



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE UA HUKA**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE UA HUKA
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2023

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
0.1 - Communs à toutes les concessions d'EDT	3
0.2 - Spécifiques aux concessions des îles	4
0.3 - Spécifiques à la concession de Ua Huka :	4
1 - PRESENTATION	6
1.1 - Le système électrique polynésien	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	8
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	11
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....	12
2.1 - Mode de détermination des tarifs	13
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2023	13
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	15
2.4 - Autres produits d'exploitation	16
2.5 - Statistiques de ventes	16
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka	19
2.7 - Gestion des impayés	21
2.8 - Dépenses de la Commune	21
2.9 - Services offerts à la clientèle	22
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	25
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	26
3.1 - Autorisation d'exploitation	27
3.2 - Effectif de l'exploitation	27
3.3 - Détail des ouvrages de production	28
3.4 - Données de production	28
3.5 - Qualité de service	29
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	30
3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants.....	30
3.8 - Unités d'œuvre 2023 de la concession	30
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	32
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	33
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	39
4.3 - Comptes de la concession.....	44
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés.....	51
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	56
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	57
5.2 - Situation des immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	58
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	61
5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année.....	61
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	63
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	67
5.7 - Plan de Renouvellement	67
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC.....	68

0 - FAITS MARQUANTS

0.1 - Communs à toutes les concessions d'EDT

A) Coût des produits pétroliers

Bien que légèrement inférieur à 2022, le prix moyen 2023 d'achat du gazole alimentant les centrales thermiques de Tahiti, était de 84,755 F/L toujours largement supérieur à la part répercutée dans les tarifs de vente de l'électricité (60 F/Litre).

De ce fait, sur la période du 1er janvier au 31 juillet 2023, la concession a dû faire une avance de trésorerie de 1.498 MF s'ajoutant aux 640 MF avancés au 31/12/2022.

A compter du 1er août 2023, la Polynésie française a adopté une mesure de hausse de la contribution du FRPH sur le prix du gasoil de Tahiti, ramenant le prix payé par la concession de 95 F/litre à son prix d'équilibre de 60 F/litre.

B) Débouclage des concessions arrivées à échéance

L'année 2023 a été une année d'échanges avec les communes de Huahine, Taputapuatea, Tumara'a, Taha'a et Rurutu, en vue de procéder au règlement des décomptes issus des contrats de concession terminés en 2022. Les négociations ont permis d'aboutir à la rédaction d'un accord permettant à EDT de recouvrer la majeure partie des sommes qui lui étaient dues.

Les mêmes négociations menées avec la commune de Moorea, n'ont pas abouti à ce jour.

C) Pertes de synergie

L'organisation mise en place avec le Pays en 1991 reposait sur une structure solide basée sur l'île de Tahiti et assurant le support à un maximum d'îles. Le regroupement des contrats et des moyens sur EDT a permis de se doter de compétences et de moyens qu'aucune des concessions ne pouvait se payer seule.

La sortie du périmètre géré par EDT des îles à échéance initiale 2020 a mis fin brutalement à ces synergies causant un préjudice récurrent proche de 800 MF condamnant l'entreprise à une restructuration.

En 2022, pour faciliter la comparaison avec les exercices passés, ces charges liées à la perte de synergie (quote part invendue des Services support technique aux îles, back office commercial, siège) n'ont pas été réparties sur les concessions restantes.

L'année 2023 a vu se terminer les dernières concessions dites « DSP 2020 » qui faisaient partie du périmètre général des concessions EDT rattachées économiquement à Tahiti Nord. Ainsi, le 31 décembre 2023, ont pris fin les concessions de Nuku Hiva, Hiva Oa, Ua Pou et Ua Huka (cette dernière ayant été écourtée de façon anticipée).

Les frais de support résiduels après économie ont été répartis sur l'ensemble des concessions bénéficiaires sur la base des clefs de répartition historiques lesquelles ont été adaptées aux modifications d'organisation.

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.

0.2 - Spécifiques aux concessions des îles

Le mécanisme de péréquation tarifaire mis en place au 1^{er} janvier 2022 par la Polynésie au bénéfice de tous les systèmes électriques est basé sur un montant d'aide plafonné avec une contrainte de prix moyen

En raison le plus souvent de pourcentages de petits consommateurs très importants, certaines îles vont se retrouver dans l'obligation d'augmenter leurs tarifs pour pouvoir continuer à bénéficier des aides de péréquations lesquelles représentent très fréquemment plus de 50% des recettes des îles concernées.

0.3 - Spécifiques à la concession de Ua Huka :

Proposition de rachat anticipé de la concession :

En 2021, la commune de Ua Huka a souhaité étudier la possibilité de s'associer aux autres communes des Marquises dans la désignation d'un concessionnaire de service public commun. Sa concession actuelle devant prendre fin uniquement le 30 septembre 2030, elle a sollicité d'EDT une estimation du coût de rachat anticipé de la concession actuelle, suivant l'article 23 de son cahier des charges. Une estimation a été apportée par EDT le 23 septembre 2021, et des échanges avec la commune ont ensuite eu lieu en juin et août 2022.

En 2023, la commune a confié sa compétence en matière de production et de distribution publique d'énergie électrique à la Communauté de Développement des îles Marquises (CODIM).

Dans la foulée, la CODIM a lancé un nouvel appel d'offres pour l'attribution d'une concession de service public unique à toutes les îles des Marquises. Comme indiqué ci-dessus, cette concession a été attribuée avec effet au 1^{er} janvier 2024 à EDM.

La concession d'EDT a donc pris fin le 31 décembre 2023.

Principaux indicateurs

		UA HUKA			
		2023		2022	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	289		282	
	BT	288	99,65%	281	99,65%
	MT	1	0,35%	1	0,35%
	Puissance souscrite au 31/12	1 204		1 128	
	BT	1 184	98,34%	1 108	98,23%
	MT	20	1,66%	20	1,77%
	Puissance maximale appelée (*)	0,14		0,13	
	Nombre de kWh vendus total	750 598		727 629	
	BT	732 915	97,64%	703 606	96,70%
	MT	17 683	2,36%	24 023	3,30%
	Chiffre d'affaires énergie	22 837 952		21 678 020	
	BT : Total	22 006 467	96,36%	20 720 158	95,58%
	BT : par client	76 411		360 838	
	BT : par kVA de puissance souscrite	18 593		91 554	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	4 552 703	20,69%	4 443 831	21,45%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	17 453 764	79,31%	16 276 327	78,55%
	MT : Total	831 485	3,64%	957 862	4,42%
	MT : par client	831 485		556 582	
	MT : par kVA de puissance souscrite	41 574		47 893	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	401 280	48,26%	401 280	41,89%
	MT : part variable en XPF et % du CA total	430 205	51,74%	556 582	58,11%
TECHNIQUES	Prix moyen de vente par kWh vendu	30,43		29,79	
	BT	30,03		29,45	
	MT	47,02		39,87	
	Rendement réseaux (s/production nette)	0,91		0,93	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	1 324	0%		0%
	Energie hydroélectrique kWh		0%		0%
	Energie thermique kWh	824 425	100%	784 460	100%
	Energie totale achetée	825 749		784 460	
	Temps moyen de coupure				
FINANCIERS	global	5h54		0h43	
	origine production	1h53		0h43	
	origine transport	0		0	
	origine distribution	4h01		0	
	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement Km	26		26	
	Valeur d'origine k XPF	243 941		242 008	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	115 886		122 159	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement k XPF	7 049		63	
	Dépenses d'améliorant k XPF	157		3 930	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)) k XPF	99 088		92 862	
	Part revenant à la concession k XPF	75 710		72 392	
	Coût des énergies et du transport k XPF	23 379		20 470	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM) k XPF	-4 599		4 993	
	Ecart RA - CA - péréquation de l'année k XPF	14 739		10 350	

(+) => 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
- Organisation locale
- Moyens affectés à la concession

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

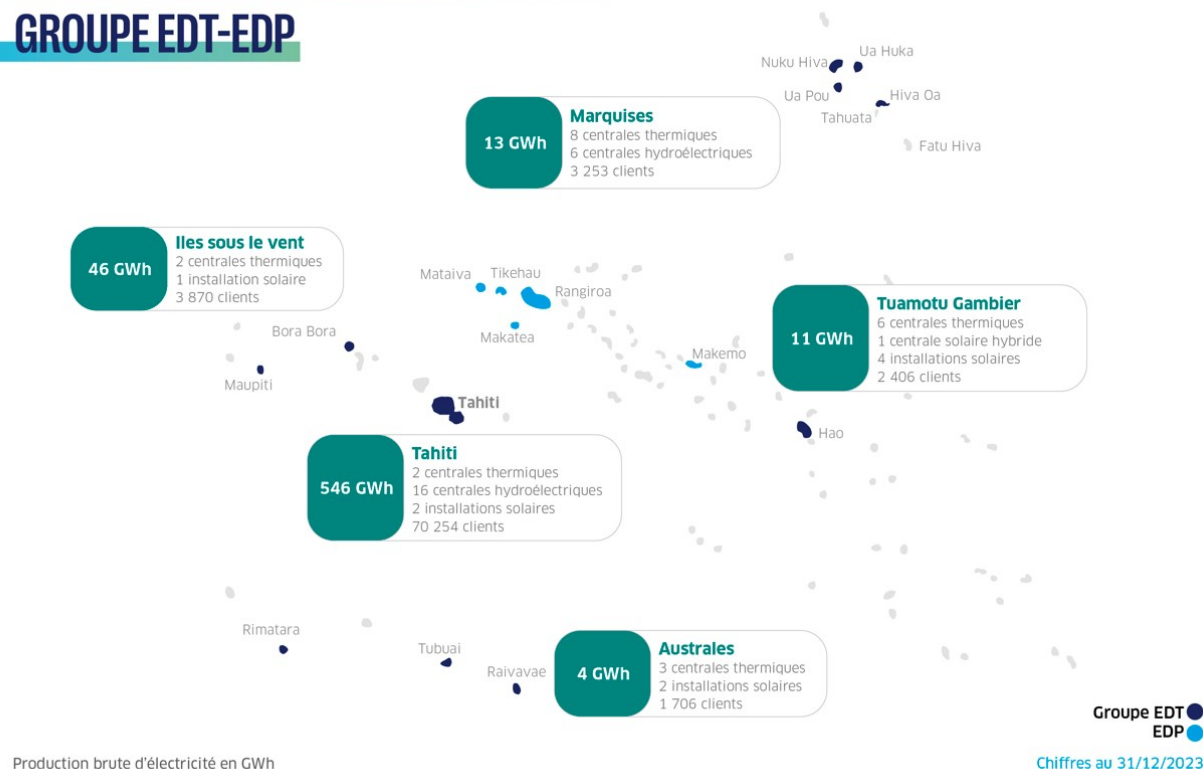
- La convention de concession
 - La convention d'adhésion au régime de solidarité tarifaire
 - Les autres contrats
- Cf. paragraphe :
6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE
PUBLIC

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels

PRODUCTION BRUTE D'ÉLECTRICITÉ

GROUPE EDT-EDP



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 l'Europe.

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

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

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

Les concessions existantes, alliant sauf exception production et distribution, sont confiées à EDT et à ses filiales.

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

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

ENGIE est un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Avec ses 96 000 collaborateurs, ses clients, ses partenaires et ses parties prenantes, ENGIE s'engage chaque jour pour accélérer la transition vers un monde neutre en carbone, grâce à des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement.

Guidés par sa raison d'être, ENGIE concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète en s'appuyant sur ses métiers clés (gaz, énergies renouvelables, services) pour proposer des solutions compétitives à ses clients.

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

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 2023, 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.

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Ua Huka est de 2 agents d'exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production, rattachés hiérarchiquement au Chef d'Exploitation de Nuku Hiva.

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, ...)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux termités, cellules HTA oxydées, ...)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux
- le repérage des câbles souterrains pour répondre aux Déclarations d'Intention de Commencement des Travaux (DICT) des différentes entreprises travaillant au voisinage des réseaux,
- l'élagage des arbres et végétations à proximité des réseaux
- les mises hors tension des réseaux (consignation) pour travaux
- les visites de réseaux pour veiller à leur bon état de fonctionnement
- les dépannages réseaux (arbre tombé sur le réseau, ...) et clientèle (remplacement de disjoncteurs, ...)
- la relève des index de l'ensemble du parc de compteurs de la concession selon le planning annuel défini par la Direction Commerciale
- la réalisation de l'ensemble des interventions issues des opérations commerciales et contractuelles
- la mise sous tension des nouveaux clients, changements de puissance

PRODUCTION

- la fourniture d'une énergie (tension, fréquence) de qualité en répondant aux exigences du cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune)
- la maintenance des groupes (révisions, vidange, ...)
- les dépannages (avaries, ...)
- les relevés périodiques de gazole, d'huile, des effluents rejetés, de manière à suivre et vérifier la conformité et l'efficacité des moyens utilisés
- les appoints de réfrigérant et d'huiles
- l'approvisionnement en gazole
- la sécurité des équipements à l'aide d'un Système de Sécurité Incendie (SSI)

Ils assurent de manière générale, l'exploitation des moyens de distribution et production de manière à fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune) dans le respect de l'Arrêté d'exploitation de l'île et des normes diverses, telles que NFC18 510 ; NF EN 50 160... tout en assurant la sécurité des biens et des personnes.

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

COMMERCIAL

- conseiller le client
- accompagner le client dans son utilisation de l'énergie électrique
- réceptionner et traiter les demandes des clients
- assurer les encaissements des factures
- mettre à jour les comptes clients après règlement
- enregistrer toutes les demandes de travaux simples ou complexes
- suivre les demandes de travaux simples (branchements, travaux forfaitaires)
- mettre à jour les contrats d'abonnement
- traiter les réclamations simples (explication de facture, correction de factures simples).

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

- des bureaux ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 1 véhicule d'intervention 4x4 ;
- 1 nacelle tractable ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Ua Huka bénéficie directement :

- a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Iles) d'un effectif de 13 salariés.

Il est chargé d'organiser, de suivre et d'assister les exploitations des îles dans les domaines de :

- la conduite et l'exploitation des ouvrages de production et de distribution,
- le service clientèle dans les petites îles,
- les travaux de branchements,
- les opérations de maintenance distribution et production,
- l'approvisionnement et l'expédition du combustible, huile et matériels nécessaires à l'exploitation,
- l'élaboration des propositions commerciales en éclairage public,
- la bonne application et respect des exigences décrites dans l'Arrêté d'exploitation de l'île, le cahier des charges en relation avec l'autorité concédante et la réglementation en vigueur (Code du Travail, ...)

