991 776	-	495 888	495 888
EXT BTA QT TEIHIHEEKUA	13/08/2008	25	53 370	-	26 438	-	26 932
RESEAUX CP NUKU HIVA 2009	01/07/2009	25	2 872 197	-	1 321 212	-	1 550 985
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	495 420	-	219 638	275 782
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	1 096 599	-	486 159	610 440
EXT BTA QTIER PIRIOTUA M	01/01/2010	25	591 072	-	260 073	-	330 999
EXT BTA QTIER AUGEREAU J	30/06/2010	25	821 785	-	345 240	-	476 545
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	01/07/2010	25	11 969 459	-	5 027 171	-	6 942 288
RESEAUX 2010 CONCED NUKU	01/07/2010	25	-	177 111	-	74 386	102 725
MIS CONFORM. BTA TAIHAE	01/01/2011	25	2 443 166	-	977 264	-	1 465 902
MEC BT QT SALMON TAIHAE	11/04/2011	25	958 470	-	372 741	-	585 729
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	25	82 502 178	-	31 350 926	-	51 151 252
RESEAUX 2011 CONCED NUKU	01/07/2011	25	-	2 878 575	-	1 093 858	1 784 717
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	19/07/2011	25	1 943 709	-	734 727	-	1 208 982
MISE CONFORM BTA TAIHAE	01/01/2012	25	1 218 695	-	438 728	-	779 967
RESEAU STAT° CONCASSAGE	01/01/2012	25	6 662 637	-	2 398 540	-	4 264 097
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	25	40 224 432	-	13 676 358	-	26 548 074
RESEAUX 2012 CONCED NUKU	01/07/2012	25	-	594 196	-	202 028	392 168
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	28/08/2012	25	190 168	-	63 453	-	126 715

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
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	01/01/2013	25	1 694 595	-	542 263	-	1 152 332
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	01/01/2013	25	77 226	-	24 711	-	52 515
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	25	21 687 077	-	6 506 185	-	15 180 892
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	25	369 802	-	110 942	-	258 860
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	25	-	685 075	-	205 522	479 553
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	25	-	829 621	-	248 887	580 734
RESEAUX 2014 CONCED NUKU	01/07/2014	25	-	4 071 237	-	1 058 521	3 012 716
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	25	470 265	-	122 272	-	347 993
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	25	760 495	-	197 732	-	562 763
ART14A/N°051/14/BM/NT	01/11/2014	25	775 982	-	191 407	-	584 575
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAI O	05/02/2015	25	1 015 901	-	239 972	-	775 929
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	12/05/2015	25	161 031	-	36 304	-	124 727
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	25	4 686 952	-	1 031 161	-	3 655 791
RESEAUX 2015 CONCED NUK	01/07/2015	25	-	1 266 259	-	278 575	987 684
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA	18/02/2016	25	9 943 643	-	1 936 744	-	8 006 899
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI	06/04/2016	25	235 565	-	44 627	-	190 938
RESEAUX 2016 CONCED NUKU	01/07/2016	25	-	129 252	-	23 265	105 987
RESEAUX CP NUKU HIVA 2016	01/07/2016	25	150 086	-	27 016	-	123 070
14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV	01/01/2017	25	1 046 873	-	167 490	-	879 383
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV	27/01/2017	25	946 057	-	148 632	-	797 425
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017	01/07/2017	25	516 152	-	72 264	-	443 888
RSX AERIEN TIERS NUK 2017	01/07/2017	25	-	340 585	-	47 681	292 904
RENV RESEAU HTA/BTA NUKU	01/03/2018	25	9 641 154	-	1 092 779	-	8 548 375
RESEAUX CP NUKU HIVA 2018	01/07/2018	25	282 978	-	28 301	-	254 677
RENV RSX HT/BT PMT 2019	30/06/2019	25	11 259 774	-	676 975	-	10 582 799
RESEAUX CP NUKU HIVA 2019	01/07/2019	25	774 141	-	46 458	-	727 683
14A1 LC357/19/BK/BT NUKU	01/01/2020	25	1 368 377	-	54 730	-	1 313 647
14A1 LC453/19/BK/BT NUKU	16/02/2020	25	1 375 101	-	48 118	-	1 326 983
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	01/05/2020	25	961 676	-	25 650	-	936 026
RESEAUX CP NUKU H 2020	01/07/2020	25	256 499	-	5 131	-	251 368
RSX AERIEN TIERS NUK 2020	01/07/2020	25	-	943 513	-	18 870	924 643
RENV RSX HT/BT NUKU HIVA	30/10/2020	25	25 798 211	-	174 891	-	25 623 320
EXT BTSOU QT TAATA NUKU	31/12/2008	35	538 698	-	185 976	-	352 722
MEC RESEAU SOUT TAIOHAE	01/01/2011	35	30 363 130	-	8 675 163	-	21 687 967
MEC BT QT SALMON TAIOHAE	11/04/2011	35	2 591 420	-	719 839	-	1 871 581
MIS CONFORM BTS TAIOHAE	01/01/2012	35	2 263 290	-	581 990	-	1 681 300
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	35	-	1 927 791	-	413 100	1 514 691
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	35	-	374 113	-	80 167	293 946
EXT 14A/112/13/NK/BT	04/04/2014	35	661 561	-	127 428	-	534 133
RESEAUX SOUT TIERS NUKU H	01/07/2014	35	-	3 755 826	-	697 509	3 058 317
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	35	96 013	-	15 089	-	80 924

