



**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 2022

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	10
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....	12
➤ Aspects commerciaux.....	13
2.1 - Mode de détermination des tarifs	13
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2022.....	13
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	16
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes	17
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva	20
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.....	27
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	29
➤ Bilan technique	30
3.1 - Autorisation d'exploitation	30
3.2 - Effectifs de l'exploitation	30
3.3 - Détail des ouvrages de production	31
3.4 - Données de production englobant Taiohae, Taipivai et Aakapa	31
3.5 - Qualité de service	33
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	34
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants	34
3.8 - Raccordement solaire	34
3.9 - Unités d'œuvre 2022 de la concession	35
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	36
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	37
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	43
4.3 - Comptes de la concession.....	47
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés.....	54
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	60
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	61
5.2 - Situation des immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	62
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	68
5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année.....	68
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	70
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	74
5.7 - Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22	74
5.8 - Plan de Renouvellement	75
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	76

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT

A) Péréquation inter îles :

Au 1er janvier 2022, la réglementation mettant en place une solidarité tarifaire inter-îles a été mise en œuvre.

Le mécanisme de péréquation repose d'une part sur la perception d'une Contribution de Solidarité sur l'Électricité, d'un montant de 6,3 F/ kWh, applicable uniformément à tous les systèmes de distribution électrique de Polynésie française, et d'autre part sur le versement d'une « compensation de solidarité », dont la valeur ramenée au nombre de kWh vendus est inversement proportionnelle à la taille des exploitations.

Ce mécanisme destiné à l'ensemble des systèmes électriques de Polynésie se substitue à celui de la « péréquation interne » aux concessions géré par EDT, en conséquence, le prix de vente hors taxe moyen de l'électricité a baissé de l'ordre de 6,30 F, prix sur lequel s'applique la nouvelle contribution d'un montant équivalent.

A titre d'illustration, Le rapport entre la contribution versée et la compensation reçue s'échelonne en 2022 de 1.39 pour les plus grosses exploitations à 15.04 pour les plus petites, la concession de Tahiti Nord ne recevant pour sa part aucune compensation.

Ce mécanisme de péréquation pèse significativement sur la trésorerie des concessions en raison d'un décalage proche de 3 mois entre le versement de la contribution au trésor public et l'encaissement de la subvention.

B) Forte augmentation du coût des produits pétroliers

Le gazole alimentant les centrales thermiques de Tahiti a vu son prix CAF augmenter de 88 % (de 63.4.F/L à 119.6 .F/L) entre janvier et juillet 2022 pour se stabiliser aux environs de 113 F/litre .

Cette hausse qui, toutes choses égales par ailleurs, aurait nécessité une augmentation du prix de vente de l'électricité de l'ordre de 7,5 F/kWh (soit 21% du prix CSE incluse) a pu être traitée temporairement, de la manière suivante :

- Limitation de la consommation du nouveau gazole du fait de l'importance des stocks de produits pétroliers à l'ancien prix et de la très forte production d'hydroélectricité sur le deuxième semestre
- Effort de la Polynésie par l'augmentation du FRPH pour 2,2 milliards CFP et du concessionnaire par avance de trésorerie pour 634 MF soit une aide globale de 5,5 F/kWh vendu
- Augmentation du prix moyen clients limité à 2 F/kWh environ soit 7% du prix CSE incluse

Il est à noter qu'à partir du 01/01/2023, l'avance prévisionnelle de trésorerie a été estimée à 200 MF/mois et que le réalisé à fin Avril est de 958 MF, soit 240 MF/mois

C) Concessions à « échéance 2020 »

Les concessions de Tumara'a, Taputapuata, Taha'a et Huahine, ont pris fin le 31 mars 2022. Les concessions de Rurutu et Rangiroa ont pris fin le 30 septembre 2022. Enfin, la concession de Moorea s'est arrêtée le 31 décembre 2022. Parmi les "DSP 2020", seules les concessions de Nuku Hiva, Hiva Oa et Ua Pou se poursuivent, jusqu'au 31 décembre 2023.

La sortie de 7 concessions du périmètre EDT en 2022, :

- réduit d'autant le Revenu Autorisé du délégataire et sa marge.
- laisse en revanche à sa charge une masse importante de coûts de services partagés, (support technique, back office commercial, siège) lesquels étaient antérieurement justifiés par l'activité des concessions concernées.

A l'exception de la commune de Rangiroa qui a fait l'objet d'une nouvelle délégation de service public, les autres communes ont fait le choix d'une reprise en régie, au travers de l'EPIC Te Ito Rau No Moorea-Maiao pour la commune de Moorea et de la SPL Te uira api no te mau Motu pour les îles des Raromatai et Rurutu.

D) Difficultés d'approvisionnement

Les difficultés d'approvisionnement apparues avec la crise sanitaire du COVID et renforcées par la guerre d'Ukraine sont moins importantes mais persistent avec des délais et des coûts en nette augmentation.

E) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2022 écoulée :

- 1 accident de travail avec arrêt (hors trajet) = 40 jours d'arrêt
 - o Taux de fréquence = 1.17
 - o Taux de gravité = 0.05
- 2 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 2 accidents de trajet avec arrêt = 102 jours d'arrêt

0 accident de trajet sans arrêt

Spécifiques aux concessions des îles

Le processus de renouvellement des concessions DSP 2020 s'est poursuivi en 2022 avec des développements significatifs sur le périmètre des îles :

Plusieurs communes ont mis en place des mesures pour gérer les services publics liés à l'électricité. Les communes des îles-sous-le-Vent (Taha'a, Taputapuatea, Tumara'a, Huahine) ont créé une société publique locale (SPL) "Te Uira Api no Raromatai", qui a remplacé EDT à partir du 1er avril 2022.

La commune de Moorea-Maiao a repris la gestion du service au travers d'un EPIC (établissement public à caractère industriel et commercial) et le transfert des opérations a été effectué au 31/12/2022.

La commune de Rangiroa a attribué à EDP, filiale du groupe ENGIE, la concession du service de l'électricité depuis le 1er octobre 2022. Dans le cadre de ce nouveau contrat, une convention d'assistance technique, administrative et financière a été mise en place entre EDT et EDP.

En 2022, une nouvelle procédure de DSP a été lancée pour la communauté de communes des Îles Marquises (CODIM), comprenant trois îles où EDT est concessionnaire jusqu'en décembre 2023 (Ua Pou, Nuku Hiva et Hiva Oa), deux régies communales (Fatu Hiva et Tahuata) et la commune de Ua Huka, qui a été ajoutée au périmètre de la délégation en comparaison à l'appel d'offres de 2021.

Cette procédure de DSP est la dernière remise en concurrence avant 2030, date d'échéance de la concession socle de notre présence en Polynésie française.

Spécifiques à la concession de Nuku Hiva

Fin de concession :

En juillet 2021, en pleine procédure d'appel d'offre, le concédant s'interrogeait sur les avantages d'un éventuel regroupement avec les autres communes de la CODIM.

Dans cette logique, en fin d'année 2021, la commune déclarait l'appel d'offre infructueux, et signait un avenant de prolongation au 31 décembre 2023 de sorte à se laisser le temps d'étudier la meilleure façon de gérer dans l'avenir son service public de l'électricité.

Un nouvel appel d'offres a été lancé par la CODIM, disposant désormais de la compétence énergie de l'ensemble des communes des îles Marquises. Cet appel d'offres doit déterminer le gestionnaire amené à reprendre l'exploitation du service public de l'électricité des Marquises à compter du 1^{er} janvier 2024, pour 20 ans.

Avenant 3 du 15 juillet 2016 :

Dans le cadre des discussions relatives à la fin de concession, la commune a remis en cause l'avenant 3 du 15 juillet 2016.

Un accord a été trouvé le 3 février 2022.

Principaux indicateurs

		NUKU HIVA			
		2022		2021	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	1 163		1 148	
	BT	1 158	99,57%	1 143	99,56%
	MT	5	0,43%	5	0,44%
	Puissance souscrite au 31/12	6 091		6 065	
	BT	5 749	94,39%	5 723	94,36%
	MT	342	5,61%	342	5,64%
	Puissance maximale appelée (*)	1,07		0,92	
	Nombre de kWh vendu total	4 623 788		4 648 567	
	BT	3 760 480	81,33%	3 729 594	80,23%
	MT	863 308	18,67%	918 973	19,77%
	Chiffre d'affaires énergie	145 709 959		165 066 941	
	BT : Total	119 477 059	82,00%	134 002 416	81,18%
	BT : par client	103 175		117 237	
	BT : par kVA de puissance souscrite	20 781		23 416	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	23 655 711	19,80%	23 648 204	17,65%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	95 821 348	80,20%	110 354 212	82,35%
	MT : Total	26 232 900	18,00%	31 064 525	18,82%
	MT : par client	5 246 580		6 212 905	
	MT : par kVA de puissance souscrite	76 704		90 832	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	6 861 888	26,16%	6 861 888	22,09%
MT : part variable en XPF et % du CA total	19 371 012	73,84%	24 202 637	77,91%	
Prix moyen de vente par kWh vendu	31,51		35,51		
BT	31,77		35,93		
MT	30,39		33,80		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,81		0,85	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	107 741	1,89%	44 170	0,80%
	Energie hydroélectrique kWh	1 179 358	20,69%	1 271 847	23,17%
	Energie thermique kWh	4 413 303	77,42%	4 173 715	76,03%
	Energie totale achetée	5 700 402		5 489 732	
	Temps moyen de coupure				
	global	11h53		7h14	
origine production	0h47		1h13		
origine transport	0		0		
origine distribution	11h05		6h00		
FINANCIERS	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement Km	87		85	
	Valeur d'origine k XPF	1 017 328		1 024 037	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	450 704		494 858	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement k XPF	1 397		31 969	
	Dépenses d'améliorant k XPF	3 273		27 974	
	Indemnité de fin de concession k XPF	41 175		45 757	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)) k XPF	329 871		299 387	
	Part revenant au concessionnaire k XPF	207 539		205 115	
	Coût des énergies et du transport k XPF	122 332		94 273	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM) k XPF	33 160		19 562	
Ecart RA - CA - péréquation de l'année k XPF	21 050		134 320		

(+) => à récupérer dans les tarifs N+1

(*) La puissance maximale appelée est mesurée au niveau des départs distribution et prend en compte le rendement des réseaux

(**) 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. Elle 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
- La convention d'adhésion au régime de solidarité tarifaire
- Les autres contrats

Cf. paragraphe :

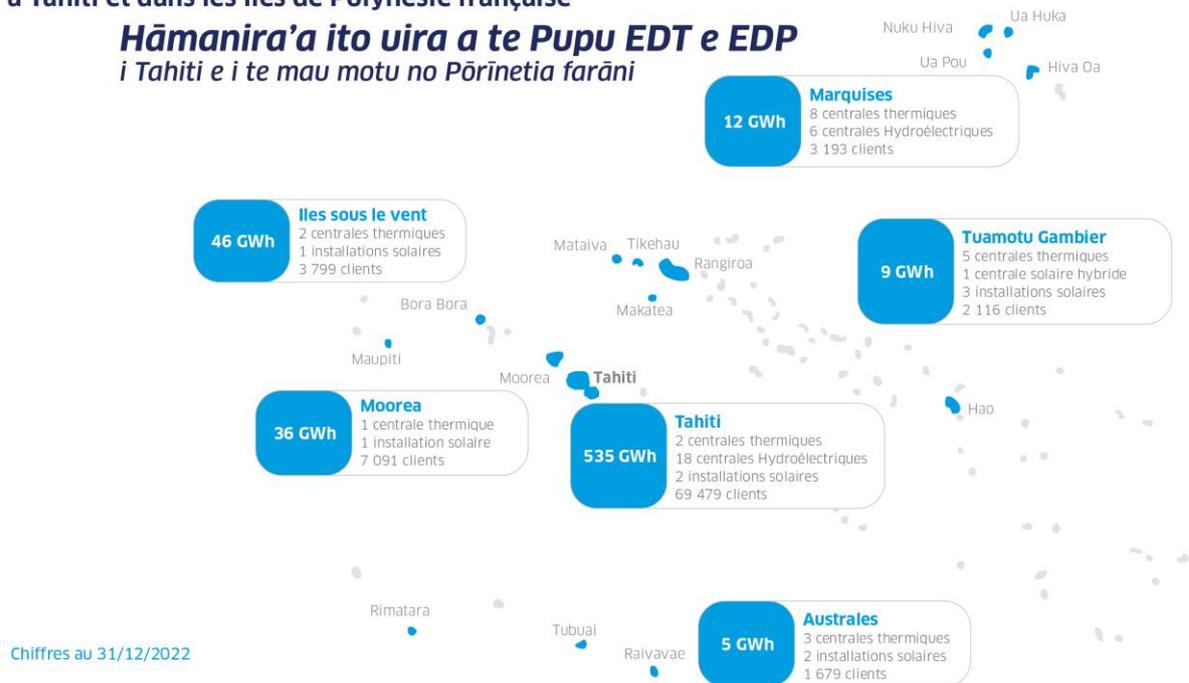
6- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1.1- Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels

Production brute d'électricité Groupe EDT et EDP à Tahiti et dans les îles de Polynésie française

*Hāmanira'a ito uira a te Pupu EDT e EDP
i Tahiti e i te mau motu no Pōrīnetia farāni*



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 en début d'année 2022, 13 à son terme).

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 industriel énergétique français ENGIE a une raison d'être : agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Il mise, pour ce faire, sur des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Ce groupe, le 3^e plus grand dans le secteur de l'énergie hors pétrole, permet à 7 millions de bénéficiaires un accès à une énergie durable depuis 2018. En 2021, il a produit 426 TWh d'électricité et affiché un chiffre de 4,3 Mds€ d'investissement de croissance.

Grâce à l'ensemble de ses collaborateurs à travers le monde (101 504 dont 28,9% de femmes dans le management), il s'est engagé pour une transition abordable, résiliente et durable. Cette transition repose sur 4 axes principaux :

- **Simplifier et recentrer son organisation** en se concentrant sur ses 4 métiers cœurs et sur une trentaine de pays d'ici 2023.
- **Adapter son organisation** avec une approche industrielle renforcée.
- **Accélérer ses investissements** dans les renouvelables et les infrastructures énergétiques locales.
- **Renforcer son engagement pour la transition énergétique** avec un objectif Net Zéro Carbone d'ici 2045.

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

Le pôle énergie est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

A fin 2022, il est composé des sociétés suivantes :

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 11 concessions de Tahiti et des îles. La société est leader historique du secteur de l'énergie. Elle est concessionnaire du service public de l'électricité à Tahiti et dans 10 autres îles de Polynésie française ;
- MARAMA NUI assure depuis 1998, en concession, la production hydroélectrique dans 5 vallées de Tahiti avec 16 centrales. Elle est le premier producteur d'énergie renouvelable de Polynésie française ;
- TAHITI SUD ENERGIE assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti. Elle a été créée en 2017 ;
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques.
- ITO NUI a été créée pour développer de nouvelles installations de production d'énergie renouvelables, à commencer par des centrales photovoltaïques avec stockage dans le cadre des appels à projets du Pays.
- ELECTRICITE DE POLYNESIE (EDP), est dédiée à l'exercice de nouvelles délégations de service public de production et distribution d'électricité dans les îles.

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.

1.3 - 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).
- L'avenant n°2 du 4 mai 2020 a notamment procédé à la prolongation de la concession pour 1 an
- L'avenant 3 du 1^{er} octobre 2020 a procédé à la prolongation de la concession pour 3 mois
- L'avenant 4 du 1^{er} janvier 2022 a procédé à la prolongation de la concession pour 2 ans

1.3.2 Le contrat d'adhésion au régime de solidarité tarifaire dans le domaine de l'électricité.

EDT, la commune et la Polynésie française ont conclu le 7 janvier 2022 une convention tripartite d'adhésion au régime de solidarité dans le domaine de l'électricité. Cette adhésion permet au système électrique de bénéficier de la compensation de solidarité permettant de modérer les tarifs.

1.3.3 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. Principaux baux de la concession
- d. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- e. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- f. 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 2022
- 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 sur Nuku hiva
- 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.

Deux actualisations des tarifs ont été pratiquées au cours de l'année 2022 relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

La première actualisation applicable au 1^{er} janvier 2022, conformément à l'arrêté n° 2980 CM du 22 décembre 2021.

La seconde actualisation applicable au 1^{er} octobre 2022, conformément à l'arrêté n° 1975 CM du 29 septembre 2022.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2022

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 30 septembre 2022
			Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	11,90
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	31,10
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	21,50
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	38,60
BT Eclairage public	P4		31,70
BT Usages professionnels et autres usages	P5		35,90
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	23,10
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	19,40
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		13,30
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		20,90
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		29,80

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er octobre au 31 Décembre 2022
			Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	11,90
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	31,10
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 150 kWh/mois	22,00
BT Usage domestique 2nde tranche	P3	de 150 à 240 kWh/mois	23,30
BT Usage domestique 3ème tranche	P4	de 240 à 360 kWh/mois	40,64
BT Usage domestique 4ème tranche	P5	au -dessus de 360 kWh/mois	42,46
BT Eclairage public	P6		33,95
BT Usages professionnels et autres usages	P7	de 0 à 500 kWh/mois	36,20
	P8	de 500 à 1 000 kWh/mois	37,00
	P9	au -dessus de 1000 kWh/mois	39,49
MT Tarif jour 1ère tranche	P10	de 0 à 18 000 kWh/mois	24,63
MT Tarif jour 2ème tranche	P11	au -dessus de 18 000 kWh/mois	26,10
MT Tarif nuit 1ère tranche	P12	de 0 à 18 000 kWh/mois	21,67
MT Tarif nuit 2ème tranche	P13	au -dessus de 18 000 kWh/mois	23,15
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite	P14		13,30
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P15		20,90
Prépaiement supérieur à 3,3 kVA de puissance souscrite	P16		29,80

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er janvier au 30 septembre 2022
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er octobre au 31 décembre 2022
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355

Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%
Autres	
- Contribution de Solidarité sur l'Electricité (CSE)	6,30 XPF/kWh
- Contribution pour la Solidarité (CPS)	1%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance	Du 1er janvier au 31 décembre 2022
	P=39,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 900 XPF x kVA de puissance souscrite

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur	kWh vendus postérieur	Total kWh vendus	Montant antérieur	Montant postérieur	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime d'abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2022 (kVA)	Total kWh vendus 2021
BT Usage social 1ère tranche	P1	1 091 329	361 032	1 452 361	12 979 784	4 282 573	17 262 357	31 316	8 210 006	2 642	1 365 601
BT Usage social 2ème tranche	P2	108 120	32 999	141 119	3 091 307	940 595	4 031 902				129 524
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	234 846	47 923	282 769	5 002 369	1 022 956	6 025 325	9 293	4 061 585	734	389 337
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	134 984	20 190	155 174	5 185 761	458 321	5 644 082				190 927
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	0	15 371	15 371	0	609 879	609 879				
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	0	23 638	23 638	0	995 856	995 856				
BT Eclairage public	P4	53 352	16 332	69 684	1 693 732	554 470	2 248 202	1 280	512 160	107	68 797
BT Usage professionnel	P5	1 232 584	142 757	1 375 341	44 311 377	5 167 815	49 479 192	27 180	10 871 960	2 266	1 585 408
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6	0	60 806	60 806	0	2 249 822	2 249 822				
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7	0	184 217	184 217	0	7 274 731	7 274 731				
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	432 127	118 658	550 785	9 992 275	2 922 546	12 914 821	4 104	6 861 888	342	613 508
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	209 014	69 612	278 626	4 062 989	1 508 490	5 571 479				
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	0	33 897	33 897	0	884 712	884 712				305 465
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	0	0	0	0	0	0				
Total				4 623 788			115 192 360	73 172	30 517 599	6 091	4 648 567

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2022.