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

- Administration et finance
- Achats, approvisionnement
- Communication, marketing
- Digital et Systèmes d'Information
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- Ressources humaines et formation

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Ua Huka** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 1^{er} décembre 2006 avec effet au 1^{er} avril 2000, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui implique une fin de contrat le 30 septembre 2030.

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 **Ua Huka** correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 13, 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 **Ua Huka** n'a, quant à lui, été modifié par aucun avenant depuis son origine.

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 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. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- d. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- e. 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 2023
- 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 Ua Huka
- 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.

La dernière actualisation des tarifs appliqués sur l'exercice 2023 a eu lieu le 1^{er} octobre 2022, et a été appliquée sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1975 CM du 29 septembre 2022, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2023

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 31 décembre 2023
			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 1ère tranche	P7	de 0 à 500 kWh/mois	36,20
BT Usages professionnels et autres usages 2ème tranche	P8	de 500 à 1 000 kWh/mois	37,00
BT Usages professionnels et autres usages 3ème tranche	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

Taxes	Taux
Taxe municipale	Applicable dans chaque commune
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)	6,30XPF/kWh
- Contribution pour la Solidarité (CPS) appliquée jusqu'au 30/09/2023	1%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 décembre 2023
Tarif Petits consommateurs	P=39,0 - 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	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime d'abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2023 (kVA)	Total kWh vendus 2022
BT Usage social 1ère tranche	P1	340 817	4 059 743	7 924	2 090 753	672	330 623
BT Usage social 2ème tranche	P2	23 864	742 185				22 159
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	45 312	845 614	1 487	578 530	117	59 286
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	17 867	417 996				18 643
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	9 282	377 222				2 478
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	3 741	158 844				777
BT Eclairage public	P4	15 035	510 439	264	105 600	22	9 143
BT Usage professionnel	P5	132 058	4 780 487	4 444	1 777 820	373	226 887
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6	65 224	2 413 288				15 735
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7	79 715	3 147 946				17 800
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	15 883	391 199	240	401 280	20	22 049
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	0	0				0
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	1 800	39 006				1 974
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	0	0				0
Prépaiement		0	0	0			75
Total		750 598	17 883 969	14 359	4 953 983	1 204	727 629

CHIFFRE D'AFFAIRES
Prix moyen

22 837 952
30,43

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2023.

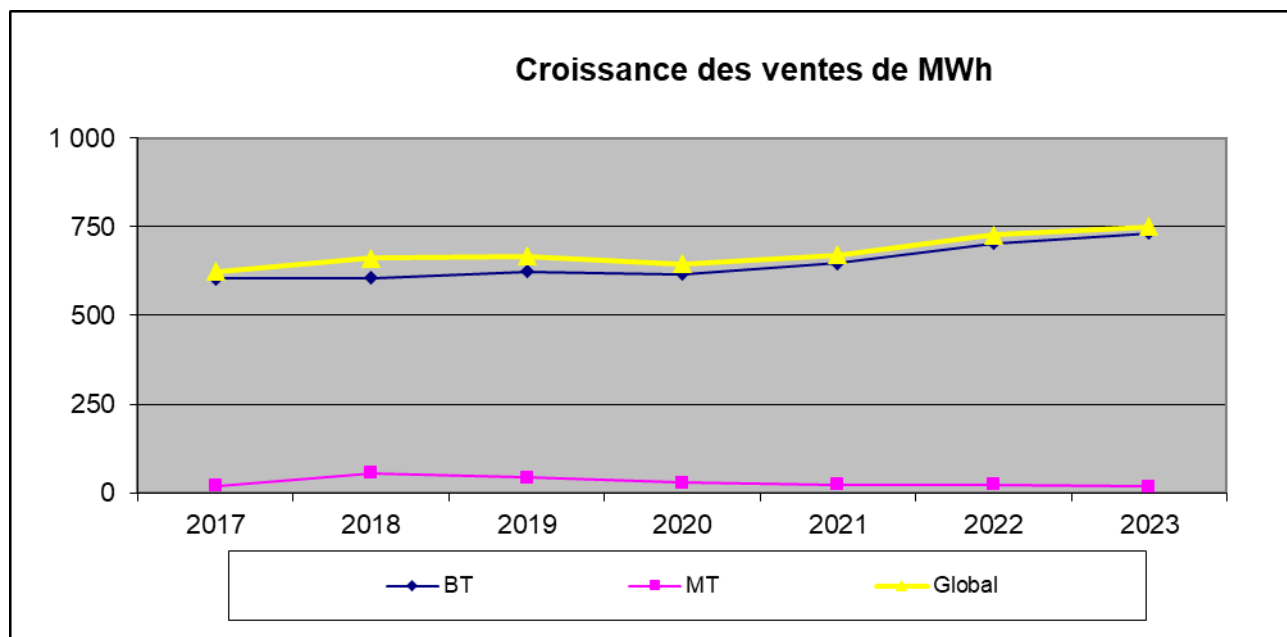
* Ce tableau inclus les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

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 :	24 454 XPF
- Frais de relance :	<u>360 678 XPF</u>
- Total	385 132 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une hausse significative de 8,5% en 2022, les ventes d'électricité s'améliorent de 3,2% sur la concession de Ua Huka, pour s'établir à **751 MWh**. L'augmentation des ventes de +23 MWh est due principalement à l'augmentation des ventes en basse tension de 4,2%, soit +29 MWh malgré une baisse de 26,4% des ventes en moyenne tension (-6 MWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et Usages Domestiques « classique » basse tension usages domestiques) est en légère hausse de 1,9% (soit +8,3 MWh), avec une croissance pour les tarifs « petits consommateurs » qui enregistrent une progression de 3,3% (+11,6 MWh), compensé par une baisse de -4,6% pour le segment des Usages Domestiques « classiques » (-3,3 MWh).

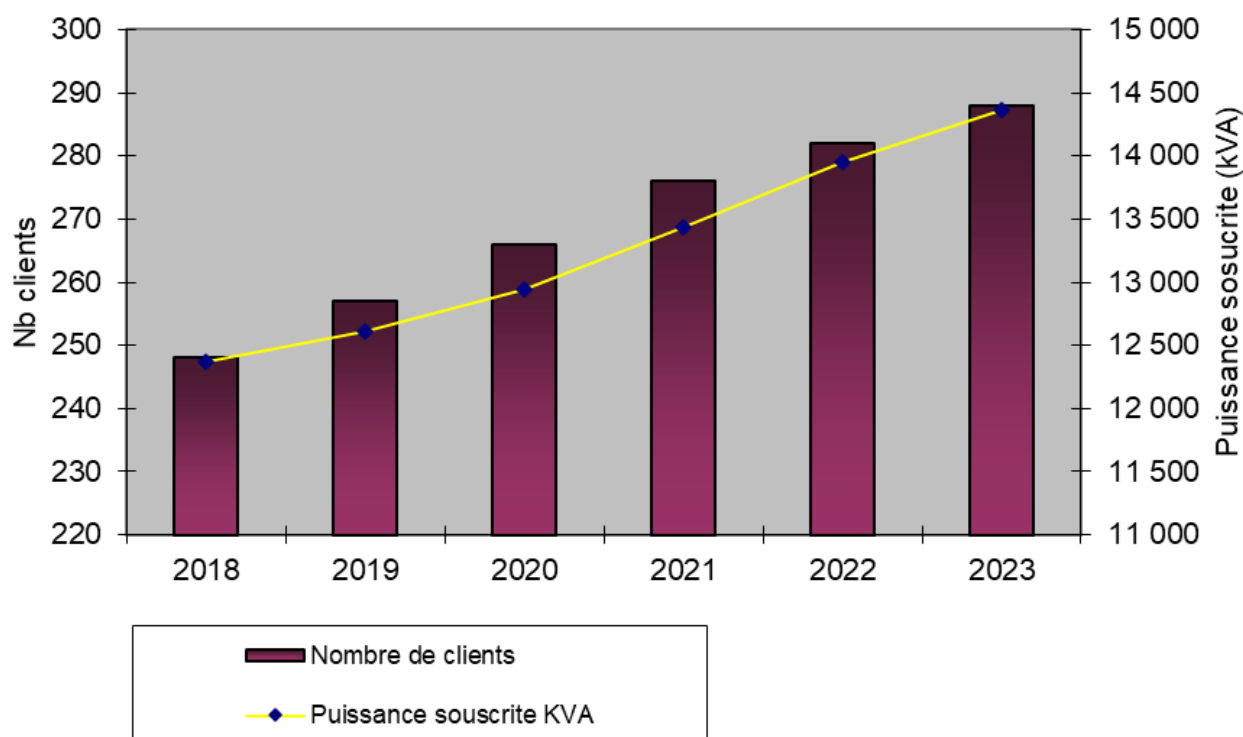
Les tarifs domestiques représentent 59% des volumes basse tension en 2023, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 50% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2,1% des ventes en basse tension avec environ 15,0 MWh vendus en 2023, progressent significativement de 64,4% (soit +5,8 MWh).

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 38% des ventes basse tension, augmentent de 6,4% soit +16,6 MWh.

Les ventes en moyenne tension enregistrent une baisse importante de 26,4% (soit -6,3 MWh) pour s'établir à 18 MWh en raison de la baisse des consommations liée à la station de pompage de l'île.

Nombre de clients et puissance souscrite



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

Contrats souscrits aux tarifs basse tension	288
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>
	289

variation / 2022 (*nombre de contrats*)

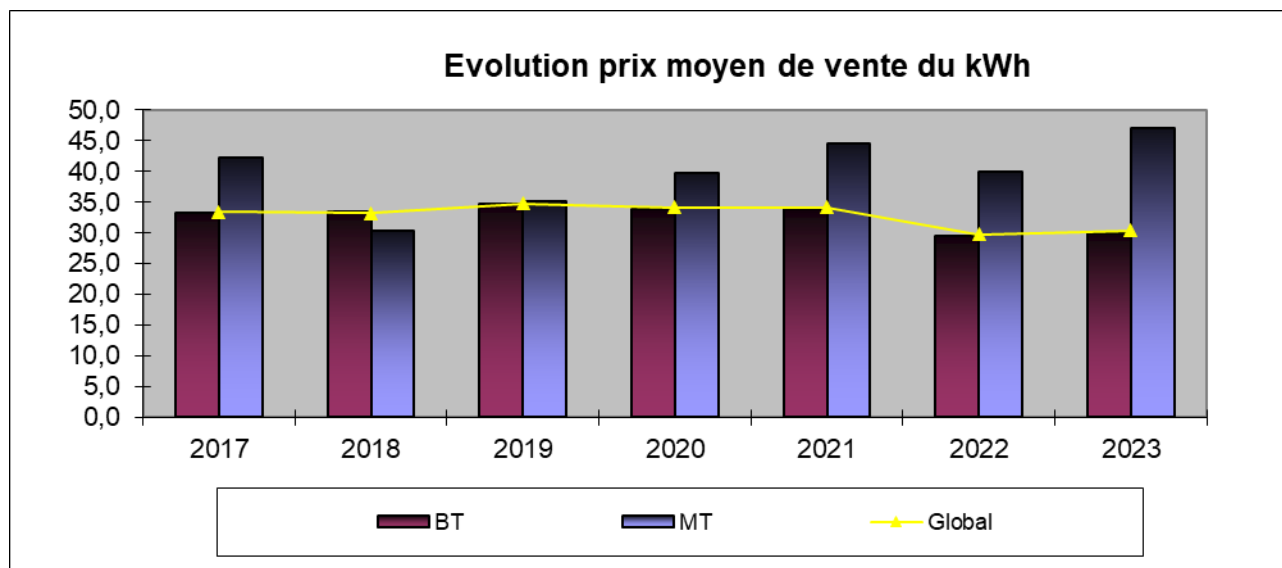
+2,4% (+ 7 contrats)
<u>-</u>
+2,4% (+ 7 contrats)

La hausse du nombre de clients correspond à la souscription de 6 contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs », 3 nouveaux contrats en tarif usages professionnels et 2 contrats en moins en tarif Usages domestiques « classique »,

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2023 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 71%
- Tarif Usages professionnels basse tension 17%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 8%
- Tarif Eclairage Public 3 %
- Tarif prépaiement <1%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée s'établit à 14 359 kVA, soit une hausse de 2,9% par rapport à 2022, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