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
RSX SOUT TIERS NUK 2015	01/07/2015	35	-	1 131 147	-	177 751	953 396
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/10/2016	35	17 839 063	-	2 166 149	-	15 672 914
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/01/2017	35	6 526 193	-	745 812	-	5 780 381
RSX SOUT TIERS NUKU 2018	01/07/2018	35	-	1 885 156	-	134 655	1 750 501
RSX SOUT TIERS NUK 2019	01/07/2019	35	-	4 596 423	-	196 989	4 399 434
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	01/05/2020	35	104 434	-	1 989	-	102 445
RSX SOUT TIERS NUK 2020	01/07/2020	35	-	687 966	-	9 828	678 138
COMPTAGE NUKU HIVA 1992	01/01/1992	20	-	4 422 987	-	4 422 987	-
COMPTAGE NUKU HIVA 96	01/01/1996	20	520 299	-	520 299	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 97	01/01/1997	24	660 000	-	660 000	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 98	01/01/1998	23	1 019 999	-	1 019 999	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 2000	01/01/2000	21	580 664	-	580 664	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 2001	01/01/2001	20	-	2 559 426	-	2 559 426	-
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	20	414 546	-	393 818	-	20 728
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	20	-	1 081 466	-	1 027 392	54 074
COMPTAGE NUKU HIVA 2003	01/01/2003	20	-	1 780 403	-	1 602 362	178 041
POSE COMPTEUR 2004 NUKU	01/07/2004	20	487 564	-	402 239	-	85 325
BRANCHEMENT NUKU 2004	01/07/2004	20	-	1 198 366	-	988 651	209 715
COMPATGE NUKU HIVA 2005	01/06/2005	20	-	1 777 995	-	1 385 356	392 639
POSE COMPTEURS NUKU 2005	01/07/2005	20	60 580	-	46 949	-	13 631
COMPTAGES CP NUKU HIVA 05	01/07/2005	20	243 609	-	188 797	-	54 812
BRCHT AERIEN PUHETINI A	01/06/2006	20	48 150	-	35 109	-	13 041
BRCHT NUKU HIVA 2006	01/07/2006	20	-	547 080	-	396 633	150 447
NVEAUX CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2006	20	799 714	-	579 794	-	219 920
BRCHT NUKUHIVA 2007	01/07/2007	20	-	2 356 017	-	1 590 313	765 704
BRCHT/CPTAGES CP NUKUHIVA	01/07/2007	20	905 741	-	611 375	-	294 366
BRCHT/CPTAGE CP NUKU HIVA	01/07/2008	20	916 516	-	572 825	-	343 691
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	1 741 957	-	1 088 725	653 232
BRCHT/CPTAG.NUKU HIVA2009	01/07/2009	20	1 821 555	-	1 047 396	-	774 159
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	894 437	-	495 669	398 768
BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010	01/07/2010	20	1 339 213	-	703 088	-	636 125
COMPTAGE TIERS NUK 2010	01/07/2010	20	-	1 238 863	-	650 402	588 461
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	01/07/2011	20	1 670 856	-	793 662	-	877 194
COMPTAGE TIERS NUKU 2011	01/07/2011	20	-	1 820 439	-	864 709	955 730
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2012	20	1 126 676	-	478 837	-	647 839
COMPTAGE TIERS NUKU 2012	01/07/2012	20	-	1 432 291	-	608 724	823 567
CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	01/07/2012	20	-	73 245	-	31 128	42 117