* Ce tableau inclus les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

CHIFFRE D'AFFAIRES
Prix moyen

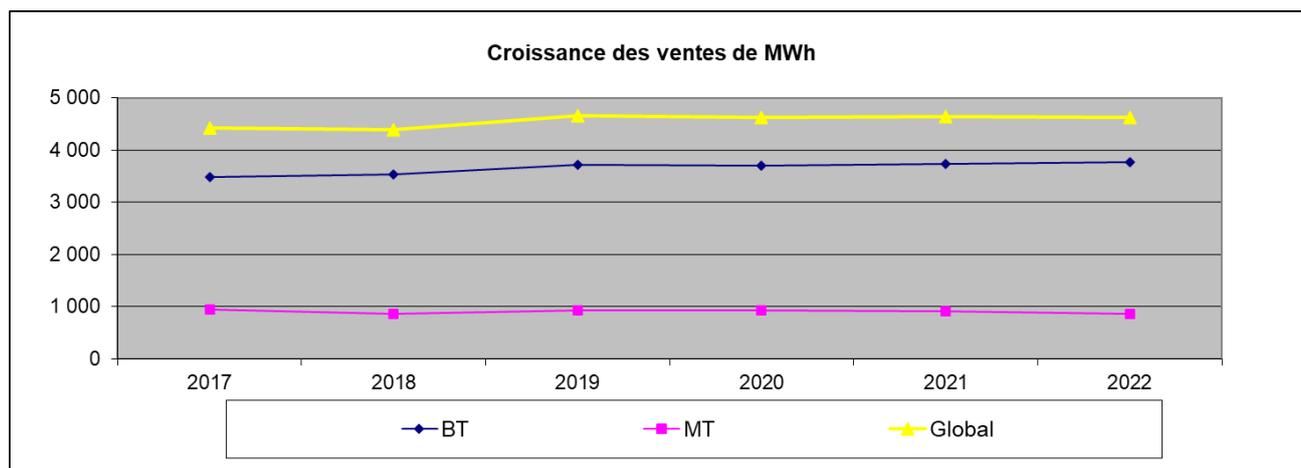
145 709 959
31,51

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 :	366 334 XPF
- Frais de relance :	<u>995 796 XPF</u>
- Total	1 362 130 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de hausse de 0,4% en 2021, les ventes d'électricité connaissent une légère baisse de 0,5% (soit -25 MWh) en 2022. Elles s'établissent ainsi à **4,6 GWh**.

Cette diminution globale des ventes est liée à la diminution de 6,1% (soit -55,6 MWh) des ventes en moyenne tension qui représentent 19% des volumes et de la hausse des ventes en basse tension de 0,8% (+30,8 MWh).

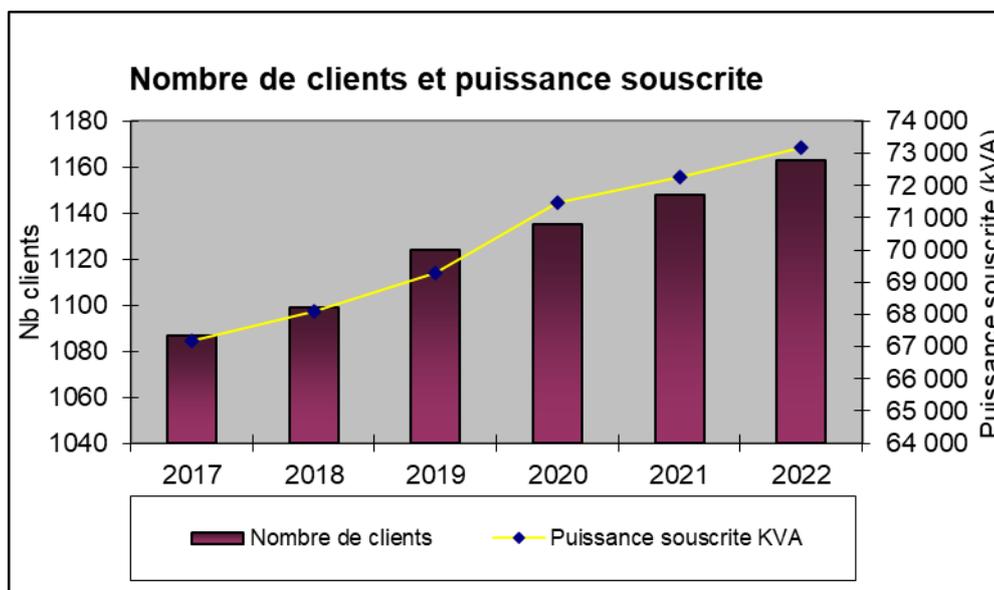
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) connaît une légère évolution à la baisse de 0,4%, soit -8,6 MWh. Cette progression se traduit par une décroissance des ventes au tarif « classique » de 18,6%, soit -107,4 MWh en lien avec la baisse du nombre de contrats (-43) et une augmentation de 3,1% des volumes de ventes au tarif « petits consommateurs » (+98,8 MWh), en lien avec la hausse du nombre de contrats (+56).

Les tarifs domestiques représentent 54% des volumes basse tension en 2022, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 42% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,5% des ventes en basse tension avec environ 69,6 MWh vendus sur 2022, augmentent légèrement de 1,3% en 2022, soit +0,8 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 43% des ventes basse tension enregistrent une augmentation de 2,2% en 2022, soit +35 MWh.

Les ventes en moyenne tension diminuent pour la troisième année consécutive de 6,1%, soit -55,6 MWh, pour s'établir à 863 MWh.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :

Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 158	variation / 2021 (<i>nombre de contrats</i>) +1,3% (+ 15 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>5</u>	<u>-</u>
	1 163	+1,3% (+ 15 contrats)

La hausse du nombre de contrats souscrits aux tarifs basse tension concerne le tarif « petits consommateurs », avec 56 contrats supplémentaires par rapport à fin 2021.

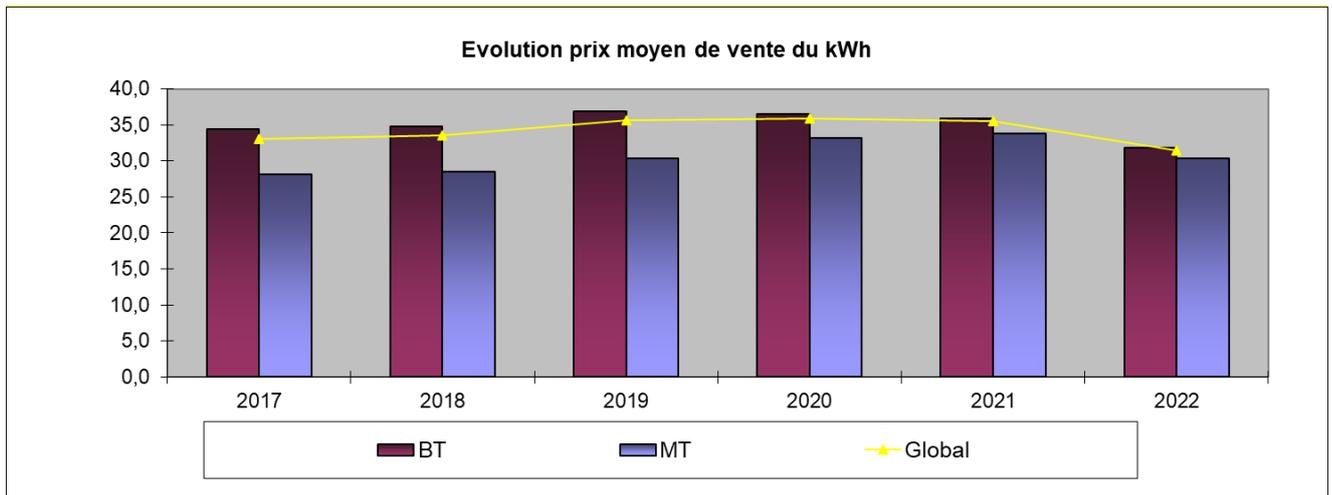
Le nombre de contrats souscrits en tarif « usages domestiques classique » est pour sa part en recul et enregistre 43 contrats de moins par rapport à fin 2021.

Le tarif à « usage professionnel » enregistre 2 contrats de plus.

La répartition du nombre de clients par tarifs s'établit de la manière suivante à fin 2022 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 72%
- Tarif Usages professionnels basse tension 16%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 10%
- Tarif Eclairage Public 1,5%
- Tarif Moyenne tension <1%

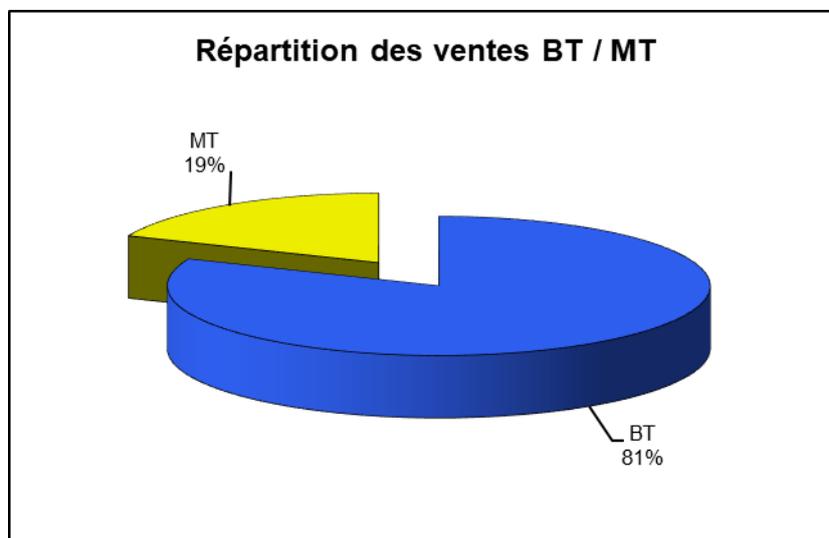
La puissance souscrite facturée poursuit sa progression à la hausse (+1,2%) et s'élève à 73 172 kVA, en lien avec l'augmentation de la puissance souscrite facturée pour les tarifs « Petits Consommateurs ».



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

		variation / 2021
Tarifs basse tension	31,8 Fcp	-11,6%
Tarifs moyenne tension	<u>30,4 Fcp</u>	<u>-10,1%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	31,5 Fcp	-11,3%

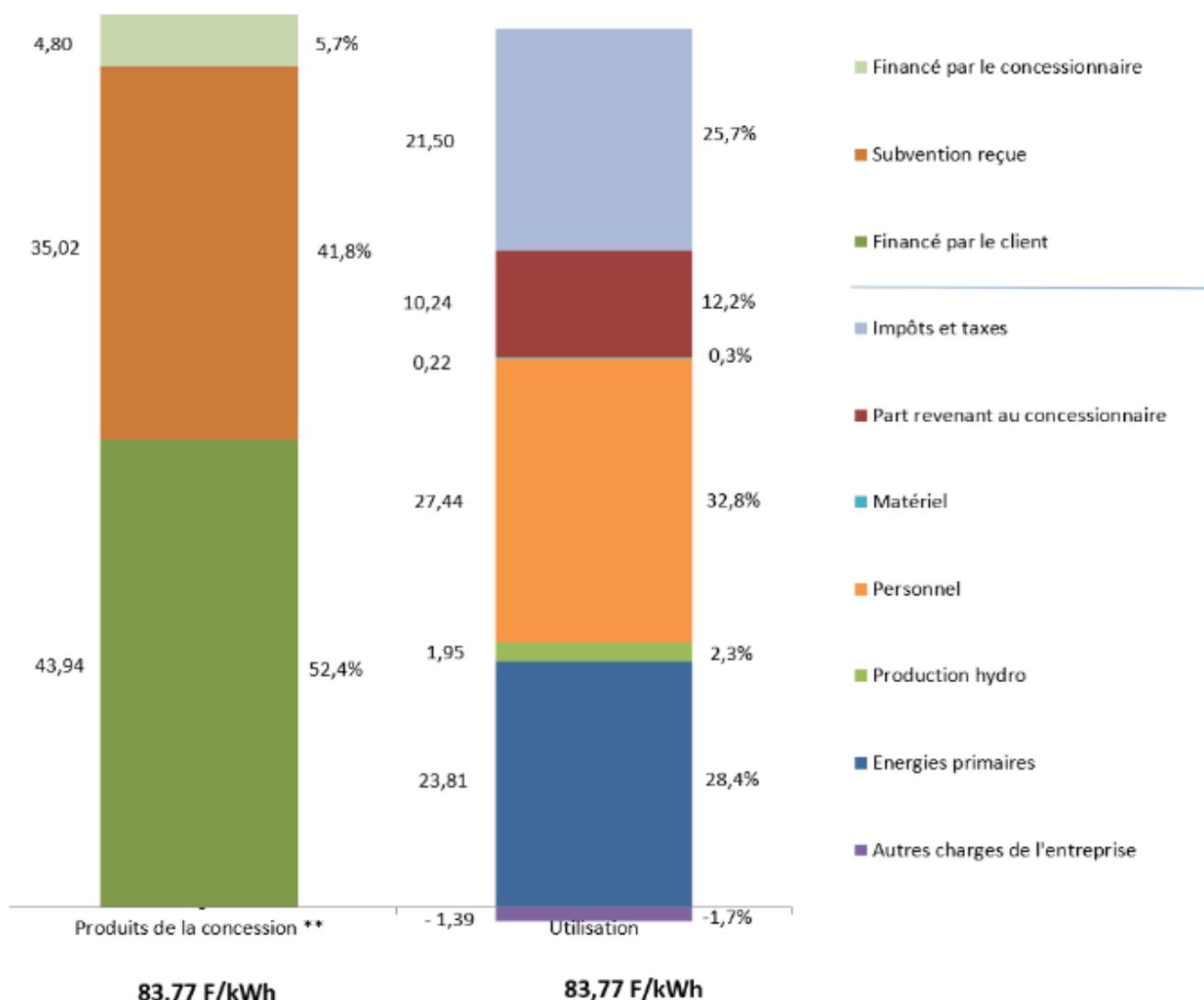
Le prix moyen de vente du kWh diminue de 11,3% et s'établit à 31,5 Fcp/kWh, en raison de la baisse des tarifs applicables au 1^{er} janvier du fait de la mise en place de la CSE (Contribution de solidarité sur l'électricité de 6,3 xpf/kWh). Malgré une augmentation ayant eu lieu au 1^{er} octobre 2022 pour prise en compte partielle de l'augmentation des prix des hydrocarbures.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 81% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 19% en tarif moyenne tension.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva

2022 (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 43,94 F/KWh (52%) de sommes facturées aux clients

La colonne de droite « Utilisation » détaille par nature l'ensemble des dépenses de la concession. Ces dépenses exprimées par kWh vendu s'élèvent à 83.77 F.

- Le poste impôts et taxes de 21,50 F/kWh représente 25.7% des dépenses de l'exercice, il inclut :
 - les taxes communales,
 - la TVA,
 - la contribution de solidarité sur l'électricité (CSE),
 - l'IS,
 - l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes.
 - la Contribution pour la solidarité (CPS) d'une valeur de 6,30 F/kWh
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 gazole,

- le coût d'achat des énergies renouvelables hydroélectricité et solaire,
- le coûts des huiles.

La colonne de gauche « Produits de la concession » est d'un montant équivalent, ces produits ont trois origines :

- Les recettes clients de 43,94 F/kWh qui financent 52.5% des dépenses de la concession
- Les subventions de péréquation de 35,02 F/kWh qui prend en charge 41.8% des dépenses de la concession
- Le concessionnaire pour 4,80 F/kWh pour la différence soit 5.7% des dépenses de la concession. Cette somme est une avance de trésorerie faite par le concessionnaire pour payer la part non répercutée du prix du gasoil dans les tarifs.

<u>Détail des produits de la concession:</u>	en F/kWh	en %
La part financée par le client comprend:		
- Les ventes d'énergie	31,51	37,6%
- Les produits accessoires	0,29	0,4%
- Les taxes communales, TVA, CPS	5,83	7,0%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	7,5%
	<hr/> 43,94	<hr/> 52,5%
 Le montant brut des subventions reçues:		
- Subvention de péréquation	35,02	41,8%
	<hr/> 35,02	<hr/> 41,8%
 La part financée par le concessionnaire:		
- Avance du concessionnaire	4,80	5,7%
	<hr/> 4,80	<hr/> 5,7%
 Total Produits	 83,77	 F/kWh

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2022, 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 31/12/22, était de 30,1 Millions Fcp, ce qui représente 18,7% du chiffre d'affaires 2022, soit un délai de créances clients de 67 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Nuku Hiva, en moyenne 169 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 14,5% 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 en 2022.

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 2022, 50 882 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Nuku Hiva, soit moins de 0,03% du chiffre d'affaires réalisées sur 2022.

2.8 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2022 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS	1	185	15 159	81,9
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	19	69 810	3 516 780	50,4
07 - USAGE PROFESSIONNEL	49	211 872	13 159 768	62,1
Total	69	281 867	16 691 707	59,2

* 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 augmentent de 5,3% en 2022 et s'établissent à 16,7 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 69 compteurs.

Les dépenses en éclairage public augmentent de 8,8%, avec 3,5 Millions Fcp TTC qui leur sont consacrés. Les dépenses au tarif professionnel augmentent également pour leur part de 4,4% et s'élèvent à 13,1 Millions Fcp TTC.

2.9 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2022

Avril :

- Fin de concession qui a entraîné la fermeture des agences des îles sous le vent Huahine, Taha'a, Taputapuataea, Tumaraa'a.

Juin :

- Agence Vaima met à disposition de ses clients un espace selfcare offrant ainsi aux clients dépourvus d'un ordinateur à domicile et donc un accès à internet pour créer et accéder aux compte web EDT.

Septembre :

- une nouvelle concession avec Electricité de Polynésie (EDP) pour Rangiroa, Tikehau et Mataiva.

Octobre :

- Déménagement de l'agence Puurai à Carrefour Plaza.
- L'agence de Puurai est désormais fermée, mais la caisse drive reste ouverte aux horaires habituels.
- L'agence Plaza, une nouvelle agence ouverte du lundi au samedi sur une plage horaire plus étendue 08h00 - 17h00, samedi 08h00 11h30, offrant une facilité d'accès avec un parking couvert et gratuit, accessible aux usagers des transports en commun et accessibles et aux personnes à mobilité réduite. Les équipes clientèles poursuivent les mêmes missions : paiement des factures, ouverture de contrats, résiliation, changement de noms...
- Une borne de paiement positionnée à l'extérieur de l'agence plaza permettant l'encaissement des factures en espèces et cartes bancaires sur une plage horaire étendue aux horaires d'ouverture de la galerie, les weeks end et les jours fériés, une borne au sein de l'agence du Vaima.