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

Tarifs basse tension

30,0 Fcp

variation / 2022

+2,0%

Tarifs moyenne tension

47,0 Fcp

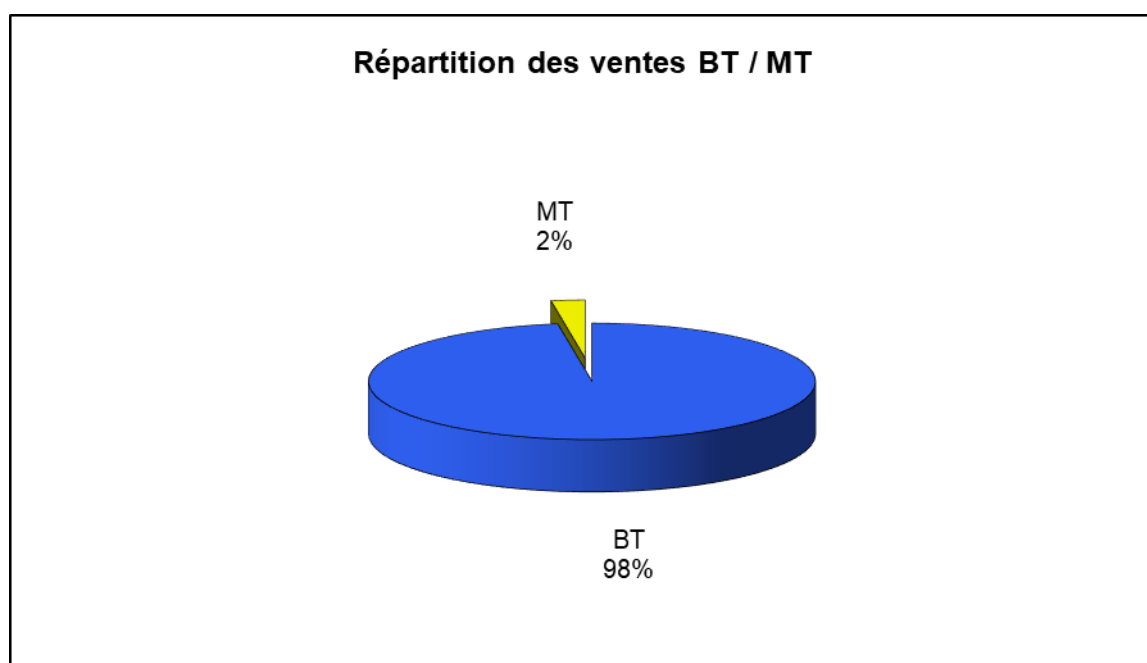
+17,9%

Soit Prix moyen de vente H.T au kWh

30,4 Fcp

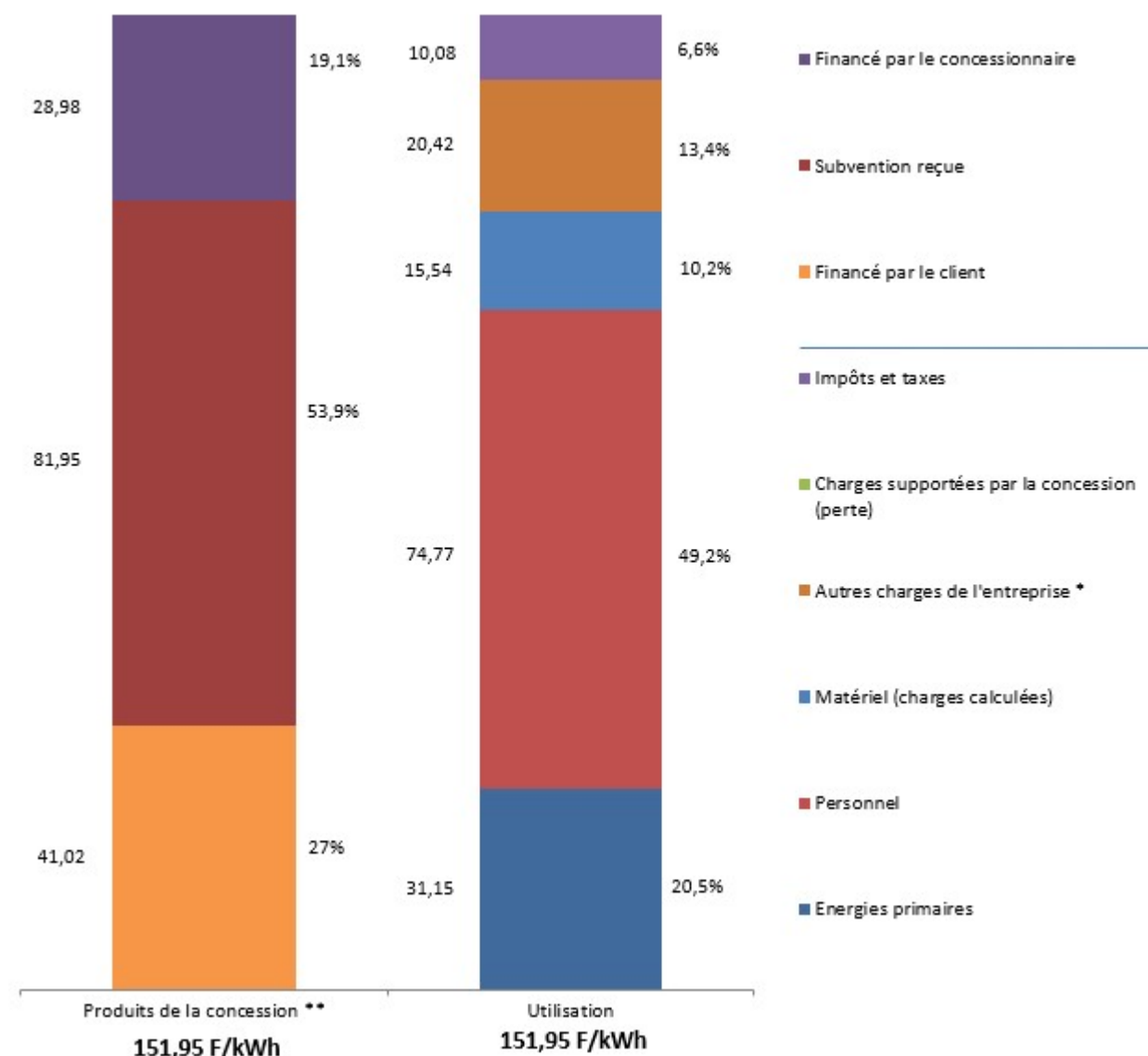
+2,1%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de +2,1% et s'établit à 30,4 Fcp/kWh, en raison de l'augmentation tarifaires ayant eu lieu au 1^{er} octobre 2022 pour prise en compte partielle de l'augmentation des prix des hydrocarbures. Par ailleurs, l'augmentation du tarif en moyenne tension s'explique en partie par la diminution des consommations, alors que la puissance souscrite reste inchangée.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 98% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 2% en tarif moyenne tension.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka



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

**Dont 41,02 F/KWh (27%) 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 151,95 F.

- Le poste impôts et taxes de 10,08 F/kWh représente 6,6% des dépenses de l'exercice, il inclut :
 - les taxes communales,
 - la TVA,
 - la contribution de solidarité sur l'électricité (CSE) d'une valeur de 6,30 F/kWh,
 - l'IS,
 - l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes,
 - la Contribution pour la solidarité (CPS),
 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.
- Charges calculées : voir en paragraphe 5.2, l'explication concernant la régularisation de TVA à reverser (diminution de la valeur de l'immobilisation et du reste à amortir)

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

- Les recettes clients de 41,02 F/kWh qui financent 27 % des dépenses de la concession
- Les subventions de péréquation de 81,95 F/kWh qui prend en charge 53,9% des dépenses de la concession
- Le concessionnaire pour 28,98 F/kWh pour la différence soit 19,1% 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	30,43	20,0%
- Les produits accessoires	0,52	0,3%
- Les taxes communales, TVA, CPS	3,78	2,5%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	4,1%
	41,02	27,0%
Le montant brut des subventions reçues:		
- Subvention de péréquation	81,95	53,9%
	81,95	53,9%
La part financée par le concessionnaire:		
- Avance du concessionnaire	28,98	19,1%
	28,98	19,1%
Total Produits	151,95	F/kWh

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2023, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Ua Huka, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/23, était de 1,9 Millions Fcp, ce qui représente 6,5% du chiffre d'affaires 2023, soit un délai de créances clients de 23 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 Ua Huka, en moyenne 54 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 18,7% 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 Ua Huka, 10 clients ont fait l'objet d'avis de coupure au cours de l'année, soit 2,8% du nombre total de contrats.

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

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

En 2023, aucune créance irrécouvrable n'a été comptabilisée pour la concession de Ua Huka.

2.8 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2023 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS	2	2 405	69 952	29,1
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	5	14 139	736 935	52,1
07 - USAGE PROFESSIONNEL	22	69 494	4 156 633	59,8
55 - TOUS USAGES MT	1	17 173	1 009 493	58,8
Total	30	103 211	5 973 013	57,9

** Montant des kWh facturés + Montant de la prime d'abonnement, toutes taxes comprises*

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT augmente de 5,5% en 2023 et s'établit à 5,9 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 30 compteurs.

Les consommations en éclairage public augmentent de +54,5 % en volume et 0,7 Millions Fcp TTC leur sont consacrés.

2.9 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2023

Février :

- EDT partenaire avec la CCISM du label « Electricien Qualifié » : 12 électriciens ont décroché ce label permettant de garantir un service de qualité aux clients.

Août :

- Lancement de la e-facture permettant aux clients, ayant une adresse électronique associée à leur contrat d'énergie, de recevoir directement dans leur boîte mail leur facture au format PDF sans avoir besoin de se connecter au site internet.

Novembre :

- Black-out sur Tahiti à la suite d'un incident survenu sur le réseau de transport de l'électricité.

Décembre :

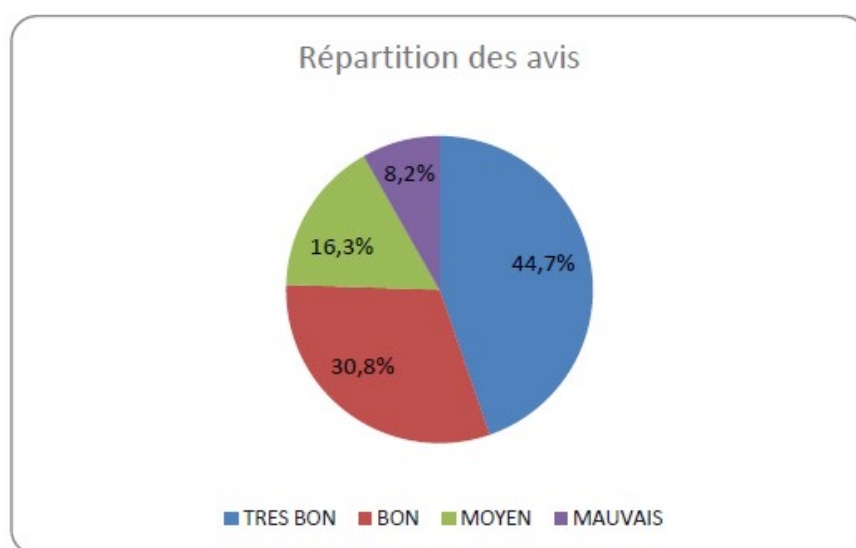
- Fin de concession pour les îles Marquises pour EDT.

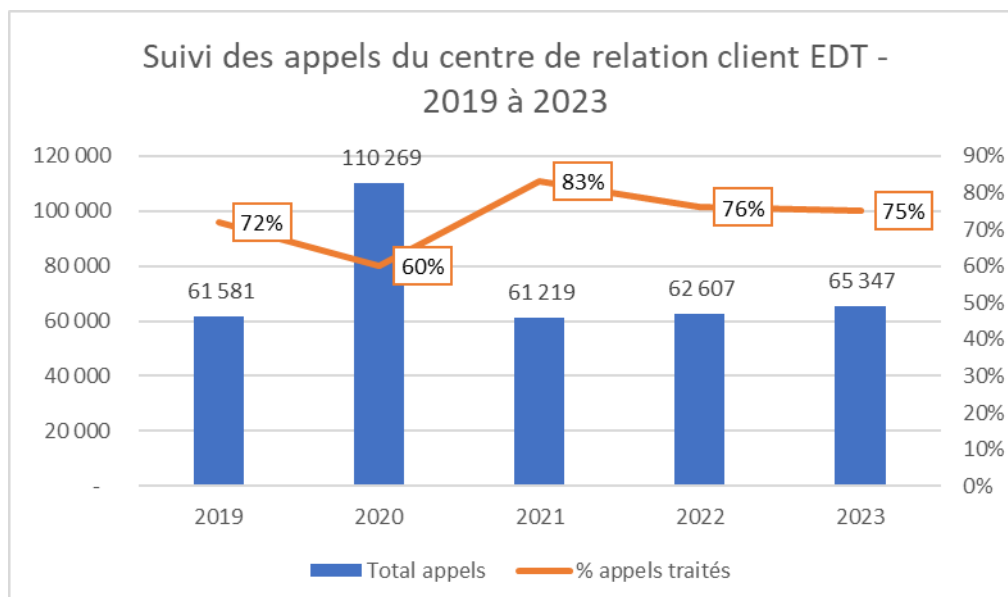
Centre de relation clients InfosConseils

Le nombre d'appels clients est en augmentation de + 4% positionnant le Centre de Relation Client comme un acteur majeur de la relation client.

Répartition générale des avis

TRES BON	BON	MOYEN	MAUVAIS
44,7%	30,8%	16,3%	8,2%
305	210	111	56





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 2023, nous enregistrons + 10 000 nouveaux abonnés portant ainsi le nombre total d'abonnés à + 128 000 inscrits aux différents services SMS et + 2.9 millions de SMS envoyés, depuis la mise en place du service en 2010.

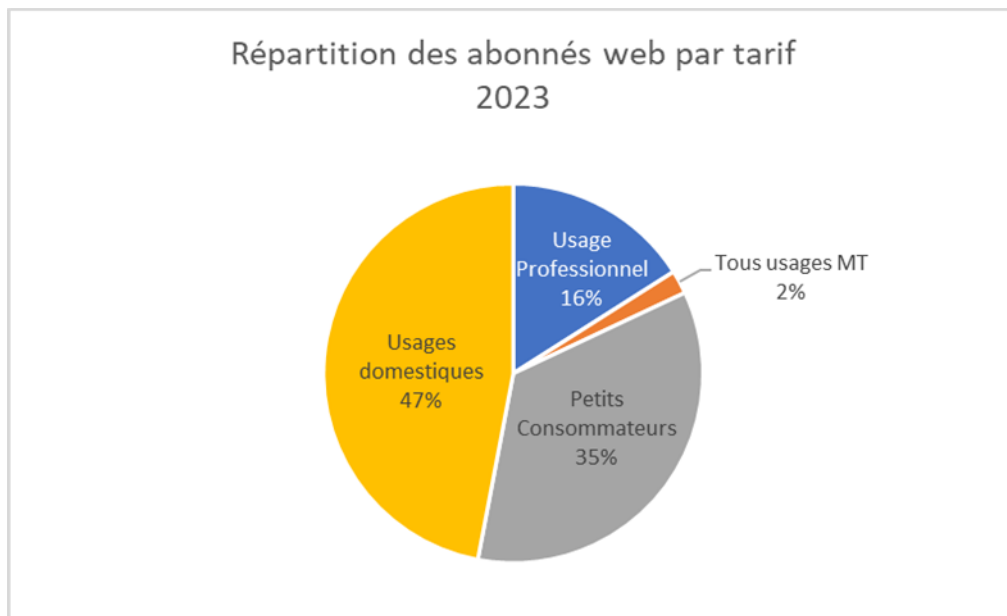
Nb contrats actifs avec service SMS en 2023

Service SMS	TAHITI	ILES	TSE	Total général
Auto-relève	9 952	986	2 301	13 239
Avis annulation coupure tvx	10 738	696	2 295	13 729
Avis confirmation coupure tvx	10 738	696	2 295	13 729
Avis coupure tvx	10 761	696	2 301	13 758
Avis passage releveur	8 743	694	1 858	11 295
Mnt fact mensuelle	9 086	914	2 124	12 124
Relance	9 101	898	2 060	12 059

Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	Nb accès WEB	%age connectés
Ua Huka	74	25,6%

Répartition des abonnés par tarif



L'année 2023 a conforté l'importance des services clients avec des taux d'adhésion importants :

- 55% des clients ont un accès web au site edt.pf
- 78% des clients ont au moins un service SMS qui leur permet d'avoir les infos suivantes :
 - Montant facture, Passage du releveur, Coupures pour travaux, Impayés

Le dernier service créé en 2023 : la e-facture permet au client de recevoir directement sa facture dans sa boîte mail et lui évite un déplacement à sa boîte aux lettres ainsi qu'un archivage de ces dernières.

