



**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 2022**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS .....</b>	<b>3</b>
<b>1 - PRESENTATION .....</b>	<b>7</b>
1.1 - Le système électrique polynésien .....	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession .....	9
1.3 - Le cadre juridique et contractuel .....	12
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....</b>	<b>14</b>
➤ <b>Aspects commerciaux.....</b>	<b>15</b>
2.1 - Mode de détermination des tarifs .....	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2022 .....	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie .....	18
2.4 - Autres produits d'exploitation .....	19
2.5 - Statistiques de ventes .....	19
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka .....	22
2.7 - Gestion des impayés .....	24
2.8 - Dépenses de la Commune .....	24
2.9 - Services offerts à la clientèle .....	25
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	29
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....</b>	<b>31</b>
➤ <b>Bilan technique .....</b>	<b>32</b>
3.1 - Autorisation d'exploitation .....	32
3.2 - Effectif de l'exploitation .....	32
3.3 - Détail des ouvrages de production .....	33
3.4 - Données de production .....	33
3.5 - Qualité de service .....	34
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement .....	35
3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants.....	35
3.8 - Unités d'œuvre 2022 de la concession .....	36
<b>4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES .....</b>	<b>37</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée .....	38
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique .....	44
4.3 - Comptes de la concession.....	48
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés.....	54
<b>5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES .....</b>	<b>59</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier .....	60
5.2 - Situation des immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	61
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	64
5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année.....	64
5.5 - Méthode relative aux charges calculées .....	66
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	72
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	72
5.8 - Plan de Renouvellement .....	72
<b>6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....</b>	<b>73</b>

## 0 - FAITS MARQUANTS

### Communs à toutes les concessions d'EDT

#### A) Péréquation inter îles :

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

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

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

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

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

#### B) Forte augmentation du coût des produits pétroliers

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

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

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

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

### **C) Concessions à « échéance 2020 »**

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

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

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

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

### **D) Difficultés d'approvisionnement**

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

### **E) Sécurité :**

Nous enregistrons sur l'année 2022 écoulée :

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

0 accident de trajet sans arrêt

## **Spécifiques aux concessions des îles**

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

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

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

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

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

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

## **Spécifiques à la concession de 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.

Entretemps, fin 2022, 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. Cet appel d'offres doit déterminer le gestionnaire amené à reprendre l'exploitation du service public à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2024, pour 20 ans.

La CODIM elle-même n'a, à ce jour, fait aucune proposition de valorisation de rachat de la concession.

## Principaux indicateurs

		UA HUKA				
		2022		2021		
<b>CLIENTS</b>	<b>Nombre de contrats clients</b>	<b>282</b>		<b>276</b>		
	BT	281	99,65%	275	99,64%	
	MT	1	0,35%	1	0,36%	
	<b>Puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>1 128</b>		<b>1 121</b>	
	BT	1 108	98,23%	1 101	98,22%	
	MT	20	1,77%	20	1,78%	
	<b>Puissance maximale appelée (*)</b>	<b>MW</b>	<b>0,13</b>		<b>0,14</b>	
	<b>Nombre de kWh vendus total</b>		<b>727 629</b>		<b>670 867</b>	
	BT	703 606	96,70%	648 216	96,62%	
	MT	24 023	3,30%	22 651	3,38%	
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>21 678 020</b>		<b>22 952 193</b>	
	BT : Total		101 395 507	467,73%	114 069 112	496,99%
	BT : par client		360 838		414 797	
	BT : par kVA de puissance souscrite		91 554		103 614	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		20 031 816	19,76%	19 607 705	17,19%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		81 363 691	80,24%	94 461 407	82,81%
	MT : Total		12 355 641	57,00%	13 257 233	57,76%
	MT : par client		12 355 641		13 257 233	
	MT : par kVA de puissance souscrite		617 782		662 862	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		2 708 640	21,92%	2 708 640	20,43%
MT : part variable en XPF et % du CA total		9 647 001	78,08%	10 548 593	79,57%	
<b>Prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>29,79</b>		<b>34,21</b>		
BT		144,11		175,97		
MT		514,33		585,28		
<b>TECHNIQUES</b>	<b>Rendement réseaux (s/production nette)</b>	<b>0,93</b>		<b>0,88</b>		
	<b>Energie achetée</b>					
	Energie solaire kWh		0%		0%	
	Energie hydroélectrique kWh		0%		0%	
	Energie thermique kWh	784 460	100%	761 406	100%	
	Energie totale achetée	784 460		761 406		
	<b>Temps moyen de coupure</b>					
	global	0h43		6h30		
origine production	0h43		6h30			
origine transport	0		0			
origine distribution	0		0			
<b>FINANCIERS</b>	<b>Patrimoine</b>					
	<b>Longueur du réseaux hors branchement</b>	<b>Km</b>	<b>26</b>		<b>25</b>	
	<b>Valeur d'origine</b>	<b>k XPF</b>	<b>242 008</b>		<b>238 066</b>	
	<b>Valeur économique des actifs gérés (**)</b>	<b>k XPF</b>	<b>122 159</b>		<b>130 360</b>	
	<b>Travaux réalisés</b>					
	<b>Dépenses de renouvellement</b>	<b>k XPF</b>	<b>63</b>		<b>10 160</b>	
	<b>Dépenses d'améliorant</b>	<b>k XPF</b>	<b>3 930</b>		<b>2 468</b>	
	<b>Indemnité de fin de concession</b>	<b>k XPF</b>	<b>121</b>		<b>N/A</b>	
	<b>Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1))</b>	<b>k XPF</b>	<b>92 863</b>		<b>85 897</b>	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	72 392		70 808	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	20 470		15 089	
	<b>Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)</b>	<b>k XPF</b>	<b>4 993</b>		<b>7 960</b>	
<b>Ecart RA - CA - péréquation de l'année</b>	<b>k XPF</b>	<b>10 350</b>		<b>62 945</b>		

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

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

(\*\*) La valeur nette économique des actifs gérés correspond à leur valeur d'origine diminuée d'un amortissement linéaire en fonction de leur durée de vie. Elle est indépendante des modalités de financement et des clauses contractuelles.

# **1 - PRESENTATION**

## **1.1 - Le système électrique polynésien**

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

## **1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession**

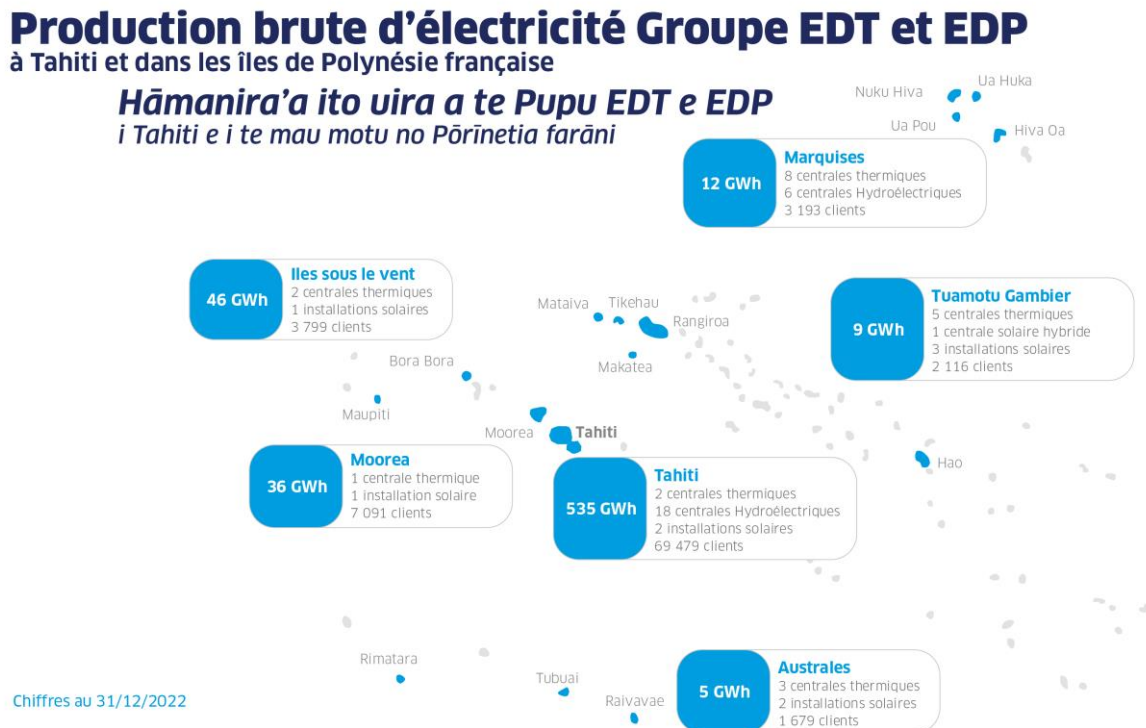
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

## **1.3 - Le cadre juridique et contractuel**

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

## 1.1 - Le système électrique polynésien

### 1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



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

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

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

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

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions en début d'année 2022, 13 à son terme).

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



Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production :

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées

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

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

## 1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

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

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

## 1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

### 1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

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

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

## 1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

A fin 2022, il est composé des sociétés suivantes :

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

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

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

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

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

### PRODUCTION

- 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 21 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
  - Solutions énergétiques
  - Comptabilité clients et recouvrement
  - Facturation
  - Réclamation
- D'un réseau de près de 25 agences permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.
- D'outils performants
  - Un centre d'appel téléphonique disponible 24/24h,
  - Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux,
  - Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc.

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

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

## **1.3 - Le cadre juridique et contractuel**

### 1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Ua Huka** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 1<sup>er</sup> décembre 2006 avec effet au 1<sup>er</sup> 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 2022
- 2.3 Chiffre d'affaires énergie
- 2.4 Autres produits d'exploitation
- 2.5 Statistiques de ventes
- 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur 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.

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

La première actualisation applicable au 1<sup>er</sup> janvier 2022, conformément à l'arrêté n° 2980 CM du 22 décembre 2021.

La seconde actualisation applicable au 1<sup>er</sup> octobre 2022, conformément à l'arrêté n° 1975 CM du 29 septembre 2022.

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

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

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

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

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



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

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

## 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur	kWh vendus postérieur	Total kWh vendus	Montant antérieur	Montant postérieur	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime d'abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2022 (kVA)	Total kWh vendus 2021
BT Usage social 1ère tranche	P1	248 163	82 460	330 623	3 005 662	982 026	3 987 688	7 793	2 056 142	646	304 324
BT Usage social 2ème tranche	P2	18 301	3 858	22 159	582 986	119 986	702 972				16 338
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	47 779	11 507	59 286	975 082	219 582	1 194 664	1 488	610 705	113	62 052
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	13 842	4 801	18 643	435 349	91 557	526 906				12 098
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	0	2 478	2 478	0	85 427	85 427				
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	0	777	777	0	21 018	21 018				
BT Eclairage public	P4	6 609	2 534	9 143	209 376	86 029	295 405	264	105 600	22	8 759
BT Usage professionnel	P5	194 067	32 820	226 887	6 986 812	1 188 077	8 174 889	4 159	1 671 384	327	244 645
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6	0	15 735	15 735	0	582 195	582 195				
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7	0	17 800	17 800	0	702 921	702 921				
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	15 206	6 843	22 049	348 509	168 544	517 053	240	401 280	20	18 717
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	0	0	0	0	0	0				
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	1 279	695	1 974	24 468	15 061	39 529				3 934
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	0	0	0	0	0	0				
Prépaiement		75	0	75	2 242	0	2 242	7			0
<b>Total</b>				<b>727 629</b>			<b>16 832 909</b>	<b>13 950</b>	<b>4 845 111</b>	<b>1 128</b>	<b>670 867</b>