31 décembre :

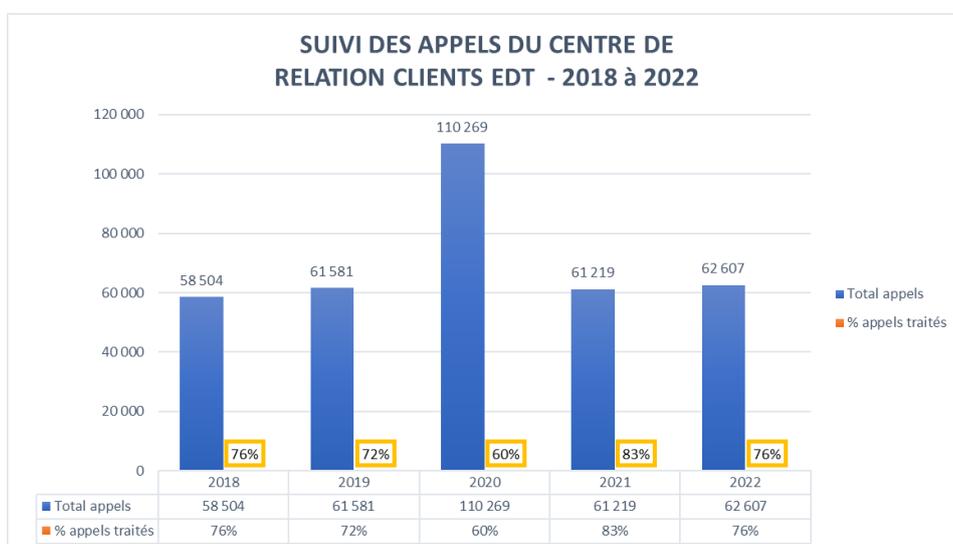
- Fin de la concession de Moorea, avec la fermeture de l'agence commerciale.

Mesures de la satisfaction clients

En 2022, deux enquêtes de satisfaction menées auprès des clients de EDT (particuliers et professionnels) affichent une note de satisfaction de :

- Satisfaction globale des clients
Particuliers donnent une note de 7.5/10
Professionnels donnent une note de 8.6/10
- Satisfaction de la qualité fourniture énergie
Particuliers donnent une note de 8,4/10
Professionnels donnent une note de 8/10
- Les agences
Particuliers : note de 8,6/10
Professionnels : note de 7,6/10
- Infos conseils :
Particuliers : note de 8,4/10
Professionnels : note de 7,8/10
- Agents releveurs
Particuliers : note de 8,3/10
- Service dépannage :
Particuliers : 8,2/10
- Agence en ligne :
Particuliers : note de 8,7/10
Professionnels : note de 8,6/10
- La satisfaction client sur le service dépannage EDT
72% des clients ayant contactés le Centre de Relation Clients sont satisfaits à 90% de l'accueil téléphonique et de l'intervention des équipes techniques.

Le nombre d'appels clients est en augmentation de + 2% positionnant le Centre de Relation Client comme un acteur majeur de la relation client.



L'information clients par SMS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients :

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

A fin 2022, près de 50 585 contrats sont inscrits aux différents services SMS pour Tahiti et les îles.

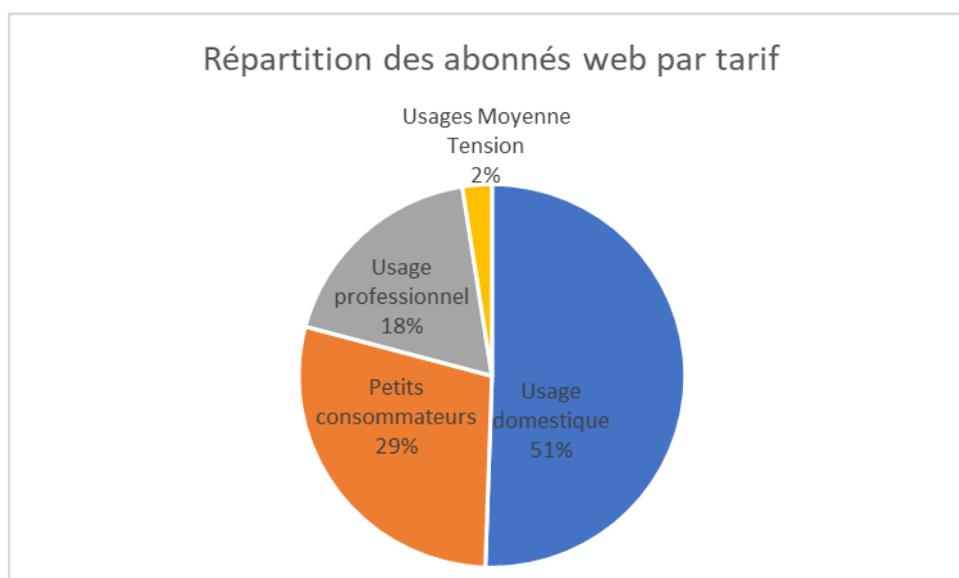
Nb contrats actifs avec service SMS en 2022

Service SMS	TAHITI	TSE	ILES	Total général
Auto-relève	5 918	1 382	781	8 081
Avis annulation coupure tvx	5 302	1 357	433	7 092
Avis confirmation coupure tvx	5 302	1 357	433	7 092
Avis coupure tvx	5 313	1 361	433	7 107
Avis passage releveur	4 356	964	422	5 742
Mnt fact mensuelle	5 799	1 367	680	7 846
Relance	5 739	1 224	662	7 625
Total général	37 729	9 012	3 844	50 585

Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	Nb accès WEB	%age connectés
Nuku Hiva	137	11,8%

Répartition des abonnés par tarif



L'année 2022 a conforté la progression des indicateurs de l'e-reputation d'EDT autant sur ses outils digitaux que sur ses communautés des réseaux sociaux.

L'impulsion de la crise Covid sur le digital s'est maintenue, le recours aux deux services phares du site que sont le paiement en ligne et l'auto-relève a même progressé.

L'annonce des fins de concession de Raiatea, Huahine, Tahaa, Rurutu et Moorea ont suscité beaucoup de réactions de compassion et de gratitude pour les années passées au service de la population.

Un partenariat avec une influenceuse locale a permis de donner une grande visibilité à la communication digitale sur le réseau Facebook sur des thématiques importantes : économies d'énergie, l'agence en ligne, l'auto-relève, le tarif petits consommateurs.

Cette année a été marquée par la mise en place des bornes de paiement dans 2 agences, ce produit est un hybride entre le digital et le présentiel, il nous permettra d'orienter notre clientèle vers une autonomie et fera diminuer progressivement les encaissements par les agents.

Un partenariat avec des communes a permis d'organiser des opérations de proximité sur les économies d'énergie : Pirae, Faa'a ; très bien appréciées de la population, ces opérations perdureront en 2023 avec d'autres communes.



Facebook +12%



Instagram +4%



Linkedin +46%

edt.pf

-2% d'utilisateurs

+13% création espaces client

+18 % paiements en ligne

+6% auto-relève

Les campagnes commerciales Facebook et Google Ads étaient axées sur les services client suivants : prélèvement automatique, auto-relève, espace client. Les performances Google Ads sont très bonnes avec un bon taux de conversion, il en est de même avec les campagnes lancées sur Facebook Ads.

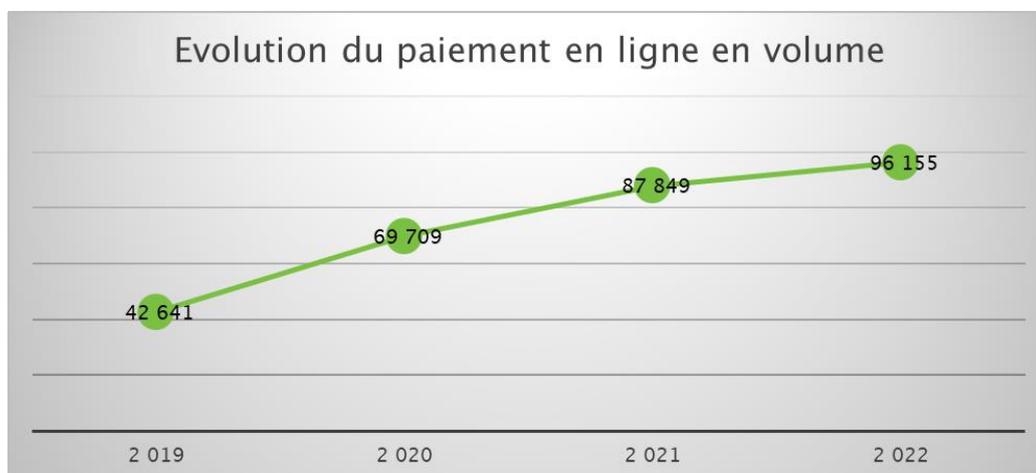


Borne à l'agence Plaza à Faa'a

Agence en ligne

L'agence en ligne est de plus en plus appréciée avec une hausse de +13% de clients qui ont créé leurs espaces clients, ce qui montre l'intérêt des clients pour les fonctionnalités proposées par le site.

Concernant les paiements en ligne, l'étude sur les 4 dernières années montre une augmentation de 125% du paiement en ligne.



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.

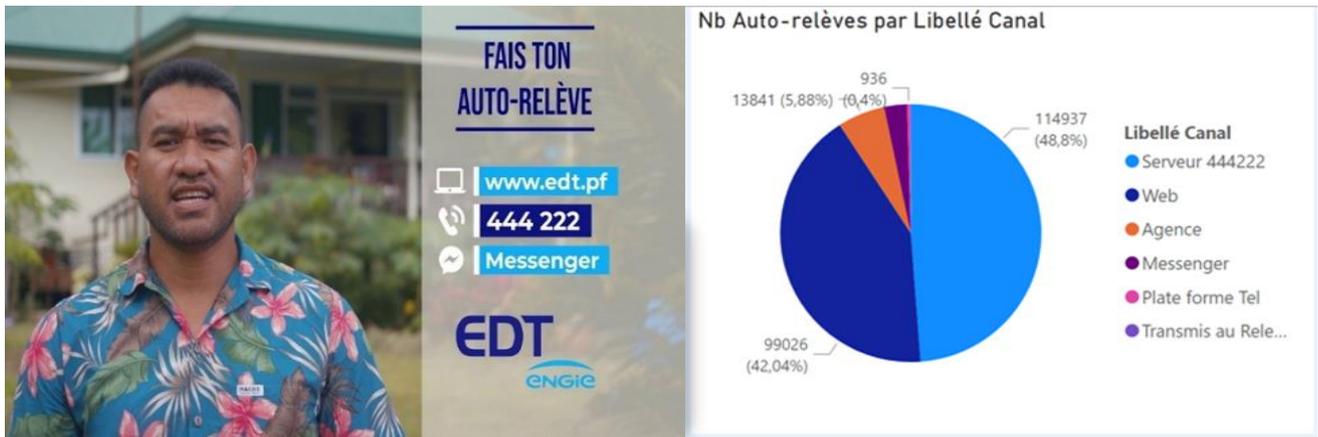
L'auto relève pour suivre et payer sa consommation au réel. L'auto-relève est proposée via trois canaux pour suivre via le serveur vocal, via l'agence en ligne « edt.pf », via Messenger EDT avec la chatbot Mareva. Le serveur vocal 444 222, une ligne téléphonique dédiée gracieusement mise à disposition des clients, reste le n°1 des canaux utilisés par nos clients pour ce service

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...)





Continuité des actions de pédagogie sur les économies d'énergie auprès des communes.

Communication également via les médias : radios, TV (décembre, janvier, février), dans le réseau de bus RTCT et dans les agences commerciales de Fare Rata (OPT).

En ces temps de hausse des prix à la consommation et d'énergie, il semble plus important que jamais d'informer les usagers sur les méthodes simples et efficaces d'économiser de l'énergie, et donc de tenter de réduire leur facture.

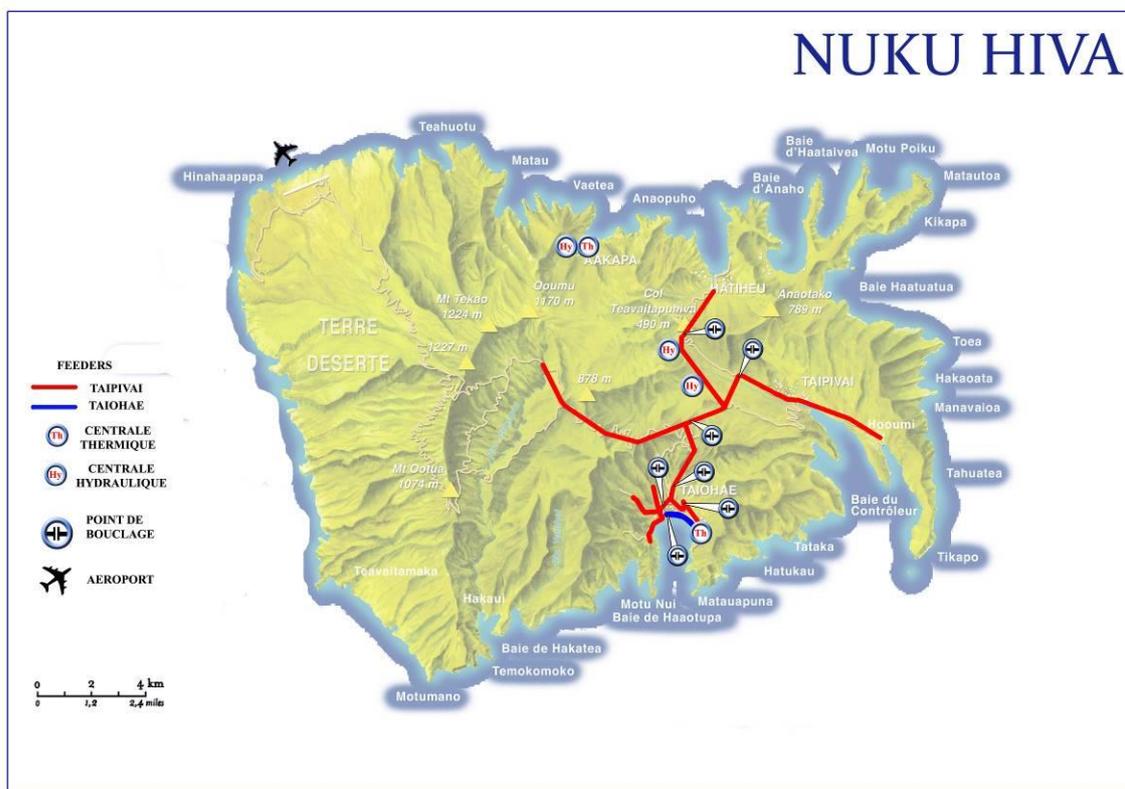
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectifs de l'exploitation
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.7 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Unités d'œuvres 2021 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Nuku Hiva



3.1 - Autorisation d'exploitation

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

Type de texte	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

3.2 - Effectifs de l'exploitation

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de Nuku Hiva est de 6 agents d'exploitation et un agent clientèle en 2022.

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 2022	HDM au 1er Janvier 2023	Nbre heure de fonctionnement
G1 AAKAPA	FG WILSON	BASE	50	40	32	G293	18/06/2017	23 466	27 922	4 456
G2 AAKAPA	FG WILSON	BASE	55	45	36	G324	19/12/2019	8 374	12 922	4 548
G1 TAIHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G192	01/12/2008	45 855	50 708	4 853
G2 TAIHAE	FG WILSON	BASE	635	508	406	G196	02/07/2009	63 938	65 652	1 714
G3 TAIHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G153	29/09/2006	45 697	50 546	4 849
G4 TAIHAE	FG WILSON	BASE	650	520	416	G330	06/03/2021	5 776	13 857	8 081
G5 TAIHAE	FG WILSON	BASE	635	508	406	G228	08/11/2010	18 238	18 238	0
G6 TAIHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G169	16/04/2008	47 525	52 942	5 417
Turbine Taipivai 1	HYDROLEC	HYDRO	500	400	400	H001	01/01/1985	10 765	15 162	4 397
Turbine Taipivai 2	BOUVIER	HYDRO	275	220	220	H002	01/01/1997	64 341	72 536	8 195

Les valeurs de puissance nominale des groupes indiquées dans le tableau ci-dessus, sont celles pour un fonctionnement en mode continu ou « prime ».

3.4 - Données de production englobant Taiohae, Taipivai et Aakapa

Production thermique brute 2022 de la centrale de Aakapa : 36 757 kWh en baisse par rapport à 2021 ;

Production thermique brute 2022 de la centrale de Taiohae : 4 428 026 kWh en légère hausse par rapport à 2021.

1 213 632 litres de gazole ont été consommés en 2022 pour ces deux centrales contre 1 159 912 litres en 2021, et 3 804 litres d'huile ont été consommés en 2022 contre 3 291 litres en 2021.

La puissance de pointe appelée est de 1 057 kW sur le mois d'août 2022 (1 044 kW pour Taiohae et Taipivai + 13 kW pour Aakapa). La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant de la centrale de Taiohae est de 416 kW, celui de Aakapa est de 36 kW.

1 053 190 kWh ont été produits en 2022 dans les centrales hydroélectriques de Taipivai 1 et Taipivai 2 contre 1 167 860 kWh en 2021.

A noter également une production de 67 206 kWh en 2022 au niveau de la turbine hydroélectrique de AAKAPA contre 52 551 kWh en 2021 soit une augmentation de près de 28%.