On arrive à un taux de souscription de 42% des contrats à ce nouveau service, ce taux augmentera sensiblement dans le futur grâce à des campagnes de placement marketing.

A Ua Huka, 50 contrats ont basculé en E-facture ce qui représente 17,3% des contrats actifs de l'île.

Concession	Nb efacture	%age
Ua Huka	50	17,3%

Les indicateurs des réseaux sociaux montrent également une bonne progression de nos différentes communautés qui sont sensibles aux lignes éditoriales proposées.



Facebook +9%



Instagram +3%



LinkedIn +23%

Le site client continue de progresser avec succès en offrant une gamme de fonctionnalités appréciées par ses utilisateurs, parmi lesquelles le paiement en ligne et l'auto-relève sont les plus populaires. Il est à noter que les transactions effectuées via l'agence en ligne ont représenté 14% de l'ensemble des paiements en 2023.

edt.pf

+11% création espaces client

+16 % paiements en ligne

+11% 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.

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 le 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

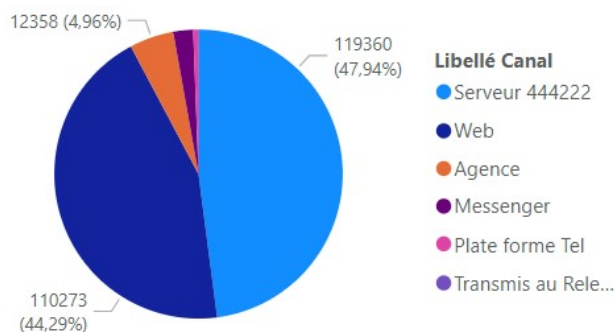
Le bilan d'énergie : pour connaître par lieu de vie sa consommation et identifier les postes sur lesquels le client peut agir pour réduire ses dépenses d'énergie, connaître son besoin en puissance, connaître le montant de sa prochaine facture.

Pour faciliter l'expérience client, les outils de calcul de la consommation, très demandés 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...)



Nb Auto-relèves par Libellé Canal



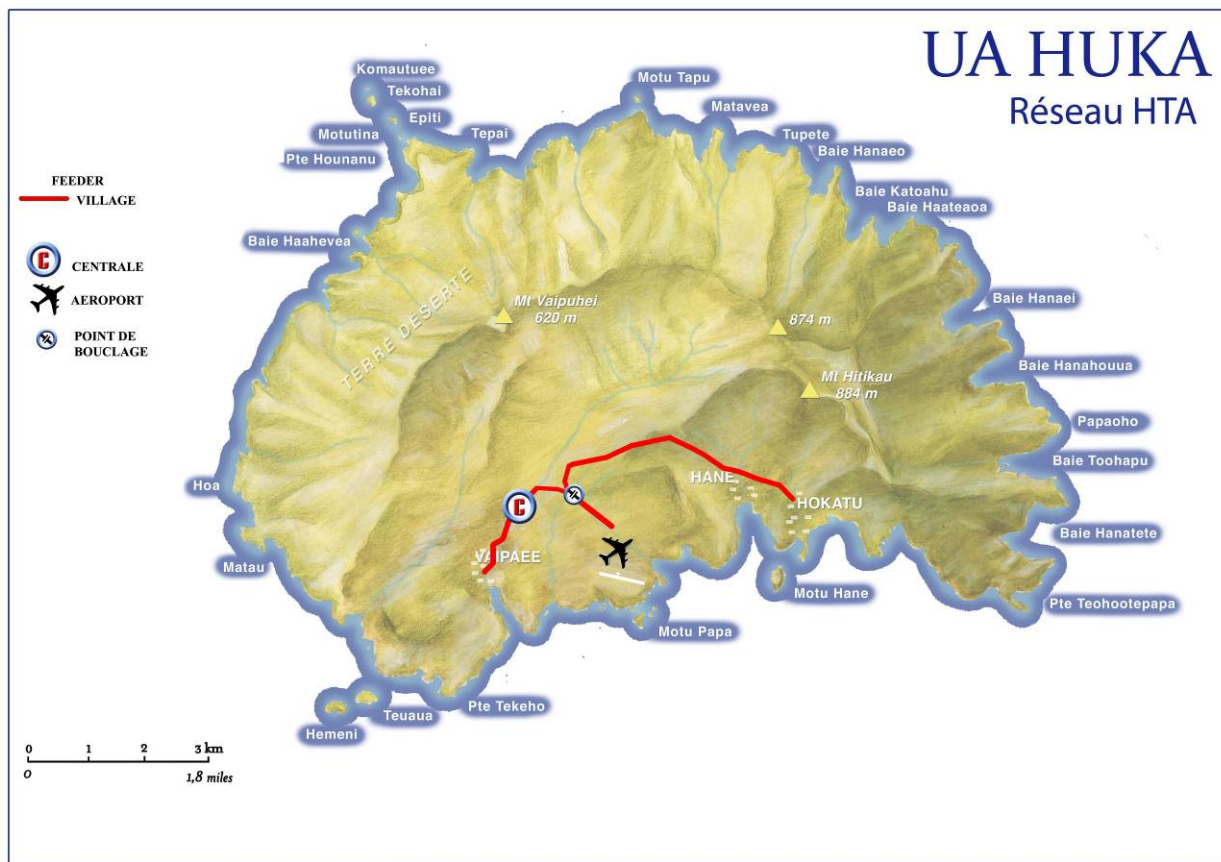
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Ua Huka
- 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 Unités d'œuvre 2023 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Ua Huka



3.1 - Autorisation d'exploitation

Faisant suite de la dépose du dossier ICPE à la DIREN, nous avons obtenu en février 2018 l'arrêté d'autorisation d'exploiter les équipements techniques de la centrale de UA HUKA référence :

Type de texte	N°	Date	Objet du texte
Arrêté	1089 MCE/ENV	06/02/2018	Autorisation d'exploitation

3.2 - Effectif de l'exploitation

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA HUKA est resté inchangé, soit 2 agents en 2023
Des renforts ont été envoyés ponctuellement en 2023 pour :

- Permettre la prise de congés des agents de UA HUKA.
- La réalisation de chantiers divers sur le réseau de distribution de l'île avec le renouvellement de supports et armements

3.3 - Détail des ouvrages de production

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Numero d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2023	HDM au 1er Janvier 2024	Nbre heure de fonctionnement
G1 UA HUKA	CUMMINS	BASE	282	226	180	G325	07/09/2021	7 373	11 615	4 242
G2 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	G180	18/04/2008	35 412	35 412	0
G3 UA HUKA	CUMMINS	BASE	282	225	180	G315	13/09/2019	12 216	16 733	4 517

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

La centrale thermique de Ua Huka a produit 835 827 kWh en 2023 contre 795 978 kWh en 2022.

Il y a eu 265 688 litres de gazole consommés en 2023 contre 240 796 litres en 2022,

De même, 823 litres d'huile ont été consommés en 2023 contre 747 litres en 2022.

La puissance de pointe appelée est de 142 kW pour 2023, supérieure à la pointe de l'année 2022 qui était de 133 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 180 kW.

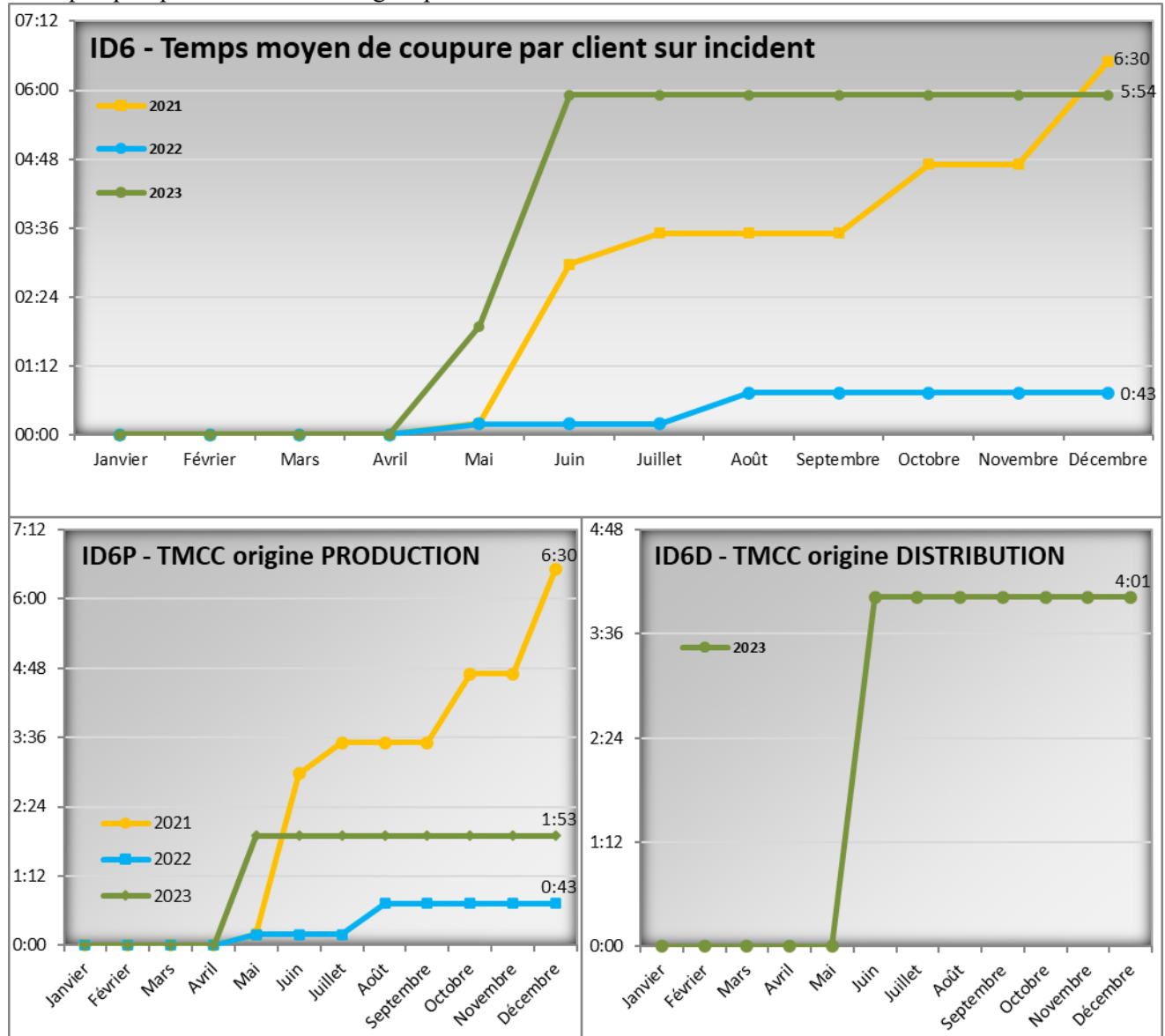
UA HUKA 2023	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	73 308	72 162	22 822	311	24	133
Février	67 411	66 438	20 798	309	85	136
Mars	73 789	72 706	24 738	335	29	142
Avril	70 866	69 881	21 917	309	82	133
Mai	72 154	71 082	19 943	276	60	130
Juin	64 235	63 617	23 684	369	61	120
Juillet	66 311	65 746	21 342	322	90	127
Août	63 141	62 331	20 718	328	58	118
Septembre	66 182	65 237	20 508	310	95	132
Octobre	71 192	70 219	22 289	313	90	137
Novembre	70 700	69 600	22 161	313	34	136
Décembre	76 538	75 406	24 768	327	115	138
TOTAL	835 827	824 425	265 688	318	823	142

3.5 - Qualité de service

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

Le TMCC de Ua Huka est de 5h54 min en 2023, en hausse par rapport à celui de 2022 qui était de 0h43mn. Cela est essentiellement dû à un incident d'origine distribution d'énergie sur le poste TEPUKE dans la vallée de HANE n° G2030.

Au vu de l'année 2023 le temps moyen de coupure vu par le client est essentiellement d'origine distribution avec quelques petits incidents d'origine production.



3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

L'exercice POI n'a pas pu être réalisé en 2023 avec l'ensemble des moyens de secours de l'île. Seuls 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 :

Il n'y a pas eu de rapatriement d'huile de vidange sur Tahiti en 2023. Il y en aura certainement dès le début de l'année 2024.

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Les faits marquants sont répartis suivants les deux domaines d'activités ci-dessous :

Dans le domaine de la distribution :

- Incident de distribution par la mise hors exploitation du poste G2032 de type Socle 100 kVA suite court-circuit en interne

Dans le Fonctionnement de l'exploitation :

- Basculement des abonnements internet à un meilleur débit, permettant l'utilisation des outils de visioconférence au bureau clientèle comme à la centrale. Etude de déploiement des outils informatiques d'exploitation comme la GMAO, le SIG et TOTI sur le site de la centrale.
- Finalisation de l'étude d'extension de l'antenne PII

3.8 - Unités d'œuvre 2023 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	142
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	180
Puissance garantie en kW (PG2)	160
Nb de kWh vendus	750 598
Quantité en litre de combustible	265 921
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	835 827
Nb de kWh solaire acheté par tarif	1 324
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	1050
Nombre d'abonnés (BT et HT)	289

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	-	-	-	1 324	-

Répartition des longueurs Réseau à fin 2023

Concession	RESEAU HT			RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT		
	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL
Ua Huka	7,62	4,19	11,81	12,82	1,81	14,62	20,44	5,99	26,43

Raccordement solaire

Concessions	Total au 31/12/2023		Raccordements au cours de l'année 2023					Tarif de rachat
	Nombre d'installations	Puissance raccordée (kWc)	CATEGORIE <= 10 kWc	CATEGORIE > 10 & < 36 kWc	CATEGORIE >= 36 & < 100 kWc	CATEGORIE >= 100 & < 400 kWc	CATEGORIE >= 400 kWc	
Ua-Huka	2	11,9	2,0	-	-	-	-	23,64

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

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

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- 4.1 Principe de la comptabilité 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 :

- La séparation des activités
- La séparation des services délégués
- Le principe du coût réel constaté
- Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- La justification du périmètre de charges
- La permanence des méthodes
- Le principe de détermination des charges économiques calculées
- Les opérations effectuées avec les parties liées
- L'identification des contrats à long terme
- Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité
- Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé
- 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 l'île de Tahiti.

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 Ua Huka, en 2023 :

- les imputations directes concernent 80 % du total des dépenses de la concession de Ua Huka. 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 20 % 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.