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

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

**CHIFFRE D'AFFAIRES**  
**Prix moyen**

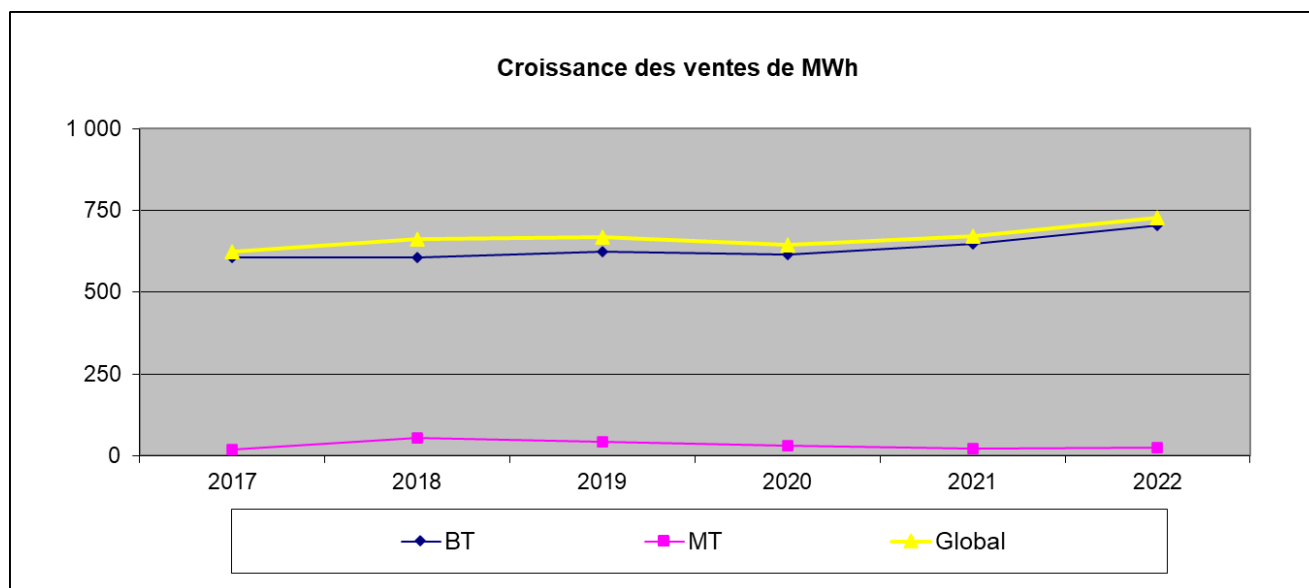
**21 678 020**  
**29,79**

## 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 :	28 995 XPF
- Frais de relance :	<u>468 576 XPF</u>
- Total	497 571 XPF

## 2.5 - Statistiques de ventes



Après une hausse de 3,9% en 2021, les ventes d'électricité s'améliorent de 8,5% sur la concession de Ua Huka, pour s'établir à **728 MWh**. L'augmentation des ventes de 8,5% (+57 MWh) est due principalement à l'augmentation des ventes en basse tension de 8,5%, soit +55 MWh, et à la hausse de 6,1% des ventes en moyenne tension (+1 MWh).

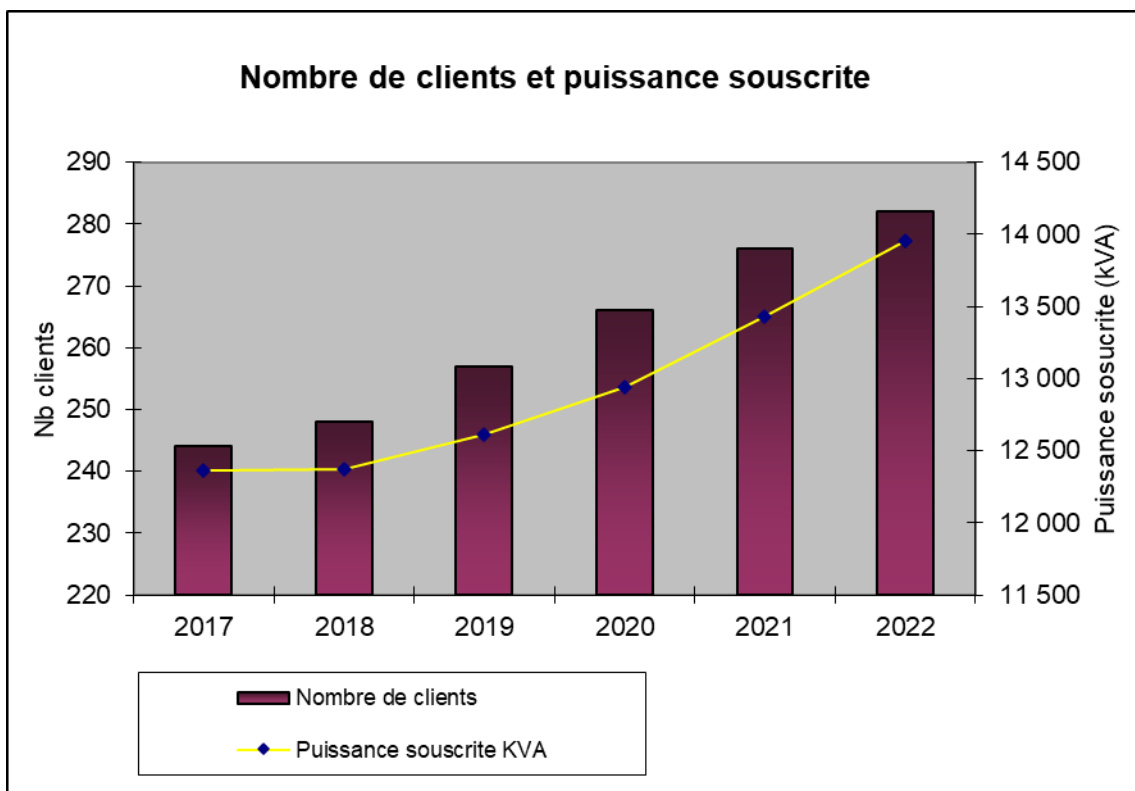
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) est en hausse de 9,2% (soit +35,9 MWh), avec une croissance pour les tarifs « petits consommateurs » qui enregistrent une progression de 10,2% (+32,5 MWh), et une hausse de +5,0% pour le segment des « classiques » (+3,4 MWh).

Les tarifs domestiques représentent plus de 60% des volumes basse tension en 2022, 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 1,3% des ventes en basse tension avec environ 9,1 MWh vendus en 2022, s'améliorent de 4,4% (soit +0,3 MWh).

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 37% des ventes basse tension, augmentent de 6,4% soit +15,7 MWh.

Les ventes en moyenne tension enregistrent une hausse de 6,1% (soit +1,3 MWh) pour s'établir à 24 MWh.



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

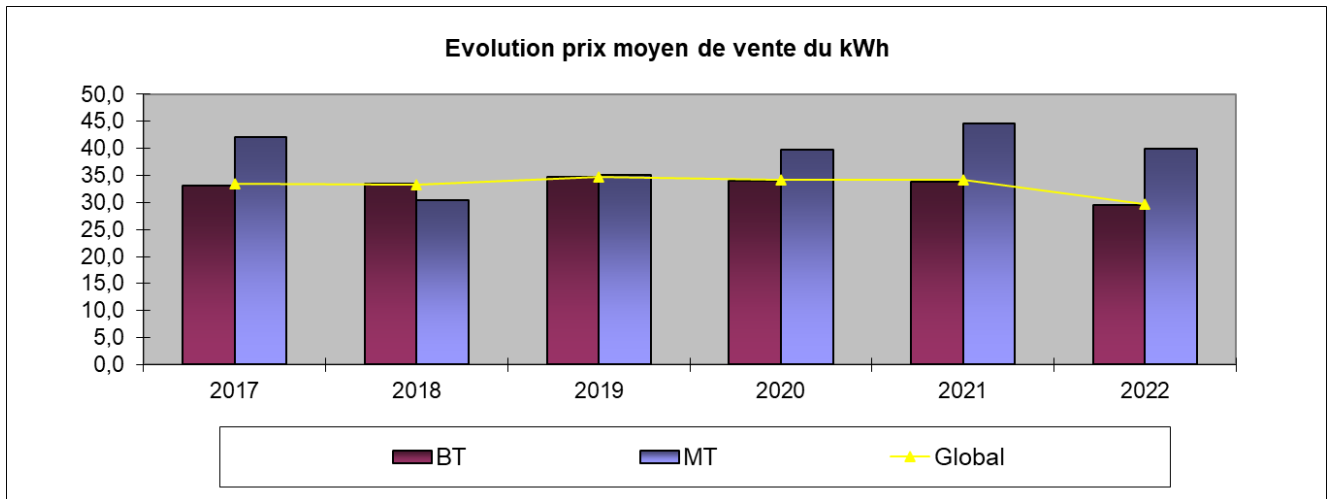
		variation / 2021 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	281	+2,2% (+ 6 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>	<u>-</u>
	282	+2,2% (+ 6 contrats)

La hausse du nombre de clients correspond à la souscription de 11 contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs » et 1 contrat en moins en tarif « classique ».

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

- Tarif « Petits Consommateurs » 70%
- Tarif Usages professionnels basse tension 16%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 9%
- Tarif Eclairage Public 3 %
- Tarif prépaiement 1%
- Tarif Moyenne tension <1%

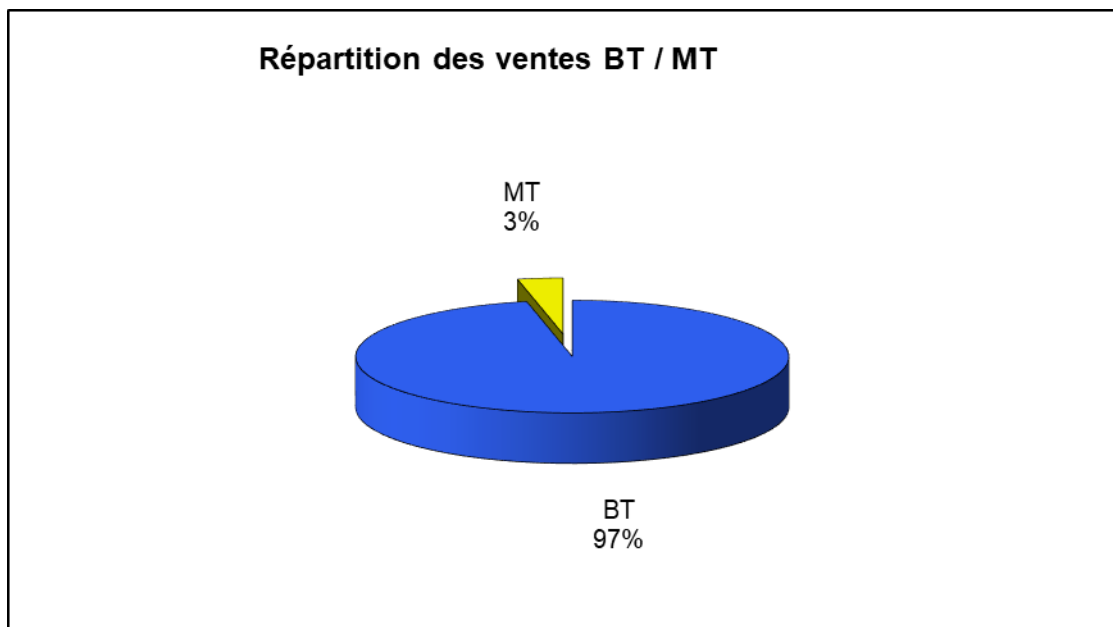
La puissance souscrite facturée s'établit à 13 950 kVA, soit une hausse de 3,9% par rapport à 2021, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



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

Tarifs basse tension	29,4 Fcp	variation / 2021	-13,0%
Tarifs moyenne tension	<u>39,9 Fcp</u>		<u>-10,6%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	29,8 Fcp		-12,9%