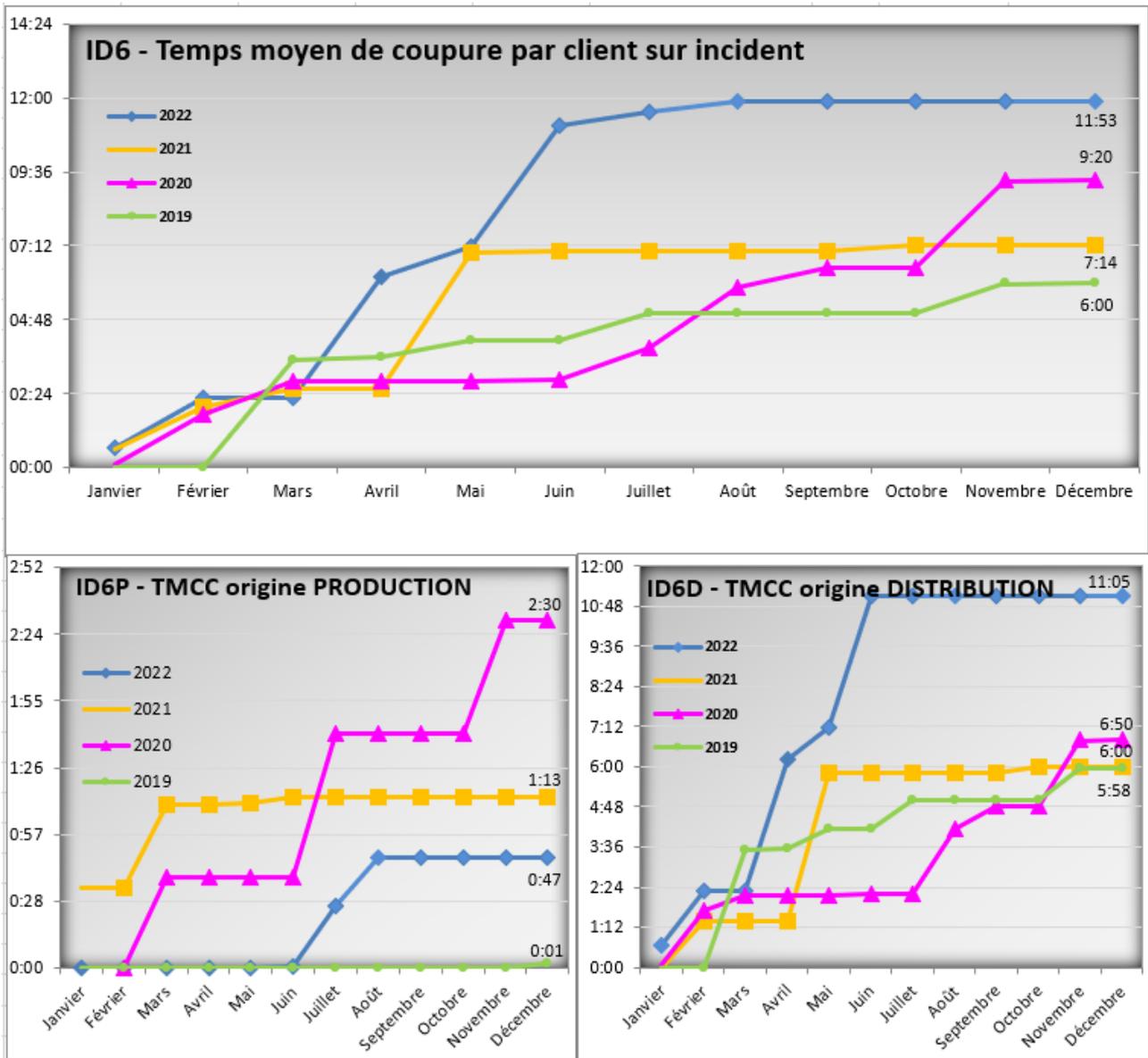
TAIOHAE+ TAIPIVAI 2022	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	Hydro (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	425 452	421 089	31 120	31 120	114 111	268	334	860
Février	394 656	390 571	229 400	229 400	105 833	268	344	905
Mars	439 506	434 971	38 830	38 830	118 045	269	293	919
Avril	419 009	414 691	46 900	46 900	113 051	270	331	903
Mai	398 350	394 339	14 580	14 580	105 786	266	350	902
Juin	283 351	279 755	168 260	168 260	76 343	269	211	953
Juillet	322 984	319 114	100 180	100 180	86 597	268	323	740
Août	221 268	217 536	50 790	50 790	60 818	275	223	1 044
Septembre	335 917	331 804	235 610	235 610	88 570	264	215	771
Octobre	355 449	351 098	62 090	62 090	97 315	274	337	817
Novembre	397 697	393 221	38 990	38 990	105 184	264	245	851
Décembre	434 387	429 780	36 440	36 440	116 579	268	344	815
TOTAL	4 428 026	4 377 969	1 053 190	1 053 190	1 188 232	268	3 550	1 044

AAKAPA 2022	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	Hydro (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	3 333	3 194	5 519	5 519	2 150	645	22	0
Février	2 969	2 840	5 026	5 026	2 050	690	16	0
Mars	2 637	2 518	6 224	6 224	1 950	739	30	0
Avril	2 797	2 676	6 058	6 058	2 200	787	16	0
Mai	2 752	2 636	6 173	6 173	1 900	690	30	27
Juin	2 654	2 541	5 752	5 752	2 100	791	16	20
Juillet	3 554	3 446	5 724	5 724	2 300	647	16	0
Août	3 010	2 884	5 736	5 736	2 150	714	16	13
Septembre	2 883	2 772	5 464	5 464	2 150	746	16	0
Octobre	3 338	3 221	5 250	5 250	2 050	614	16	0
Novembre	3 419	3 308	4 957	4 957	2 250	658	30	22
Décembre	3 411	3 298	5 323	5 323	2 150	630	30	16
TOTAL	36 757	35 334	67 206	67 206	25 400	691	254	27

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 2022 est de 11h53, en hausse par rapport à 2021 où nous étions à 07h14mn. 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

L'exercice POI n'a pas pu être réalisé en 2022 avec l'ensemble des moyens de secours de l'île. Seul des contrôles et exercices internes à l'exploitation ont été réalisés, comprenant notamment le démarrage des groupes moto pompes et la vérification des équipements incendie.

Traitement des effluents

2080 litres d'huile de vidange et un contenant de près de 0,60 m3 de déchets souillés par du gasoil ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2022.

3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

Faits marquant dans le **domaine de la production thermique** :

- Incidence clientèle due à une perte de l'outil de production du GE4 P715 par déséquilibre intensifié par suite d'une rupture de continuité au niveau des TI.



Faits marquant dans le **domaine de la Distribution électrique** :

- Travaux de recherche de défaut liés à des défaillances du réseau souterrain en avril 2022 faisant suite à des interventions à proximité des réseaux sans DICT.
- Nombreuses chutes d'arbres sur les réseaux haute tension au niveau des longues portées vers TAIPIVAI entraînant une augmentation du TMCC Distribution.

3.8 - Raccordement solaire

Concessions	Total au 31/12/2022		Raccordements au cours de l'année 2022							
	Nombre d'installations	Somme puissance installée (kWc)	Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée (kWc)	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	de 100 à 400 kWc	SUP 400 kWc	Tarif de rachat
Nuku-Hiva	16	203,6	-	-	-	-	-	-	-	23,64

3.9 - Unités d'œuvre 2022 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	1 071
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	452
Puissance garantie en kW (PG2)	1 160
Nb de kWh vendus	4 623 788
Quantité en litre de combustible	1 213 632
Nb de kWh thermique sortis centrales thermiques	4 413 303
Nb de kWh hydro acheté par tarif	1 120 396
Nb de kWh hydro acheté Aakapa	58 962
Nb de kWh solaire acheté par tarif	107 741
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	4 020
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 163

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	-	23 287	-	84 454	-

Répartition des longueurs Réseau à fin 2022

Concession	RESEAU HT			RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aerien	% Souterrain
Nuku Hiva	33,18	2,86	36,04	36,92	13,79	50,71	70,10	16,65	86,75	80,8%	19,2%

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, Produit autorisé et Produits comptabilisés

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) La séparation des services délégués

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

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

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 2022 :

- les imputations directes concernent 78 % 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 22 % 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	70%	9%	78%
Frais répartis sur la concession	10%	12%	22%
Total	80%	20%	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	543 408	-907 387
Production thermique - frais de siège*		685 011	
Production thermique - fonction support*		110 649	
Production d'électricité d'origine hydraulique - frais de siège*		167 616	
Production d'électricité d'origine hydraulique - fonction support*		4 066	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	32 631	-1 246 253
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	116 081	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	1 076 236	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		95	
Distribution d'électricité - frais de siège*		458 146	
Distribution d'électricité - fonction support*		23 492	
Gestion administrative achats solaires - Coût de fonctionnement - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	15 335	
Fourniture d'électricité - fonction support*		78	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	690 884	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	17 754	
Clientèle - frais de siège*		101 060	
Clientèle - fonction support*		27 204	
Total		4 069 746	-2 153 640

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

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

4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

Production :

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

Dispatching et conduite du réseau

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

Transport :

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

Distribution :

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

Gestion de clientèle :

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

4.1.7) La permanence des méthodes

Aucun changement de méthode n'a été opéré sur l'exercice.

Les changements d'organisation ont donné lieu à l'adaptation des pourcentages ou clefs de répartition.

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	25 796
Convention d'assistance	La société ENGIE SA 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	2 687 934
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques et RC auprès de Engie S.A.	2 149 522

Autres parties liées

Libellé	Description	52
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	9 260 032

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

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

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- convient d'un niveau de rémunération temporaire et 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
- confie à la Commission de Régulation de l'Énergie « CRE » de métropole, une mission de conciliation sur le « juste » niveau de rémunération des concessions d'EDT.

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 64 % 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 36 % 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
 - du plafonnement N-1 depuis l'avenant 18b du 20 juillet 2020.
- *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 2,447% (+ 0,447 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,568 % (+0,447 % + 1 % + 0,121 % 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.
- Le service marketing & E-services : 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 coûts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode »

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

**Détail des frais répartis 2022
Nuku Hiva**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions perdues (MF)	Montant réparti dans les concessions restantes (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	1 602,4	98,6	1 264,8			24,5	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des îles	365,1	65,7	355,8	16,7	8,9	25,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 313,4	61,8
Clientèle îles	65,3	14,5	64,3		2,9	2,9	Nombre d'abonnés îles	28 246	
Gestion des énergies	80,5		79,8	0,0	0,0	0,04	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	89,2	0,1
Suivi et développement	77,6		70,4	0,3	0,2	0,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	55,4	0,2
Suivi du patrimoine	58,0		50,9	0,1	0,1	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	29,5	0,0
Travaux réseau	106,0		105,5	0,1	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,1	0,1
Gestion administrative du solaire	28,4	0,6	26,1	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	3 306	16
Service Grand compte	74,6	4,5	65,8		1,7	1,7	Contrats grands comptes	5 381	
Marketing & E-services	101,8	6,2	86,8		1,2	1,2	Nombre d'abonnés	82 044	
Comptabilité client et recouvrement	1,7	0,1	1,0		0,0	0,01	Nombre d'abonnés	82 044	
Magasins	19,9	0,1	18,2	0,1	0,0	0,1	Sorties de stock valorisées	1 171 310	4 034
Total support externe						32,6			
Support interne de l'île						32,2			
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)

Les contrats de concession des Raromatai (Tahaa, Huahine, Raiatea) et Rurutu ont pris fin respectivement au 31/03/2022 et 30/09/2022.

Les frais de support et frais de siège qui auraient dû être alloués sur ces concessions perdues ont été isolés dans la colonne « montant réparti dans les concessions perdues ».

Pour les Raromatai, 3 mois de frais de siège et support ont été comptabilisés dans la colonne « montant réparti sur la concession » et 9 mois en concession perdue « montant réparti dans les concessions perdues ».

Pour Rurutu, 9 mois de frais de siège et support ont été comptabilisés dans la colonne « montant réparti sur la concession » et 3 mois en concession perdue « montant réparti dans les concessions perdues ».

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Nuku Hiva	
	2022	2021
Immobilisations concédées *	1 017 328 420	1 024 036 870
- Production	502 613 195	508 069 879
- Distribution	514 715 225	515 966 991
Immobilisations privées	50 056 867	50 056 867
Immobilisations en-cours	8 508 274	7 834 283
- Production	8 472 666	7 547 097
- Distribution	35 608	287 186
Total immobilisations brutes	1 075 893 561	1 081 928 020
Amortissements et provisions **	-964 716 352	-963 084 268
- Production	-485 538 553	-485 954 420
- Distribution	-429 793 554	-428 163 953
- Privés	-49 384 246	-48 965 895
Immobilisations nettes	111 177 209	118 843 752
Stock	13 598 741	24 086 415
Créances clients	30 126 333	32 272 263
Autres créances	43 336 680	2 378 412
Provisions pour dépréciation	-4 235 072	-3 479 771
Stock et créances nets	82 826 682	55 257 319
Compte courant du concessionnaire	15 075 270	94 352 861
TOTAL ACTIF	209 079 161	268 453 933

* Immobilisations concédées

	2022	2021
Production		
Concessionnaire	462 545 794	468 002 478
Total concessionnaire	462 545 794	468 002 478
Total Tiers et concédant	40 067 401	40 067 401
Total au bilan	502 613 195	508 069 879

** Amortissements et provisions

	2022	2021
Production		
Concessionnaire	-450 093 692	-451 665 194
Total concessionnaire	-450 093 692	-451 665 194
Tiers et concédant	-35 444 861	-34 289 226
Total au bilan	-485 538 553	-485 954 420

	2022	2021
Distribution		
Concessionnaire	416 531 168	419 914 083
Total concessionnaire	416 531 168	419 914 083
Tiers et concédant	98 184 057	96 052 908
Total au bilan	514 715 225	515 966 991

	2022	2021
Distribution		
Concessionnaire	-393 126 227	-394 695 283
Total concessionnaire	-393 126 227	-394 695 283
Tiers et concédant	-36 667 327	-33 468 670
Total au bilan	-429 793 554	-428 163 953

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	
	2022	2021
Résultat	33 160 127	19 561 850
Capitaux propres	33 160 127	19 561 850
Droits des tiers et concédant apports gratuit	66 139 270	68 362 413
- Production	4 622 540	5 778 175
- Distribution	61 516 730	62 584 238
Provisions devenues sans objet	19 615 977	179 193
- PR devenues sans objet	0	179 193
- PR non utilisées en fin de concession	19 615 977	0
Droits du concédant exigible en nature	85 755 247	68 541 606
Autres provisions	18 014 774	20 349 703
- PIDR	18 014 774	20 349 703
Provision pour risques et charges	18 014 774	20 349 703
Clients - avances sur consommation	4 801 421	4 820 559
Fournisseurs	31 921 874	25 457 421
Dettes fiscales et sociales	34 775 933	38 694 536
Passif de renouvellement	0	89 390 750
- Production	0	50 596 974
- Distribution	0	38 793 776
Autres dettes	475 872	471 862
Produits constatés d'avance	173 913	1 165 646
Emprunts et dettes	72 149 013	160 000 774
TOTAL PASSIF	209 079 161	268 453 933

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. Pour 2021, le passif de renouvellement correspond à la part du plan non réalisé.

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Nuku Hiva 2021			Nuku Hiva 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	PRODUIT AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée	133 337 087		133 337 087	134 957 116		134 957 116
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	1 316,00		1 316	1 316,00		1 316
	- Forfait FP1	101 716		101 716	102 551		102 551
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-109 095 475	155 495	-108 939 980	-75 959 750	162 639	-75 797 111
	par UO : Puissance maximale majorée	-82 899		-82 781	-57 720		-57 597
	- Maintenance	-47 332 524		-47 332 524	-43 716 744		-43 716 744
	- AC	-5 240 706		-5 240 706	-1 568 722		-1 568 722
	- ACE	-8 545 379		-8 545 379	-2 033 598		-2 033 598
	- MO	-33 546 439		-33 546 439	-40 093 349		-40 093 349
	- AUTRES				-21 075		-21 075
	- Conduite et Fonctionnement	-2 403 229		-2 403 229	-2 044 001		-2 044 001
	- AC	-4 900		-4 900	-4 406		-4 406
	- ACE	-1 225 697		-1 225 697	-1 001 947		-1 001 947
	- MO	-51 028		-51 028	-64 968		-64 968
- AUTRES	-1 121 604		-1 121 604	-972 680		-972 680	
- Amortissement des actifs de concession	-12 012 056		-12 012 056	16 861 198		16 861 198	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-50 596 974		-50 596 974	13 112 794		13 112 794	
- Dotation amortissement biens au bilan	-48 157 587		-48 157 587	3 748 404		3 748 404	
- Dotation / reprise de lissage	86 742 505		86 742 505				
- Quote part des activités support affectées	-47 347 666	155 495	-47 192 171	-47 060 203	162 639	-46 897 564	
- Fonctions supports	-37 910 226		-37 910 226	-35 463 564		-35 463 564	
- Frais de siège	-9 437 440	155 495	-9 281 945	-11 596 639	162 639	-11 434 000	
P2 Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE: Rémunération des autres charges de production	8 413 629		8 413 629	8 531 073		8 531 073
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	4 175 242		4 175 242	4 173 715		4 173 715
	- Forfait FP2	2,023		2,023	2,044		2,044
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-4 724 651	4 741	-4 719 910	-5 915 222	6 700	-5 908 522
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,132		-1,130	-1,417		-1,416
	- Maintenance	-2 647 022		-2 647 022	-3 981 453		-3 981 453
	- AC	-979 250		-979 250	-1 921 131		-1 921 131
	- ACE	-61 210		-61 210	-37 295		-37 295
	- MO	-1 606 562		-1 606 562	-2 019 073		-2 019 073
- AUTRES (provision rév groupes...)				-3 954		-3 954	
- Traitement des effluents							
- Quote part des activités support affectées	-2 077 629	4 741	-2 072 888	-1 933 769	6 700	-1 927 069	
- Fonctions supports	-1 789 902		-1 789 902	-1 456 070		-1 456 070	
- Frais de siège	-287 727	4 741	-282 986	-477 699	6 700	-470 999	
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE: Matières consommées	77 073 455		77 073 455	104 762 613		104 762 613
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	18,46		18,46	25,10		25,10
	- Consommations	-77 374 709		-77 374 709	-104 762 613		-104 762 613
- Gasoil	-76 435 314		-76 435 314	-103 147 977		-103 147 977	
- Huile	-939 395		-939 395	-1 614 636		-1 614 636	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	8 235 355		8 235 355	8 472 666		8 472 666
	- Coûts directs	-7 404 524		-7 404 524	-8 465 288		-8 465 288
	- AC	-1 271 992		-1 271 992	-7 547 097		-7 547 097
	- ACE	-5 047 953		-5 047 953	-824 266		-824 266
	- MO	-1 084 579		-1 084 579	-85 683		-85 683
- AUTRES				-8 242		-8 242	
- Quote part des activités support affectées	-1 214 210		-1 214 210	-36 807		-36 807	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	227 059 526		227 059 526	256 723 468		256 723 468
	MARGE AVANT IS	27 245 957	160 236	27 406 193	61 583 789	169 339	61 753 127
	- I.S.	-11 879 046	-69 862	-11 948 908	-23 758 807	-65 330	-23 824 138
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	15 366 911	90 374	15 457 286	37 824 981	104 009	37 928 990
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	13 061 875	76 818	13 138 693	32 151 234	88 407	32 239 641
	En % des produits	6%		6%	13%		13%

		Nuku Hiva 2021			Nuku Hiva 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
Prod ENR EDT	PRODUIT AUTORISE	13 416 287		13 416 287	12 262 546		12 262 546
	- UO kWh produits sortie de centrale	1 220 411		1 220 411	1 120 396		1 120 396
	- Tarif	12,06		12,06	12,06		12,06
	COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	-9 485 669	35 951	-9 449 718	-8 993 342	41 435	-8 951 907
	par UO : kWh produits sortie de centrale	7,77		7,74	8,03		7,99
	- Maintenance	-3 477 223		-3 477 223	-2 993 284		-2 993 284
	- AC	-214 925		-214 925	-61 253		-61 253
	- ACE	-2 110 300		-2 110 300	-972 321		-972 321
	- MO	-1 151 998		-1 151 998	-1 952 503		-1 952 503
	- AUTRES				-7 207		-7 207
	- Conduite et Fonctionnement	-885 937		-885 937	-936 425		-936 425
	- AC	-23 709		-23 709			
	- ACE	-857 258		-857 258	-936 425		-936 425
	- MO	-4 970		-4 970			
	- AUTRES						
- Amortissement des actifs de concession	-1 095 947		-1 095 947				
- Dotation amortissement biens au bilan	-9 010 097		-9 010 097				
- Dotation / reprise de lissage	7 914 150		7 914 150				
- Quote part des activités support affectées	-4 026 562	35 951	-3 990 611	-5 063 633	41 435	-5 022 198	
- Fonctions supports	-1 844 621		-1 844 621	-2 109 201		-2 109 201	
- Frais de siège	-2 181 941	35 951	-2 145 990	-2 954 432	41 435	-2 912 997	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	MARGE AVANT IS						
	En % des produits						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
MARGE AVANT IS							
En % des produits							
SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	13 416 287		13 416 287	12 262 546		12 262 546
	MARGE AVANT IS	3 930 619	35 951	3 966 569	3 269 204	41 435	3 310 639
	- IS.	-1 713 722	-15 674	-1 729 396	-1 261 247	-15 985	-1 277 233
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	2 216 897	20 276	2 237 173	2 007 957	25 450	2 033 406
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	1 884 362	17 235	1 901 597	1 706 763	21 632	1 728 395
	En % des produits	-14%		-14%	-14%		-14%