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 :

Ua Huka		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	-17 053	
Production thermique - frais de siège*		-58 792	
Production thermique - fonction support*		-10 310 845	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	-152 710	504 033
Distribution d'électricité - frais de siège*		-40 986	
Distribution d'électricité - fonction support*		-1 110 552	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		-18	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	-174 492	170 716
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	-13 554	
Clientèle - frais de siège*		-9 754	
Clientèle - fonction support*		-2 605 107	
Total		-14 493 864	674 749

* 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.

En complément de ces produits, des reprises de PIDR ont été comptabilisées sur la cellule "SEI Siège" pour 40,3MF et réparties sur les concessions et processus des îles selon les règles suivantes :

- Dans un 1er temps, le SEI siège est réparti sur les services dont il a la responsabilité à Puurai (sécurité, exploitation, maintenance distribution, ...) au prorata des effectifs de ces services
- Puis ces services sont répartis sur les concessions selon les règles décrites en 4.2.2.8

4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

4.1.7) La permanence des méthodes

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

Adaptation des clefs de répartition à l'organisation :

L'arrivée à échéance d'une dizaine de concessions a obligé l'entreprise à modifier son organisation et à adapter en conséquence les clefs de répartition de certaines charges indirectes.

L'adaptation des clefs de répartition à l'organisation ne constitue pas un changement de méthode comptable (avenant 18b).

En 2022, l'impact de la réduction du périmètre d'activité géré sur le montant des services supports (siège et SEI) réparties sur les différentes concessions a été neutralisé, de sorte à permettre un suivi de l'évolution de la performance économique de chaque concession prise individuellement "toutes choses égales par ailleurs".

Sur 2023, les services supports du siège et du SEI sont répartis sur les concessions bénéficiaires, (la neutralisation de l'impact du périmètre géré opérée en 2022 n'a pas été maintenue – rentabilité 2023 directement comparable à celle de 2021).

Autres adaptations

- SEI (service support technique aux îles) : des clés représentatives de l'activité de chacune des cellules du SEI ont été mises en place à compter de 2023 en remplacement d'une clef globale
- Services antérieurement repartis au travers des frais de siège
 - Service général : dédié au site de Puurai, ses coûts sont désormais imputés aux services occupant Puurai au prorata des surfaces occupées
 - Service Formation : désormais repartit sur les différents services bénéficiaires au prorata de leurs dépenses de formation
 - Service Facturation et Prépaiement : désormais intégrés dans le processus clientèle et répartis dans les concessions au prorata du nombre d'abonnés

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 « susceptible 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. Les coûts sont hors contribution pour la solidarité.

Engie

Libellé	Description	XPF
	Mise à disposition personnel	121 407
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	887 601
Assurance	EDT bénéficie de couvertures d'assurance multirisques et Responsabilité Civile souscrites par le groupe ENGIE. Chaque année, ENGIE refacture à EDT sa quote-part, à hauteur des risques assurés	339 947

Autres parties liées

Libellé	Description	XPF
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	14 168
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	1 361 425

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 forfaits avaient été arrêtés de sorte à ce que le revenu autorisé de l'année de référence, soit 2015, soit équivalent aux facturations émises sur la même période au titre de l'énergie.
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

Cf paragraphe 4.3 Comptes de la concession.

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

4.2.1 Méthodologie d'établissement des comptes

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 83 % 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 17 % 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 5,492% (+ 3,492 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de + 3,492 % (0% de surperformance financière)

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

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

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

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

Suivi des reports déficitaires	Ua Huka						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Solde à l'ouverture	0	0	0	0	0	0	0
IS déficitaire	0	0	0	0	0	0	2 117 287
Consommation IS déficitaire	0	0	0	0	0	0	0
Solde à la clôture	0	0	0	0	0	0	2 117 287

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.

4.2.2. Principes de répartition des coûts indirects

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

4.2.2.1 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.

4.2.2.2 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.

4.2.2.3 Les coûts de production :

Ce sont des charges directes des concessions concernées à l'exception de Tahiti qui possède des centrales communes pour 2 concessions.

Les montants sont répartis entre Tahiti Nord et Secosud au prorata des kWh injectés.

La refacturation des kWh produits mesurés au travers de :

- La rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1
- Des autres charges de production : P2
- Des matières consommées

est conforme à l'article 12 bis de l'avenant 17 relatif à la vente d'électricité hors du périmètre de la concession.

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.2.5 Les coûts informatiques :

Regroupés au sein du service ad hoc ces coûts, lorsqu'ils ne sont pas directement affectés à un ou plusieurs services, sont répartis en fonction du nombre de PC présents dans chaque service.

4.2.2.6 Les services généraux :

Dédié au site de Puurai, ses coûts sont imputés aux services occupant Puurai au prorata des surfaces occupées.

4.2.2.7 Le service Formation :

Ses coûts sont repartis sur les différents services bénéficiaires au prorata de leurs dépenses de formation.

4.2.2.8 Le service de support aux îles situé à Puurai :

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées selon les clés suivantes :

- Le service Sécurité : pointage des agents de la cellule
- Le service Exploitation : réparti à part égale sur chaque île
- Le service Maintenance distribution : pointage des agents de la cellule
- Le service Maintenance Production : pointage des agents de la cellule
- Le service Expédition : réparti à part égale sur chaque île

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

4.2.2.9 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 passé ;
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le service marketing & E-services : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le Service Facturation et Prépaiement : au prorata du nombre d'abonnés.

4.2.2.10 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 2023
Ua huka

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Ua huka en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua huka
Frais de siège	1 446,4	1 194,7			8,2	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles - Sécurité	34,8	34,8	2,8	0,0	2,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	12	1,0
Exploitation des îles - Exploitation	79,4	79,4	7,9	0,2	8,1	Réparti à part égale sur chaque île	10	1,0
Exploitation des îles - Maintenance distribution	42,4	42,4	4,6	0,0	4,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21	2,3
Exploitation des îles - Maintenance production	62,2	62,2	0,6	0,0	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	28	0,3
Exploitation des îles - Expédition	28,1	28,1	2,8	0,0	2,8	Réparti à part égale sur chaque île	10	1,0
Centre Marquises	23,5	23,5	2,0	0,0	2,0	Réparti au prorata des effectifs	23	2,0
Clientèle îles	23,7	23,7	0,7	-0,1	0,6	Nombre d'abonnés îles	9 357	289
Gestion des énergies	71,1	70,9	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	100,8	0,3
Gestion administrative du solaire	31,3	28,2	0,0	0,0	0,0	Contrats solaires	3 840	2
Service Grand compte	78,5	54,3	0,5	0,1	0,6	Contrats grands comptes	5 395	47
Marketing & E-services	96,1	79,2	0,3	0,0	0,3	Nombre d'abonnés	65 657	289
Facturation & Prépaiement	39,0	32,4	0,1	0,0	0,1	Nombre d'abonnés	65 657	289
Formation	84,5	84,5	0,2	0,0	0,2	Dépenses de formation (valorisées en MF)	70,1	0,1
Informatique	268,5	268,5	1,4	0,0	1,4	Nombre de PC	595	3
Total support externe					24,4			
Support interne de l'île					12,1			
Total Support					36,5			

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

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

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

- Ces montants comprennent les quote-part de support et frais de siège associées à la refacturation du P1/P2 à TSE.
- Jusqu'en 2022, la quote-part de coûts informatiques imputée aux îles en fonction du nombre de PC présents dans chaque service transitait par le SEI qui était ensuite reventilé sur les différentes îles. Ces coûts informatiques sont maintenant directement imputés aux îles concernées.

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Ua Huka	
	2023	2022
Immobilisations concédées *	243 940 571	242 008 281
- Production	97 040 719	97 010 942
- Distribution	146 899 852	144 997 339
Immobilisations privées	36 778 115	22 657 603
Immobilisations en-cours	8 383 887	20 100 311
- Distribution	8 383 887	6 517 211
- Privées	0	13 583 100
Total immobilisations brutes	289 102 573	284 766 195
Amortissements et provisions **	-169 144 999	-158 516 457
- Production	-54 553 332	-48 754 784
- Distribution	-91 686 471	-87 157 168
- Privés	-22 905 196	-22 604 505
Immobilisations nettes	119 957 574	126 249 738
Stock	6 413 645	8 395 949
Avances et acomptes	293 490	0
Créances clients	2 781 131	1 436 862
Autres créances	11 229 682	12 171 941
Provisions pour dépréciation	-1 101 746	-2 017 076
Stock et créances nets	19 616 202	19 987 676
TOTAL ACTIF	139 573 776	146 237 414

* Immobilisations concédées

	2023	2022
Production		
Concessionnaire	81 084 973	81 055 196
Total concessionnaire	81 084 973	81 055 196
Total Tiers et concédant	15 955 746	15 955 746
Total au bilan	97 040 719	97 010 942
Distribution		
Concessionnaire	133 233 666	129 435 368
Total concessionnaire	133 233 666	129 435 368
Tiers et concédant	13 666 186	15 561 971
Total au bilan	146 899 852	144 997 339

** Amortissements et provisions

	2023	2022
Production		
Concessionnaire	-43 251 343	-38 117 618
Total concessionnaire	-43 251 343	-38 117 618
Tiers et concédant	-11 301 989	-10 637 166
Total au bilan	-54 553 332	-48 754 784
Distribution		
Concessionnaire	-83 489 558	-79 507 556
Total concessionnaire	-83 489 558	-79 507 556
Tiers et concédant	-8 196 913	-7 649 612
Total au bilan	-91 686 471	-87 157 168

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	Ua Huka	
	2023	2022
Résultat	-4 599 493	4 992 724
Capitaux propres	-4 599 493	4 992 724
Droits des tiers et concédant apports gratuit	10 123 030	13 230 939
- Production	4 653 757	5 318 580
- Distribution	5 469 273	7 912 359
Droits du concédant exigible en nature	10 123 030	13 230 939
Autres provisions	6 247 079	2 279 984
- PIDR	6 247 079	2 279 984
Provision pour risques et charges	6 247 079	2 279 984
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	44 533 202	50 964 557
Clients - avances sur consommation	731 078	699 146
Fournisseurs	7 871 836	7 510 024
Dettes fiscales et sociales	15 030 586	6 357 056
Passif de renouvellement	59 371 954	60 202 984
- Production	39 969 847	39 995 333
- Distribution	19 402 106	20 207 651
Autres dettes	198 205	0
Produits constatés d'avance	66 300	0
Emprunts et dettes	83 269 959	74 769 210
TOTAL PASSIF	139 573 777	146 237 414

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

				Ua huka 2022			Ua huka 2023		
				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		50 373 504		50 373 504	51 641 660		51 641 660
		- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1		292,00		292	292,00		292
		- Forfait FP1		172 512		172 512	-176 855		-176 855
		Facturation P1 autres distributeurs							
		COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE		-41 975 625	56 569	-41 919 055	-49 317 058	21 867	-49 295 191
		par UO : Puissance maximale majorée		-143 752		-143 558	-168 894		-168 819
		- Maintenance		-17 615 906		-17 615 906	-17 262 252		-17 262 252
		- AC		-643 170		-643 170	-1 250 330		-1 250 330
		- ACE		-1 212 850		-1 212 850	-1 500 277		-1 500 277
		- MO		-15 755 206		-15 755 206	-14 495 133		-14 495 133
		- AUTRES		-4 680		-4 680	-16 512		-16 512
		- Conduite et Fonctionnement		-776 524		-776 524	-129 894		-129 894
		- AC							
		- ACE		-131 011		-131 011	-78 954		-78 954
		- MO		-61 586		-61 586	-13 404		-13 404
		- AUTRES		-583 927		-583 927	-37 536		-37 536
- Amortissement des actifs de concession		-5 379 318		-5 379 318	-5 379 318		-5 379 318		
- Dotation amortissement biens au bilan		-5 367 197		-5 367 197	-5 404 804		-5 404 804		
- Dotation / reprise de lissage		-12 121		-12 121	25 486		25 486		
- Quote part des activités support affectées		-18 203 876	56 569	-18 147 307	-26 545 593	21 867	-26 523 726		
- Fonctions supports		-14 170 314		-14 170 314	-22 162 891		-22 162 891		
- Frais de siège		-4 033 562	56 569	-3 976 993	-4 382 702	21 867	-4 360 835		
P2	Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production		6 506 214		6 506 214	7 096 225		7 096 225
		- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1		761 406		761 406	784 460		784 460
		- Forfait FP2		8,545		8,545	9,046		9,046
		Facturation P2 autres distributeurs							
		COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS			768			266	
		par UO : kWh produits sortie de centrale		-1 186 008		-1 185 240	-1 516 865		-1 516 599
		- Maintenance		-906 940		-906 940	-1 034 161		-1 034 161
		- AC		-628 059		-628 059	-723 980		-723 980
		- ACE		-13 100		-13 100	-31 310		-31 310
		- MO		-264 980		-264 980	-278 871		-278 871
		- AUTRES (provision rév groupes...)		-801		-801			
		- Traitement des effluents							
		- Quote part des activités support affectées		-279 068	768	-278 300	-482 704	266	-482 438
		- Fonctions supports		-224 310		-224 310	-429 378		-429 378
		- Frais de siège		-54 758	768	-53 990	-53 326	266	-53 060
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE : Matières consommées		20 470 414		20 470 414	23 347 215		23 347 215	
	Facturation autres distributeurs								
	Par kWh produits sortie de centrale		26,89		26,89	29,76		29,76	
	- Consommations		-20 470 414		-20 470 414	-23 347 215		-23 347 215	
	- Fioul								
	- Gasoil		-20 174 880		-20 174 880	-23 016 549		-23 016 549	
	- Huile		-295 534		-295 534	-330 666		-330 666	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS								
	- Couts directs								
	- Quote part des activités support affectées								
	- Fonctions supports								
	- Frais de siège								
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES								
	- Couts sur revente energie								
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES					300 857		300 857		
- Couts directs					-300 857		-300 857		
- Quote part des activités support affectées									
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE									
	TOTAL DES PRODUITS		77 350 132		77 350 132	82 385 957		82 385 957	
	MARGE AVANT IS		13 718 085	57 337	13 775 423	7 903 962	22 133	7 926 096	
	- I.S.		-5 292 389	-22 121	-5 314 509	-3 638 436	-10 189	-3 648 625	
	- IS report déficitaire 2021 / 2022					7 903 962	22 133	7 926 096	
	MARGE NETTE CONCESSION		8 425 697	35 217	8 460 913	7 903 962	22 133	7 926 096	
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE		7 161 842	29 934	7 191 776	7 903 962	22 133	7 926 096	
	En % des produits		9%		9%	10%		10%	