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 NUKU HIVA	01/07/2013	20	1 535 713	-	575 896	-	959 817
COMPTAGE TIERS NUKU 2013	01/07/2013	20	-	1 117 214	-	418 957	698 257
CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	01/07/2013	20	-	53 909	-	20 215	33 694
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2014	20	192 562	-	62 583	-	129 979
COMPTAGE TIERS NUKU 2014	01/07/2014	20	-	1 720 953	-	559 312	1 161 641
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2015	20	4 602 087	-	1 265 616	-	3 336 471
COMPTAGE TIERS NUK 2015	01/07/2015	20	-	1 357 135	-	373 213	983 922
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2016	20	2 207 176	-	496 625	-	1 710 551
COMPTAGE TIERS NUKU 2016	01/07/2016	20	-	734 965	-	165 366	569 599
COMPTAGE TIERS NUKU 2017	01/07/2017	20	-	1 762 366	-	308 413	1 453 953
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA	01/07/2017	20	2 118 291	-	370 715	-	1 747 576
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2018	20	1 566 827	-	195 871	-	1 370 956
COMPTAGE TIERS NUKU 2018	01/07/2018	20	-	1 346 401	-	168 300	1 178 101
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2019	20	710 324	-	53 286	-	657 038
COMPTAGE TIERS NUK 2019	01/07/2019	20	-	1 961 808	-	147 135	1 814 673
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2020	20	857 470	-	21 442	-	836 028
COMPTAGE TIERS NUK 2020	01/07/2020	20	-	1 562 189	-	39 055	1 523 134
EQUIP CELLULES NUKU 1995	01/01/1995	25	18 247 995	-	18 247 995	-	-
DROITS INCORPORELS DIST*			6 481 100				
TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA			431 061 789	72 414 086	149 368 144	30 776 452	316 850 179
>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA			926 937 656	112 481 487	456 595 130	63 910 043	488 847 886

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

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

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.

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Dotation de l'article 14 A1 :

DOTATION au 01/01/2020	1 095 900 F
Reliquat 2019	
ENVELOPPE DISPONIBLE 2020	1 095 900 F

Libellé	Commune	Date/Ref courrier	N°dossier/chantiers	MONTANT devis transmis	MONTANT devis commandé	Lettre de cde	Réalisé	Chargé d'Etudes	Observation
Ext Qtier TEIKITEENTINI	TAIOHAE	KT/JJ2020/0090	52-2020-00205	1 488 405 F					
Ext Qtier TEIKITEENTINI	TAIOHAE		52-2020-00205/01/03	786 421 F	786 421 F	n°400/20/bk/BT du 05/10/2020		Amo Salmon	TR
CUMUL TRAVAUX COMMANDES				2 274 826 F	786 421 F				
SOLDE				-1 178 926 F	309 479 F				

5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2019	2020	Total
G1 TAIOHAE	6 490 418			6 490 418
G2 AAKAPA	5 151 125			5 151 125
G2 TAIOHAE		21 312 002		21 312 002
G3 TAIOHAE	14 805 758			14 805 758
G4 TAIOHAE		21 312 002		21 312 002
G6 TAIOHAE	6 490 418			6 490 418
S/T Groupes	32 937 719	42 624 004	-	75 561 723
Filières	13 303 091			13 303 091
Bâtiments	15 454 636	5 228 818	4 060 331	24 743 785
Total	61 695 446	47 852 822	4 060 331	113 608 599

Distribution

	Transfo.	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Réseau-souterrain	Total
Quantité		90	36	105		
Montant	3 068 518	56 141 521	14 904 833	10 603 821	1 111 801	85 830 494

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	11 422 269	17 332 875	28 755 144
2019	-	11 625 027	11 625 027
2020	22 633 540	26 064 012	48 697 552
Cumul	34 055 809	55 021 914	89 077 723

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	113 608 599	85 830 494	199 439 093
- Réalisé	(34 055 809)	(55 021 914)	(89 077 723)
+ Ajustement du plan	3 207 629	(4)	3 207 625
Reste à faire	82 760 419	30 808 576	113 568 995