		Nuku Hiva 2021			Nuku Hiva 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	50 803 585		50 803 585	51 788 244		51 788 244
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	84		84	85		85
	- Forfait FD2	-606 040		-606 040	-611 166		-611 166
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-40 671 459	99 159	-40 572 300	-51 544 218	110 538	-51 433 681
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-483 284		-482 106	-608 286		-606 982
	- Maintenance	-16 717 422		-16 717 422	-16 769 729		-16 769 729
	- AC	-2 119 257		-2 119 257	-755 870		-755 870
	- ACE	-8 914 871		-8 914 871	-7 914 780		-7 914 780
	- MO	-5 683 294		-5 683 294	-8 038 943		-8 038 943
	- AUTRES				-60 136		-60 136
	- Conduite et Fonctionnement	-537 723		-537 723	-1 675 474		-1 675 474
	- AC						
	- ACE	-397 192		-397 192	-405 984		-405 984
	- MO	-4 368		-4 368	-55 963		-55 963
- AUTRES	-136 163		-136 163	-1 213 527		-1 213 527	
- Amortissement des actifs de concession	-10 577 533		-10 577 533	-17 867 728		-17 867 728	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-38 793 776		-38 793 776	-19 436 784		-19 436 784	
- Dotation amortissement biens au bilan	-19 025 543		-19 025 543	1 569 057		1 569 057	
- Dotation / reprise de lissage	47 241 786		47 241 786				
- Quote part des activités support affectées	-12 838 781	99 159	-12 739 622	-15 231 288	110 538	-15 120 750	
- Fonctions supports	-6 820 540		-6 820 540	-7 349 650		-7 349 650	
- Frais de siège	-6 018 241	99 159	-5 919 082	-7 881 638	110 538	-7 771 100	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 491 757		1 491 757	1 625 593		1 625 593
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	24 531 805		24 531 805	3 262 571		3 262 571
	- Coûts directs	-19 014 513		-19 014 513	-1 226 614		-1 226 614
	- AC	-2 170 162		-2 170 162	-1 306 746		-1 306 746
	- ACE	-4 938 074		-4 938 074	-534 587		-534 587
	- MO	-1 287 735		-1 287 735	-573 564		-573 564
	- AUTRES	-10 618 542		-10 618 542	1 188 283		1 188 283
	- Quote part des activités support affectées	-1 748 116	4 721	-1 743 395	-892 383	2 744	-889 639
	- Fonctions supports	-1 461 573		-1 461 573	-696 711		-696 711
	- Frais de siège	-286 543	4 721	-281 822	-195 672	2 744	-192 928
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	4 659 849		4 659 849	1 858 432		1 858 432
	- Coûts directs	-4 397 202		-4 397 202	-1 710 610		-1 710 610
	- AC	-1 197 888		-1 197 888	-960 485		-960 485
	- ACE	7 480		7 480	-555 542		-555 542
- MO	-229 255		-229 255	-194 583		-194 583	
- AUTRES	-2 977 539		-2 977 539				
- Quote part des activités support affectées	-300 013		-300 013	-223 557		-223 557	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	81 486 996		81 486 996	58 534 840		58 534 840	
MARGE AVANT IS	15 355 693	103 880	15 459 573	2 937 458	113 282	3 050 740	
- I.S.	-6 694 974	-45 291	-6 740 265	-1 133 261	-43 704	-1 176 964	
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
MARGE NETTE CONCESSION	8 660 719	58 589	8 719 308	1 804 197	69 578	1 873 775	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	7 361 611	49 801	7 411 412	1 533 567	59 141	1 592 709	
En % des produits	9%		9%	3%		3%	

		Nuku Hiva 2021			Nuku Hiva 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	235 656 498		235 656 498	265 820 482		265 820 482
	- Achat d'électricité d'origine thermique	218 824 171		218 824 171	248 250 802		248 250 802
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	15 465 717		15 465 717	14 621 031		14 621 031
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 366 609		1 366 609	2 948 649		2 948 649
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa						
	COUTS D'ACHAT	-235 669 850		-235 669 850	-265 820 482		-265 820 482
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-218 824 171		-218 824 171	-248 250 802		-248 250 802
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-13 416 287		-13 416 287	-12 262 546		-12 262 546
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-2 057 440		-2 057 440	-2 358 485		-2 358 485
- Achat d'électricité d'origine solaire	-1 371 951		-1 371 951	-2 948 649		-2 948 649	
GESTION ADMINISTRATIVE	-253 663	67	-253 596	-241 816		-241 816	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement	-134 199		-134 199	-115 249		-115 249	
- AC							
- ACE	-129 600		-129 600	-130 584		-130 584	
- MO							
- AUTRES	-4 599		-4 599	15 335		15 335	
- Quote part des activités support affectées	-119 464	67	-119 397	-126 567		-126 567	
- Fonctions supports	-115 415		-115 415	-126 567		-126 567	
- Frais de siège	-4 049	67	-3 982				
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	181 064		181 064				
- Coûts directs							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
GESTION DE CLIENTELE	12 084 780		12 084 780	12 397 252		12 397 252	
PRODUIT AUTORISE							
- UO UC : Nombre d'abonnés -1	1 135		1 135	1 148		1 148	
- Forfait FC	-10 689,00		-10 689	-10 799,00		-10 799	
PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	1 237 611		1 237 611	1 362 130		1 362 130	
- Frais de relance	868 356		868 356	995 796		995 796	
- Frais de perception de taxe	369 255		369 255	366 334		366 334	
COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-26 984 462	22 716	-26 961 746	-29 293 251	24 409	-29 268 842	
par UO : Nombre d'abonnés	-23 775		-23 755	-25 517		-25 496	
- Affranchissements	-1 355 884		-1 355 884	-1 547 294		-1 547 294	
- Fonctionnement	-7 866 703		-7 866 703	-8 795 300		-8 795 300	
- AC	-151 093		-151 093	-27 170		-27 170	
- ACE	-1 052 250		-1 052 250	-882 286		-882 286	
- MO	-5 968 435		-5 968 435	-8 329 569		-8 329 569	
- AUTRES	-694 925		-694 925	443 725		443 725	
- Quote part des activités support affectées	-17 761 875	22 716	-17 739 159	-18 950 657	24 409	-18 926 248	
- Fonctions supports	-16 383 167		-16 383 167	-17 210 260		-17 210 260	
- Frais de siège	-1 378 708	22 716	-1 355 992	-1 740 397	24 409	-1 715 988	
ACTIVITES ANNEXES	440 204		440 204	582 102		582 102	
PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS							
- Frais de coupure	440 204		440 204	582 102		582 102	
- Coûts directs	-23 390		-23 390	-135 090		-135 090	
- AC	-15 162		-15 162				
- ACE				-15 110		-15 110	
- MO	-8 228		-8 228	-119 980		-119 980	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-10 498		-10 498	-167 088	574	-166 514	
- Fonctions supports	-10 498		-10 498	-126 163		-126 163	
- Frais de siège				-40 925	574	-40 351	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	249 600 157		249 600 157	280 161 966		280 161 966	
MARGE AVANT IS	-13 341 706	22 783	-13 318 923	-15 495 760	24 982	-15 470 778	
- I.S.	5 816 890	-9 933	5 806 957	5 978 209	-9 638	5 968 571	
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
MARGE NETTE CONCESSION	-7 524 816	12 850	-7 511 966	-9 517 551	15 344	-9 502 207	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-6 396 094	10 922	-6 385 171	-8 089 918	13 043	-8 076 876	
En % des produits	-3%		-3%	-3%		-3%	

		Nuku Hiva 2021			Nuku Hiva 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production	1 164 471		1 164 471	1 345 096		1 345 096
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	-1 487 625		-1 487 625	-1 479 885		-1 479 885
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	443 985		443 985	1 365 207		1 365 207
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur performance financière	1 049 455		1 049 455	114 678		114 678
	MARGE AVANT IS	5 815		5 815			
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	338 999 354		338 999 354	347 034 683		347 034 683
	TOTAL DES CHARGES (*)	-304 638 505	322 850	-304 315 655	-293 394 897	349 038	-293 045 859
	MARGE AVANT IS	34 360 849	322 850	34 683 699	53 639 786	349 038	53 988 824
	- I.S.	-14 981 089	-140 760	-15 121 849	-20 694 039	-134 658	-20 828 697
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	19 379 760	182 090	19 561 850	32 945 747	214 381	33 160 127
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	16 472 796	154 776	16 627 573	28 003 885	182 223	28 186 108
	En % des produits	5%		5%	8%		8%

(*) : 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 (en frais de siège)

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2021 et 2022 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 8 MF

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

Ce poste augmente de + **32 MF**.

Les explications relatives aux autres produits diminuent de : - **24 MF**

- **Distribution : - 24 MF**

- - 21 MF au titre des travaux vendus dont :
 - - 22 MF au titre du multi affaires (Chantier d'électrification du lotissement Vaioteana Taiohae et chantier d'études d'électrification du lotissement Hakapehi)
 - + 1 MF au titre des branchements neufs
- - 3 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - - 3 MF au titre des travaux d'extension

Commentaires sur la variation des charges : - 11 MF

- **Production thermique : - 5 MF**
 - - 33 MF au titre de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - - 29 MF au titre des charges calculées
 - - 4 MF au titre de la maintenance de la centrale
 - + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 27 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- **Production hydraulique : + 0 MF**
- **Distribution : - 10 MF**
 - - 18 MF au titre des travaux vendus dont :
 - - 19 MF au titre du multi affaires
 - + 1 MF au titre des autres travaux vendus
 - - 3 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - - 3 MF au titre des travaux d'extension
 - + 11 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
 - + 7 MF au titre des charges calculées
 - + 3 MF sur les fonctions support et frais de siège
 - + 1 MF au titre de la conduite et fonctionnement de la centrale
- **Fourniture : + 3 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 3 MF au titre de la gestion de clientèle
- **Achat des énergies renouvelables : + 1 MF**
- **Financier : 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 19 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 32 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 27 MF sur les matières consommées
- Une baisse de 2 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Production
- Une hausse de 4 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- Une hausse de 2 MF sur les coûts de fonctionnement du service clientèle
- Une baisse de 22 MF sur les charges calculées
- Une baisse de 2 MF sur la marge des activités annexes
- Une baisse de 1 MF sur la marge de production hydraulique.
- Une baisse de 1 MF sur les autres produits

4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit 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.

Ce nouveau mode de rémunération n'a cependant été rendu applicable qu'à partir de l'exercice 2020 avec la signature de l'avenant 18b au contrat de concession lequel introduisait également un mécanisme de plafonnement du résultat global des concessions gérées par EDT, hors activités annexes et produits accessoires.

4.4.0 Plafonnement des résultats

Le mécanisme de plafonnement est décrit à l'article 2.5 de l'avenant 18b du 20 juillet 2020 :

« En l'attente de l'application des recommandations de la CRE prévues à l'article 6 du présent avenant, il est instauré un mécanisme temporaire de plafonnement du résultat des concessions du Périmètre du Concessionnaire.

Pour ce faire, le Revenu Autorise prévisionnel du Concessionnaire est calculé en prenant comme hypothèse de calcul un résultat net après impôt du Périmètre du Concessionnaire. Ce « Résultat de Référence » est établi à hauteur de 720 000 000 FCFP (sept cent vingt millions de francs CFP), dans les conditions définies à l'annexe 2.

Ce résultat dépend de l'activité de l'entreprise, et varie avec le nombre de contrats de concession inclus au Périmètre du Concessionnaire :

- La sortie d'une concession fait diminuer le résultat de référence au prorata du « RE » perdu sur le « RE » total géré antérieurement ;
- Les éventuels nouveaux contrats de délégation conclus par le Concessionnaire ne sont pas concernés.

Les éventuels résultats qui excèderaient ce Résultat de Référence seront traités comme suit :

- Dans la limite de 130 000 000 FCFP (cent trente millions de francs CFP) de dépassement du Résultat de Référence, 50% de ce dépassement sont conservés par le Concessionnaire au titre de l'intéressement à l'amélioration de la performance, les autres 50% étant déduits du « RA » de l'année suivante ;

- Au-delà d'un dépassement de 130 000 000 FCFP (cent trente millions de francs CFP) du Résultat de Référence, toute somme excédentaire est déduite du « RA » de l'année suivante ; Toute somme excédentaire (retraitée avant impôt) est déduite du « RA » de l'année suivante au prorata des « RA » de chaque concession. »

Impact de ce mécanisme sur les comptes de la concession :

Le résultat excédentaire (retraité avant impôt) est décomposé entre la part conservée par l'entreprise au titre de l'intéressement à la performance et la part à restituer aux clients au titre du plafonnement des résultats.

Ces deux quotes-parts sont réparties par concession au prorata des RA de chaque concession de l'exercice considéré.

Celle conservée par l'entreprise est laissée dans les comptes de la concession.

Celle à restituer aux clients est comptabilisée en « produit constaté d'avance » plafonnant de la sorte les résultats de la concession de l'exercice considéré.

En matière de trésorerie, cette quote-part déduite du « RA » de l'année suivante diminuant d'autant les sommes à facturer aux clients.

L'extourne en N+1 des produits constatés d'avance neutralise en résultat l'impact de la réduction du RA de l'exercice N+1.

Calcul du plafonnement 2022

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, suite aux sorties de concessions, le plafond 2022 est de 1 071 846 850 F CFP avant IS. Le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 844 280 222 F CFP avant IS, il est donc inférieur au plafond.

Pour rappel, en 2021, en raison d'un RA de la concession représentant 1,58 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élevait à 1.165.646 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élevait à 1.165.646 F CFP

4.4.1) Revenu autorisé

Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de trois éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE), les « Coûts d'Energie » (CE) et le « Plafonnement N-1 ».

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE - \text{Plafonnement N-1} \\ \mathbf{328.705.543} &= \mathbf{207.538.896} + \mathbf{122.332.293} - \mathbf{1.165.646} \end{aligned}$$

4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

	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		101 716	102 551	0,8%	133 858 256	134 957 116	0,8%
Nb de kWh produits	4 175 242	4 173 715	0,0%	2,023	2,044	1,0%	8 446 515	8 531 073	1,0%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	84,2	84,737	0,7%	606 040	611 166	0,8%	51 002 159	51 788 244	1,5%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	1 135,0	1 148	1,1%	10 689	10 799	1,0%	12 132 015	12 397 252	2,2%
RE - "Forfaits"							205 438 944	207 673 686	1,1%
Résultat financier							-1 493 440	-1 479 885	-0,9%
Partage des gains de rendement							1 169 023	1 345 096	
RE (Revenu de l'exploitation)							205 114 528	207 538 896	1,2%

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.

		2021			2022		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	1 159 912	65,90	76 435 314	1 213 632	84,99	103 147 977
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	3 291	285,44	939 395	3 804	424,46	1 614 636
Energie achetée Hydro	E			2 057 440			2 358 485
Energie achetée Solaire	E	44 170	31,06	1 371 951	107 741	27,37	2 948 649
Prod ENR EDT	E	1 220 411	11,04	13 468 727	1 120 396	10,94	12 262 546
Transport	T						
CE Total				94 272 827			122 332 293

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt 03/2022	89,075	Arrêté 149 CM 24 février 2022
Acpt 04/2022	97,578	Arrêté 409 CM 24 mars 2022
Acpt 05/2022	71,63	Arrêté 607 CM 27 avril 2022
Acpt 07/2022	86,63	Arrêté 1104 CM 28 juin 2022
Acpt 08/2022	86,63	Arrêté 1372 CM 27 juillet 2022
Acpt 09/2022	86,63	Arrêté 1721 CM 25 août 2022
Acpt 11/2022	86,63	Arrêté 2214 CM 27 octobre 2022
Acpt 12/2022	86,63	Arrêté 2521 CM 30 novembre 2022

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

Depuis la signature de l'avenant 18 b les produits acquis au concessionnaire en raison de la vente d'énergie correspondent au Revenu Autorisé de l'exercice, comptablement ils sont constitués par le chiffre d'affaires énergie facturé aux clients et par une écriture de régularisation (produits constatés d'avance ou facture à établir pour la différence).

Ces écritures de régularisation sont globalisées au niveau de l'ensemble des concessions gérées par EDT et constituent soit une dette envers les clients lorsque le CA facturé est supérieur au Revenu Autorisé, soit une créance sur les clients dans le cas inverse.

Lorsque le résultat des concessions considérées dépasse le plafond fixé à l'avenant 18b, le concessionnaire réduit ses produits comptabilisés par le biais d'une écriture de « produits constatés d'avance ». Cette écriture est extournée l'exercice suivant, de sorte à ce que ses « Produits autorisés » soient égaux au RA de l'exercice réduit du dépassement de plafond.

Exercice	Dépassement plafond	RA (A)		écritures comptables (B)		A+B
		RA hors plafond	Déduction plafond N-1	PCA plafond N	Extourne PCA plafond N-1	Produits autorisés
N	50	1000	n/a	-50	n/a	950
N+1	80	1010	-50	-80	50	930
N+2	0	1020	-80	0	80	1020

Pour assurer une bonne transparence des comptes, cette réduction de produit est répartie par concession et processus dans les comptes des délégations.

		Nuku Hiva							
		2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	145 709 959	165 066 941	165 955 030	165 748 985	147 093 520	146 048 133	146 493 375	150 447 191
Péréquation	B	161 945 610	n/a	n/a	160 039 455	152 956 997	152 046 932	n/a	152 808 409
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	325 788 440	300 050 517	298 095 065	n/a	303 255 600
Ecart RA/(CA+péréquation)		21 049 974	134 320 414	127 340 330	n/a	n/a	13 620 614	149 809 644	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		329 871 189	299 387 355	293 295 360	332 329 111	328 322 665	311 715 679	296 303 019	303 255 600
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1		328 705 543							
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-13 620 614	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	8 793 091	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA			-1 165 646						
Produits comptabilisés		329 871 189	298 221 709	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 aux l'avenant 17b et 18b est détaillé au § 4.4.1

4.4.3) Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2022	Réalisé 2021
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	4 623 788	4 648 567
<i>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</i>	80,4%	83,8%
<i>Nombre de kWh à produire ou acheter</i>		
Production Hydro Hakapa	58 962	51 436
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	23 287	20 035
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	84 454	24 135
Total Production Photovoltaïque	107 741	44 170
Production hydro	1 120 396	1 220 411
Production Total EnR	1 287 099	1 316 017
Production brute thermique à produire	4 464 783	4 228 448
Production Nette thermique à produire	4 413 303	4 173 715
Total production (EDT et Autres)	5 751 882	5 544 465
<i>Consommation spécifique L/KWh</i>		
Gasoil Centrale thermique	0,272	0,274
<i>Stock Matières Premières en volume (l)</i>		
Stock Initial	41 650	39 950
Achat Matière première	1 208 132	1 161 612
Stock Final	36 150	41 650
Consommation Matière 1ière	1 213 632	1 159 912
<i>Consommation spécifique compta L/KWh</i>		
	0,272	0,274
<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	84,99 F	65,90 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	424,46 F	285,44 F
<i>Stock Matières Premières en XPF</i>		
Stock Initial	3 536 751	2 012 082
Achat Matière première	102 742 900	77 959 984
Stock Final	3 131 675	3 536 751
Consommation Matière 1ière	103 147 977	76 435 314
Huile	1 614 636	939 395
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	104 762 614	77 374 709
<i>Coût de l'énergie achetée ou consommée</i>		
Gasoil îles	103 147 977	76 435 314
Variation stock gasoil		
Hydroélectricité Haakapa (40 F) - Avec TVA sociale 1%	2 358 485	2 057 440
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF - Avec TVA sociale 1%	2 948 649	3 429 391
(CE) TOTAL achat de matières premières	107 711 263	80 804 100

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 Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22
- 5.8 Plan de Renouvellement

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2021	Acquisition	Variation TVA à reverser	Cession	2022
VB concessionnaire	468 002 478	0	-5 456 684	0	462 545 794
VB tiers & concédant	40 067 401	0	0	0	40 067 401
Immo incorporelles	0	0	0	0	0
Production	508 069 879	0 (1)	-5 456 684	0 (2)	502 613 195
VB concessionnaire	419 914 083	2 110 010	-5 492 925		416 531 168
VB tiers & concédant	96 052 908	2 559 855		-428 706	98 184 057
Immo incorporelles					0
Distribution	515 966 991	4 669 865 (3)	-5 492 925	-428 706 (4)	514 715 225
Total	1 024 036 870	4 669 865	-10 949 609	-428 706	1 017 328 420

Détail Production :

(1) (2) Pas de mouvements sur 2022.