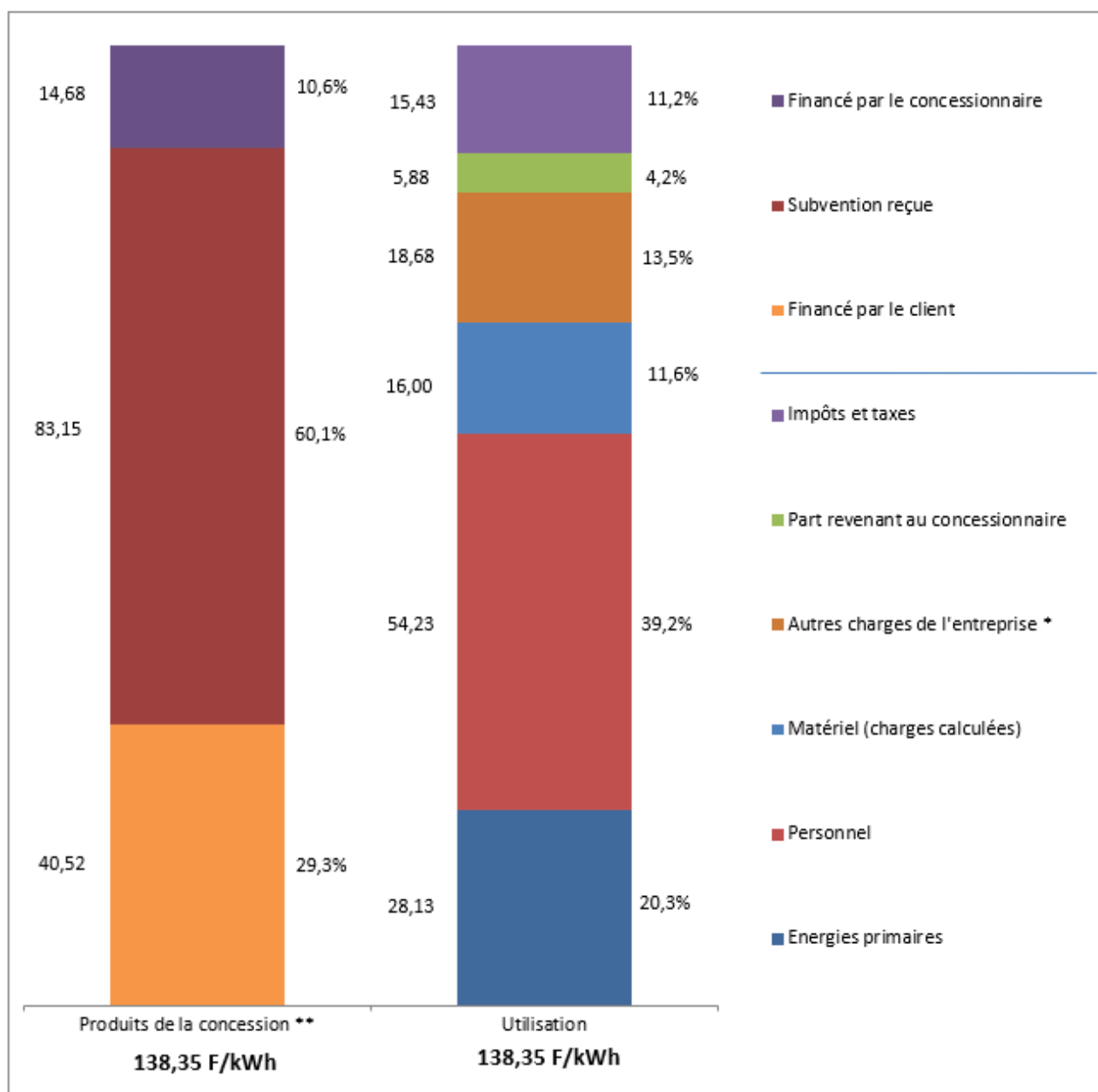
Le prix moyen de vente du kWh diminue de 12,9% et s'établit à 29,8 Fcp/kWh, en raison de la baisse des tarifs applicables au 1<sup>er</sup> janvier du fait de la mise en place de la CSE (Contribution de solidarité sur l'électricité de 6,3 xpf/kWh). Malgré une augmentation ayant eu lieu au 1<sup>er</sup> octobre 2022 pour prise en compte partielle de l'augmentation des prix des hydrocarbures.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste inchangée par rapport à 2021.

## 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka

2022 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

\*\*Dont 40,52 F/KWh (29%) 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 138,35 F.

- Le poste impôts et taxes de 15,43 F/kWh représente 11,2% des dépenses de l'exercice, il inclut :
  - les taxes communales,
  - la TVA,
  - la contribution de solidarité sur l'électricité (CSE),
  - l'IS,
  - l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes.
  - la Contribution pour la solidarité (CPS) d'une valeur de 6,30 F/kWh
 Ne sont pas inclus par simplification, la patente et l'IRCM sur les produits financiers qui figurent dans les « autres charges de l'entreprise ».

- Les énergies comprennent :
  - le coût d'achat des énergies fossiles gazole,
  - le coût d'achat des énergies renouvelables hydroélectricité et solaire,
  - le coûts des huiles.

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

- Les recettes clients de 40,52 F/kWh qui financent 29.3% des dépenses de la concession
- Les subventions de péréquation de 83,15 F/kWh qui prend en charge 60.1% des dépenses de la concession
- Le concessionnaire pour 14,68 F/kWh pour la différence soit 10.6% 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.

<b><u>Détail des produits de la concession:</u></b>	<b>en F/kWh</b>	<b>en %</b>
<b>La part financée par le client comprend:</b>		
- Les ventes d'énergie	29,79	21,5%
- Les produits accessoires	0,68	0,5%
- Les taxes communales, TVA, CPS	3,75	2,7%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	4,6%
	<hr/> 40,52	<hr/> 29,3%
 <b>Le montant brut des subventions reçues:</b>		
- Subvention de péréquation	83,15	60,1%
	<hr/> 83,15	<hr/> 60,1%
 <b>La part financée par le concessionnaire:</b>		
- Avance du concessionnaire	14,68	10,6%
	<hr/> 14,68	<hr/> 10,6%
 <b>Total Produits</b>	 138,35	 F/kWh

## **2.7 - Gestion des impayés**

A fin 2022, 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 31/12/22, était de 1,4 Millions Fcp, ce qui représente 4,2% du chiffre d'affaires 2022, soit un délai de créances clients de 15 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 81 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 28,7% 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, en moyenne 8 clients, soit 2,8% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2022, 19 167 Fcp ont été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Huka,

## **2.8 - Dépenses de la Commune**

<b>Tarifs</b>	<b>Nombre contrats</b>	<b>Consommation 2022 en kWh</b>	<b>Montant TTC facturé*</b>	<b>Prix moyen TTC*</b>
00 - PETITS CONSOMMATEURS	2	2 558	72 787	28,5
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	5	9 152	497 685	54,4
07 - USAGE PROFESSIONNEL	22	64 514	3 851 828	59,7
55 - TOUS USAGES MT	1	25 025	1 239 394	49,5
<b>Total</b>	<b>30</b>	<b>101 249</b>	<b>5 661 694</b>	<b>55,9</b>

*\* 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 13,0% en 2022 et s'établit à 5,6 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 30 compteurs.



## **2.9 - Services offerts à la clientèle**

### **Les faits marquants 2022**

Avril :

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

Juin :

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

Septembre :

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

Octobre :

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

31 décembre :

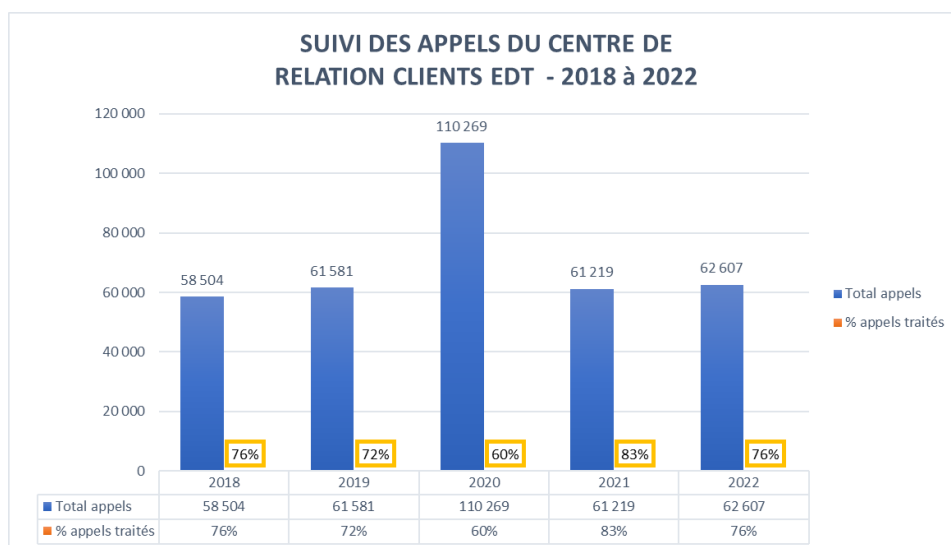
- Fin de la concession de Moorea, avec la fermeture de l'agence commerciale.

## Mesures de la satisfaction clients

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

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

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



## L'information clients par SMS

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

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

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

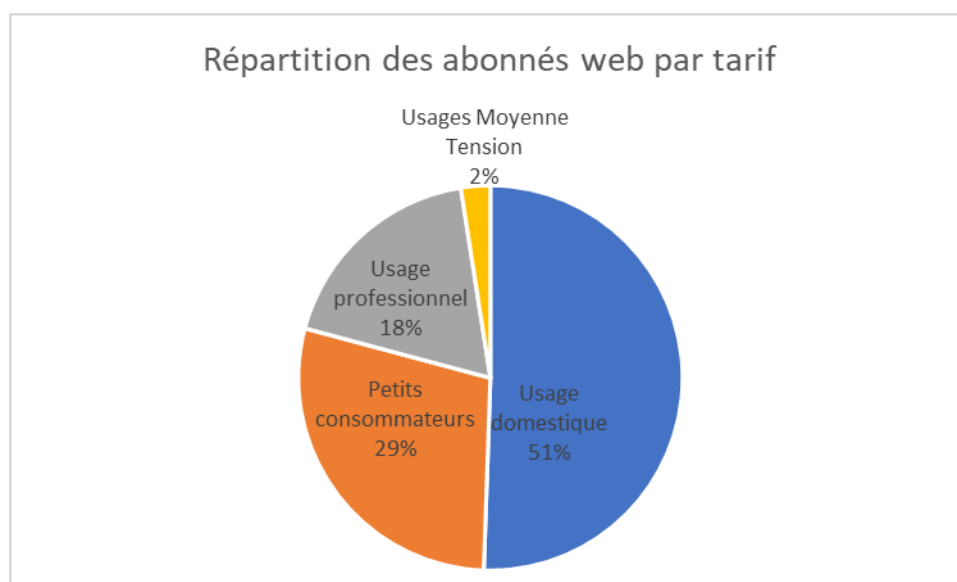
### Nb contrats actifs avec service SMS en 2022

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

## Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	Nb accès WEB	%age connectés
Ua Huka	14	5,0%

## Répartition des abonnés par tarif



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

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

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

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

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

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



Facebook +12%



Instagram +4%



LinkedIn +46%

**edt.pf**

**-2% d'utilisateurs**

**+13% création espaces client**

**+18 % paiements en ligne**

**+6% auto-relève**

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

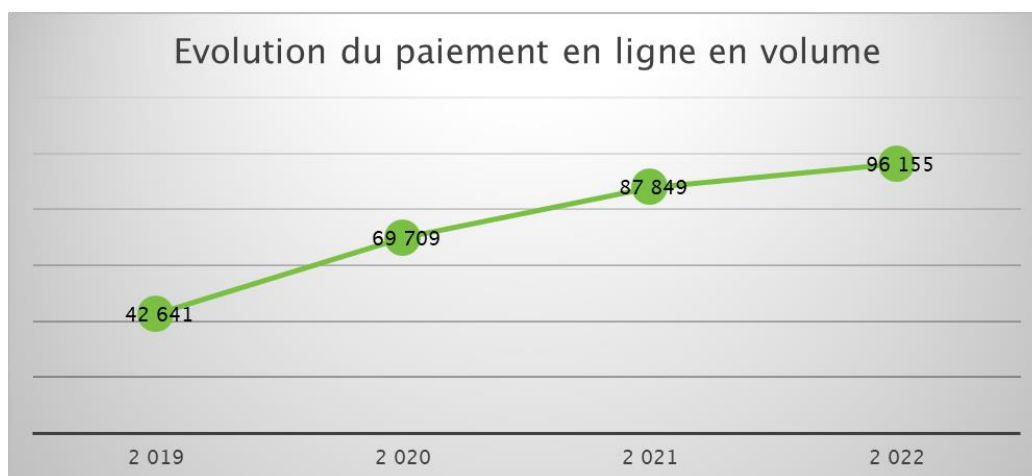


*Borne à l'agence Plaza à Faa'a*

## Agence en ligne

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

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



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

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

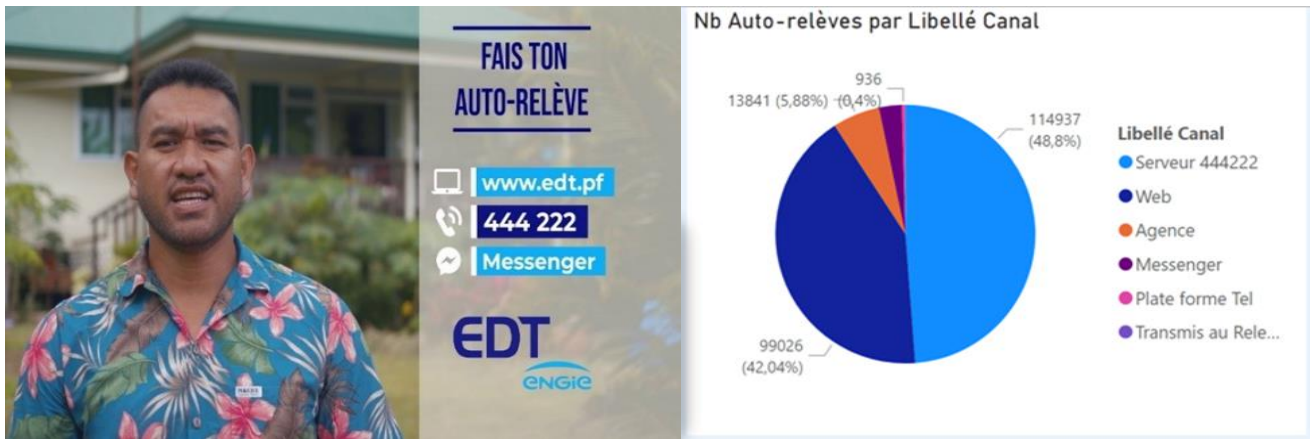
L'auto relève pour suivre et payer sa consommation au réel. L'auto-relève est proposée via trois canaux pour suivre via le serveur vocal, via l'agence en ligne « edt.pf », via Messenger EDT avec la chatbot Mareva. Le serveur vocal 444 222, une ligne téléphonique dédiée gracieusement mise à disposition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