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

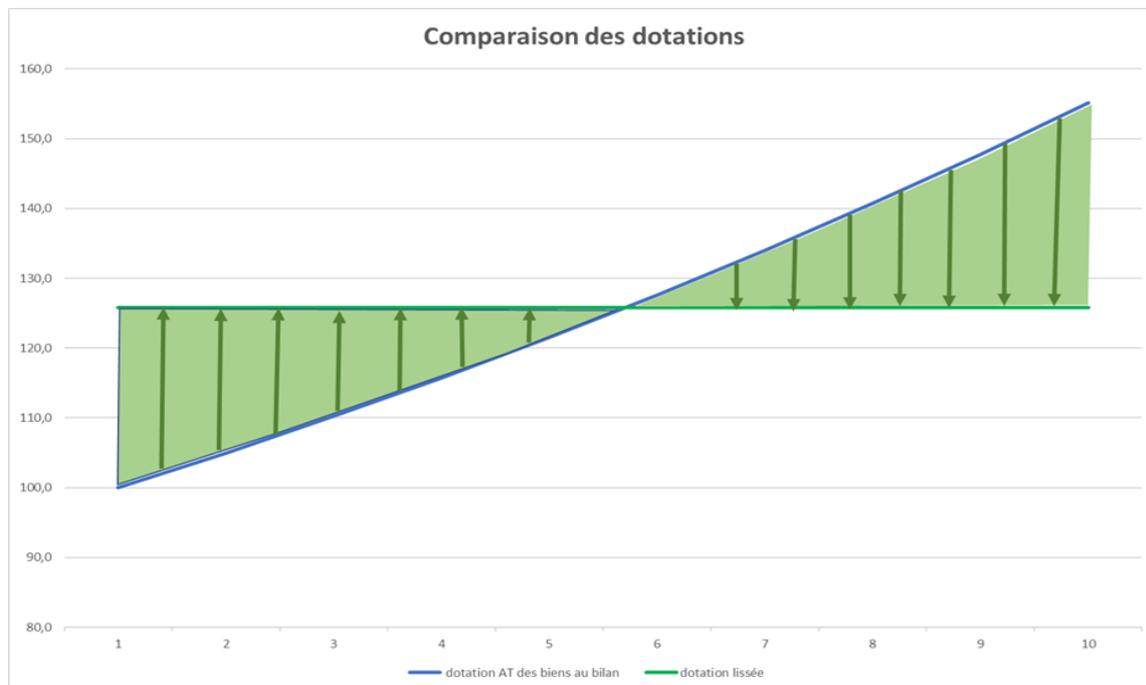
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotation/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement					
	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture corporel	506 883 189	504 536 574	510 030 191	510 030 191	510 180 363
VO Ouverture incorporel	0	23 584 984	23 584 984	23 584 984	23 584 984
acquisitions (dont TVA à reverser)	404 000	11 422 269	-	22 633 540	82 760 419
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(2 750 615)	(5 928 652)	-	(22 483 368) 73,4%	(60 737 649) 73,4%
- origine financement tiers	-	-	-	-	-
VO Clôture	504 536 574	533 615 175	533 615 175	533 765 347	555 788 117
- Financements tiers cumul	(40 067 401)	(40 067 401)	(40 067 401)	(40 067 401)	(40 067 401)
- IFC biens au bilan clôture	(25 353 227)	(26 550 907)	(26 550 907)	(21 266 610)	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(25 353 227)	(26 550 907)	(26 550 907)	(21 266 610)	(21 266 610)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(25 353 227)	(26 550 907)	(26 550 907)	(21 266 610)	(21 266 610)
base amortissable	439 115 946	466 996 867	466 996 867	472 431 336	494 454 106
cumul doté à l'ouverture	390 727 987	402 824 977	430 578 167	449 075 590	449 511 779
réintégration AT sur incorporel		13 840 119			-
sortie AT sur sortie immo		(8 679 267)	-	(22 483 368)	(60 737 649)
reste à amortir	48 387 959	59 011 038	36 418 700	45 839 114	105 679 976
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation P1	6 516 960	17 012 308	10 612 810	13 937 135	
dotation hydro	5 580 030	5 580 030	7 884 612	8 982 422	
dotation exercice P2 + hydro	12 096 990	22 592 338	18 497 422	22 919 557	105 679 976
dotations cumulées	402 824 977	430 578 167	449 075 590	449 511 779	494 454 106
Vo - fin tiers - IFC - dotations	36 290 969	36 418 700	17 921 277	22 919 557	-
mécanisme de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(106 401 604)	(108 891 006)	(107 721 949)	(106 552 892)	(94 656 656)
dotation P1	(2 357 584)	1 300 875	1 300 872	7 233 973	
dotation hydro	(131 818)	(131 818)	(131 815)	4 662 264	
dotations/reprises B	(2 489 402)	1 169 057	1 169 057	11 896 237	94 656 656
Actif/Passif de renouvellement clôture	(108 891 006)	(107 721 949)	(106 552 892)	(94 656 656)	-
dotation aux amortissements A	(12 096 990)	(22 592 338)	(18 497 422)	(22 919 557)	(105 679 976)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(14 586 392)	(21 423 281)	(17 328 365)	(11 023 321)	(11 023 321)
moyenne des dotations	(15 076 936)	(15 076 936)	(15 076 936)	(15 076 936)	(15 076 936)
écart sur moyenne exercice	490 544	(6 346 345)	(2 251 429)	4 053 615	4 053 615
écart sur moyenne en cumulé	490 544	(5 855 801)	(8 107 231)	(4 053 615)	0
Traitement de l'améliorant					
	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	-	2 177 921	2 177 921	2 177 921
acquisitions financement concession	-	2 177 921	-	-	-
acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-