Détail Distribution :

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
	RNV RSX HTA TOOVI PLATEAU	202750	726 931	0%	-	726 931
	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2022	CP2022	1 383 079	51,55%	712 977	670 102
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13		2 110 010		712 977	1 397 033
	COMPTAGE TIERS NUK 2021 FINANCEMENT NUKU HIVA	BRT03/22	2 559 855	100%	2 559 855	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS NUKU HIVA		2 559 855		2 559 855	-
(3)	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION NUKU HIVA		4 669 865		3 272 832	1 397 033
	COMPTAGES NUKU HIVA		(428 706)			
	TOTAL CESSION TIERS ET CONCEDANT		(428 706)			
(4)	TOTAL CESSION DISTRIBUTION NUKU HIVA		(428 706)			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 8,5 MF contre 0,3 MF fin 2020 soit une augmentation de 8,2 MF.

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

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
				Concessionnaire		Concédant				
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				& Tiers
A.N CONSTRUCTION AAKAPA	500000006	01/01/1985	35	4 423 827	-	4 423 827	-	4 423 827	-	-
A.N FILIERE AAKAPA	2500000006	01/01/1985	25	127 374	-	127 374	-	127 374	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	500000074	01/01/1992	35	-	-	-	6 077 582	-	5 386 331	691 251
AN FILIERE CONCED NUKU	2500000071	01/01/1992	25	-	-	-	610 011	-	610 011	-
FG WILSON P50 G293 AAKAPA	1000000315	01/11/2016	5	-	3 892 755	3 892 755	-	3 892 755	-	-
CPLT FG WILSON P50 AAKAPA	1000000315	01/05/2017	5	-	404 000	404 000	-	404 000	-	-
FG WILSON P55-3 AAKAPA	1000000347	01/01/2020	5	-	5 368 289	5 368 289	-	3 220 973	-	2 147 316
RNV TVX TOITURE AAKAPA NU	500000167	15/12/2021	35	-	3 318 611	3 318 611	-	98 974	-	3 219 637
TOTAL CENTRALE AAKAPA				4 551 201	12 983 655	17 534 856	6 687 593	12 167 903	5 996 342	6 058 203
AN CONST CONCEDANT NUKU	500000074	01/01/1992	35	-	-	-	15 787 900	-	13 992 219	1 795 681
AN FILIERE CONCED NUKU	2500000071	01/01/1992	25	-	-	-	1 016 686	-	1 016 686	-
A.N CONSTRUCTION TAIHAE	500000005	01/01/1994	35	-	78 289 881	78 289 881	-	64 905 529	-	13 384 352
A.N CONSTRUCTION TAIHAE	500000005	01/01/1994	24,08	5 209 313	-	5 209 313	-	5 209 313	-	-
A.N FILIERE TAIHAE	2500000005	01/01/1994	27	-	1 830 034	1 830 034	-	1 830 034	-	-
SECURITE INCENDIE NUKU HI	3100000013	30/06/2005	23,5	-	12 638 561	12 638 561	-	9 419 798	-	3 218 763
EXT BATIMENT TAIHAE CENT	5000000083	29/09/2006	22,33	-	1 608 340	1 608 340	-	1 171 557	-	436 783
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	1400000022	29/09/2006	11,33	5 042 390	-	5 042 390	-	5 042 390	-	-
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	2600000008	29/09/2006	22,33	-	140 240	140 240	-	102 154	-	38 086
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	3000000009	29/09/2006	22,33	-	320 570	320 570	-	233 512	-	87 058
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	3100000017	29/09/2006	22,33	-	49 020	49 020	-	35 707	-	13 313
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	4000000002	29/09/2006	22,33	-	870 423	870 423	-	634 039	-	236 384
INSTALLATION CONDENSATEUR	2800000019	15/10/2007	21,25	-	4 268 852	4 268 852	-	3 057 888	-	1 210 964
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	1300000032	16/04/2008	14,5	-	2 477 824	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	1400000032	16/04/2008	12,5	-	7 022 261	7 022 261	-	7 022 261	-	-
CELLULE HTA CENT TAIHAE	2800000024	16/04/2008	20,66	-	1 249 123	1 249 123	-	889 853	-	359 270
ARROSAGE MOUSSE CUVE	3100000027	01/08/2008	20,41	-	1 800 551	1 800 551	-	1 272 530	-	528 021
ALTERNAT FG WILS P450 NUK	1300000033	01/12/2008	15,33	-	2 477 824	2 477 824	-	2 277 466	-	200 358
ACCESSOIRE WILS P450 NUKU	1400000033	01/12/2008	11,83	-	3 506 206	3 506 206	-	3 506 206	-	-
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	2600000018	01/06/2009	19,58	-	1 998 909	1 998 909	-	1 387 576	-	611 333
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	1300000048	02/07/2009	9,5	2 953 971	-	2 953 971	-	2 953 971	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	1400000048	02/07/2009	9,5	8 510 727	-	8 510 727	-	8 510 727	-	-
ETUDES DDAE CENTR.TAIHAE	3000000028	01/10/2009	19,25	-	1 686 794	1 686 794	-	1 161 700	-	525 094
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	1300000061	01/11/2010	10,16	-	2 998 281	2 998 281	-	2 998 281	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	1400000061	01/11/2010	10,16	-	7 773 166	7 773 166	-	7 773 166	-	-
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	1200000061	01/11/2010	10,16	-	10 368 668	10 368 668	-	10 368 668	-	-
COMB F&P GRPE P635 TAIHAE	2600000030	08/11/2010	18,16	-	544 832	544 832	-	364 624	-	180 208
FIL.EAU GRPE P635 TAIHAE	2700000011	08/11/2010	18,16	-	847 819	847 819	-	567 396	-	280 423
F.ENER GRPE P635 TAIHAE	2800000055	08/11/2010	18,16	-	1 234 579	1 234 579	-	826 231	-	408 348
ENVY F&P GRPE P635 TAIHAE	3000000038	08/11/2010	18,16	-	111 083	111 083	-	74 341	-	36 742

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique		
				Concessionnaire		Concédant					
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				& Tiers	
AIRE DEPOTAGE TAI0HAE NUK	2600000035	01/01/2011	18	-	3 753 708	3 753 708	-	2 503 615	-	1 250 093	
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	3100000067	01/05/2011	17,66	-	10 281 962	10 281 962	-	6 798 387	-	3 483 575	
INST EVENTS TAI0HAE NUKU	3100000082	01/04/2012	16,75	-	215 870	215 870	-	138 623	-	77 247	
COFFRETS COMPTAGES TAI0HA	2800000108	01/08/2013	15,41	-	1 805 812	1 805 812	-	1 104 102	-	701 710	
RENOVAT° CLOTURE TAI0HAE	2000000039	01/01/2014	37	-	2 709 977	2 709 977	-	659 384	-	2 050 593	
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	500000146	01/07/2014	14,5	-	370 500	370 500	-	217 365	-	153 135	
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	2800000138	01/02/2015	13,91	-	160 954	160 954	-	91 618	-	69 336	
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	2800000145	01/08/2015	13,41	-	4 295 141	4 295 141	-	2 377 195	-	1 917 946	
MOTEUR PERKINS P750 TAI0H	1200000096	01/05/2016	2,66	11 051 333	280 053	10 771 280	-	10 771 280	-	-	
RENV SEPAMS CENT TAI0HAE	2800000161	01/08/2018	10,41	-	8 475 024	8 475 024	-	3 597 756	-	4 877 268	
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	1200000133	01/01/2020	7	-	4 403 366	4 403 366	-	1 887 157	-	2 516 209	
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	1200000135	01/01/2020	7	-	4 334 670	4 334 670	-	1 857 716	-	2 476 954	
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	1200000134	01/01/2020	7	-	4 354 823	4 354 823	-	1 866 353	-	2 488 470	
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	1300000109	01/01/2020	7	-	1 568 533	1 568 533	-	672 228	-	896 305	
MOTEUR PERKINS P715 TAI0H	1200000149	23/03/2021	7	-	11 215 304	11 215 304	-	2 844 429	-	8 370 875	
ALTERNAT FG WILS P715 TAI	1300000120	23/03/2021	7	-	8 411 478	8 411 478	-	2 133 322	-	6 278 156	
ACCESS FG WILS P715 TAI0H	1400000115	23/03/2021	7	-	8 282 762	8 282 762	-	2 100 677	-	6 182 085	
TOTAL CENTRALE TAI0HAE					32 767 734	220 473 672	253 241 406	16 804 586	187 695 948	15 008 905	67 341 139
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	500000007	01/01/1985	36	-	14 891 412	14 891 412	-	14 891 412	-	-	
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	500000007	01/01/1985	34	3 295 765	-	3 295 765	-	3 295 765	-	-	
HYDROLEC TAIPIVAI	1000000067	01/01/1985	40	-	19 527 781	19 527 781	-	18 562 092	-	965 689	
A.N FILIERE TAIPIVAI 1	2500000007	01/01/1985	31,5	363 927	-	363 927	-	363 927	-	-	
AN CONST CONCEDANT NUKU	500000074	01/01/1992	35	-	-	-	16 575 222	-	14 689 993	1 885 229	
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI1	4000000013	01/01/2011	25	-	121 886 575	121 886 575	-	58 532 271	-	63 354 304	
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	3100000091	01/01/2013	8	-	413 000	413 000	-	413 000	-	-	
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU	100000015	03/05/2013	37,66	-	3 823 025	3 823 025	-	981 489	-	2 841 536	
F&P GARDE CORPS BASSIN	3100000101	01/01/2014	7	-	391 800	391 800	-	391 800	-	-	
PROTECTION CENTRALE TAIPI1	2800000140	01/07/2015	5,5	-	3 312 667	3 312 667	-	3 312 667	-	-	
SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO	2800000139	01/08/2015	5,41	-	2 725 437	2 725 437	-	2 725 437	-	-	
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 1					3 659 692	166 971 697	170 631 389	16 575 222	103 469 860	14 689 993	69 046 757
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 2	500000008	01/01/1997	35	-	7 534 687	7 534 687	-	5 600 145	-	1 934 542	
BOUVIER HYDROLEC TAIPIVAI	1000000069	01/01/1997	40	-	3 972 591	3 972 591	-	2 583 545	-	1 389 046	
A.N FILIERE TAIPIVAI 2	2500000008	01/01/1997	25	-	150 770	150 770	-	150 770	-	-	
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP	600000048	01/01/2013	19	-	804 400	804 400	-	423 484	-	380 916	
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	3100000092	01/01/2013	19	-	375 000	375 000	-	197 422	-	177 578	
F&P VENTILAT° FORCEE TAIP	600000059	01/01/2014	18	-	422 754	422 754	-	211 441	-	211 313	
ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2	2800000124	01/06/2014	17,58	-	3 019 037	3 019 037	-	1 475 008	-	1 544 029	
COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2	2800000123	01/08/2014	17,41	-	1 841 216	1 841 216	-	890 670	-	950 546	
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2	2800000150	01/06/2016	15,58	-	3 017 688	3 017 688	-	1 275 700	-	1 741 988	
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 2					-	21 138 143	21 138 143	-	12 808 186	-	8 329 957
TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA					40 978 627	421 567 167	462 545 794	40 067 401	316 141 897	35 695 241	150 776 057

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
				Concessionnaire		Concédant				
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
COMPTAGE NUKU HIVA 1992	9500000342	01/01/1992	20	-	-	-	3 513 398	-	3 513 398	-
EQUIP CELLULES NUKU 1995	9600000003	01/01/1995	25	18 247 995	-	18 247 995	-	18 247 995	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 96	9500000129	01/01/1996	20	520 299	-	520 299	-	520 299	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 97	9500000130	01/01/1997	24	-	660 000	660 000	-	660 000	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 98	9500000131	01/01/1998	23	-	1 019 999	1 019 999	-	1 019 999	-	-
TRANSFO NUKU HIVA 99	6500000068	01/01/1999	25	-	164 978	164 978	-	158 469	-	6 509
TRANSFO NUKU HIVA 2000	6500000069	01/01/2000	25	-	4 372 098	4 372 098	-	4 024 726	-	347 372
COMPTAGE NUKU HIVA 2000	9500000132	01/01/2000	21	-	580 664	580 664	-	580 664	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 2001	9500000343	01/01/2001	20	-	-	-	2 559 426	-	2 559 426	-
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	9500000133	01/01/2002	20	-	414 546	414 546	-	414 546	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	9500000344	01/01/2002	20	-	-	-	1 081 466	-	1 081 466	-
TRANSFO NUKU HIVA 2003	6500000100	01/01/2003	25	-	1 032 448	1 032 448	-	826 411	-	206 037
RES.AERIEN NUKU HIVA 2003	9000000190	01/01/2003	25	-	100 452	100 452	-	80 406	-	20 046
COMPTAGE NUKU HIVA 2003	9500000345	01/01/2003	20	-	-	-	1 780 403	-	1 780 403	-
POSE COMPTEUR 2004 NUKU	9500000374	01/07/2004	20	-	487 564	487 564	-	451 297	-	36 267
BRANCHEMENT NUKU 2004	9500000392	01/07/2004	20	-	-	-	1 198 366	-	1 109 227	89 139
TRANSFO ELEVATEUR NUKU	6500000107	01/11/2004	25	-	1 484 046	1 484 046	-	1 078 922	-	405 124
POSTE PROTECT° CENT NUKU	6600000071	01/11/2004	25	-	7 614 826	7 614 826	-	5 536 083	-	2 078 743
EXT BTA AER QTIER TEIKIHA	9000000554	30/05/2005	25	-	469 466	469 466	-	330 504	-	138 962
RESEAUX NUKU HIVA 2005	9000000590	01/06/2005	25	-	-	-	91 656	-	64 506	27 150
RESEAUX CP 51906 2005NUKU	9000000619	01/06/2005	25	-	692 060	692 060	-	487 059	-	205 001
COMPATGE NUKU HIVA 2005	9500000413	01/06/2005	20	-	-	-	1 777 995	-	1 564 148	213 847
POSE COMPTEURS NUKU 2005	9500000431	01/07/2005	20	-	60 580	60 580	-	53 045	-	7 535
COMPTAGES CP NUKU HIVA 05	9500000432	01/07/2005	20	-	243 609	243 609	-	213 308	-	30 301
RESEAUX HTA/BTA NUKU HIVA	9000000558	12/07/2005	25	-	2 204 103	2 204 103	-	1 541 302	-	662 801
EXT BTA QTIER KIMITETE	9000000578	13/12/2005	25	-	516 898	516 898	-	352 737	-	164 161
EP VILL HOOUMI NUKU HIVA	9000000685	01/01/2006	25	-	684 233	684 233	-	465 503	-	218 730
BRCHT AERIEN PUHETINI A	9500000468	01/06/2006	20	-	48 150	48 150	-	39 951	-	8 199
TRANSFO POSTE CP DP NUKU	6500000141	01/07/2006	25	-	97 816	97 816	-	64 607	-	33 209
RESEAUX NUKU HIVA 2006	9000000623	01/07/2006	25	-	-	-	31 458	-	20 778	10 680
RESEAUX NUKU HIVA 2006	9000000625	01/07/2006	25	-	-	-	409 948	-	270 768	139 180
RESEAUX NUKU HIVA 2006	9000000657	01/07/2006	25	-	-	-	739 384	-	488 358	251 026
RESEAUX NUKU HIVA 2006	9000000693	01/07/2006	25	-	-	-	2 983 591	-	1 970 641	1 012 950
RESEAU 15% EXT NUKU 06	9000000713	01/07/2006	25	-	441 198	441 198	-	291 408	-	149 790
RENF RES BTA CP NUKUHIVA	9000000717	01/07/2006	25	-	5 200 250	5 200 250	-	3 434 730	-	1 765 520
BRCHT NUKU HIVA 2006	9500000458	01/07/2006	20	-	-	-	547 080	-	451 678	95 402
NVEAUX CPTAGES NUKU HIVA	9500000463	01/07/2006	20	-	799 714	799 714	-	660 257	-	139 457
EXT RES BTA VILL AAKAPA	9000000728	01/01/2007	25	-	1 204 444	1 204 444	-	771 240	-	433 204
EXT BTA TEKOHUOTETUA MROS	9000000772	01/01/2007	25	-	202 230	202 230	-	129 494	-	72 736
RESEAUX CP NUKU HIVA 2007	9000000737	01/07/2007	25	-	8 987 186	8 987 186	-	5 576 487	-	3 410 699