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

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

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





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

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

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

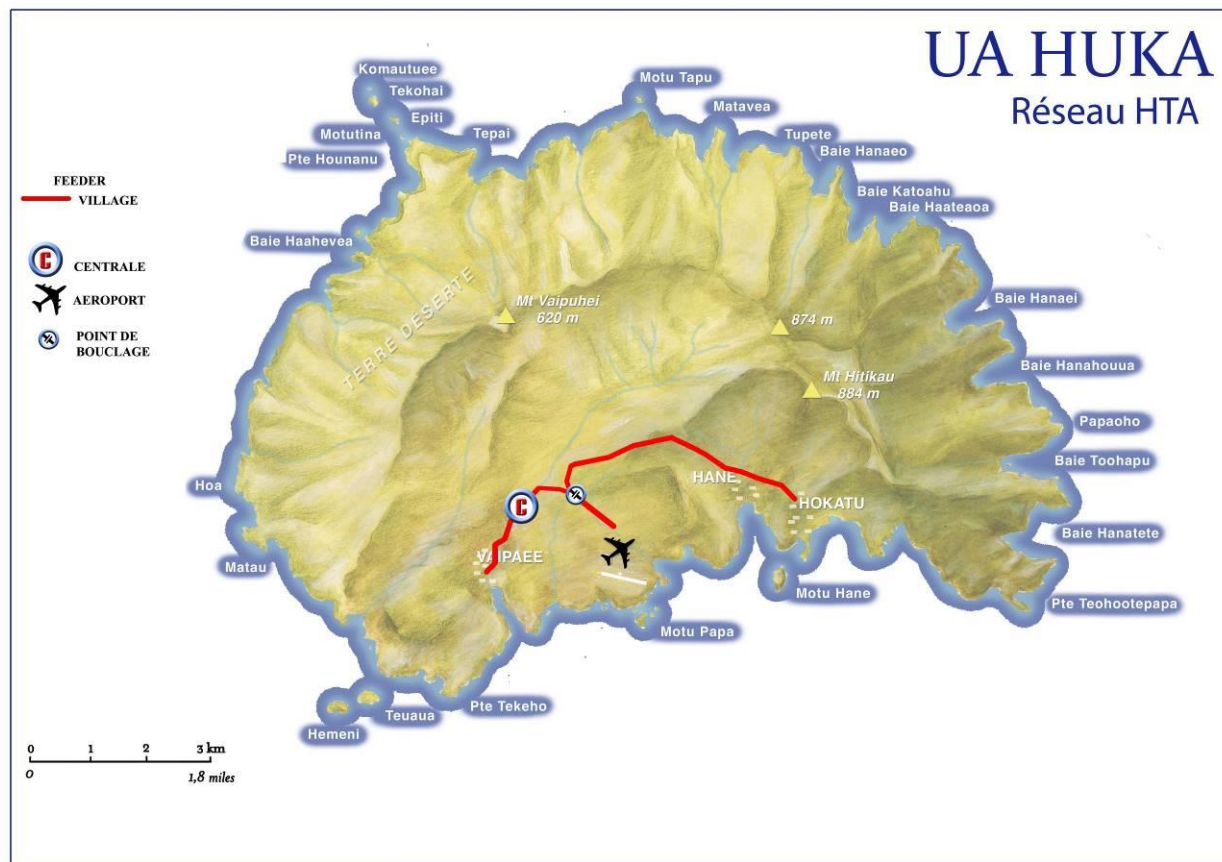
### **3 - OBLIGATIONS DE SERVICE**

#### Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 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 2022 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	<a href="#">1089 MCE/ENV</a>	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 2022. Des renforts ont été envoyés ponctuellement en 2022 pour :

- Permettre la prise de congés des agents de UA HUKA.
- La réalisation de chantiers divers sur le réseau de distribution de l'île comme la mise à jour du SIG et les chantiers Eclairage Public.



### **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 2022	HDM au 1er Janvier 2023	Nbre heure de fonctionnement
G1 UA HUKA	CUMMINS	BASE	282	226	180	G325	07/09/2021	1 785	7 373	5 588
G2 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	G180	18/04/2008	35 241	35 412	171
G3 UA HUKA	CUMMINS	BASE	282	226	180	G315	13/09/2019	9 173	12 216	3 043

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 795 978 kWh en 2022 contre 773 620 kWh en 2021.

Il y a eu 240 796 litres de gazole consommés en 2022 contre 237 853 litres en 2021,

De même, 747 litres d'huile ont été consommés en 2022 contre 729 litres en 2021.

La puissance de pointe appelée est de 133 kW pour 2022, sensiblement supérieur à la pointe de l'année 2021 qui était de 139 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 180 kW.

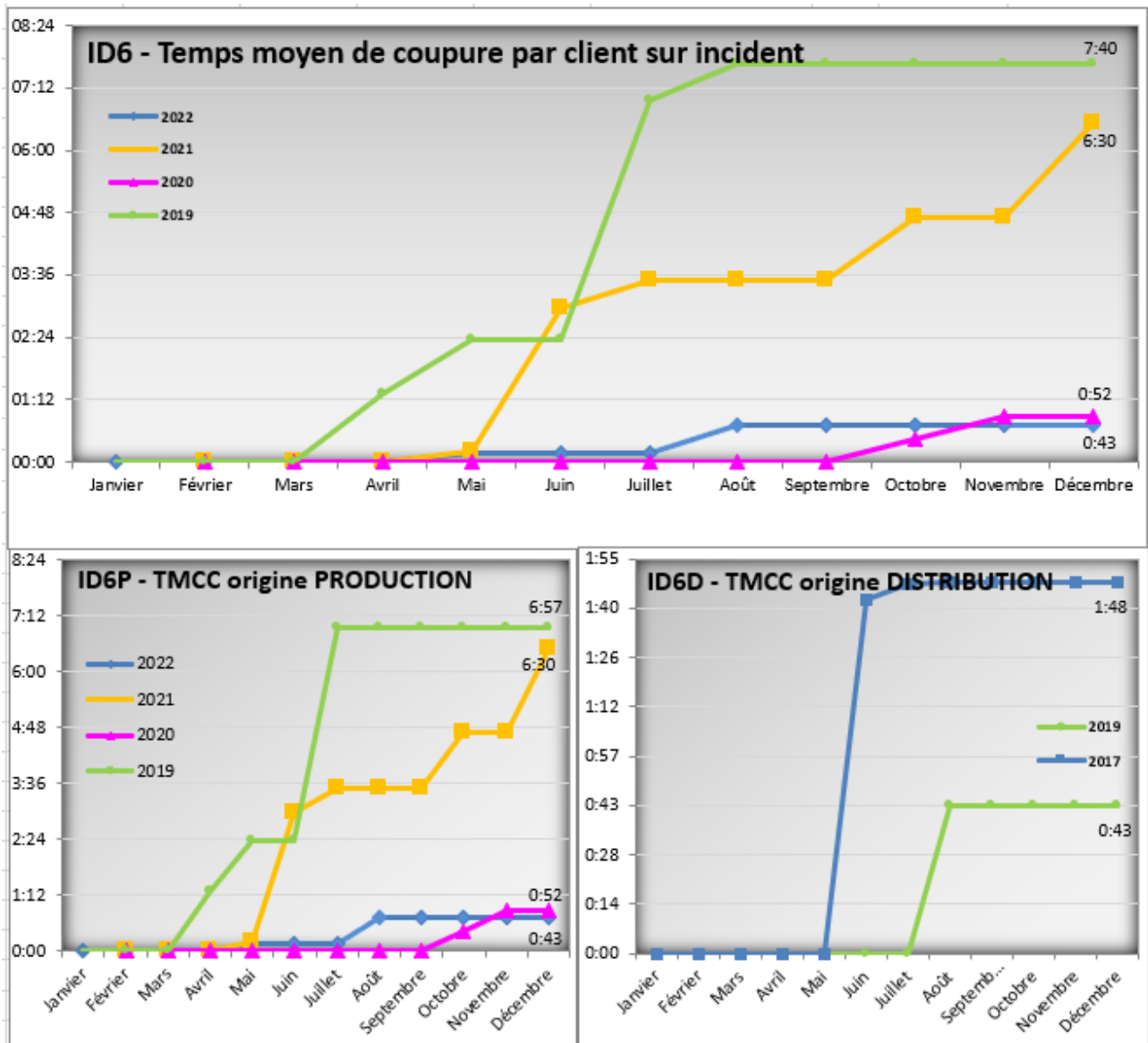
UA HUKA 2022	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	68 322	67 548	20 058	294	52	130
Février	63 419	62 630	19 126	302	60	130
Mars	72 054	70 919	22 148	307	60	125
Avril	68 222	67 191	20 034	294	56	130
Mai	66 174	65 185	20 510	310	60	125
Juin	61 971	61 072	19 270	311	58	125
Juillet	62 816	61 906	19 789	315	74	120
Août	62 541	61 574	19 871	318	32	117
Septembre	62 923	61 914	17 887	284	88	120
Octobre	68 337	67 274	21 056	308	30	126
Novembre	68 223	67 266	21 123	310	89	133
Décembre	70 976	69 981	19 924	281	88	128
<b>TOTAL</b>	<b>795 978</b>	<b>784 460</b>	<b>240 796</b>	<b>303</b>	<b>747</b>	<b>133</b>

### 3.5 - Qualité de service

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

Le TMCC de Ua Huka est de 0h43 min en 2022, en baisse par rapport à celui de 2021 qui était de 6h30 min. Cela est essentiellement dû à des incidents d'origine production sur le GE3.

Au vu de l'année 2022 le temps moyen de coupure vu par le client est essentiellement d'origine production et des travaux de coupure d'origine distribution.



### **3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement**

#### **POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie**

L'exercice POI n'a pas pu être réalisé en 2022 avec l'ensemble des moyens de secours de l'île. 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 :**

832 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2022.

### **3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants**

Les faits marquants sont répartis suivants les trois domaines d'activités :

#### **Dans le domaine production :**

- Réalisation du contrôle des protections électriques de la centrale de UA HUKA par l'équipe du TCE en novembre 2022.

#### **Dans le domaine de la distribution :**

- Réalisation du Plan à Moyen terme de renouvellement des supports de distribution de UA HUKA par le prestataire ETCLIPS.

#### **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.
- Présentation d'une parcelle foncière en vue d'un éventuel projet de ferme photovoltaïque.

### **3.8 - Unités d'œuvre 2022 de la concession**

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

Puissance maxi appelée en kW	<b>133</b>
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	<b>180</b>
Puissance garantie en kW (PG2)	<b>160</b>
Nb de kWh vendus	<b>727 629</b>
Quantité en litre de combustible	<b>240 796</b>
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	<b>784 460</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	<b>1050</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>282</b>

#### 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	-	-	-	-	-

#### Répartition des longueurs Réseau à fin 2022

Concession	RESEAU HT			RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Ua Huka	7,62	4,19	11,81	12,82	1,81	14,62	20,44	5,99	26,43	77,3%	22,7%

#### Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

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

## **4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES**

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

## **4.1 - Principes de la comptabilité appropriée**

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

### **4.1.1) La séparation des activités**

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

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

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

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

### **4.1.2) La séparation des services délégués**

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

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

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

### 4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

### 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 2022 :

- 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.

UA HUKA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
la concession	71%	8%	80%
concession	10%	10%	20%
	82%	18%	100%

#### 4.1.5) La non-compensation des produits et des charges

Les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat à l'exception des postes suivants :

Ua Huka		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	275 911	-805 591
Production thermique - frais de siège*		231 941	
Production thermique - fonction support*		40 156	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-2 648 214	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		27	
Distribution d'électricité - frais de siège*		135 691	
Distribution d'électricité - fonction support*		11 063	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	590	
Clientèle - frais de siège*		26 813	
Clientèle - fonction support*		9 483	
<b>Total</b>		<b>-1 916 539</b>	<b>-931 489</b>

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

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

#### 4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

Production :

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



#### Dispatching et conduite du réseau

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

#### Transport :

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

#### Distribution :

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

#### Gestion de clientèle :

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

#### **4.1.7) La permanence des méthodes**

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

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

#### **4.1.8) Le principe de détermination des charges économiques calculées**

Dans le cadre des principes de la « comptabilité appropriée », le concessionnaire a mis en place en 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

Cette méthode a été validée dans la cadre de l'avenant 18b.