VO Clôture	-	2 177 921	2 177 921	2 177 921	2 177 921
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice		0%		0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-
		0%	0%	0%	0%
base amortissable	-	2 177 921	2 177 921	2 177 921	2 177 921
cumul doté à l'ouverture	0	-	(725 974)	(1 451 947)	(1 814 934)
reste à amortir	-	2 177 921	1 451 947	725 974	362 987
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	-	(725 974)	(725 974)	(362 987)	(362 987)
dotations cumulées	-	(725 974)	(1 451 947)	(1 814 934)	(2 177 921)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	1 451 947	725 974	362 987	-
impact exercice(+) = produit	(14 586 392)	(22 149 255)	(18 054 339)	(11 386 307)	(11 386 307)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture corporel	400 862 365	414 965 950	431 602 563	443 008 835	469 453 660
VO Ouverture incorporel	-	6 481 100	6 481 100	6 481 100	6 481 100
acquisitions (dont TVA à reverser)	16 510 609	17 332 875	11 625 027	26 599 860	30 808 576
acquisitions financement Tiers					
transferts					
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(2 407 024)	-	-	-	(2 191 175)
					7,1%
- origine financement tiers	-	(696 262)	(218 755)	(155 035)	
VO Clôture	414 965 950	438 083 663	449 489 935	475 934 760	504 552 161
- Financements tiers cumul	(58 397 731)	(57 701 469)	(57 482 714)	(57 327 679)	(57 327 679)
- IFC biens au bilan clôture	(21 842 384)	(23 925 749)	(25 044 961)	(8 364 673)	(8 364 673)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(21 842 384)	(23 925 749)	(25 044 961)	(8 364 673)	(8 364 673)
- IFC renouvelint exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(21 842 384)	(23 925 749)	(25 044 961)	(8 364 673)	(8 364 673)
base amortissable	334 725 835	356 456 445	366 962 260	410 242 408	438 859 809
cumul doté à l'ouverture	292 444 878	303 015 117	323 946 114	345 454 187	377 848 298
réintégration AT sur incorporel		6 481 100			
sortie AT sur sortie immo		(2 407 024)	-	-	(2 191 175)
reste à amortir	42 280 957	49 367 252	43 016 146	64 788 221	63 202 686
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	10 570 239	16 856 921	21 508 073	32 394 111	63 202 686
dotations cumulées	303 015 117	323 946 114	345 454 187	377 848 298	438 859 809
Vo - fin tiers - IFC - dotations	31 710 718	32 510 331	21 508 073	32 394 111	-
mécanique de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(62 883 626)	(69 222 098)	(69 354 804)	(63 674 996)	(47 241 786)
dotations/reprisesB	(6 338 472)	(132 706)	5 679 808	16 433 210	47 241 786
Actif/Passif de renouvellement clôture	(69 222 098)	(69 354 804)	(63 674 996)	(47 241 786)	-
dotation aux amortissements A	(10 570 239)	(16 856 921)	(21 508 073)	(32 394 111)	(63 202 686)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(16 908 711)	(16 989 627)	(15 828 265)	(15 960 900)	(15 960 900)
moyenne des dotations	(16 329 681)	(16 329 681)	(16 329 681)	(16 329 681)	(16 329 681)
écart sur moyenne exercice	(579 030)	(659 946)	501 416	368 780	368 780
écart sur moyenne en cumulé	(579 030)	(1 238 977)	(737 561)	(368 780)	0