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
				Concessionnaire		Concédant				
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
RESEAUX NUKUHIVA 2007	9000000751	01/07/2007	25	-	-	-	307 437	-	190 763	116 674
RESEAUX NUKUHIVA 2007	9000000755	01/07/2007	25	-	-	-	467 440	-	290 043	177 397
RESEAUX NUKU HIVA 2007	9000000800	01/07/2007	25	-	-	-	1 776 749	-	1 102 461	674 288
15% QUOTE PART EDT 2007	9000000868	01/07/2007	25	-	195 161	195 161	-	121 096	-	74 065
BRCHT NUKUHIVA 2007	9500000498	01/07/2007	20	-	-	-	2 356 017	-	1 827 366	528 651
BRCHT/CPTAGES CP NUKUHIVA	9500000505	01/07/2007	20	-	905 741	905 741	-	702 508	-	203 233
RESEAU 2008 CONCEDANT	9000000954	01/01/2008	25	-	-	-	1 063 828	-	638 647	425 181
EXT SOUT 14A BTAS HANGAR	9000000882	30/04/2008	25	-	547 670	547 670	-	321 580	-	226 090
EXT BTA QT AHSHA NUKU HIV	9000000918	28/05/2008	25	-	209 171	209 171	-	122 179	-	86 992
RESEAUX CP NUKU HIVA 2008	9000000909	01/07/2008	25	-	14 847 351	14 847 351	-	8 617 158	-	6 230 193
RESEAUX 2008 TIERS	9000000968	01/07/2008	25	-	-	-	991 776	-	575 610	416 166
BRCHT/CPTAGE CP NUKU HIVA	9500000735	01/07/2008	20	-	916 516	916 516	-	664 914	-	251 602
BRCHT 2008 FINANC TIERS	9500000756	01/07/2008	20	-	-	-	1 741 957	-	1 263 754	478 203
EXT BTA QT TEIHIHEEKUA	9000000926	13/08/2008	25	-	53 370	53 370	-	30 724	-	22 646
EXT BTSOU QT TAATA NUKU	9300000250	31/12/2008	35	-	538 698	538 698	-	215 606	-	323 092
RESEAUX CP NUKU HIVA 2009	9000000995	01/07/2009	25	-	2 872 197	2 872 197	-	1 552 088	-	1 320 109
BRCHT/CPTAG.NUKU HIVA2009	9500000772	01/07/2009	20	-	1 821 555	1 821 555	-	1 230 423	-	591 132
RESEAUX 2009 CONCEDANT	9000001034	01/12/2009	25	-	-	-	495 420	-	259 410	236 010
RESEAUX 2009 TIERS	9000001043	01/12/2009	25	-	-	-	1 096 599	-	574 197	522 402
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	9500000793	01/12/2009	20	-	-	-	894 437	-	585 427	309 010
EXT BTA QTIER PIRIOTUA M	9000001086	01/01/2010	25	-	591 072	591 072	-	307 487	-	283 585
EXT BTA QTIER AUGEREAU J	9000001115	30/06/2010	25	-	821 785	821 785	-	411 298	-	410 487
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	9000001064	01/07/2010	25	-	11 969 459	11 969 459	-	5 989 321	-	5 980 138
RESEAUX 2010 CONCED NUKU	9000001131	01/07/2010	25	-	-	-	177 111	-	88 623	88 488
BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010	9500000808	01/07/2010	20	-	1 339 213	1 339 213	-	837 650	-	501 563
COMPTAGE TIERS NUK 2010	9500000826	01/07/2010	20	-	-	-	1 238 863	-	774 883	463 980
TRANSF N1011 TAIHAE NUKU	6500000207	01/01/2011	25	-	819 062	819 062	-	393 329	-	425 733
POSTE N1011 TAIHAE NUKU	6600000135	01/01/2011	25	-	1 956 526	1 956 526	-	939 561	-	1 016 965
AUT COMPOS N1011 TAIHAE	6600000136	01/01/2011	25	-	4 597 063	4 597 063	-	2 207 598	-	2 389 465
MIS CONFORM. BTA TAIHAE	9000001143	01/01/2011	25	-	2 411 812	2 411 812	-	1 158 198	-	1 253 614
MEC RESEAU SOUT TAIHAE	9300000364	01/01/2011	35	-	29 973 475	29 973 475	-	10 281 313	-	19 692 162
MEC BT QT SALMON TAIHAE	9000001188	11/04/2011	25	-	946 170	946 170	-	444 000	-	502 170
MEC BT QT SALMON TAIHAE	9300000363	11/04/2011	35	-	2 558 164	2 558 164	-	857 461	-	1 700 703
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	9000001164	01/07/2011	25	-	81 443 414	81 443 414	-	37 495 209	-	43 948 205
RESEAUX 2011 CONCED NUKU	9000001204	01/07/2011	25	-	-	-	2 878 575	-	1 325 249	1 553 326
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	9500000852	01/07/2011	20	-	1 649 414	1 649 414	-	949 204	-	700 210
COMPTAGE TIERS NUKU 2011	9500000872	01/07/2011	20	-	-	-	1 820 439	-	1 047 625	772 814
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	9000001170	19/07/2011	25	-	1 918 765	1 918 765	-	879 583	-	1 039 182
MISE CONFORM BTA TAIHAE	9000001234	01/01/2012	25	-	1 187 812	1 187 812	-	522 898	-	664 914
RESEAU STAT° CONCASSAGE	9000001242	01/01/2012	25	-	6 493 798	6 493 798	-	2 858 694	-	3 635 104
MIS CONFORM BTS TAIHAE	9300000380	01/01/2012	35	-	2 205 936	2 205 936	-	693 640	-	1 512 296

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
				Concessionnaire		Concédant				
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	9000001259	01/07/2012	25	-	39 205 099	39 205 099	-	16 476 883	-	22 728 216
RESEAUX 2012 CONCED NUKU	9000001296	01/07/2012	25	-	-	-	594 196	-	249 725	344 471
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	9500000894	01/07/2012	20	-	1 098 125	1 098 125	-	576 892	-	521 233
COMPTAGE TIERS NUKU 2012	9500000912	01/07/2012	20	-	-	-	1 432 291	-	752 443	679 848
CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	9500001035	01/07/2012	20	-	-	-	73 245	-	38 479	34 766
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	9000001281	28/08/2012	25	-	185 349	185 349	-	76 719	-	108 630
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	9000001309	01/01/2013	25	-	1 630 987	1 630 987	-	652 574	-	978 413
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	9000001310	01/01/2013	25	-	74 327	74 327	-	29 739	-	44 588
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	9000001325	01/07/2013	25	-	20 873 029	20 873 029	-	7 937 470	-	12 935 559
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	9000001330	01/07/2013	25	-	355 921	355 921	-	135 347	-	220 574
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	9000001333	01/07/2013	25	-	-	-	685 075	-	260 516	424 559
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	9000001344	01/07/2013	25	-	-	-	829 621	-	315 483	514 138
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	9300000441	01/07/2013	35	-	-	-	1 927 791	-	523 635	1 404 156
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	9300000459	01/07/2013	35	-	-	-	374 113	-	101 618	272 495
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500000929	01/07/2013	20	-	1 478 068	1 478 068	-	702 588	-	775 480
COMPTAGE TIERS NUKU 2013	9500000946	01/07/2013	20	-	-	-	1 117 214	-	531 059	586 155
CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	9500001043	01/07/2013	20	-	-	-	53 909	-	25 625	28 284
EXT 14A/112/13/NK/BT	9300000485	04/04/2014	35	-	628 860	628 860	-	157 178	-	471 682
TRANSFO N2012 TAIOHAE NUK	5300001582	01/07/2014	25	-	-	-	1 143 042	-	388 947	754 095
RESEAUX 2014 CONCED NUKU	9000001412	01/07/2014	25	-	-	-	4 071 237	-	1 385 336	2 685 901
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	9000001423	01/07/2014	25	-	447 020	447 020	-	152 109	-	294 911
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	9000001475	01/07/2014	25	-	722 904	722 904	-	245 985	-	476 919
RESEAUX SOUT TIERS NUKU H	9300000512	01/07/2014	35	-	-	-	3 755 826	-	912 864	2 842 962
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500000977	01/07/2014	20	-	183 044	183 044	-	77 856	-	105 188
COMPTAGE TIERS NUKU 2014	9500000999	01/07/2014	20	-	-	-	1 720 953	-	731 994	988 959
ART14A/N°051/14/BM/NT	9000001451	01/11/2014	25	-	737 625	737 625	-	241 052	-	496 573
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAIO	9000001503	05/02/2015	25	-	953 898	953 898	-	301 693	-	652 205
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	9000001504	12/05/2015	25	-	151 203	151 203	-	46 231	-	104 972
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	9000001486	01/07/2015	25	-	4 400 894	4 400 894	-	1 321 474	-	3 079 420
RESEAUX 2015 CONCED NUK	9000001519	01/07/2015	25	-	-	-	1 266 259	-	380 225	886 034
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	9300000546	01/07/2015	35	-	90 153	90 153	-	19 336	-	70 817
RSX SOUT TIERS NUK 2015	9300000553	01/07/2015	35	-	-	-	1 131 147	-	242 610	888 537
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001029	01/07/2015	20	-	4 321 208	4 321 208	-	1 621 933	-	2 699 275
COMPTAGE TIERS NUK 2015	9500001069	01/07/2015	20	-	-	-	1 357 135	-	509 390	847 745
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA	9000001550	18/02/2016	25	-	9 224 159	9 224 159	-	2 535 254	-	6 688 905
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI	9000001551	06/04/2016	25	-	218 520	218 520	-	58 911	-	159 609
RESEAUX 2016 CONCED NUKU	9000001548	01/07/2016	25	-	-	-	129 252	-	33 627	95 625
RESEAUX CP NUKU HIVA 2016	9000001555	01/07/2016	25	-	139 226	139 226	-	36 222	-	103 004
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001088	01/07/2016	20	-	2 047 473	2 047 473	-	665 849	-	1 381 624
COMPTAGE TIERS NUKU 2016	9500001101	01/07/2016	20	-	-	-	734 965	-	239 015	495 950
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	9300000586	01/10/2016	35	-	16 548 296	16 548 296	-	2 956 024	-	13 592 272
14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV	9000001582	01/01/2017	25	-	959 554	959 554	-	230 293	-	729 261

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique		
				Concessionnaire		Concédant					
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers				
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	9300000623	01/01/2017	35	-	5 981 845	5 981 845	-	1 025 459	-	4 956 386	
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV	9000001581	27/01/2017	25	-	867 147	867 147	-	205 645	-	661 502	
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017	9000001594	01/07/2017	25	-	473 100	473 100	-	104 160	-	368 940	
RSX AERIEN TIERS NUK 2017	9000001611	01/07/2017	25	-	-	-	340 585	-	74 985	265 600	
COMPTAGE TIERS NUKU 2017	9500001119	01/07/2017	20	-	-	-	1 762 366	-	485 013	1 277 353	
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA	9500001139	01/07/2017	20	-	1 941 605	1 941 605	-	534 340	-	1 407 265	
RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUK	8100000064	01/10/2017	15	-	10 540 081	10 540 081	-	3 690 472	-	6 849 609	
RENV RESEAU HTA/BTA NUKU	9000001625	01/03/2018	25	-	8 732 929	8 732 929	-	1 690 121	-	7 042 808	
RESEAUX CP NUKU HIVA 2018	9000001622	01/07/2018	25	-	256 321	256 321	-	46 180	-	210 141	
RSX SOUT TIERS NUKU 2018	9300000703	01/07/2018	35	-	-	-	1 885 156	-	242 599	1 642 557	
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001156	01/07/2018	20	-	1 419 227	1 419 227	-	319 618	-	1 099 609	
COMPTAGE TIERS NUKU 2018	9500001175	01/07/2018	20	-	-	-	1 346 401	-	303 217	1 043 184	
RENV RSX HT/BT PMT 2019	9000001652	30/06/2019	25	-	10 080 371	10 080 371	-	1 414 014	-	8 666 357	
RESEAUX CP NUKU HIVA 2019	9000001668	01/07/2019	25	-	693 054	693 054	-	97 141	-	595 913	
RSX SOUT TIERS NUK 2019	9300000744	01/07/2019	35	-	-	-	4 596 423	-	460 182	4 136 241	
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001192	01/07/2019	20	-	635 921	635 921	-	111 417	-	524 504	
COMPTAGE TIERS NUK 2019	9500001210	01/07/2019	20	-	-	-	1 961 808	-	343 720	1 618 088	
14A1 LC357/19/BK/BT NUKU	9000001673	01/01/2020	25	-	1 210 953	1 210 953	-	145 314	-	1 065 639	
14A1 LC453/19/BK/BT NUKU	9000001689	16/02/2020	25	-	1 216 903	1 216 903	-	139 894	-	1 077 009	
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	9000001688	01/05/2020	25	-	851 041	851 041	-	90 840	-	760 201	
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	9300000774	01/05/2020	35	-	92 419	92 419	-	7 046	-	85 373	
RESEAUX CP NUKU H 2020	9000001698	01/07/2020	25	-	226 990	226 990	-	22 711	-	204 279	
RSX AERIEN TIERS NUK 2020	9000001702	01/07/2020	25	-	-	-	943 513	-	94 403	849 110	
RSX SOUT TIERS NUK 2020	9300000796	01/07/2020	35	-	-	-	687 966	-	49 167	638 799	
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001228	01/07/2020	20	-	758 823	758 823	-	94 905	-	663 918	
COMPTAGE TIERS NUK 2020	9500001246	01/07/2020	20	-	-	-	1 562 189	-	195 381	1 366 808	
RENV RSX HT/BT NUKU HIVA	9000001690	30/10/2020	25	-	22 830 275	22 830 275	-	1 981 543	-	20 848 732	
POSTE N1005 HAKAPEHI NUKU	5000000434	01/07/2021	25	-	-	-	2 016 214	-	121 083	1 895 131	
POSTE N2002 VAIOTEANA NUK	5000000435	01/07/2021	25	-	-	-	2 016 214	-	121 083	1 895 131	
AUT COMP N1005 HAKAPEHI	5200000846	01/07/2021	25	-	-	-	1 835 997	-	110 260	1 725 737	
AUT COMP N2002 VAIOTEANA	5200000847	01/07/2021	25	-	-	-	1 900 487	-	114 133	1 786 354	
TRANSFO N1005 HAKAPEHI NU	5300001766	01/07/2021	25	-	-	-	927 470	-	55 699	871 771	
TRANSFO N2002 VAIOTEANA	5300001767	01/07/2021	25	-	-	-	807 247	-	48 479	758 768	
RSX SOUT TIERS NUK 2021	9300000885	01/07/2021	35	-	-	-	10 372 905	-	444 959	9 927 946	
RESEAUX CP NUKU HIVA 2021	9300000894	01/07/2021	35	-	2 977 539	2 977 539	-	127 725	-	2 849 814	
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001265	01/07/2021	20	-	1 617 450	1 617 450	-	121 420	-	1 496 030	
COMPTAGE TIERS NUK 2021	9500001280	01/07/2021	20	-	-	-	4 243 171	-	318 528	3 924 643	
RNV RSX HTA TOOVI PLATEAU	9000001750	30/03/2022	25	-	726 931	726 931	-	21 987	-	704 944	
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001305	01/07/2022	20	-	1 383 079	1 383 079	-	34 672	-	1 348 407	
COMPTAGE TIERS NUK 2022	9500001318	01/07/2022	20	-	-	-	2 559 855	-	64 172	2 495 683	
TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA					18 768 294	397 762 874	416 531 168	98 184 057	178 098 402	36 688 512	299 928 312
TOTAL NUKU HIVA					59 746 921	819 330 041	879 076 962	138 251 458	494 240 299	72 383 753	450 704 368

	Production	distribution	total
Valeur Brute Concessionnaire	462 545 794	416 531 168	879 076 962
Valeur Brute Tiers	40 067 401	98 184 057	138 251 458
Immobilisations incorporelles	-	-	-
Valeur brute total immo concédées	502 613 195	514 715 225	1 017 328 420

Ces valeurs intègrent la TVA à régulariser en fin de concession (articles 345-17 et 345-18 du code des impôts) dont l'application a été confirmée par un courrier de la DICP en date du 9 février 2021, dans le cadre d'une procédure de rescrit fiscal.

La loi fiscale applicable en Polynésie exigeait que la TVA sur immobilisations initialement déduite fasse l'objet d'une régularisation en fin de concession.

Cette régularisation consistait à reverser au trésor le montant de la TVA initialement déduite sur acquisition d'immobilisation sous déduction de un 10ème par année ou fraction d'année de détention.

Le 9 février 2022, à l'issue d'analyses juridiques poussées et d'une nouvelle procédure de rescrit, l'administration a modifié sa doctrine en reconsidérant le principe de régularisation mentionné ci-dessus.

Cette modification – applicable à compter du 9 février 2022 - prévoit qu'à partir de cette date les biens de retour qui reviendront au concédant sont dispensés de régularisation de TVA.

Les conséquences comptables de l'évolution de cette doctrine fiscale seront appréhendées dans les comptes de l'exercice 2022 avec en particulier la valeur la correction de la valeur des immobilisations mises en services dans les 10 dernières années de la concession

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Cf. 5.1 – Variation du patrimoine immobilier.

5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2019	2020	Total
G1 TAI0HAE	6 490 418			6 490 418
G2 AAKAPA	5 151 125			5 151 125
G2 TAI0HAE		21 312 002		21 312 002
G3 TAI0HAE	14 805 758			14 805 758
G4 TAI0HAE		21 312 002		21 312 002
G6 TAI0HAE	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	96 882 824	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	8 475 024	9 758 321	18 233 345
2019	-	10 407 362	10 407 362
2020	43 584 402	23 065 510	66 649 912
2021	3 318 611	3 718 088	7 036 699
2022	-	1 397 033	1 397 033
Cumul	55 378 037	48 346 313	103 724 350

Détail des dépenses de renouvellement

Production Nuku Hiva chantiers de renouvellement	n° immobilisation	date mise en service	VO totale	Taux d'améliorant	Montant Renouvellement
RENV SEPAMS CENT TAIQHAE	280000161	01/08/2018	8 475 024	0,00%	8 475 024
sous total 2018					8 475 024
N/A				0,00%	-
sous total 2019					-
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	120000133	01/01/2020	4 403 366	0,00%	4 403 366
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	120000135	01/01/2020	4 334 670	0,00%	4 334 670
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	130000109	01/01/2020	1 568 533	0,00%	1 568 533
MOTEUR PERKINS P715 TAIQH	120000149	23/03/2021	11 215 304	0,00%	11 215 304
ALTERNAT FG WILS P715 TAI	130000120	23/03/2021	8 411 478	0,00%	8 411 478
ACCESS FG WILS P715 TAIQH	140000115	23/03/2021	8 282 762	0,00%	8 282 762
FG WILSON P55-3 AAKAPA	100000347	01/01/2020	5 368 289	0,00%	5 368 289
sous total 2020					43 584 402
RNV TVX TOITURE AAKAPA NU	50000167	15/12/2021	3 318 611	0,00%	3 318 611
sous total 2021					3 318 611
N/A				0,00%	-
sous total 2022					-
Total					55 378 037

Distribution Nuku Hiva chantiers de renouvellement	n° immobilisation	date mise en service	VO totale	Taux d'améliorant	Montant Renouvellement
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	950001156	01/07/2018	1 419 227	27,75%	1 025 392
RENV RESEAU HTA/BTA NUKU	900001625	01/03/2018	8 732 929	0,00%	8 732 929
sous total 2018					9 758 321
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	950001192	01/07/2019	635 921	48,58%	326 991
RENV RSX HT/BT PMT 2019	900001652	30/06/2019	10 080 371	0,00%	10 080 371
sous total 2019					10 407 362
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	950001228	01/07/2020	758 823	69,00%	235 235
RENV RSX HT/BT NUKU HIVA	900001690	30/10/2020	22 830 275	0,00%	22 830 275
sous total 2020					23 065 510
RESEAUX CP NUKU HIVA 2021	9300000894	01/07/2021	2 977 539	0,00%	2 977 539
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	950001265	01/07/2021	1 617 450	54,22%	740 549
sous total 2021					3 718 088
RNV RSX HTA TOOVI PLATEAU	900001750	30/03/2022	726 931	0,00%	726 931
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	950001305	01/07/2022	1 383 079	51,55%	670 102
sous total 2022					1 397 033
Total					48 346 313

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	113 608 599	85 830 494	199 439 093
- Réalisé	(55 378 037)	(48 346 313)	(103 724 350)
Reste à faire	58 230 562	37 484 181	95 714 743