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

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

#### 4.1.9) Les opérations effectuées avec les parties liées

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

##### Engie

Libellé	Description	54
	Mise à disposition personnel	7 207
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	750 980
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques et RC auprès de Engie S.A.	240 697

##### Autres parties liées

Libellé	Description	54
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	10 375 871
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	92 623

#### 4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

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

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- convient d'un niveau de rémunération temporaire et fixe de nouveaux forfaits de rémunération par concession et activité
- introduit à compter du 1er janvier 2020 un plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble du périmètre actuel de ses concessions
- confie à la Commission de Régulation de l'Énergie « CRE » de métropole, une mission de conciliation sur le « juste » niveau de rémunération des concessions d'EDT.

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

N/A

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

N/A

## 4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

### Bilan :

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

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

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

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

### Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
  - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
  - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
  - du plafonnement N-1 depuis l'avenant 18b du 20 juillet 2020.
- *Les frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs

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

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 2,447% (+ 0,447 % + 2 %)
  - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,568 % (+0,447 % + 1 % + 0,121 % surperformance financière)
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
    - L'impôt sur société stricto sensu
    - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

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

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

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

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

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

#### ➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

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

##### **4.2.1 Les frais de siège :**

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

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

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

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

#### **4.2.2 Les coûts d'implantation Puurai :**

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

#### **4.2.3 Les coûts de production :**

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

#### **4.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :**

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

#### **4.2.5 Les coûts informatiques :**

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

#### **4.2.6 Le service de support aux îles situé à Puurai :**

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

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

#### **4.2.7 La direction commerciale :**

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

#### 4.2.8 Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

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

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

#### Détail des frais répartis 2022 Ua huka

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions perdues (MF)	Montant réparti dans les concessions restantes (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Ua huka en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua huka
Frais de siege	1 602,4	98,6	1 264,8			6,9	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	365,1	65,7	355,8	8,9	0,5	9,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 313,4	32,8
Clientèle îles	65,3	14,5	64,3	0,9	-0,2	0,7	Nombre d'abonnés îles	28 246	382
Gestion des énergies	80,5		79,8	0,4	0,0	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	89,2	0,5
Suivi et développement	77,6		70,4	0,6	0,0	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	55,4	0,5
Suivi du patrimoine	58,0		50,9	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	29,5	0,1
Travaux réseau	106,0		105,5	0,9	-0,1	0,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,1	0,7
Service Grand compte	74,6	4,5	65,8	0,5	0,0	0,5	Contrats grands comptes	5 381	42
Marketing & E-services	101,8	6,2	86,8	0,3	0,0	0,3	Nombre d'abonnés	82 044	282
Comptabilité client et recouvrement	1,7	0,1	1,0	0,0	0,0	0,003	Nombre d'abonnés	82 044	294
Magasins	19,9	0,1	18,2	0,1	0,0	0,1	Sorties de stock valorisées	1 171 310	4 223
Support DSI sur production immobilisée	29,6		2,4			0,2			
<b>Total support externe</b>						<b>13,3</b>			
Support interne de l'île						9,0			
<b>Total Support</b>						<b>22,3</b>			

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

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

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

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

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

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

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

## 4.3 - Comptes de la concession

### 4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Ua Huka	
	2022	2021
Immobilisations concédées *	242 008 281	238 065 855
- Production	97 010 942	97 010 942
- Distribution	144 997 339	141 054 913
Immobilisations privées	22 657 603	22 657 603
Immobilisations en-cours	20 100 311	4 066 899
- Distribution	6 517 211	17 799
- Privées	13 583 100	4 049 100
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>284 766 195</b>	<b>264 790 357</b>
Amortissements et provisions **	-158 516 457	-145 657 933
- Production	-48 754 784	-42 722 764
- Distribution	-87 157 168	-80 493 076
- Privés	-22 604 505	-22 442 093
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>126 249 738</b>	<b>119 132 424</b>
Stock	8 395 949	18 663 029
Créances clients	1 436 862	8 781 930
Autres créances	12 171 941	723 174
Provisions pour dépréciation	-2 017 076	-1 187 006
<b>Stock et créances nets</b>	<b>19 987 676</b>	<b>26 981 127</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>146 237 414</b>	<b>146 113 551</b>

#### \* Immobilisations concédées

	2022	2021
<b>Production</b>		
Concessionnaire	81 055 196	81 055 196
<b>Total concessionnaire</b>	<b>81 055 196</b>	<b>81 055 196</b>
<b>Total Tiers et concédant</b>	<b>15 955 746</b>	<b>15 955 746</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>97 010 942</b>	<b>97 010 942</b>

#### \*\* Amortissements et provisions

	2022	2021
<b>Production</b>		
Concessionnaire	-38 117 618	-32 750 421
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-38 117 618</b>	<b>-32 750 421</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-10 637 166</b>	<b>-9 972 343</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-48 754 784</b>	<b>-42 722 764</b>

#### Distribution

	2022	2021
Concessionnaire	129 435 368	129 016 588
<b>Total concessionnaire</b>	<b>129 435 368</b>	<b>129 016 588</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>15 561 971</b>	<b>12 038 325</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>144 997 339</b>	<b>141 054 913</b>

#### Distribution

	2022	2021
Concessionnaire	-79 507 556	-73 281 761
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-79 507 556</b>	<b>-73 281 761</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-7 649 612</b>	<b>-7 211 315</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-87 157 168</b>	<b>-80 493 076</b>

#### 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	
	2022	2021
Résultat	4 992 724	7 960 228
<b>Capitaux propres</b>	<b>4 992 724</b>	<b>7 960 228</b>
Droits des tiers et concédant apports gratuit	13 230 939	10 810 413
- Production	5 318 580	5 983 403
- Distribution	7 912 359	4 827 010
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>13 230 939</b>	<b>10 810 413</b>
Autres provisions	2 279 984	3 483 891
- PIDR	2 279 984	3 483 891
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>2 279 984</b>	<b>3 483 891</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>	<b>50 964 557</b>	<b>46 175 325</b>
Clients - avances sur consommation	699 146	693 067
Fournisseurs	7 510 024	7 740 523
Dettes fiscales et sociales	6 357 056	5 688 988
Passif de renouvellement	60 202 984	60 152 889
- Production	39 995 333	39 983 212
- Distribution	20 207 651	20 169 677
Produits constatés d'avance	0	3 408 226
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>74 769 210</b>	<b>77 683 694</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>146 237 414</b>	<b>146 113 551</b>

Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement, il comprend à l'ouverture les provisions pour renouvellement constituées ainsi que l'amortissement technique des biens renouvelables dans les cas de remise gratuite.

### 4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Ua huka 2021			Ua huka 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>							
<b>P1</b>  <b>Puissance maximale majorée</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	<b>49 755 917</b>		<b>49 755 917</b>	<b>50 373 504</b>		<b>50 373 504</b>
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	292,00		292	292,00		292
	- Forfait FP1	171 063		171 063	172 512		172 512
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	<b>-37 464 966</b>	<b>54 177</b>	<b>-37 410 789</b>	<b>-41 975 625</b>	<b>56 569</b>	<b>-41 919 055</b>
	par UO : Puissance maximale majorée	-128 305		-128 119	-143 752		-143 558
	<b>- Maintenance</b>	<b>-14 539 507</b>		<b>-14 539 507</b>	<b>-17 615 906</b>		<b>-17 615 906</b>
	- AC	-167 677		-167 677	-643 170		-643 170
	- ACE	-1 296 086		-1 296 086	-1 212 850		-1 212 850
	- MO	-13 075 744		-13 075 744	-15 755 206		-15 755 206
	- AUTRES				-4 680		-4 680
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>-522 714</b>		<b>-522 714</b>	<b>-776 524</b>		<b>-776 524</b>
	- AC						
	- ACE	-110 592		-110 592	-131 011		-131 011
	- MO	-65 736		-65 736	-61 586		-61 586
- AUTRES	-346 386		-346 386	-583 927		-583 927	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-5 379 318</b>		<b>-5 379 318</b>	<b>-5 379 318</b>		<b>-5 379 318</b>	
- Dot. Provision pour Renouvellement							
- Dotation amortissement biens au bilan	-5 367 197		-5 367 197	-5 367 197		-5 367 197	
- Dotation / reprise de lissage	-12 121		-12 121	-12 121		-12 121	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-17 023 427</b>	<b>54 177</b>	<b>-16 969 250</b>	<b>-18 203 876</b>	<b>56 569</b>	<b>-18 147 307</b>	
- Fonctions supports	-13 735 265		-13 735 265	-14 170 314		-14 170 314	
- Frais de siège	-3 288 162	54 177	-3 233 985	-4 033 562	56 569	-3 976 993	
<b>P2</b>  <b>Charges variables de production</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	<b>6 104 630</b>		<b>6 104 630</b>	<b>6 506 214</b>		<b>6 506 214</b>
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	723 980		723 980	761 406		761 406
	- Forfait FP2	8,465		8,465	8,545		8,545
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	<b>-1 162 841</b>	<b>352</b>	<b>-1 162 489</b>	<b>-1 186 008</b>	<b>768</b>	<b>-1 185 240</b>
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,606		-1,606	-1,558		-1,557
	<b>- Maintenance</b>	<b>-979 266</b>		<b>-979 266</b>	<b>-906 940</b>		<b>-906 940</b>
	- AC	-540 217		-540 217	-628 059		-628 059
	- ACE	-320 073		-320 073	-13 100		-13 100
	- MO	-118 976		-118 976	-264 980		-264 980
	- AUTRES (provision rév groupes...)				-801		-801
	<b>- Traitement des effluents</b>						
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-183 575</b>	<b>352</b>	<b>-183 223</b>	<b>-279 068</b>	<b>768</b>	<b>-278 300</b>
	- Fonctions supports	-162 233		-162 233	-224 310		-224 310
	- Frais de siège	-21 342	352	-20 990	-54 758	768	-53 990
<b>Matières consommées</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Matières consommées</b>	<b>15 029 909</b>		<b>15 029 909</b>	<b>20 470 414</b>		<b>20 470 414</b>
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	20,76		20,76	26,89		26,89
	<b>- Consommations</b>	<b>-15 088 656</b>		<b>-15 088 656</b>	<b>-20 470 414</b>		<b>-20 470 414</b>
	- Gasoil	-14 894 605		-14 894 605	-20 174 880		-20 174 880
- Huile	-194 051		-194 051	-295 534		-295 534	
- Urée							
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>						
	- Coûts directs						
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>						
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>						
	- Coûts sur revente energie						
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>1 616 564</b>		<b>1 616 564</b>			
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-1 615 056</b>		<b>-1 615 056</b>			
	- AC	-6 440		-6 440			
	- ACE	-1 583 925		-1 583 925			
	- MO	-24 691		-24 691			
- AUTRES							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-11 993</b>		<b>-11 993</b>				
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>72 507 021</b>		<b>72 507 021</b>	<b>77 350 132</b>		<b>77 350 132</b>
	<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>17 163 509</b>	<b>54 529</b>	<b>17 218 038</b>	<b>13 718 085</b>	<b>57 337</b>	<b>13 775 423</b>
	- I.S.	-7 483 169	-23 774	-7 506 943	-5 292 389	-22 121	-5 314 509
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>9 680 340</b>	<b>30 755</b>	<b>9 711 094</b>	<b>8 425 697</b>	<b>35 217</b>	<b>8 460 913</b>
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>8 228 289</b>	<b>26 141</b>	<b>8 254 430</b>	<b>7 161 842</b>	<b>29 934</b>	<b>7 191 776</b>
	En % des produits	11%		11%	9%		9%