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	6 355 674	12 548 097	20 225 540	27 541 115
acquisitions financement concession	4 252 723	2 960 866	1 119 212	4 121 907	
acquisitions autres financement Tiers	2 102 951	3 231 557	6 558 231	3 193 668	-
VO Clôture	6 355 674	12 548 097	20 225 540	27 541 115	27 541 115
Financements tiers cumul	(2 102 951)	(5 334 508)	(11 892 739)	(15 086 407)	(15 086 407)
- IFC améliorant exercice				(9 572 682)	
	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(9 572 682)	(9 572 682)
	0%	0%	0%	77%	77%
base amortissable	4 252 723	7 213 589	8 332 801	2 882 026	2 882 026
cumul doté à l'ouverture	0	(1 063 181)	(3 113 317)	(5 723 059)	(4 302 542)
reste à amortir	4 252 723	6 150 408	5 219 484	(2 841 033)	(1 420 516)
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	(1 063 181)	(2 050 136)	(2 609 742)	1 420 516	1 420 516
dotations cumulées	(1 063 181)	(3 113 317)	(5 723 059)	(4 302 542)	(2 882 026)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 189 542	4 100 272	2 609 742	(1 420 516)	-
Caducité : reprise lissée					
impact exercice(+) = produit	(17 971 892)	(19 039 763)	(18 438 007)	(14 540 384)	(14 540 384)

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.

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 un contrat prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2011 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

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

années civiles	10 dernières années	exemple de date de mise en service										
		avril 2010	février 2011	mars 2012	mars 2013	mars 2014	mars 2015	mars 2016	avril 2017	mai 2018	juin 2019	juillet 2020
2008												
2009												
2010												
2011	10		non									
2012	9		1	non								
2013	8		1	1	non							
2014	7		1	1	1	non						
2015	6		1	1	1	1	non					
2016	5		1	1	1	1	1	non				
2017	4		1	1	1	1	1	1	non			
2018	3		1	1	1	1	1	1	1	non		
2019	2		1	1	1	1	1	1	1	1	non	
2020	1		non	non	non	non	non	non	non	non	non	non
nb de 10èmes à déduire			8	7	6	5	4	3	2	1	0	0
IFC en % de la Vo		n/a	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	100%