(-) = dépassement du plan par le réalisé

(+) = réalisé inférieur au plan / dette envers le concédant

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

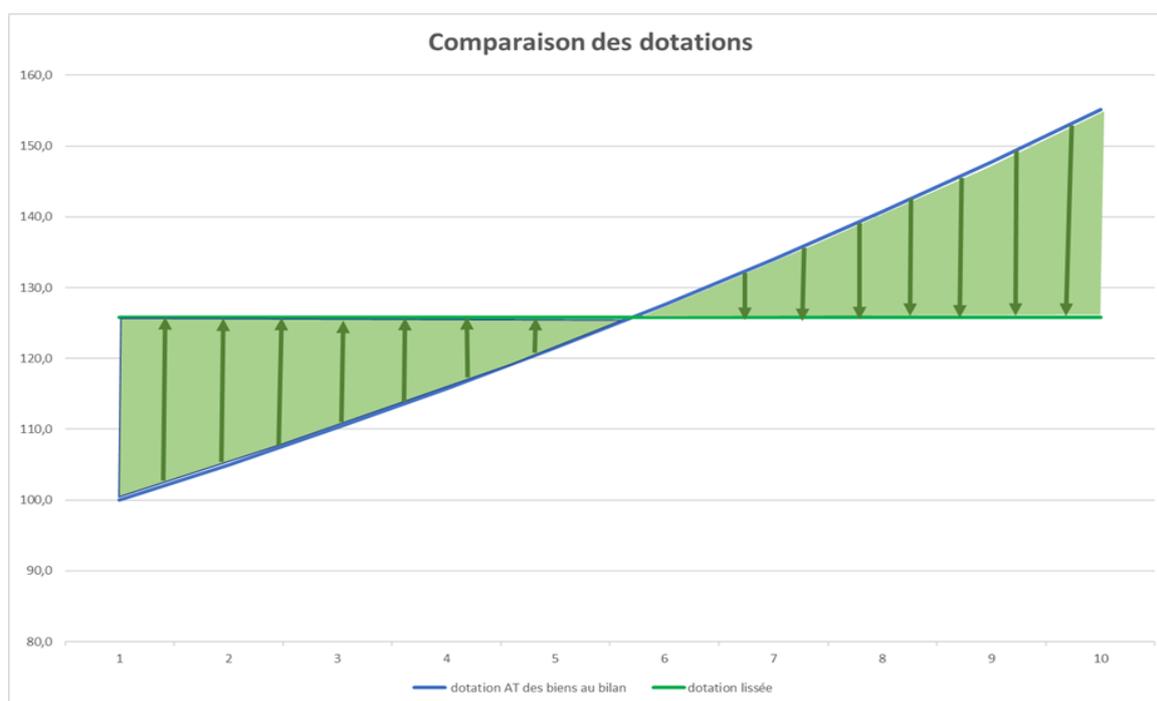
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotation/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant					
VO Ouverture corporel	506 883 189	504 536 574	510 030 191	510 030 191	510 180 363	482 306 974	476 850 290
VO Ouverture incorporel	-	23 584 984	23 584 984	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	31 228 155		
Régul TVA à reverser					(2 272 341)	(7 633 586)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(2 750 615)	(5 928 652)	-	(22 483 368)	(56 829 203)	2 176 902	
- origine financement tiers	-	-	-	-			
VO Clôture	504 536 574	533 615 175	533 615 175	533 765 347	505 891 958	500 435 274	500 435 274
- Financements tiers cumul	(40 067 401)	(40 067 401)	(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	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(25 353 227)	(26 550 907)	(26 550 907)	(21 266 610)	(16 337 284)	(16 200 507)	(16 200 507)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(25 353 227)	(26 550 907)	(26 550 907)	(21 266 610)	(16 337 284)	(16 200 507)	(16 200 507)
Base amortissable	439 115 946	466 996 867	466 996 867	472 431 336	449 487 273	444 167 366	444 167 366
Cumul doté à l'ouverture	390 727 987	402 824 977	430 578 167	449 075 590	449 511 779	449 487 273	447 915 771
Réintégration AT sur incorporel		13 840 119			-	-	-
Sortie AT sur sortie immo		(8 679 267)	-	(22 483 368)	(56 829 203)	2 176 902	-
Reste à amortir	48 387 959	59 011 038	36 418 700	45 839 114	56 804 697	(7 496 809)	(3 748 405)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation P1	6 516 960	17 012 308	10 612 810	13 937 135			
Dotation hydro	5580030	5580030	7884612	8982421,946			
Dotation exercice P2 + hydro	12 096 990	22 592 338	18 497 422	22 919 557	56 804 697	(3 748 405)	(3 748 405)
Dotations cumulées	402 824 977	430 578 167	449 075 590	449 511 779	449 487 273	447 915 771	444 167 366
Vo - fin tiers - IFC - dotations	36 290 969	36 418 700	17 921 277	22 919 557	-	(3 748 405)	-
Mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvertur	(106 401 604)	(108 891 006)	(107 721 949)	(106 552 892)	(94 656 655)	-	-
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	94 656 655		
Actif/Passif de renouvellement cloture	(108 891 006)	(107 721 949)	(106 552 892)	(94 656 655)	-	-	-
Dotation aux amortissements A	(12 096 990)	(22 592 338)	(18 497 422)	(22 919 557)	(56 804 697)	3 748 405	3 748 405
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(14 586 392)	(21 423 281)	(17 328 365)	(11 023 320)	37 851 958	3 748 405	3 748 405
moyenne des dotations	(2 716 085)	(2 716 085)	(2 716 085)	(2 716 085)	(2 716 085)	(2 716 085)	(2 716 085)
écart sur moyenne exercice	(11 870 307)	(18 707 197)	(14 612 281)	(8 307 236)	40 568 042	6 464 489	6 464 489
écart sur moyenne en cumulé	(11 870 307)	(30 577 504)	(45 189 785)	(53 497 021)	(12 928 978)	(6 464 489)	(0)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	0	2 177 921	2 177 921	2 177 921	2 177 921	2 177 921
Acquisitions financement concession	-	2 177 921	-	-	0	0	0
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-	-	-
VO Clôture	-	2 177 921	2 177 921	2 177 921	2 177 921	2 177 921	2 177 921
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
Base amortissable	-	2 177 921	2 177 921	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)	(2 177 921)	(2 177 921)
Reste à amortir	-	2 177 921	1 451 947	725 974	362 987	0	0
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	-	(725 974)	(725 974)	(362 987)	(362 987)	(0)	(0)
Dotations cumulées	-	(725 974)	(1 451 947)	(1 814 934)	(2 177 921)	(2 177 921)	(2 177 921)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	1 451 947	725 974	362 987	-	0	-
Impact exercice (+) = produit	(14 586 392)	(22 149 255)	(18 054 339)	(11 386 307)	37 488 971	3 748 404	3 748 404

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture corporel	400 862 365	414 965 950	431 602 563	443 008 835	469 453 660	460 451 732	455 927 134
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	740 550	1 397 033	-
Acquisitions financement Tiers							
Régularisations					(9 261 595)	(87 437)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(2 407 024)	-	-	-	(6 481 100)	(5 405 488)	
- origine financement tiers	-	(696 262)	(218 755)	(155 035)	(480 883)	(428 706)	
VO Clôture	414 965 950	438 083 663	449 489 935	475 934 760	460 451 732	455 927 134	455 927 134
- Financements tiers cumul	(58 397 731)	(57 701 469)	(57 482 714)	(57 327 679)	(56 846 796)	(56 418 090)	(56 418 090)
- IFC biens au bilan clôture	(21 842 384)	(23 925 749)	(25 044 961)	(8 364 673)	(8 364 673)	(24 368 007)	(24 368 007)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(21 842 384)	(23 925 749)	(25 044 961)	(8 364 673)	(11 791 679)	(10 940 885)	(10 940 885)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	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)	(11 791 679)	(10 940 885)	(10 940 885)
Base amortissable	334 725 835	356 456 445	366 962 260	410 242 408	391 813 257	388 568 159	388 568 159
Cumul doté à l'ouverture	292 444 878	303 015 117	323 946 114	345 454 187	377 848 298	391 813 257	390 190 708
Réintégration AT sur incorporel		6 481 100					
Sortie AT sur sortie immo		(2 407 024)	-	-	(6 481 100)	-	-
Reste à amortir	42 280 957	49 367 252	43 016 146	64 788 221	20 446 059	(3 245 098)	(1 622 549)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	10 570 239	16 856 921	21 508 073	32 394 111	20 446 059	(1 622 549)	(1 622 549)
Dotations cumulées	303 015 117	323 946 114	345 454 187	377 848 298	391 813 257	390 190 708	388 568 159
Vo - fin tiers - IFC - dotations	31 710 718	32 510 331	21 508 073	32 394 111	-	(1 622 549)	-
Mécanisme 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/reprises B	(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)	(20 446 059)	1 622 549	1 622 549
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(16 908 711)	(16 989 627)	(15 828 265)	(15 960 901)	26 795 727	1 622 549	1 622 549
moyenne des dotations	(5 092 383)	(5 092 383)	(5 092 383)	(5 092 383)	(5 092 383)	(5 092 383)	(5 092 383)
écart sur moyenne exercice	(11 816 329)	(11 897 244)	(10 735 882)	(10 868 518)	31 888 109	6 714 932	6 714 932
écart sur moyenne en cumulé	(11 816 329)	(23 713 573)	(34 449 455)	(45 317 973)	(13 429 863)	(6 714 932)	0
Traitement de l'améliorant							
VO Ouverture	-	6 355 674	12 548 097	20 225 540	27 541 115	55 515 259	58 788 091
Acquisitions financement concession	4 252 723	2 960 866	1 119 212	4 121 907	3 854 439	712 977	
Acquisitions autres financement Tiers	2 102 951	3 231 557	6 558 231	3 193 668	24 119 705	2 559 855	
VO Clôture	6 355 674	12 548 097	20 225 540	27 541 115	55 515 259	58 788 091	58 788 091
Financements tiers cumul	(2 102 951)	(5 334 508)	(11 892 739)	(15 086 407)	(39 206 112)	(41 765 967)	(41 765 967)
- IFC améliorant exercice				(9 572 682)	(3 854 439)	(605 992)	-
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0	0%	0%	0%	0%
	-	-	-	(9 572 682)	(13 427 121)	(14 033 113)	(14 033 113)
	0%	0%	0%	77%	82%	82%	82%
Base amortissable	4 252 723	7 213 589	8 332 801	2 882 026	2 882 026	2 989 011	2 989 011
Cumul doté à l'ouverture	0	(1 063 181)	(3 113 317)	(5 723 059)	(4 302 542)	(2 882 026)	(2 935 518)
Reste à amortir	4 252 723	6 150 408	5 219 484	(2 841 033)	(1 420 516)	106 985	53 493
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	(1 063 181)	(2 050 136)	(2 609 742)	1 420 516	1 420 516	(53 493)	(53 493)
Dotations cumulées	(1 063 181)	(3 113 317)	(5 723 059)	(4 302 542)	(2 882 026)	(2 935 518)	(2 989 011)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 189 542	4 100 272	2 609 742	(1 420 516)	-	53 493	-
Impact exercice (+) = produit	(17 971 892)	(19 039 763)	(18 438 007)	(14 540 384)	28 216 243	1 569 057	1 569 057

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 1 – Variation du patrimoine immobilier

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

L'IFC est régie par l'article 22 du cahier des charges de la concession :

- 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

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10^{ème} de la valeur d'origine égal à :

10 – (2020 – (année de mise en service)).

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%

L'avenant 6 du 01/01/2022 revoit les clauses de reprise des biens en fin de concession.

Article 4 :

Au titre de la durée initiale de la concession l'Autorité Concédante et le Concessionnaire conviendraient d'un accord au sujet du traitement de l'indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions du Cahier des charges, au 30 septembre 2021, dont le montant est fixé à 255.000.000 XPF.

Au titre de la seconde prolongation de 3 mois au total, l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions de l'article 4 de l'avenant 4 du 1^{er} octobre 2021.

Au titre de cette nouvelle prolongation de 24 mois, l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession égale à la valeur d'origine des investissements financés par le concessionnaire, diminuée d'un amortissement technique calculé linéairement sur une durée de 10 ans, dont le montant prévisionnel est estimé à 41.800.000 XPF.

En résumé les biens améliorants ou de 1er établissements établis à partir du 1er janvier 2011 feront l'objet d'une indemnité de fin de concession dont le calcul variera en fonction de leur date de mise en service :

du 01/01/2011 au 30/09/2021 : IFC conventionnelle de 255 millions XPF

du 01/10/2021 au 31/12/2021 : IFC correspondant à 100% de la Vo des biens

du 01/01/2022 au 31/12/2023 : IFC correspondant à la Vo des biens mis en service sous déduction d'un amortissement linéaire calculé sur une durée de 10 ans à compter de leur date de mise en service

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Nb de 10ème à déduire	Total IFC
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	3100000067	01/05/2011	10 281 962	100,00%	10 281 962	8	2 056 392
INST EVENTS TAI0HAE NUKU	3100000082	01/04/2012	215 870	100,00%	215 870	7	64 761
COFFRETS COMPTAGES TAI0HA	2800000108	01/08/2013	1 805 812	100,00%	1 805 812	6	722 325
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	500000146	01/07/2014	370 500	100,00%	370 500	5	185 250
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	2800000138	01/02/2015	160 954	100,00%	160 954	4	96 572
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	2800000145	01/08/2015	4 295 141	100,00%	4 295 141	4	2 577 085
TOTAL SITE TAI01 - TAI0HAE			17 130 239		17 130 239		5 702 385
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	3100000091	01/01/2013	413 000	100,00%	413 000	7	123 900
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU	100000015	03/05/2013	3 823 025	100,00%	3 823 025	6	1 529 210
F&P GARDE CORPS BASSIN	3100000101	01/01/2014	391 800	100,00%	391 800	6	156 720
PROTECTION CENTRALE TAIPI1	2800000140	01/07/2015	3 312 667	100,00%	3 312 667	4	1 987 600
SUPERVIS GE-SEPAM-HYDRO	2800000139	01/08/2015	2 725 437	100,00%	2 725 437	4	1 635 262
TOTAL SITE TAIPI1 - TAIPIVAI 1			10 665 929		10 665 929		5 432 692
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIPI	600000048	01/01/2013	804 400	100,00%	804 400	7	241 320
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	3100000092	01/01/2013	375 000	100,00%	375 000	7	112 500
F&P VENTILAT* FORCEE TAIPI	600000059	01/01/2014	422 754	100,00%	422 754	6	169 102
ARMOIRE AUTOMATE TAIPI 2	2800000124	01/06/2014	3 019 037	100,00%	3 019 037	5	1 509 519
COMMUNICAT*CPL TAIPIVAI 2	2800000123	01/08/2014	1 841 216	100,00%	1 841 216	5	920 608
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2	2800000150	01/06/2016	3 017 688	100,00%	3 017 688	3	2 112 382
TOTAL SITE TAIPI2 - TAIPIVAI 2			9 480 095		9 480 095		5 065 430
TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA			37 276 263		37 276 263		16 200 507
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	9500000852	01/07/2011	1 649 414	69,76%	1 150 631	8	230 126
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	9000001164	01/07/2011	81 443 414	0,22%	179 176	8	35 835
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	9000001170	19/07/2011	1 918 765	100,00%	1 918 765	8	383 753
MIS CONFORM BTS TAI0HAE	9300000380	01/01/2012	2 205 936	17,00%	375 009	8	75 002
MISE CONFORM BTA TAI0HAE	9000001234	01/01/2012	1 187 812	6,00%	71 269	8	14 254
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	9500000894	01/07/2012	1 098 125	15,07%	165 487	7	49 646
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	9000001259	01/07/2012	39 205 099	0,39%	152 900	7	45 870
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	9000001281	28/08/2012	185 349	100,00%	185 349	7	55 605
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	9000001309	01/01/2013	1 630 987	100,00%	1 630 987	7	489 296
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	9000001310	01/01/2013	74 327	100,00%	74 327	7	22 298
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500000929	01/07/2013	1 478 068	5,92%	87 502	6	35 001
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	9000001330	01/07/2013	355 921	100,00%	355 921	6	142 368
EXT 14A1/12/13/NK/BT	9300000485	04/04/2014	628 860	100,00%	628 860	5	314 430
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500000977	01/07/2014	183 044	76,74%	140 468	5	70 234
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	9000001475	01/07/2014	722 904	100,00%	722 904	5	361 452
ART14A/N°051/14/BM/NT	9000001451	01/11/2014	737 625	100,00%	737 625	5	368 813
EXT 14A1 QT HIRIGA A TAI0	9000001503	05/02/2015	953 898	100,00%	953 898	4	572 339
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	9000001504	12/05/2015	151 203	100,00%	151 203	4	90 722
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001029	01/07/2015	4 321 208	32,32%	1 396 614	4	837 969
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	9300000546	01/07/2015	90 153	100,00%	90 153	4	54 092
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	9000001486	01/07/2015	4 400 894	4,09%	179 997	4	107 998
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA	9000001550	18/02/2016	9 224 159	100,00%	9 224 159	3	6 456 911
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI	9000001551	06/04/2016	218 520	100,00%	218 520	3	152 964
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001088	01/07/2016	2 047 473	37,73%	772 512	3	540 758
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	9300000586	01/10/2016	16 548 296	35,00%	5 791 904	3	4 054 333
14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV	9000001582	01/01/2017	959 554	100,00%	959 554	3	671 688
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	9300000623	01/01/2017	5 981 845	35,00%	2 093 646	3	1 465 552
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV	9000001581	27/01/2017	867 147	100,00%	867 147	2	693 718
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA	9500001139	01/07/2017	1 941 605	14,05%	272 796	2	218 236
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017	9000001594	01/07/2017	473 100	12,61%	59 658	2	47 726
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001156	01/07/2018	1 419 227	27,75%	393 835	1	354 452
RESEAUX CP NUKU HIVA 2018	9000001622	01/07/2018	256 321	100,00%	256 321	1	230 689
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001192	01/07/2019	635 921	48,58%	308 930	-	308 930
RESEAUX CP NUKU HIVA 2019	9000001668	01/07/2019	693 054	100,00%	693 054	-	693 054
14A1 LC357/19/BK/BT NUKU	9000001673	01/01/2020	1 210 953	100,00%	1 210 953	-	1 210 953
14A1 LC453/19/BK/BT NUKU	9000001689	16/02/2020	1 216 903	100,00%	1 216 903	-	1 216 903
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	9300000774	01/05/2020	92 419	100,00%	92 419	-	92 419
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	9000001688	01/05/2020	851 041	100,00%	851 041	-	851 041
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001228	01/07/2020	758 823	69,00%	523 588	-	523 588
RESEAUX CP NUKU H 2020	9000001698	01/07/2020	226 990	100,00%	226 990	-	226 990
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA*	9500001305	01/07/2022	1 383 079	51,55%	712 977	0	605 992
TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA			191 629 436		38 095 951		24 973 998
TOTAL NUKU HIVA			228 905 699		75 372 214		41 174 506

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 chapitre 4 "Renouvellement".

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

Durée : du 1^{er} octobre 2021 au 30 septembre 2026.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, sauf tarifs préférentiels suivants : prestations locales de 11,50 F/l., et Premium de 2,50\$/bbl.

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

La commune, ou le nouveau délégataire de la concession, se voit transférer de plein droit le bénéfice du contrat, avec possibilité d'en demander la résiliation au cours d'un délai de 6 mois après la fin de la concession d'EDT.

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.

Conformément à la réglementation, les contrats sont transférés de plein droit au nouveau gestionnaire du service public, à la date de fin du contrat de concession attribué à EDT.

c) Baux

Bailleur	Objet du Bail	Date de fin
TERRITOIRE PF	LOC. TERRAIN 1200 M ² CENTRALE THERMIQUE TAIQHAE (HAKAPEHI)	30.06.2020 Plusieurs demandes de renouvellement effectuées auprès de la DAF, sans action à ce jour.
TERRITOIRE PF	LOC. TERRAIN 4535 M ² CENTRALE HYDRO TAIPIVAI	24.10.2026
TERRITOIRE PF	LOC. AGENCE COMMERCIALE TAIQHAE	30.08.2023
COMMUNE NUKU HIVA	MISE A DISPOSITION GRATUITE CENTRALE THERMIQUE AAKAPA	31.12.2023

d) 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.

e) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

f) 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.

Durée : 1^{er} janvier 2021 – 30 septembre 2030 (convention signée en août 2022). La convention prend fin de plein droit pour chaque concession quittant le périmètre EDT.