		Ua huka 2021			Ua huka 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	12 050 567		12 050 567	12 128 425		12 128 425
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	25		25	25		25
	- Forfait FD2	-475 556		-475 556	-476 765		-476 765
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	-10 610 929	30 490	-10 580 439	-13 157 847	32 275	-13 125 572
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-417 113		-415 914	-517 231		-515 963
	- Maintenance	-1 356 105		-1 356 105	-2 963 445		-2 963 445
	- AC	-20 293		-20 293	-730 374		-730 374
	- ACE	-359 023		-359 023	-884 280		-884 280
	- MO	-976 789		-976 789	-1 337 373		-1 337 373
	- AUTRES				-11 418		-11 418
	- Conduite et Fonctionnement	-121 493		-121 493	-249 567		-249 567
	- AC						
	- ACE	-119 246		-119 246	-123 696		-123 696
	- MO						
- AUTRES	-2 247		-2 247	-125 871		-125 871	
- Amortissement des actifs de concession	-6 237 712		-6 237 712	-6 263 769		-6 263 769	
- Dot. Provision pour Renouvellement							
- Dotation amortissement biens au bilan	-6 189 816		-6 189 816	-6 225 795		-6 225 795	
- Dotation / reprise de lissage	-47 896		-47 896	-37 974		-37 974	
- Quote part des activités support affectées	-2 895 619	30 490	-2 865 129	-3 681 066	32 275	-3 648 791	
- Fonctions supports	-1 045 084		-1 045 084	-1 379 773		-1 379 773	
- Frais de siège	-1 850 535	30 490	-1 820 045	-2 301 293	32 275	-2 269 018	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	630 499		630 499	702 028		702 028
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	1 174 055		1 174 055	8 540 882		8 540 882
	- Coûts directs	-231 548		-231 548	-8 307 228		-8 307 228
	- AC	-1 508 744		-1 508 744	-1 075 902		-1 075 902
	- ACE	-1 162 889		-1 162 889	-4 267 766		-4 267 766
	- MO	-203 628		-203 628	-272 719		-272 719
	- AUTRES	2 643 713		2 643 713	-2 690 841		-2 690 841
	- Quote part des activités support affectées	-281 292	752	-280 540	-477 203	1 276	-475 927
	- Fonctions supports	-235 644		-235 644	-386 212		-386 212
	- Frais de siège	-45 648	752	-44 896	-90 991	1 276	-89 715
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	123 745		123 745	6 918 192		6 918 192
	- Coûts directs	-85 613		-85 613	-5 924 047		-5 924 047
	- AC	-60 186		-60 186	-1 230 549		-1 230 549
	- ACE				-1 732 580		-1 732 580
- MO	-25 427		-25 427	-2 944 791		-2 944 791	
- AUTRES				-16 127		-16 127	
- Quote part des activités support affectées	-37 187		-37 187	-2 078 714		-2 078 714	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>		13 978 866		13 978 866	28 289 527		28 289 527
<b>MARGE AVANT IS</b>		2 732 297	31 242	2 763 539	-1 655 512	33 551	-1 621 961
- I.S.		-1 191 262	-13 621	-1 204 884	638 691	-12 944	625 747
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>		1 541 035	17 621	1 558 656	-1 016 821	20 607	-996 214
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>		1 309 880	14 978	1 324 857	-864 298	17 516	-846 782
En % des produits		9%		9%	-3%		-3%

		Ua huka 2021			Ua huka 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>ACHAT AUX PRODUCTEURS</b>	<b>PRODUIT AUTORISE et redevance solaire</b>	<b>70 890 457</b>		<b>70 890 457</b>	<b>77 350 132</b>		<b>77 350 132</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique	70 890 457		70 890 457	77 350 132		77 350 132
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa						
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	<b>-70 890 457</b>		<b>-70 890 457</b>	<b>-77 350 132</b>		<b>-77 350 132</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-70 890 457		-70 890 457	-77 350 132		-77 350 132
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire						
	<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>						
	- Produits de la Redevance solaire						
	- Coûts de Fonctionnement						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	<b>1 347 609</b>		<b>1 347 609</b>	<b>1 418 088</b>		<b>1 418 088</b>
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	266		266	276		276
	- Forfait FC	-5 086,00		-5 086	-5 138,00		-5 138
	<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>	<b>356 795</b>		<b>356 795</b>	<b>497 571</b>		<b>497 571</b>
	- Frais de relance	330 216		330 216	468 576		468 576
	- Frais de perception de taxe	26 579		26 579	28 995		28 995
	<b>COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	<b>-8 177 836</b>	<b>8 829</b>	<b>-8 169 007</b>	<b>-7 247 646</b>	<b>6 628</b>	<b>-7 241 018</b>
	par UO : Nombre d'abonnés	-30 744		-30 711	-26 260		-26 236
	- Affranchissements	-325 982		-325 982	-375 438		-375 438
	- Fonctionnement	-2 628 762		-2 628 762	-2 303 759		-2 303 759
- AC	-70 310		-70 310				
- ACE	-18 100		-18 100	-11 280		-11 280	
- MO	-2 478 059		-2 478 059	-2 096 897		-2 096 897	
- AUTRES	-62 293		-62 293	-195 582		-195 582	
- Quote part des activités support affectées	-5 223 092	8 829	-5 214 263	-4 568 449	6 628	-4 561 821	
- Fonctions supports	-4 687 264		-4 687 264	-4 095 822		-4 095 822	
- Frais de siège	-535 828	8 829	-526 999	-472 627	6 628	-465 999	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>180 000</b>		<b>180 000</b>	<b>464 376</b>		<b>464 376</b>
	- Frais de coupure	180 000		180 000	464 376		464 376
	- Coûts directs	-37 043		-37 043			
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-37 043		-37 043			
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-62 749	136	-62 613			
	- Fonctions supports	-54 477		-54 477			
	- Frais de siège	-8 272	136	-8 136			
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>72 774 860</b>		<b>72 774 860</b>	<b>79 730 167</b>		<b>79 730 167</b>
	<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-6 393 224</b>	<b>8 965</b>	<b>-6 384 259</b>	<b>-4 867 611</b>	<b>6 628</b>	<b>-4 860 983</b>
	- I.S.	2 787 401	-3 909	2 783 492	1 877 907	-2 557	1 875 350
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>-3 605 823</b>	<b>5 056</b>	<b>-3 600 767</b>	<b>-2 989 704</b>	<b>4 071</b>	<b>-2 985 633</b>
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>-3 064 950</b>	<b>4 298</b>	<b>-3 060 652</b>	<b>-2 541 249</b>	<b>3 461</b>	<b>-2 537 788</b>
	En % des produits	-4%		-4%	-3%		-3%

		Ua huka 2021			Ua huka 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	Tarif public combustible						
	<b>PRODUIT AUTORISE Rendement de production</b>	519 335		519 335	624 925		624 925
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	<b>PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution</b>				211 373		211 373
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	754 664		754 664	1 129 872		1 129 872
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-757 614		-757 614	-1 129 872		-1 129 872
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	<b>MARGE AVANT IS</b>	-2 950		-2 950			
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS (*)</b>	89 644 290		89 644 290	109 985 864		109 985 864
	<b>TOTAL DES CHARGES (*)</b>	-75 625 323	94 736	-75 530 587	-101 954 604	97 517	-101 857 087
	<b>MARGE AVANT IS</b>	14 018 967	94 736	14 113 703	8 031 260	97 517	8 128 777
	- I.S.	-6 112 171	-41 304	-6 153 475	-3 098 432	-37 622	-3 136 053
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	7 906 796	53 432	7 960 228	4 932 828	59 895	4 992 724
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	6 720 777	45 417	6 766 194	4 192 904	50 911	4 243 815
	En % des produits	7%		8%	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

+ 0.1 MF lié à une provision pour risque (en frais de siège)

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

Commentaires sur la variation des produits : + 20 MF

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

Ce poste augmente de + **7 MF**.

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + **13 MF** sont :

- **Production : – 1 MF**

- – 1 MF au titre des travaux immobilisés dont :
  - - 1 MF au titre du renouvellement du groupe 1 en 2021

- **Distribution : + 14 MF**

- + 7 MF au titre des travaux immobilisés dont :
  - + 7 MF au titre du renouvellement améliorant réseau HTA et BT en 2022
- + 7 MF au titre des travaux vendus dont :
  - + 8 MF au titre des extensions réseaux
  - - 1 MF au titre des branchements neufs

#### Commentaires sur la variation des charges : + 26 MF

- **Production : + 8 MF**

- + 5 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- + 4 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la centrale dont :
  - + 3 MF sur la maintenance de la centrale
  - + 1 MF sur les fonctions support et frais de siège
- - 1 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés dont :
  - - 1 MF au titre du renouvellement du groupe 1 en 2021

- **Distribution : + 19 MF**

- + 8 MF au titre des travaux vendus dont :
  - + 8 MF au titre des extensions réseaux (Chantier quartier Pahava Hokatu et chantier aéroport)
- + 8 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés dont :
  - + 7 MF au titre du renouvellement améliorant réseau HTA et BT en 2022
  - + 1 MF sur les fonctions support et siège
- + 3 MF au titre de la gestion du réseau dont :
  - + 2 MF au titre de la maintenance du réseau
  - + 1 MF sur les fonctions support et frais de siège

- **Fourniture : - 1 MF**

- - 1 MF sur les coûts de la gestion clientèle

#### Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 6 MF

La marge récurrente a été impactée par :

- Une hausse de 7 MF sur le revenu autorisé.
- Une hausse de 5 MF sur les matières consommées.
- Une hausse de 4 MF sur la maintenance et fonctionnement de la Production.
- Une hausse de 3 MF sur la maintenance et fonctionnement de la Distribution.
- Une baisse de 1 MF sur les coûts de fonctionnement du service clientèle
- Une baisse de 2 MF sur la marge des activités annexes

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

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

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

#### 4.4.0 Plafonnement des résultats

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

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

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

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

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

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

- Dans la limite de 130 000 000 FCFP (cent trente millions de francs CFP) de dépassement du Résultat de Référence, 50% de ce dépassement sont conservés par le Concessionnaire au titre de l'intéressement à l'amélioration de la performance, les autres 50% étant déduits du « RA » de l'année suivante ;  
- Au-delà d'un dépassement de 130 000 000 FCFP (cent trente millions de francs CFP) du Résultat de Référence, toute somme excédentaire est déduite du « RA » de l'année suivante ;  
Toute somme excédentaire (retraitée avant impôt) est déduite du « RA » de l'année suivante au prorata des « RA » de chaque concession. »

Impact de ce mécanisme sur les comptes de la concession :

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

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

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

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

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

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

Calcul du plafonnement 2022

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

Pour rappel, en 2021, en raison d'un RA de la concession représentant 0,45% du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élevait à 334.436 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élevait à 334.436 F CFP.

#### 4.4.1) Revenu autorisé

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

$$\text{Revenu Autorisé} = \text{RE} + \text{CE} - \text{Plafonnement N-1}$$

$$92.528.379 = 72.392.401 + 20.470.414 - 334.436$$

##### 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
<b>Activité de production</b>									
Puissance maximale majorée	292	292		171 063	172 512	0,8%	49 950 396	50 373 504	0,8%
Nb de kWh produits	723 980	761 406	5,2%	8,465	8,545	0,9%	6 128 491	6 506 214	6,2%
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA									
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	25,4	25,439		475 556	476 765	0,3%	12 097 669	12 128 425	0,3%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	266,0	276	3,8%	5 086	5 138	1,0%	1 352 876	1 418 088	4,8%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>69 529 432</b>	<b>70 426 231</b>	<b>1,3%</b>
Résultat financier							757 614	1 129 872	49,1%
Partage des gains de rendement							521 365	836 298	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>70 808 411</b>	<b>72 392 401</b>	<b>2,2%</b>

##### 4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2021			2022		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	237 853	62,62	14 894 605	240 796	83,78	20 174 880
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	729	266,19	194 051	747	395,63	295 534
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	-	-	-	-	-	-
Prod ENR EDT							
Transport	T						
<b>CE Total</b>				<b>15 088 656</b>			<b>20 470 414</b>



## Prix des combustibles

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

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

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

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

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

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

Le détail du calcul du revenu autorisé ayant servi de base à cette répartition calculée conformément aux l'avenant 17b et 18b est détaillé au § 4.4.1

#### 4.4.3) Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2022	Réalisé 2021
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	727 629	670 867
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	91,4%	86,7%
Total Production Photovoltaïque		
<b>Production Total EnR</b>		
Production brute thermique à produire	795 978	773 620
Production Nette thermique à produire	784 460	761 406
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>795 978</b>	<b>773 620</b>
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,303	0,307
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	36 336	38 589
Achat Matière première	243 200	235 600
Stock Final	38 740	36 336
<b>Consommation Matière 1ière</b>	<b>240 796</b>	<b>237 853</b>
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,303	0,307
<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	83,78 F	62,62 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	395,63 F	266,19 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	3 006 642	1 943 535
Achat Matière première	20 524 285	15 957 712
Stock Final	3 356 046	3 006 642
<b>Consommation Matière 1ière</b>	<b>20 174 880</b>	<b>14 894 605</b>
<b>Huile</b>	<b>295 534</b>	<b>194 051</b>
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>20 470 414</b>	<b>15 088 656</b>
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en XPF - Avec TVA sociale 1%</b>		
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>20 470 414</b>	<b>15 088 656</b>