				Ua huka 2022			Ua huka 2023		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE									
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	12 128 425		12 128 425			12 669 594		12 669 594
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) - 1	25		25			26		26
	- Forfait FD2	-476 765		-476 765			479 951		479 951
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-13 157 847	32 275	-13 125 572			-18 940 783	14 880	-18 925 903
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-517 231		-515 963			-717 517		-716 953
	- Maintenance	-2 963 445		-2 963 445			-4 927 734		-4 927 734
	- AC	-730 374		-730 374			-1 506 902		-1 506 902
	- ACE	-884 280		-884 280			-1 028 804		-1 028 804
	- MO	-1 337 373		-1 337 373			-2 389 908		-2 389 908
	- AUTRES	-11 418		-11 418			-2 120		-2 120
	- Conduite et Fonctionnement	-249 567		-249 567			-333 582		-333 582
	- AC								
	- ACE	-123 696		-123 696			17 741		17 741
	- MO								
	- AUTRES	-125 871		-125 871			-351 323		-351 323
	- Amortissement des actifs de concession	-6 263 769		-6 263 769			-6 283 406		-6 283 406
ACTIVITES ANNEXES	- Reprise Provision pour Renouvellement								
	- Dotation provision pour risque								
	- Reprise lissée caducité								
	- Dotation amortissement biens au bilan	-6 225 795		-6 225 795			-7 088 951		-7 088 951
	- Dotation / reprise de lissage	-37 974		-37 974			805 545		805 545
	- Reprise provision pour risque								
	- Quote part des activités support affectées	-3 681 066	32 275	-3 648 791			-7 396 061	14 880	-7 381 181
	- Fonctions supports	-1 379 773		-1 379 773			-4 413 791		-4 413 791
	- Frais de siège	-2 301 293	32 275	-2 269 018			-2 982 270	14 880	-2 967 390
	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	702 028		702 028			731 461		731 461
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	8 540 882		8 540 882			3 497 623		3 497 623
	- Coûts directs	-8 307 228		-8 307 228			-624 431		-624 431
	- AC	-1 075 902		-1 075 902			-241 534		-241 534
	- ACE	-4 267 766		-4 267 766					
	- MO	-272 719		-272 719			-382 897		-382 897
	- AUTRES	-2 690 841		-2 690 841					
	- Quote part des activités support affectées	-477 203	1 276	-475 927			-690 753	550	-690 203
ACTIVITES ANNEXES	- Fonctions supports	-386 212		-386 212			-580 476		-580 476
	- Frais de siège	-90 991	1 276	-89 715			-110 277	550	-109 727
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	6 918 192		6 918 192			8 614 827		8 614 827
	- Coûts directs	-5 924 047		-5 924 047			-6 731 205		-6 731 205
	- AC	-1 230 549		-1 230 549			-4 003 960		-4 003 960
	- ACE	-1 732 580		-1 732 580			-785 734		-785 734
	- MO	-2 944 791		-2 944 791			-1 940 056		-1 940 056
	- AUTRES	-16 127		-16 127			-1 455		-1 455
	- Quote part des activités support affectées	-2 078 714		-2 078 714			-2 361 920		-2 361 920
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION									
	TOTAL DES PRODUITS	28 289 527		28 289 527			25 513 505		25 513 505
	MARGE AVANT IS	-1 655 512	33 551	-1 621 961			-3 835 587	15 430	-3 820 157
	- I.S.	638 691	-12 944	625 747					
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						1 765 638	-7 103	1 758 535
	MARGE NETTE CONCESSION	-1 016 821	20 607	-996 214			-3 835 587	15 430	-3 820 157
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-864 298	17 516	-846 782			-3 260 249	13 116	-3 247 133
	En % des produits	-3%		-3%			-13%		-13%

				Ua huka 2022			Ua huka 2023		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE									
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	77 350 132		77 350 132			82 116 407		82 116 407
	- Achat d'électricité d'origine thermique	77 350 132		77 350 132			82 085 100		82 085 100
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)								
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)						31 307		31 307
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE								
	- Autres revente à TSE/Tumaraa								
ACHAT AUX PRODUCTEURS	COUTS D'ACHAT	-77 350 132		-77 350 132			-82 116 407		-82 116 407
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-77 350 132		-77 350 132			-82 085 100		-82 085 100
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui								
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP								
	- Achat d'électricité d'origine solaire						-31 307		-31 307
ACHAT AUX PRODUCTEURS	GESTION ADMINISTRATIVE						-18 440	7	-18 433
	- Produits de la Redevance solaire								
	- Coûts de Fonctionnement								
	- AC								
	- ACE								
ACHAT AUX PRODUCTEURS	- MO								
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées						-18 440	7	-18 433
	- Fonctions supports						-17 092		-17 092
	- Frais de siège						-1 348	7	-1 341
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						168 960		168 960
	- Coûts directs								
	- MO								
	- Quote part des activités support affectées								
	- Fonctions supports								
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	- Frais de siège								
GESTION DE CLIENTELE	PRODUIT AUTORISE	1 418 088		1 418 088			1 503 342		1 503 342
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	276		276			282		282
	- Forfait FC	-5 138,00		-5 138			5 331,00		5 331
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	497 571		497 571			390 248		390 248
	- Frais de relance	468 576		468 576			360 678		360 678
	- Frais de perception de taxe	28 995		28 995			29 570		29 570
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-7 247 646	6 628	-7 241 018			-10 844 298	3 672	-10 840 626
	par UO : Nombre d'abonnés	-26 260		-26 236			-38 455		-38 442
	- Affranchissements	-375 438		-375 438			-371 931		-371 931
	- Fonctionnement	-2 303 759		-2 303 759			-3 235 614		-3 235 614
	- AC						-2 650		-2 650
	- ACE	-11 280		-11 280			-7 250		-7 250
	- MO	-2 096 897		-2 096 897			-3 241 152		-3 241 152
	- AUTRES	-195 582		-195 582			15 438		15 438
	- Quote part des activités support affectées	-4 568 449	6 628	-4 561 821			-7 236 753	3 672	-7 233 081
GESTION DE CLIENTELE	- Fonctions supports	-4 095 822		-4 095 822			-6 500 772		-6 500 772
	- Frais de siège	-472 627	6 628	-465 999			-735 981	3 672	-732 309
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	464 376		464 376			91 080		91 080
	- Frais de coupure	464 376		464 376			91 080		91 080
	- Coûts directs								
	- AC								
	- ACE								
ACTIVITES ANNEXES	- MO								
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées								
	- Fonctions supports								
	- Frais de siège								
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE									
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE	TOTAL DES PRODUITS	79 730 167		79 730 167			84 270 037		84 270 037
	MARGE AVANT IS	-4 867 611	6 628	-4 860 983			-8 709 108	3 679	-8 705 429
	- IS	1 877 907	-2 557	1 875 350					
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						4 009 070	-1 693	4 007 376
	MARGE NETTE CONCESSION	-2 989 704	4 071	-2 985 633			-8 709 108	3 679	-8 705 429
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 541 249	3 461	-2 537 788			-8 709 108	3 679	-8 705 429
	En % des produits	-3%		-3%			-10%		-10%

		Ua huka 2022			Ua huka 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production	624 925		624 925			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution	211 373		211 373			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
MARGE AVANT IS		836 298		836 298			
- I.S.		-322 641		-322 641			
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
MARGE NETTE CONCESSION		513 657		513 657			
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		436 609		436 609			
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	1 129 872		1 129 872	2 799 058		2 799 058
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-1 129 872		-1 129 872	-2 799 058		-2 799 058
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	MARGE AVANT IS						
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION						
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE						
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	109 985 864		109 985 864	112 883 457		112 883 457
	TOTAL DES CHARGES (**)	-101 954 604	97 517	-101 857 087	-117 524 190	41 242	-117 482 948
	MARGE AVANT IS	8 031 260	97 517	8 128 777	-4 640 733	41 242	-4 599 491
	- I.S.	-3 098 432	-37 622	-3 136 053			
	- IS report déficitaire 2021 / 2022				2 136 272	-18 985	2 117 287
	MARGE NETTE CONCESSION	4 932 828	59 895	4 992 724	-4 640 733	41 242	-4 599 491
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	4 192 904	50 911	4 243 815	-4 640 733	41 242	-4 599 491
	En % des produits	4%		4%	-4%		-4%

(*) : 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

Des reprises de provisions pour risques de redressements CPS sur indemnités forfaitaires non soumises à cotisation (en frais de siège) ont été constatées en production, en distribution et fournitures.

Le montant total de ces reprises s'élève à 41 KF.

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2022 et 2023 des éléments récurrents

Commentaires sur la variation des produits : + 3 MF

Les explications relatives aux produits comptabilisés sous le vocable « **Produit Autorisé** » sont données au paragraphe 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.
Ce poste augmente de + **6 MF**.

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

- **Distribution : - 3 MF**
 - + 2 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - + 2 MF de travaux sur réseaux HT/BT
 - – 5 MF au titre des travaux vendus dont :
 - - 8 MF au titre des extensions réseaux
 - + 3 MF au titre de l'éclairage public

Commentaires sur la variation des charges : + 16 MF

- **Production : + 11 MF**
 - + 8 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la centrale dont :
 - - 1 MF sur la conduite et fonctionnement
 - + 9 MF sur les fonctions support et frais de siège
 - + 3 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles, ...)
- **Distribution : - 1 MF**
 - + 6 MF au titre de la gestion du réseau dont :
 - + 2 MF au titre de la maintenance du réseau
 - + 4 MF sur les fonctions support et frais de siège
 - – 8 MF au titre des travaux vendus dont :
 - - 5 MF au titre de l'extension réseaux relatif à l'aéroport de UA HUKA en 2022
 - - 3 MF au titre de l'extension réseaux pour le quartier de Pahava en 2022
 - + 1 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés sur réseaux HT/BT
- **Fourniture : + 4 MF**
 - + 4 MF sur les coûts de la gestion clientèle
- **Financier : + 2 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 13 MF

La marge récurrente a été impactée par :

- Une hausse de 6 MF sur le revenu autorisé.
- Une hausse de 3 MF sur les matières consommées.
- Une hausse de 8 MF sur la maintenance et fonctionnement de la Production.

- Une hausse de 6 MF sur la maintenance et fonctionnement de la Distribution.
- Une hausse de 4 MF sur les coûts de fonctionnement du service clientèle
- Une hausse de 3 MF sur la marge des activités annexes
- Une baisse de 2 MF sur autres produits et revente d'énergie

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 Autorisé 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 2023

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, suite aux sorties de concessions, le plafond 2023 est de 570 773 800 F CFP après IS. Le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 490 723 556 F CFP après IS, il est donc inférieur au plafond.

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 ».

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE - \text{Plafonnement N-1} \\ 99.088.402 &= 75.709.880 + 23.378.522 - 0 \end{aligned}$$

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	292	292		172 512	176 855	2,5%	50 373 504	51 641 660	2,5%
Nb de kWh produits	761 406	784 460	3,0%	8,545	9,046	5,9%	6 506 214	7 096 225	9,1%
Ajustement TAC Avenant 18b									
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	25,4	26,398	3,8%	476 765	479 951	0,7%	12 128 425	12 669 594	4,5%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	276,0	282	2,2%	5 138	5 331	3,8%	1 418 088	1 503 342	6,0%
RE - "Forfaits"							70 426 231	72 910 822	3,5%
Résultat financier							1 129 872	2 799 058	147,7%
Partage des gains de rendement							836 298		
RE (Revenu de l'exploitation)							72 392 401	75 709 880	4,6%

4.4.1.2) Coûts d'Energie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

- ➔ CUHPTF = valeur des combustibles (fioul, gazole, biocarburants), des huiles et des produits de traitement des fumées consommés pour la production thermique du Concessionnaire
- ➔ 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.

		2022			2023		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	240 796	83,78	20 174 880	265 688	86,63	23 016 549
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	747	395,63	295 534	823	401,82	330 666
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	-	-	-	1 324,32	23,64	31 307,00
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				20 470 414			23 378 522

Achat de l'énergie solaire injectée dans le réseau de distribution par les centrales photovoltaïques des tiers.

Le contrat d'achat donne l'obligation aux bénéficiaires de panneaux photovoltaïques de facturer au distributeur l'énergie injectée avec une périodicité mensuelle. Il a été décidé d'appliquer la prescription quinquennale en rejetant toute facturation établie avec un retard supérieur à 5 années.

Les charges d'énergie étant répercutées au franc le franc dans le prix de vente de l'électricité, cette modification est sans impact sur le résultat de la concession.

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt 02/2023	86,63	Arrêté 93 CM 26 janvier 2023
Acpt 03/2023	86,63	Arrêté 261 CM 23 février 2023
Acpt 04/2023	86,63	Arrêté 522 CM 29 mars 2023
Acpt 05/2023	86,63	Arrêté 751 CM 26 avril 2023
Acpt 06/2023	86,63	Arrêté 831 CM 10 mai 2023
Acpt 07/2023	86,63	Arrêté 935 CM 28 juin 2023
Acpt 08/2023	86,63	Arrêté 1265 CM 26 juillet 2023
Acpt 09/2023	86,63	Arrêté 1475 CM 30 août 2023
Acpt 10/2023	86,63	Arrêté 1712 CM 27 septembre 2023
Acpt 11/2023	86,63	Arrêté 1922 CM 26 octobre 2023
Acpt 12/2023	86,63	Arrêté 2149 CM 29 novembre 2023

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.