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC avant correction EGIS	Correction IFC selon EGIS	Total IFC après courrier EGIS
RENOVAT° CLOTURE TAIOHAE	01/01/2014	2 709 977	0%	-	-	-	-		
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	01/07/2014	370 500	100%	370 500	9 633	4 817	190 067		
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	17/07/2015	6 300 000	100%	6 300 000	245 700	147 420	3 927 420		
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	08/11/2010	10 368 668	100%	10 368 668	-	-	-		
ALTERNAT FG WILSON P400 NUK	17/07/2015	2 750 000	100%	2 750 000	107 250	64 350	1 714 350		
ALTERNAT FG WILSON P635 NUK	08/11/2010	2 998 281	100%	2 998 281	-	-	-		
ACCESSOIRE WILSON P400 NUK	17/07/2015	572 400	100%	572 400	22 324	13 394	356 834		
ACCESSOIRE WILSON P635 NUK	08/11/2010	7 773 166	100%	7 773 166	-	-	-		
COMB F&P GRPE P635 TAIOHA	08/11/2010	544 832	100%	544 832	-	-	-		
AIRE DEPOTAGE TAIOHAE NUK	01/01/2011	3 753 708	100%	3 753 708	-	-	-		
FIL.EAU GRPE P635 TAIOHAE	08/11/2010	847 819	100%	847 819	-	-	-		
F.ENER GRPE P635 TAIOHAE	08/11/2010	1 234 579	100%	1 234 579	-	-	-		
COFFRETS COMPTAGES TAIOHA	01/08/2013	1 805 812	100%	1 805 812	23 476	9 390	731 715		
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	160 954	100%	160 954	6 277	3 766	100 339		
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	01/08/2015	4 295 141	100%	4 295 141	167 510	100 506	2 677 591		
ENVT F&P GRPE P635 TAIOHA	08/11/2010	111 083	100%	111 083	-	-	-		
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	01/05/2011	10 281 962	100%	10 281 962	-	-	2 056 392		
INST EVENTS TAIOHAE NUKU	01/04/2012	215 870	100%	215 870	-	-	64 761		
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU	03/05/2013	3 823 025	100%	3 823 025	49 699	19 880	1 549 090		
PROTECTION CENTRALE TAIP1	01/07/2015	3 312 667	100%	3 312 667	129 194	77 516	2 065 117		
SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO	01/08/2015	2 725 437	100%	2 725 437	106 292	63 775	1 699 037		
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	413 000	100%	413 000	5 369	1 611	125 511		
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	391 800	100%	391 800	10 187	4 075	160 795		
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI1	01/01/2011	121 886 575	0%	-	-	-	-		
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP	01/01/2013	804 400	100%	804 400	10 457	3 137	244 457		
F&P VENTILAT° FORCEE TAIP	01/01/2014	422 754	100%	422 754	10 992	4 397	173 498		
ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2	01/06/2014	3 019 037	100%	3 019 037	78 495	39 247	1 548 766		
COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2	01/08/2014	1 841 216	100%	1 841 216	47 872	23 936	944 544		
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	375 000	100%	375 000	4 875	1 463	113 963		
FG WILSON P50 G293 AAKAPA	01/11/2016	3 892 755	0%	-	-	-	-		
MOTEUR PERKINS P750 TAIOH	01/05/2016	10 771 280	0%	-	-	-	-		
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2	01/06/2016	3 017 688	100%	3 017 688	156 920	109 844	2 222 225		
CPLT FG WILSON P50 AAKAPA	01/05/2017	404 000	0%	-	-	-	-		
RENV SEPAMS CENT TAIOHAE	01/08/2018	8 475 024	0%	-	-	-	-		
FG WILSON P55-3 AAKAPA	01/01/2020	5 368 289	0%	-	-	-	-		
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	01/01/2020	4 403 366	0%	-	-	-	-		
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	01/01/2020	4 334 670	0%	-	-	-	-		
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	01/01/2020	4 354 823	0%	-	-	-	-		
ALTERNAT FG WILSON P400 NUK	01/01/2020	1 568 533	0%	-	-	-	-		
PRODUCTION NUKU HIVA		242 700 091		74 530 799	1 192 521	692 524	22 666 471	(1 399 861)	21 266 610

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC avant correction EGIS	Correction IFC selon EGIS	Total IFC après courrier EGIS
TRANSF N1011 TAI0HAE NUKU	01/01/2011	819 062	33%	270 290	-	-	-		
POSTE N1011 TAI0HAE NUKU	01/01/2011	1 956 526	33%	645 654	-	-	-		
AUT COMPOS N1011 TAI0HAE	01/01/2011	4 597 063	33%	1 517 031	-	-	-		
EXT BTA QTIER PIRIOTUA M	01/01/2010	591 072	100%	591 072	-	-	-		
EXT BTA QTIER AUGEREAU J	30/06/2010	821 785	100%	821 785	-	-	-		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	01/07/2010	11 969 459	0%	-	-	-	-		
MIS CONFORM. BTA TAI0HAE	01/01/2011	2 411 812	0%	-	-	-	-		
MEC BT QT SALMON TAI0HAE	11/04/2011	946 170	0%	-	-	-	-		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	81 443 414	0%	180 162	-	-	36 032		
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	19/07/2011	1 918 765	100%	1 918 765	-	-	383 753		
MISE CONFORM BTA TAI0HAE	01/01/2012	1 187 812	6%	71 269	-	-	14 254		
RESEAU STAT° CONCASSAGE	01/01/2012	6 493 798	0%	-	-	-	-		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	39 205 099	0%	153 171	-	-	45 951		
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	28/08/2012	185 349	100%	185 349	-	-	55 605		
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	01/01/2013	1 630 987	100%	1 630 987	21 203	6 361	495 657		
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	01/01/2013	74 327	100%	74 327	966	290	22 588		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	20 873 029	0%	-	-	-	-		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	355 921	100%	355 921	4 627	1 851	144 219		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	447 020	0%	-	-	-	-		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	722 904	100%	722 904	18 796	9 398	370 850		
ART 14A/N°051/14/BM/NT	01/11/2014	737 625	100%	737 625	19 178	9 589	378 402		
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAI0	05/02/2015	953 898	100%	953 898	37 202	22 321	594 660		
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	12/05/2015	151 203	100%	151 203	5 897	3 538	94 260		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	4 400 894	4%	180 154	7 026	4 216	112 308		
MEC RESEAU SOUT TAI0HAE	01/01/2011	29 973 475	33%	9 891 247	-	-	-		
MEC BT QT SALMON TAI0HAE	11/04/2011	2 558 164	0%	-	-	-	-		
MIS CONFORM BTS TAI0HAE	01/01/2012	2 205 936	17%	375 009	-	-	75 002		
EXT 14A/112/13/NK/BT	04/04/2014	628 860	100%	628 860	16 350	8 175	322 605		