## **5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES**

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

## 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2021	Acquisition	Cession	2022
VB concessionnaire	81 055 196			81 055 196
VB tiers & concédant	15 955 746			15 955 746
Immo incorporelles				0
<b>Production</b>	97 010 942	0 (1)	0 (2)	97 010 942
VB concessionnaire	129 016 588	418 780		129 435 368
VB tiers & concédant	12 038 325	3 573 723	-50 077	15 561 971
Immo incorporelles				0
<b>Distribution</b>	141 054 913	3 992 503 (3)	-50 077 (4)	144 997 339
<b>Total</b>	<b>238 065 855</b>	<b>3 992 503</b>	<b>-50 077</b>	<b>242 008 281</b>

### Détail Production :

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

### Détail Distribution :

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Montant améliorant	Montant Renouvellemen
	BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001307	418 780	355 963	62 817
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>		<b>418 780</b>	<b>355 963</b>	<b>62 817</b>
	RSX AERIEN TIERS UAH 2022	9000001771	3 019 725	3 019 725	-
	COMPTAGE TIERS UAH 2022	9500001320	553 998	553 998	
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS</b>		<b>3 573 723</b>	<b>3 573 723</b>	<b>-</b>
(3)	<b>TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION UA HUKA</b>		<b>3 992 503</b>	<b>3 929 686</b>	<b>62 817</b>
	APPORT CONCEDANT UA HUKA	9500000506	(50 077)		
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA</b>		<b>(50 077)</b>		
(4)	<b>TOTAL CESSION DISTRIBUTION UA HUKA</b>		<b>(50 077)</b>		

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 6,5 MF contre 0,02 MF fin 2021 soit une augmentation de 6,48 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	-	10 642 628	
REAMENAG BAT CENTRALE	600000030	01/03/2009	25,83	-	6 491 218	6 491 218	-	3 479 030	3 012 188	
ARMOIRE SECURITE UA HUKA	600000053	01/08/2013	21,41	-	395 848	395 848	-	174 201	221 647	
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	1200000101	01/01/2017	7	4 896 096	-	4 896 096	-	4 196 654	699 442	
MOTEUR CUMMINS C250 UAHUK	1200000129	16/09/2019	7	6 290 746	-	6 290 746	-	2 959 482	3 331 264	
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	-	951 262	1 070 764	
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	-	1 374 045	1 546 658	
FILIERE UA HUKA	2500000050	01/01/2002	25	-	-	-	-	-	-	
AMENAG NV STOCKAGE GASOIL	2600000058	01/08/2013	21,41	-	13 110 153	13 110 153	-	5 769 397	7 340 756	
F&P SONDE CUVE GO UA HUKA	2600000073	01/05/2016	18,66	-	401 124	401 124	-	143 408	257 716	
RENOV.TGBT TRANSFO SEPAM	2800000035	01/03/2009	25	-	13 546 582	13 546 582	-	7 501 466	6 045 116	
FOURN BLOC 24V POUR ALIM	2800000142	01/02/2015	19,91	-	160 954	160 954	-	64 008	96 946	
ISNTAL COFFRET COMPTAGE	2800000130	01/04/2015	19,75	-	2 413 318	2 413 318	-	947 751	1 465 567	
AIR DEPOTAGE UA HUKA	3000000013	01/04/2007	25	-	6 054 335	6 054 335	-	3 817 051	2 237 284	
DDAE ENVIRONNEMENT UAHUKA	3000000019	18/04/2008	25	-	602 000	602 000	-	354 273	247 727	
SYST EXTINC INCENDIE HUKA	3100000068	01/01/2011	24	-	3 468 573	3 468 573	-	1 735 078	1 733 495	
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	3100000114	01/10/2015	19,25	-	255 000	255 000	-	96 102	158 898	
MOTEUR CUMMINS C250D6 UAH	1200000151	30/07/2021	7	4 603 477	-	4 603 477	-	935 109	3 668 368	
ALTERNAT CUMMINS C250 UAH	1300000122	30/07/2021	7	3 452 608	-	3 452 608	-	701 332	2 751 276	
ACCESSOIRE CUMM C250 UAHU	1400000117	30/07/2021	7	3 452 607	-	3 452 607	-	701 332	2 751 275	
<b>TOTAL PRODUCTION UA HUKA</b>				<b>34 156 091</b>	<b>46 899 105</b>	<b>81 055 196</b>	<b>15 955 746</b>	<b>42 418 811</b>	<b>10 642 628</b>	<b>43 949 502</b>
TRANSFO UA HUKA 2003	6500000102	01/01/2003	25	227 161	-	227 161	-	181 828	45 333	
TRANSFOS UA HUKA CP 2005	6500000117	01/07/2005	25	633 142	-	633 142	-	443 512	189 630	
POSTE CP UA HUKA 20070	6500000149	01/07/2007	25	-	1 518 215	1 518 215	-	942 042	576 173	
TRANSFO VAIPAEE UA HUKA	6500000165	23/07/2008	25	-	1 065 000	1 065 000	-	615 541	449 459	
MEP COFFRET RELESTAGE DP	6500000226	01/01/2013	25	-	498 156	498 156	-	199 317	298 839	
MEP COFFRET RELESTAGE DP	6500000227	01/01/2013	25	-	498 156	498 156	-	199 317	298 839	
MEP COFFRET RELESTAGE DP	6500000228	01/01/2013	25	-	498 156	498 156	-	199 317	298 839	
TRANSFO SOCLE UA HUKA	6500000231	01/01/2013	25	-	1 855 951	1 855 951	-	742 584	1 113 367	
POSTE UA HUKA 2000	6600000058	01/01/2000	25	5 062 637	-	5 062 637	-	4 660 400	402 237	
RENV 2 IACM PAR 2 IAM UA	8100000065	01/10/2017	15	-	4 823 956	4 823 956	-	1 689 045	3 134 911	
RES.AERIEN UA HUKA 2002	9000000175	01/01/2002	25	2 671 684	-	2 671 684	-	2 245 386	426 298	
RES.AERIEN UA HUKA 2003	9000000192	01/01/2003	25	30 999	-	30 999	-	24 813	6 186	
RESEAUX UA HUKA 2003	9000000312	01/01/2003	25	-	-	-	262 613	-	210 206	
RESEAUX UA HUKA 2003	9000000389	01/01/2003	25	-	-	-	592 818	-	474 514	
RESEAU CP 41906 2004 HUKA	9000000485	01/07/2004	25	87 035	-	87 035	-	64 449	22 586	
RESEAUX UA HUKA 2004	9000000500	01/07/2004	25	-	-	-	591 344	-	437 886	
RENF QTIER TEIKIHUANAKA	9000000559	01/01/2005	25	3 727 358	-	3 727 358	-	2 684 923	1 042 435	
RESEAUX UA HUKA 2005	9000000524	01/06/2005	25	-	-	-	449 010	-	316 005	
RENF RES BTA CP UA HUKA	9000000718	01/07/2006	25	-	116 877	116 877	-	77 196	39 681	
EXT BTA QTIER FOURNIER UA	9000000854	31/05/2007	25	-	1 683 437	1 683 437	-	1 050 280	633 157	
EXT BTA QTIER TEATIU UA	9000000855	31/05/2007	25	-	1 050 584	1 050 584	-	655 449	395 135	
RESEAUX CP UA HUKA 2007	9000000739	01/07/2007	25	-	3 110 097	3 110 097	-	1 929 794	1 180 303	

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
RESEAUX UA HUKA 2007	900000802	01/07/2007	25	-	-	-	317 785	-	197 183	120 602
RESEAUX UA HUKA 2007	900000841	01/07/2007	25	-	-	-	97 468	-	60 478	36 990
RESEAUX CP UA HUKA 2008	900000911	01/07/2008	25	-	2 148 084	2 148 084	-	1 246 713	-	901 371
EXT BTA VAIPAE UA HUKA	900000934	23/07/2008	25	-	7 891 809	7 891 809	-	4 561 249	-	3 330 560
EXT BTA QT PAUTEHEA	900000917	18/08/2008	25	-	528 798	528 798	-	304 124	-	224 674
RENOV.ECLAIR.PUBL.UA HUKA	900001006	01/01/2009	25	-	367 819	367 819	-	206 059	-	161 760
RESEAUX CP UA HUKA 2009	900000997	01/07/2009	25	-	14 567 855	14 567 855	-	7 872 229	-	6 695 626
RESEAU CP UA HUKA 2010	900001120	01/07/2010	25	-	1 909 547	1 909 547	-	955 506	-	954 041
RESEAUX CP UA HUKA 2011	900001166	01/07/2011	25	-	10 713 209	10 713 209	-	4 932 185	-	5 781 024
RESEAUX 2011 CONCED HUKA	900001206	01/07/2011	25	-	-	-	62 032	-	28 559	33 473
RESEAUX CP UA HUKA 2012	900001284	01/07/2012	25	-	7 852 081	7 852 081	-	3 300 025	-	4 552 056
ELECT RESEAU AERIEN FESTI	900001339	01/01/2013	25	-	2 908 182	2 908 182	-	1 163 592	-	1 744 590
RESEAUX CP UA HUKA 2013	900001327	01/07/2013	25	-	14 403 564	14 403 564	-	5 477 301	-	8 926 263
RESEAUX 2013 CONCED UA HU	900001345	01/07/2013	25	-	-	-	36 733	-	13 969	22 764
RESEAUX 2015 CONCED UAH	900001521	01/07/2015	25	-	-	-	65 406	-	19 640	45 766
14A1 LC059/2018/NO/IT UAH	900001692	01/01/2020	25	-	1 065 662	1 065 662	-	127 879	-	937 783
RENV RSX HT/BT UA HUKA	900001693	31/08/2020	25	-	10 546 300	10 546 300	-	984 707	-	9 561 593
EXTENSION BTSOUT VAIPAE	930000266	23/07/2008	35	-	7 817 357	7 817 357	-	3 227 299	-	4 590 058
ELECT RESEAU SOUT FESTIVA	930000433	01/01/2013	35	-	13 150 658	13 150 658	-	3 758 360	-	9 392 298
COMPTAGE UA HUKA 2001	950000351	01/01/2001	20	-	-	-	150 348	-	150 348	-
COMPTAGE UA HUKA 2002	950000178	01/01/2002	20	154 801	-	154 801	-	154 801	-	-
COMPTAGE UA HUKA 2002	950000352	01/01/2002	20	-	-	-	558 094	-	558 094	-
COMPTAGE UA HUKA 2003	950000353	01/01/2003	20	-	-	-	306 378	-	306 378	-
POSE COMPTEUR 2004 UA HUK	950000376	01/07/2004	20	95 148	-	95 148	-	88 071	-	7 077
BRANCHEMENT UA HUKA 2004	950000394	01/07/2004	20	-	-	-	124 700	-	115 424	9 276
BRCHT UA HUKA 2006	950000460	01/07/2006	20	-	-	-	653 727	-	539 728	113 999
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	950000473	01/07/2006	20	296 260	-	296 260	-	244 597	-	51 663
APPORT CONCEDANT UA HUKA	950000506	01/01/2007	1	-	-	-	2 502 135	-	2 502 135	-
BRCHT UAHUKA 2007	950000500	01/07/2007	20	-	-	-	658 452	-	510 706	147 746
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	950000513	01/07/2007	20	1 238 449	-	1 238 449	-	960 561	-	277 888
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	950000737	01/07/2008	20	753 793	-	753 793	-	546 861	-	206 932
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	950000795	01/12/2009	20	-	-	-	98 743	-	64 629	34 114
COMPTAGE TIERS UAH 2010	950000827	01/07/2010	20	-	-	-	246 533	-	154 201	92 332
BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	950000832	01/07/2010	20	156 589	-	156 589	-	97 943	-	58 646
BRCHT/CPTAGE UA HUKA 2011	950000854	01/07/2011	20	-	137 361	137 361	-	79 048	-	58 313
COMPTAGE TIERS UAHUKA2011	950000874	01/07/2011	20	-	-	-	158 745	-	91 354	67 391
COMPTAGE TIERS UAHUKA2012	950000914	01/07/2012	20	-	-	-	52 915	-	27 798	25 117
COMPTAGE TIERS UAHUKA2013	950000962	01/07/2013	20	-	-	-	291 195	-	138 417	152 778
COMPTAGE TIERS UAHUKA2014	950001001	01/07/2014	20	-	-	-	185 690	-	78 982	106 708
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	950001031	01/07/2015	20	-	182 556	182 556	-	68 521	-	114 035
COMPTAGE TIERS UAH 2015	950001071	01/07/2015	20	-	-	-	134 511	-	50 488	84 023
COMPTAGE TIERS UAH 2016	950001103	01/07/2016	20	-	-	-	181 235	-	58 939	122 296
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	950001104	01/07/2016	20	-	72 866	72 866	-	23 696	-	49 170
COMPTAGE TIERS UAH 2017	950001121	01/07/2017	20	-	-	-	434 888	-	119 684	315 204
BRCHT/COMPTAGE UA HUKA	950001141	01/07/2017	20	-	97 387	97 387	-	26 801	-	70 586