		Ua Huka								
		2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	22 837 952	21 678 020	22 952 193	22 099 708	23 210 680	22 020 575	20 911 901	20 930 086	21 682 734
Péréquation	B	61 511 618	60 500 468	n/a	n/a	63 419 252	55 923 443	59 491 782	n/a	64 254 101
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	n/a	86 629 932	77 944 018	80 403 683	n/a	85 936 835
Ecart RA/(CA+péréquation)		14 738 831	10 349 891	62 944 874	62 634 015	n/a	n/a	3 673 820	61 339 757	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		99 088 401	92 862 815	85 897 067	84 733 723	88 369 152	85 288 264	84 077 502	82 269 843	85 936 835
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1			92 528 379							
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-3 673 820	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	2 371 716	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA				-334 436						
Produits comptabilisés		99 088 401	92 862 815	85 562 631	84 733 723	86 629 932	77 944 018	82 775 399	82 269 843	85 936 835

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 2023	Réalisé 2022
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur) <u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue/Energie produite et achetée</u>	750 598 89,7%	727 629 91,4%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	1 324	
Total Production Photovoltaïque	1 324	
Production Total EnR	1 324	
Production brute thermique à produire	835 827	795 978
Production Nette thermique à produire	824 425	784 460
Total production (EDT et Autres)	837 151	795 978
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,318	0,303
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	38 740	36 336
Achat Matière première	260 300	243 200
Stock Final	33 352	38 740
Consommation Matière 1ière	265 688	240 796
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,318	0,303
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	86,63 F	83,78 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	401,82 F	395,63 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	3 356 046	3 006 642
Achat Matière première	22 549 789	20 524 285
Stock Final	2 889 287	3 356 046
Consommation Matière 1ière	23 016 549	20 174 880
Huile	330 666	295 534
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	23 347 215	20 470 414
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF - Avec TVA sociale 1%	31 307	
(CE) TOTAL achat de matières premières	23 378 522	20 470 414

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 Plan de Renouvellement

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2022	Acquisition	Cession	2023
VB concessionnaire	81 055 196	300 857	-271 080	81 084 973
VB tiers & concédant	15 955 746			15 955 746
Immo incorporelles	0			0
Production	97 010 942	300 857	-271 080	97 040 719
VB concessionnaire	129 435 368	6 905 246	-3 106 948	133 233 666
VB tiers & concédant	15 561 971		-1 895 785	13 666 186
Immo incorporelles				0
Distribution	144 997 339	6 905 246	-5 002 733	146 899 852
Total	242 008 281	7 206 103	-5 273 813	243 940 571

Détail Production :

Distribution	N° Immo	Valeur Brute	Montant améliorant	Montant Renouvellement
141430-RENV SUPPORT HT/BT PMT 2022 UA HUKA	400000116244	6 748 151		6 748 151
540110 NVX COMPTEURS	E4900	157 095	157 095	
TOTAL FINANCEMENT CONCESSION		6 905 246	157 095	6 748 151
TOTAL FINANCEMENT TIERS		-	-	-
TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION UA HUKA		6 905 246	157 095	6 748 151

Détail Distribution :

Production	N° Immo	Valeur Brute	Montant améliorant	Montant Renouvellement
G54230-RNV ELECTROPOMPE JEV 304 EDM GO 220/M/60HZV	400000116308	300 857		300 857
TOTAL FINANCEMENT CONCESSION		300 857	-	300 857
TOTAL ACQUISITION PRODUCTION UA HUKA		300 857	-	300 857

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 8,3 MF contre 6,5 MF fin 2022 soit une augmentation de 1,8 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 & Tiers				
				B. Renouv	B. Non Renouv		Total			
BATIMENT UA HUKA	500000048	01/01/2000	35	-	-	-	-	-	-	
APPORT CONCEDANT UA HUKA	500000087	01/01/2007	24	-	-	-	15 955 746	-	11 307 451	4 648 295
REAMENAG BAT CENTRALE	600000030	01/03/2009	25,83	-	6 491 218	6 491 218	-	3 730 336	-	2 760 882
ARMOIRE SECURITE UA HUKA	600000053	01/08/2013	21,41	-	395 848	395 848	-	192 690	-	203 158
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	1200000101	01/01/2017	7	4 896 096	-	4 896 096	-	4 896 096	-	-
MOTEUR CUMMINS C250 UAHUK	1200000129	16/09/2019	7	6 290 746	-	6 290 746	-	3 858 160	-	2 432 586
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	1300000038	18/04/2008	7	1 657 889	-	1 657 889	-	1 657 889	-	-
ALTERNAT CUMMINS C250 UAH	1300000107	16/09/2019	7	2 022 026	-	2 022 026	-	1 240 123	-	781 903
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	1400000038	18/04/2008	7	4 859 939	-	4 859 939	-	4 859 939	-	-
ACCESSOIRE CUMM C250 UAHU	1400000104	16/09/2019	7	2 920 703	-	2 920 703	-	1 791 288	-	1 129 415
FILIERE UA HUKA	2500000050	01/01/2002	25	-	-	-	-	-	-	-
AMENAG NV STOCKAGE GASOIL	2600000058	01/08/2013	21,41	-	13 110 153	13 110 153	-	6 381 735	-	6 728 418
F&P SONDE CUVE GO UA HUKA	2600000073	01/05/2016	18,66	-	130 044	130 044	-	53 462	-	76 582
RENOV.TGBT TRANSFO SEPAM	2800000035	01/03/2009	25	-	13 546 582	13 546 582	-	8 043 329	-	5 503 253
FOURN BLOC 24V POUR ALIM	2800000142	01/02/2015	19,91	-	160 954	160 954	-	72 092	-	88 862
ISNTAL COFFRET COMPTAGE	2800000130	01/04/2015	19,75	-	2 413 318	2 413 318	-	1 069 945	-	1 343 373
AIR DEPOTAGE UA HUKA	3000000013	01/04/2007	25	-	6 054 335	6 054 335	-	4 059 224	-	1 995 111
DDAE ENVIRONNEMENT UAHUKA	3000000019	18/04/2008	25	-	602 000	602 000	-	378 353	-	223 647
SYST EXTINC INCENDIE HUKA	3100000068	01/01/2011	24	-	3 468 573	3 468 573	-	1 879 602	-	1 588 971
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	3100000114	01/10/2015	19,25	-	255 000	255 000	-	109 349	-	145 651
MOTEUR CUMMINS C250D6 UAH	1200000151	30/07/2021	7	4 603 477	-	4 603 477	-	1 592 749	-	3 010 728
ALTERNAT CUMMINS C250 UAH	1300000122	30/07/2021	7	3 452 608	-	3 452 608	-	1 194 562	-	2 258 046
ACCESSOIRE CUMM C250 UAHU	1400000117	30/07/2021	7	3 452 607	-	3 452 607	-	1 194 561	-	2 258 046
G54230-RNV ELECTROPOMPE	400000116308	30/11/2023	25		300 857	300 857		1 022		299 835
TOTAL PRODUCTION UA HUKA				34 156 091	46 928 882	81 084 973	15 955 746	48 256 507	11 307 451	37 476 761
TRANSFO UA HUKA 2003	6500000102	01/01/2003	25	227 161	-	227 161	-	190 915	-	36 246
TRANSFOS UA HUKA CP 2005	6500000117	01/07/2005	25	633 142	-	633 142	-	468 837	-	164 305
POSTE CP UA HUKA 20070	6500000149	01/07/2007	25	-	1 518 215	1 518 215	-	1 002 771	-	515 444
TRANSFO VAIPAEE UA HUKA	6500000165	23/07/2008	25	-	1 065 000	1 065 000	-	658 141	-	406 859
MEP COFFRET RELESTAGE DP	6500000226	01/01/2013	25	-	498 156	498 156	-	219 243	-	278 913
MEP COFFRET RELESTAGE DP	6500000227	01/01/2013	25	-	498 156	498 156	-	219 243	-	278 913
MEP COFFRET RELESTAGE DP	6500000228	01/01/2013	25	-	498 156	498 156	-	219 243	-	278 913
TRANSFO SOCLE UA HUKA	6500000231	01/01/2013	25	-	1 855 951	1 855 951	-	816 822	-	1 039 129
POSTE UA HUKA 2000	6600000058	01/01/2000	25	5 062 637	-	5 062 637	-	4 862 906	-	199 731
RENV 2 IACM PAR 2 IAM UA	8100000065	01/10/2017	15	-	4 823 956	4 823 956	-	2 010 642	-	2 813 314
RENF QTIER TEIKIHUANAKA	9000000559	01/01/2005	25	3 410 128	-	3 410 128	-	2 592 818	-	817 310
RENF RES BTA CP UA HUKA	9000000718	01/07/2006	25	-	116 877	116 877	-	81 872	-	35 005
EXT BTA QTIER FOURNIER UA	9000000854	31/05/2007	25	-	1 683 437	1 683 437	-	1 117 618	-	565 819

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 & Tiers			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
EXT BTA QTIER TEATI U A	9000000855	31/05/2007	25	-	1 050 584	1 050 584	-	697 473	-	353 111
RESEAUX CP UA HUKA 2007	9000000739	01/07/2007	25	-	3 110 097	3 110 097	-	2 054 198	-	1 055 899
RESEAUX UA HUKA 2007	9000000802	01/07/2007	25	-	-	-	317 785	-	209 895	107 890
RESEAUX UA HUKA 2007	9000000841	01/07/2007	25	-	-	-	97 468	-	64 377	33 091
RESEAUX CP UA HUKA 2008	9000000911	01/07/2008	25	-	2 148 084	2 148 084	-	1 332 636	-	815 448
EXT BTA VAIPAE UA HUKA	9000000934	23/07/2008	25	-	7 891 809	7 891 809	-	4 876 922	-	3 014 887
EXT BTA QT PAUTEHEA	9000000917	18/08/2008	25	-	528 798	528 798	-	325 276	-	203 522
RENOV.ECLAIR.PUBL.UA HUKA	9000001006	01/01/2009	25	-	367 819	367 819	-	220 772	-	147 047
RESEAUX CP UA HUKA 2009	9000000997	01/07/2009	25	-	14 567 855	14 567 855	-	8 454 944	-	6 112 911
RESEAU CP UA HUKA 2010	9000001120	01/07/2010	25	-	1 909 547	1 909 547	-	1 031 888	-	877 659
RESEAUX CP UA HUKA 2011	9000001166	01/07/2011	25	-	10 713 209	10 713 209	-	5 360 714	-	5 352 495
RESEAUX 2011 CONCED HUKA	9000001206	01/07/2011	25	-	-	-	62 032	-	31 040	30 992
RESEAUX CP UA HUKA 2012	9000001284	01/07/2012	25	-	7 852 081	7 852 081	-	3 614 109	-	4 237 972
ELECT RESEAU AERIEN FESTI	9000001339	01/01/2013	25	-	2 908 182	2 908 182	-	1 279 919	-	1 628 263
RESEAUX CP UA HUKA 2013	9000001327	01/07/2013	25	-	14 403 564	14 403 564	-	6 053 443	-	8 350 121
RESEAUX 2013 CONCED UA HU	9000001345	01/07/2013	25	-	-	-	36 733	-	15 438	21 295
RESEAUX 2015 CONCED UAH	9000001521	01/07/2015	25	-	-	-	65 406	-	22 256	43 150
14A1 LC059/2018/NO/IT UAH	9000001692	01/01/2020	25	-	1 065 662	1 065 662	-	170 506	-	895 156
RENV RSX HT/BT UA HUKA	9000001693	31/08/2020	25	-	10 546 300	10 546 300	-	1 406 559	-	9 139 741
EXTENSION BTSOUT VAIPAE	9300000266	23/07/2008	35	-	7 817 357	7 817 357	-	3 450 652	-	4 366 705
ELECT RESEAU SOUT FESTIVA	9300000433	01/01/2013	35	-	13 150 658	13 150 658	-	4 134 093	-	9 016 565
COMPTAGE UA HUKA 2001	9500000351	01/01/2001	20	-	-	-	150 348	-	150 348	-
COMPTAGE UA HUKA 2002	9500000178	01/01/2002	20	154 801	-	154 801	-	154 801	-	-
COMPTAGE UA HUKA 2002	9500000352	01/01/2002	20	-	-	-	558 094	-	558 094	-
COMPTAGE UA HUKA 2003	9500000353	01/01/2003	20	-	-	-	306 378	-	306 378	-
POSE COMPTEUR 2004 UA HUK	9500000376	01/07/2004	20	95 148	-	95 148	-	92 828	-	2 320
BRANCHEMENT UA HUKA 2004	9500000394	01/07/2004	20	-	-	-	124 700	-	121 659	3 041
BRCHT UA HUKA 2006	9500000460	01/07/2006	20	-	-	-	653 727	-	572 414	81 313
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	9500000473	01/07/2006	20	296 260	-	296 260	-	259 410	-	36 850
APPORT CONCEDANT UA HUKA	9500000506	01/01/2007	1	-	-	-	2 502 135	-	2 502 135	-
BRCHT UAHUKA 2007	9500000500	01/07/2007	20	-	-	-	658 452	-	543 629	114 823
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	9500000513	01/07/2007	20	1 238 449	-	1 238 449	-	1 022 484	-	215 965
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	9500000737	01/07/2008	20	753 793	-	753 793	-	584 551	-	169 242
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	9500000795	01/12/2009	20	-	-	-	98 743	-	69 566	29 177
COMPTAGE TIERS UAH 2010	9500000827	01/07/2010	20	-	-	-	246 533	-	166 528	80 005
BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	9500000832	01/07/2010	20	156 589	-	156 589	-	105 773	-	50 816
BRCHT/CPTAGE UA HUKA 2011	9500000854	01/07/2011	20	-	137 361	137 361	-	85 916	-	51 445
COMPTAGE TIERS UAHUKA2011	9500000874	01/07/2011	20	-	-	-	158 745	-	99 292	59 453
COMPTAGE TIERS UAHUKA2012	9500000914	01/07/2012	20	-	-	-	52 915	-	30 444	22 471
COMPTAGE TIERS UAHUKA2013	9500000962	01/07/2013	20	-	-	-	291 195	-	152 977	138 218
COMPTAGE TIERS UAHUKA2014	9500001001	01/07/2014	20	-	-	-	185 690	-	88 266	97 424

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 & Tiers
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001031	01/07/2015	20	-	182 556	182 556	-	77 649	-	104 907
COMPTAGE TIERS UAH 2015	9500001071	01/07/2015	20	-	-	-	134 511	-	57 213	77 298
COMPTAGE TIERS UAH 2016	9500001103	01/07/2016	20	-	-	-	181 235	-	68 000	113 235
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001104	01/07/2016	20	-	72 866	72 866	-	27 340	-	45 526
COMPTAGE TIERS UAH 2017	9500001121	01/07/2017	20	-	-	-	434 888	-	141 428	293 460
BRCHT/COMPTAGE UA HUKA	9500001141	01/07/2017	20	-	97 387	97 387	-	31 671	-	65 716
COMPTAGE TIERS UAH 2018	9500001177	01/07/2018	20	-	-	-	365 264	-	100 523	264 741
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001194	01/07/2019	20	-	332 663	332 663	-	74 918	-	257 745
COMPTAGE TIERS UAH 2019	9500001212	01/07/2019	20	-	-	-	390 249	-	87 886	302 363
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001230	01/07/2020	20	-	363 243	363 243	-	63 592	-	299 651
COMPTAGE TIERS UAH 2020	9500001248	01/07/2020	20	-	-	-	1 005 981	-	176 116	829 865
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001267	01/07/2021	20	-	105 946	105 946	-	13 251	-	92 695
COMPTAGE TIERS UAH 2021	9500001282	01/07/2021	20	-	-	-	1 013 256	-	126 726	886 530
RSX AERIEN TIERS UAH 2022	9000001771	01/07/2022	25	-	-	-	3 019 725	-	181 349	2 838 376
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001307	01/07/2022	20	-	418 780	418 780	-	31 437	-	387 343
COMPTAGE TIERS UAH 2022	9500001320	01/07/2022	20	-	-	-	553 998	-	41 588	512 410
141430-RENV SUPPORT HT/BT PMT 2022	400000116244	31/01/2023	25	-	6 748 151	6 748 151	-	247 001	-	6 501 150
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	E4900	23/01/2023	20	-	157 095	157 095	-	7 360	-	149 735
TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA				12 028 108	121 205 558	133 233 666	13 666 186	61 805 153	6 685 566	78 409 134
TOTAL UA HUKA				46 184 199	168 134 440	214 318 639	29 621 932	110 061 660	17 993 017	115 885 894