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC avant correction EGIS	Correction IFC selon EGIS	Total IFC après courrier EGIS
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	90 153	100%	90 153	3 516	2 110	56 201		
BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010	01/07/2010	1 339 213	44%	584 903	-	-	-		
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	01/07/2011	1 649 414	70%	1 150 625	-	-	230 125		
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2012	1 098 125	15%	165 444	-	-	49 633		
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2013	1 478 068	6%	87 431	1 137	455	35 427		
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2014	183 044	77%	140 467	3 652	1 826	72 060		
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2015	4 321 208	32%	1 396 822	54 476	32 686	870 779		
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA	18/02/2016	9 224 159	100%	9 224 159	479 656	335 759	6 792 671		
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI	06/04/2016	218 520	100%	218 520	11 363	7 954	160 918		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2016	01/07/2016	139 226	0%	-	-	-	-		
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/10/2016	16 548 296	35%	5 791 904	301 179	210 825	4 265 158		
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2016	2 047 473	38%	778 040	40 458	28 321	572 948		
RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUK	01/10/2017	10 540 081	0%	-	-	-	-		
14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV	01/01/2017	959 554	100%	959 554	62 371	43 660	715 348		
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV	27/01/2017	867 147	100%	867 147	56 365	45 092	738 809		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017	01/07/2017	473 100	13%	59 660	3 878	3 102	50 830		
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/01/2017	5 981 845	35%	2 093 646	136 087	95 261	1 560 813		
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA	01/07/2017	1 941 605	14%	272 716	17 727	14 181	232 354		
RENV RESEAU HTA/BTA NUKU	01/03/2018	8 732 929	0%	-	-	-	-		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2018	01/07/2018	256 321	100%	256 321	19 993	17 994	248 683		
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2018	1 419 227	28%	393 836	30 719	27 647	382 100		
RENV RSX HT/BT PMT 2019	30/06/2019	10 080 371	0%	-	-	-	-		
RESEAUX CP NUKU HIVA 2019	01/07/2019	693 054	100%	693 054	63 068	63 068	756 122		
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2019	635 921	49%	308 926	28 112	28 112	337 038		
14A1 LC357/19/BK/BT NUKU	01/01/2020	1 210 953	100%	1 210 953	125 939	125 939	1 336 892		
14A1 LC453/19/BK/BT NUKU	16/02/2020	1 216 903	100%	1 216 903	126 558	126 558	1 343 461		
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	01/05/2020	851 041	100%	851 041	88 508	88 508	939 549		
RESEAUX CP NUKU H 2020	01/07/2020	226 990	100%	226 990	23 607	23 607	250 597		
RENV RSX HT/BT NUKU HIVA	30/10/2020	22 830 275	0%	-	-	-	-		
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	01/05/2020	92 419	100%	92 419	9 612	9 612	102 031		
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2020	758 823	69%	523 601	54 455	54 455	578 056		
DISTRIBUTION NUKU HIVA		328 366 887		51 711 917	1 873 680	1 452 469	25 824 748	(7 887 393)	17 937 355
>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA		571 066 978		126 242 716	3 066 201	2 144 993	48 491 219	(9 287 254)	39 203 965

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
TERRITOIRE PF - HAKAPEHI NUK	LOC.TERRAIN 1200M ² - HAKAPEHI NUKU HIVA
TERRITOIRE PF - TAIPIVAI NUK	LOC.TERRAIN 4535M ² - TAIPIVAI NUKU HIVA
COMMUNE NUKU HIVA	AGENCE NUKU HIVA
COMMUNE NUKU HIVA	AGENCE NUKU HIVA

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 : 1^{er} janvier 2014 – 31 décembre 2020