* incluant TVA à reverser

	Production	distribution	total
Valeur Brute Concessionnaire*	81 084 973	133 233 666	214 318 639
Valeur Brute Tiers	15 955 746	13 666 186	29 621 932
Immobilisations incorporelles	-	-	-
Valeur brute total immo concédées	97 040 719	146 899 852	243 940 571

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	2024	2025	2027	Total
G1	10 505 960		11 659 986		22 165 946
G2	6 148 108	4 836 540	6 823 446		17 808 094
G3	10 505 960		11 659 986		22 165 946
S/T Groupes	27 160 028	4 836 540	30 143 418	-	62 139 986
Filières				3 025 762	3 025 762
Bâtiments					
Total	27 160 028	4 836 540	30 143 418	3 025 762	65 165 748

Distribution

	Autres composants	Transfo	Réseaux BT	Réseaux HT	Compteurs	Total
Quantité		1	33	8	87	
Montant	794 298	1 150 160	14 539 307	5 402 220	9 683 979	31 569 964

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	-	-	-
2019	14 945 797	332 663	15 278 460
2020	-	10 630 419	10 630 419
2021	10 081 614	32 622	10 114 236
2022		62 817	62 817
2023	300 857	6 748 151	7 049 008
Cumul	25 328 268	17 806 672	43 134 940

Détail des dépenses de renouvellement

Production	n°	date mise en	VO totale	Taux	Montant
chantiers de renouvellement	immobilisation	service		d'améliorant	Renouvellement
sous total 2018					-
MOTEUR FG WILSON P250 G1		21/06/2019	3 712 322	0,00%	3 712 322
MOTEUR CUMMINS C250 UAHUK	1200000129	16/09/2019	6 290 746	0,00%	6 290 746
ALTERNAT CUMMINS C250 UAH	1300000107	16/09/2019	2 022 026	0,00%	2 022 026
ACCESSOIRE CUMM C250 UAHU	1400000104	16/09/2019	2 920 703	0,00%	2 920 703
sous total 2019					14 945 797
sous total 2020					-
MOTEUR CUMMINS C250D6 UAH	1200000151	30/07/2021	4 603 477	12,40%	4 032 646
ALTERNAT CUMMINS C250 UAH	1300000122	30/07/2021	3 452 608	12,40%	3 024 485
ACCESSOIRE CUMM C250 UAHU	1400000117	30/07/2021	3 452 607	12,40%	3 024 484
sous total 2021					10 081 614
sous total 2022					-
G54230-RNV ELECTROPOMPE	400000116308	30/11/2023	300 857	0,00%	300 857
sous total 2023					300 857
Total					25 328 268

Distribution	n°	date mise en	VO totale	Taux	Montant
chantiers de renouvellement	immobilisation	service		d'améliorant	Renouvellement
sous total 2018					-
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001194	01/07/2019	332 663	0,00%	332 663
sous total 2019					332 663
RENV RSX HT/BT UA HUKA	9000001693	31/08/2020	10 546 300	0,00%	10 546 300
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001230	01/07/2020	363 243	76,84%	84 119
sous total 2020					10 630 419
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001267	01/07/2021	105 946	69,21%	32 622
sous total 2021					32 622
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001307	01/07/2022	418 780	85,00%	62 817
sous total 2022					62 817
141430-RENV SUPPORT HT/BT PMT 2022 UA HUKA	400000116244	31/01/2023	6 748 151	0,00%	6 748 151
sous total 2023					6 748 151
Total					17 806 672

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	65 165 748	31 569 964	96 735 712
- Réalisé	(25 328 268)	(17 806 672)	(43 134 940)
Reste à faire	39 837 480	13 763 292	53 600 772

(-) = 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.

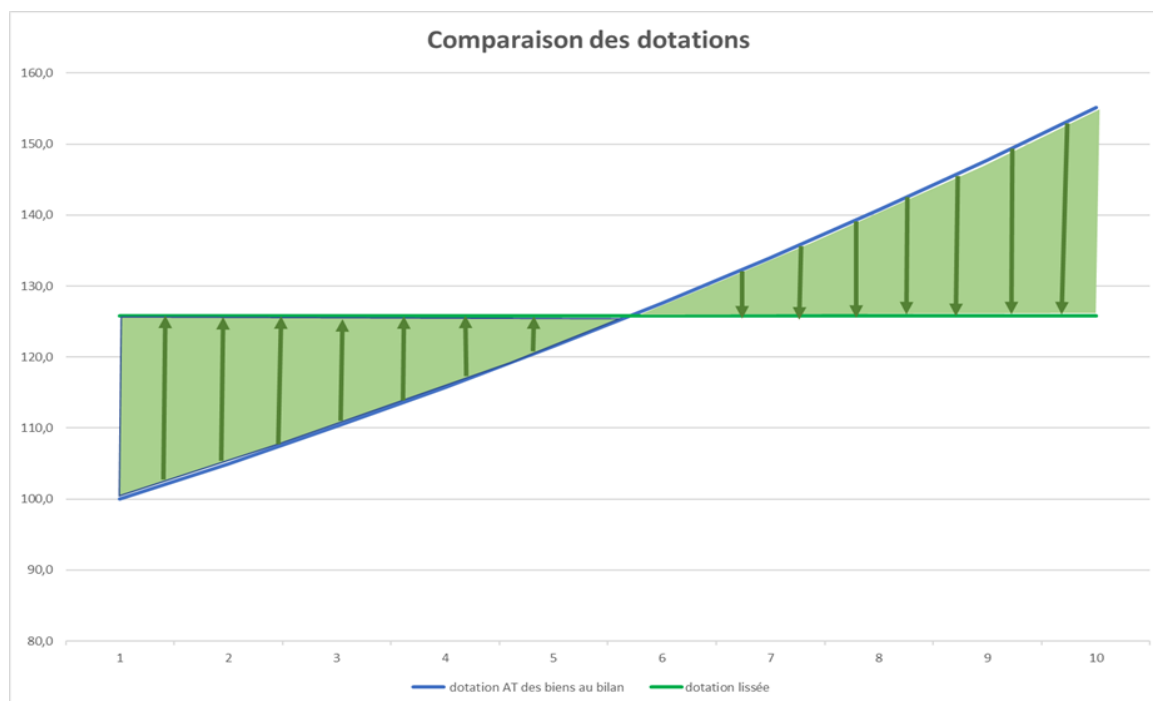
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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	93 842 365	94 927 118	94 927 118	95 732 401	95 732 401	95 629 899	95 629 899
VO Ouverture incorporel	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	4 896 096	-	14 945 797	-	10 127 649	-	300 857
Acquisitions financement Tiers							
Tranfers et TVA à reverser		-	-	-			
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(3 811 343)	-	(14 140 514)	-	(10 230 151)	-	(271 080)
					0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers		-	-	-			
VO Clôture	94 927 118	94 927 118	95 732 401	95 732 401	95 629 899	95 629 899	95 659 676
- Financements tiers cumul	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)
- IFC biens au bilan clôture	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
Base amortissable	78 971 372	78 971 372	79 776 655	79 776 655	79 674 153	79 674 153	79 703 930
Cumul doté à l'ouverture	41 190 886	43 889 492	43 321 233	33 397 047	37 613 375	32 612 317	37 841 410
Réintégration AT sur incorporel		-			-	-	-
Sortie AT sur sortie immo		(3 811 343)	(14 140 514)	-	(10 230 151)	-	(271 080)
Reste à amortir	37 780 486	38 893 223	50 595 936	46 379 608	52 290 929	47 061 836	42 133 600
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	2 698 606	3 243 084	4 216 328	4 216 328	5 229 093	5 229 093	5 266 700
Dotations cumulées	43 889 492	43 321 233	33 397 047	37 613 375	32 612 317	37 841 410	42 837 030
Vo - fin tiers - IFC - dotations	35 081 880	35 650 139	46 379 608	42 163 280	47 061 836	41 832 743	36 866 900
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(33 062 968)	(35 628 263)	(37 921 319)	(38 946 205)	(39 971 091)	(39 983 212)	(39 995 333)
Dotations/reprises B	(2 565 295)	(2 293 056)	(1 024 886)	(1 024 886)	(12 121)	(12 121)	25 486
Actif/Passif de renouvellement clôture	(35 628 263)	(37 921 319)	(38 946 205)	(39 971 091)	(39 983 212)	(39 995 333)	(39 969 847)
Dotation aux amortissements A	(2 698 606)	(3 243 084)	(4 216 328)	(4 216 328)	(5 229 093)	(5 229 093)	(5 266 700)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(5 263 901)	(5 536 140)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)
moyenne des dotations	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)
écart sur moyenne exercice	(0)	(272 239)	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687
écart sur moyenne en cumulé	(0)	(272 240)	(249 553)	(226 866)	(204 180)	(181 493)	(158 806)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	0	0	0	0	1 381 043	1 381 043
Acquisitions financement concession	-	-	-		1 381 043		
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-			
VO Clôture	-	-	-	-	1 381 043	1 381 043	1 381 043
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice					-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Base amortissable	-	-	-	-	1 381 043	1 381 043	1 381 043
Cumul doté à l'ouverture	0	-	-	-	-	(138 104)	(276 209)
Reste à amortir	-	-	-	-	1 381 043	1 242 939	1 104 834
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	-	-	-	-	(138 104)	(138 104)	(138 104)
Dotations cumulées	-	-	-	-	(138 104)	(276 209)	(414 313)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	-	-	-	1 242 939	1 104 834	966 730
Impact exercice (+) = produit	(5 263 901)	(5 536 140)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 379 318)	(5 379 318)	(5 379 318)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant					
VO Ouverture corporel	120 904 137	125 764 245	125 764 245	125 845 671	136 406 774	136 412 912	136 425 652
VO Ouverture incorporel	-	-	-	-	-	0	0
Acquisitions	4 907 090	-	332 663	10 630 419	32 622	62 817	6 748 151
Acquisitions financement Tiers							
Transferts et TVA à reverser		-	-	-			
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(20 752)	-	-	-	-	-	(3 106 948)
- origine financement tiers	(26 230)	-	(251 237)	(69 316)	(26 484)	0,0% (50 077)	0,0% (1 895 785)
VO Clôture	125 764 245	125 764 245	125 845 671	136 406 774	136 412 912	136 425 652	138 171 070
- Financements tiers cumul	(9 201 954)	(9 175 724)	(9 175 724)	(8 924 487)	(8 855 171)	(8 778 610)	(6 882 825)
- IFC biens au bilan clôture	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	-	-	-	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Base amortissable	116 562 291	116 588 521	116 669 947	127 482 287	127 557 741	127 647 042	131 288 245
Cumul doté à l'ouverture	45 715 449	50 777 811	55 822 386	60 913 953	66 965 620	73 024 832	79 093 966
Réintégration AT sur incorporel		-					
Sortie AT sur sortie immo		(20 752)	-	-	-	-	(3 106 948)
Reste à amortir	70 846 842	65 831 462	60 847 561	66 568 334	60 592 121	54 622 210	55 301 227
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	5 062 362	5 065 327	5 091 567	6 051 667	6 059 212	6 069 134	6 912 653
Dotations cumulées	50 777 811	55 822 386	60 913 953	66 965 620	73 024 832	79 093 966	82 899 672
Vo - fin tiers - IFC - dotations	65 784 480	60 766 135	55 755 994	60 516 667	54 532 909	48 553 076	48 388 573
Mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvertur	(16 209 044)	(17 307 735)	(18 404 944)	(19 474 431)	(20 121 781)	(20 169 677)	(20 207 651)
Dotations/reprises B	(1 098 691)	(1 097 209)	(1 069 487)	(647 350)	(47 896)	(37 974)	805 545
Actif/Passif de renouvellement clôture	(17 307 735)	(18 404 944)	(19 474 431)	(20 121 781)	(20 169 677)	(20 207 651)	(19 402 106)
Dotation aux amortissements A	(5 062 362)	(5 065 327)	(5 091 567)	(6 051 667)	(6 059 212)	(6 069 134)	(6 912 653)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(6 161 053)	(6 162 536)	(6 161 054)	(6 699 017)	(6 107 108)	(6 107 108)	(6 107 108)
moyenne des dotations	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)
écart sur moyenne exercice	0	(1 483)	(1)	(537 964)	53 945	53 945	53 945
écart sur moyenne en cumulé	0	(1 483)	(1 483)	(539 447)	(485 502)	(431 558)	(377 613)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	449 141	814 405	1 204 654	3 555 421	4 642 001	8 571 687
Acquisitions financement concession	14 253	-	-	1 344 786	73 324	355 963	157 095
Acquisitions autres financement Tiers	434 888	365 264	390 249	1 005 981	1 013 256	3 573 723	
VO Clôture	449 141	814 405	1 204 654	3 555 421	4 642 001	8 571 687	8 728 782
Financements tiers cumul	(434 888)	(800 152)	(1 190 401)	(2 196 382)	(3 209 638)	(6 783 361)	(6 783 361)
- IFC améliorant exercice				-	-	(121 454)	-
- IFC biens au bilan cumul	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	-	-	-	-	-	(121 454)	(121 454)
	0%	0%	0%	0%	0%	7%	6%
Base amortissable	14 253	14 253	14 253	1 359 039	1 432 363	1 666 872	1 823 967
Cumul doté à l'ouverture	0	(1 018)	(2 036)	(3 054)	(126 326)	(256 929)	(413 590)
Reste à amortir	14 253	13 235	12 217	1 355 985	1 306 037	1 409 943	1 410 377
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	(1 018)	(1 018)	(1 018)	(123 271)	(130 604)	(156 660)	(176 297)
Dotations cumulées	(1 018)	(2 036)	(3 054)	(126 326)	(256 929)	(413 590)	(589 887)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	13 235	12 217	11 199	1 232 713	1 175 434	1 253 282	1 234 080
Impact exercice (+) = produit	(6 162 071)	(6 163 554)	(6 162 072)	(6 822 288)	(6 237 712)	(6 263 769)	(6 283 406)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 1 – Variation du patrimoine immobilier

5.7 - 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 CONTINUITE 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) 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.

d) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

➤ Aspects commerciaux

e) 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.