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
COMPTAGE TIERS UAH 2018	9500001177	01/07/2018	20	-	-	-	365 264	-	82 259	283 005
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001194	01/07/2019	20	-	332 663	332 663	-	58 284	-	274 379
COMPTAGE TIERS UAH 2019	9500001212	01/07/2019	20	-	-	-	390 249	-	68 374	321 875
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001230	01/07/2020	20	-	363 243	363 243	-	45 430	-	317 813
COMPTAGE TIERS UAH 2020	9500001248	01/07/2020	20	-	-	-	1 005 981	-	125 817	880 164
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001267	01/07/2021	20	-	105 946	105 946	-	7 953	-	97 993
COMPTAGE TIERS UAH 2021	9500001282	01/07/2021	20	-	-	-	1 013 256	-	76 064	937 192
RSX AERIEN TIERS UAH 2022	9000001771	01/07/2022	25	-	-	-	3 019 725	-	60 560	2 959 165
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001307	01/07/2022	20	-	418 780	418 780	-	10 498	-	408 282
COMPTAGE TIERS UAH 2022	9500001320	01/07/2022	20	-	-	-	553 998	-	13 888	540 110
<b>TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA</b>				<b>15 135 056</b>	<b>114 300 312</b>	<b>129 435 368</b>	<b>15 561 971</b>	<b>59 135 490</b>	<b>7 652 706</b>	<b>78 209 143</b>
<b>TOTAL UA HUKA</b>				<b>49 291 147</b>	<b>161 199 417</b>	<b>210 490 564</b>	<b>31 517 717</b>	<b>101 554 301</b>	<b>18 295 335</b>	<b>122 158 646</b>

	Production	Distribution	Total
Valeur Brute Concessionnaire	81 055 196	129 435 368	210 490 564
Valeur Brute Tiers	15 955 746	15 561 971	31 517 717
Immobilisations incorporelles	0	0	-
Valeur brute total immo concédées	97 010 942	144 997 339	242 008 281

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					
<b>Total</b>	<b>27 160 028</b>	<b>4 836 540</b>	<b>30 143 418</b>	<b>3 025 762</b>	<b>65 165 748</b>

##### 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	<b>31 569 964</b>

#### Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	-	-	-
2019	11 233 475	332 663	11 566 138
2020	-	10 630 419	10 630 419
2021	10 081 614	32 622	10 114 236
2022		62 817	62 817
<b>Cumul</b>	<b>21 315 089</b>	<b>11 058 521</b>	<b>32 373 610</b>



### Détail des dépenses de renouvellement

<b>Production</b>	n°	date mise en	VO totale	Taux	Montant
chantiers de renouvellement	immobilisation	service		d'améliorant	Renouvellement
N/A				0,00%	-
<b>sous total 2018</b>					-
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
<b>sous total 2019</b>					<b>11 233 475</b>
N/A				0,00%	-
<b>sous total 2020</b>					-
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
<b>sous total 2021</b>					<b>10 081 614</b>
N/A				0,00%	-
<b>sous total 2022</b>					-
<b>Total</b>					<b>21 315 089</b>

<b>Distribution</b>	n°	date mise en	VO totale	Taux	Montant
chantiers de renouvellement	immobilisation	service		d'améliorant	Renouvellement
N/A				0,00%	-
<b>sous total 2018</b>					-
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001194	01/07/2019	332 663	0,00%	332 663
<b>sous total 2019</b>					<b>332 663</b>
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
<b>sous total 2020</b>					<b>10 630 419</b>
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001267	01/07/2021	105 946	69,21%	32 622
<b>sous total 2021</b>					<b>32 622</b>
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001307	01/07/2022	418 780	85,00%	62 817
<b>sous total 2022</b>					<b>62 817</b>
<b>Total</b>					<b>11 058 521</b>

### Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	65 165 748	31 569 964	96 735 712
- Réalisé	(21 315 089)	(11 058 521)	(32 373 610)
<b>Reste à faire</b>	<b>40 092 302</b>	<b>20 574 260</b>	<b>64 362 102</b>

(-) = 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<sup>er</sup> 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.

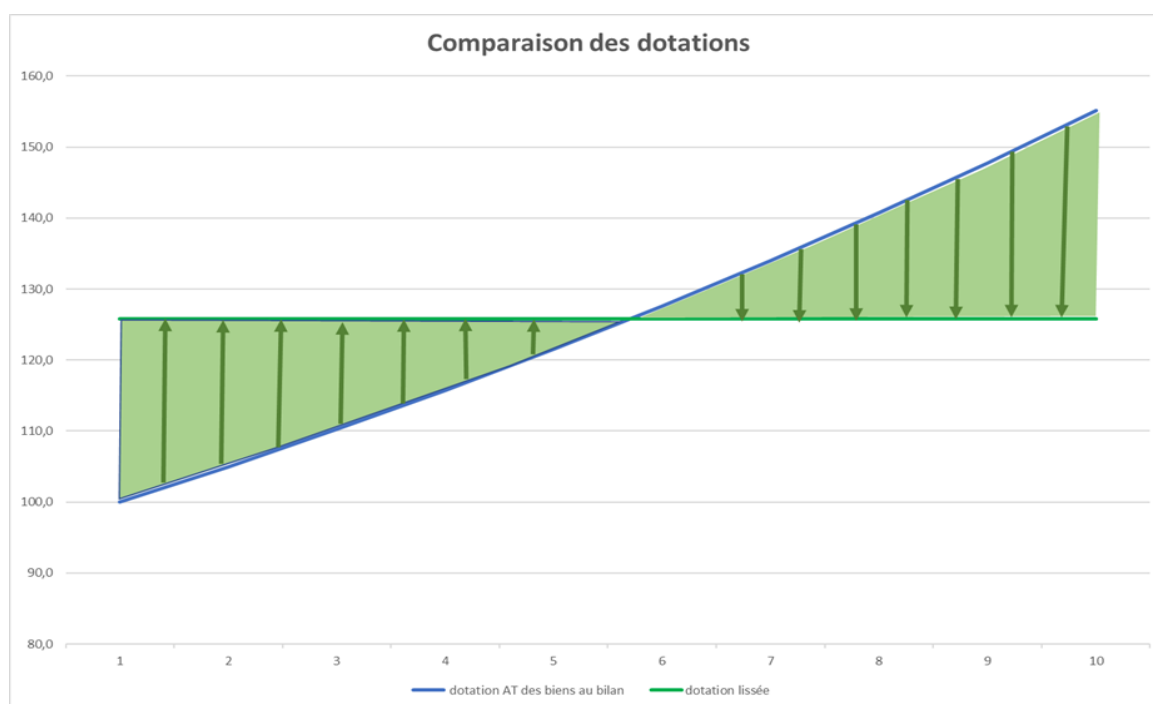
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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						
<b>VO Ouverture corporel</b>	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	-	5 011 538
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)	-	-
					0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers		-	-	-			
<b>VO Clôture</b>	<b>94 927 118</b>	<b>94 927 118</b>	<b>95 732 401</b>	<b>95 732 401</b>	<b>95 629 899</b>	<b>95 629 899</b>	<b>100 641 437</b>
- 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	-	-	-	-	-	-	-
<b>Base amortissable</b>	<b>78 971 372</b>	<b>78 971 372</b>	<b>79 776 655</b>	<b>79 776 655</b>	<b>79 674 153</b>	<b>79 674 153</b>	<b>84 685 691</b>
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)	-	-
Reste à amortir	37 780 486	38 893 223	50 595 936	46 379 608	52 290 929	47 061 836	46 844 281
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
<b>Dotation exercice</b>	<b>2 698 606</b>	<b>3 243 084</b>	<b>4 216 328</b>	<b>4 216 328</b>	<b>5 229 093</b>	<b>5 229 093</b>	<b>5 855 535</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>43 889 492</b>	<b>43 321 233</b>	<b>33 397 047</b>	<b>37 613 375</b>	<b>32 612 317</b>	<b>37 841 410</b>	<b>43 696 945</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	35 081 880	35 650 139	46 379 608	42 163 280	47 061 836	41 832 743	40 988 746
<b>Mécanique de lissage des AT</b>							
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)	614 321
Actif/Passif de renouvellement clôture	(35 628 263)	(37 921 319)	(38 946 205)	(39 971 091)	(39 983 212)	(39 995 333)	(39 381 012)
Dotation aux amortissements A	(2 698 606)	(3 243 084)	(4 216 328)	(4 216 328)	(5 229 093)	(5 229 093)	(5 855 535)
<b>Dotation hors améliorant, lissée A+B</b>	<b>(5 263 901)</b>	<b>(5 536 140)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>
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)	(158 807)
<b>Traitement de l'améliorant</b>							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>VO Ouverture</b>	-	0	0	0	0	1 381 043	1 381 043
Acquisitions financement concession	-	-	-	-	1 381 043	-	-
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-	-	-
<b>VO Clôture</b>	-	-	-	-	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>
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%
<b>Base amortissable</b>	-	-	-	-	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>
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
<b>Dotation exercice</b>	-	-	-	-	<b>(138 104)</b>	<b>(138 104)</b>	<b>(138 104)</b>
<b>Dotations cumulées</b>	-	-	-	-	<b>(138 104)</b>	<b>(276 209)</b>	<b>(414 313)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	-	-	-	1 242 939	1 104 834	966 730
<b>Impact exercice (+) = produit</b>	<b>(5 263 901)</b>	<b>(5 536 140)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 379 318)</b>	<b>(5 379 318)</b>	<b>(5 379 318)</b>

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>VO Ouverture corporel</b>	100 641 437	105 652 975	110 664 512	115 676 050	120 687 588	125 699 126	130 710 663
VO Ouverture incorporel	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	5 011 538	5 011 538	5 011 538	5 011 538	5 011 538	5 011 538	5 011 538
Acquisitions financement Tiers							
Tranferts et TVA à reverser							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	-	-	-	-	-	-	-
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers							
<b>VO Clôture</b>	<b>105 652 975</b>	<b>110 664 512</b>	<b>115 676 050</b>	<b>120 687 588</b>	<b>125 699 126</b>	<b>130 710 663</b>	<b>135 722 201</b>
- 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	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	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%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
<b>Base amortissable</b>	<b>89 697 229</b>	<b>94 708 766</b>	<b>99 720 304</b>	<b>104 731 842</b>	<b>109 743 380</b>	<b>114 754 917</b>	<b>119 766 455</b>
Cumul doté à l'ouverture	43 696 945	50 268 414	57 675 139	66 084 172	75 746 090	87 078 520	100 916 718
Réintégration AT sur incorporel	-	-	-	-	-	-	-
Sortie AT sur sortie immo	-	-	-	-	-	-	-
Reste à amortir	46 000 284	44 440 352	42 045 165	38 647 669	33 997 290	27 676 398	18 849 737
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
<b>Dotation exercice</b>	<b>6 571 469</b>	<b>7 406 725</b>	<b>8 409 033</b>	<b>9 661 917</b>	<b>11 332 430</b>	<b>13 838 199</b>	<b>18 849 737</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>50 268 414</b>	<b>57 675 139</b>	<b>66 084 172</b>	<b>75 746 090</b>	<b>87 078 520</b>	<b>100 916 718</b>	<b>119 766 455</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	39 428 814	37 033 627	33 636 132	28 985 752	22 664 860	13 838 199	-
<b>Mécanisme de lissage des AT</b>							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(39 381 012)	(38 050 757)	(35 885 246)	(32 717 427)	(28 296 723)	(22 205 507)	(13 608 523)
Dotations/reprises B	1 330 255	2 165 511	3 167 819	4 420 703	6 091 216	8 596 985	13 608 523
Actif/Passif de renouvellement clôture	(38 050 757)	(35 885 246)	(32 717 427)	(28 296 723)	(22 205 507)	(13 608 523)	-
Dotation aux amortissements A	(6 571 469)	(7 406 725)	(8 409 033)	(9 661 917)	(11 332 430)	(13 838 199)	(18 849 737)
<b>Dotation hors améliorant, lissée A+B</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>	<b>(5 241 214)</b>
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	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687
écart sur moyenne en cumulé	(136 120)	(113 433)	(90 747)	(68 060)	(45 373)	(22 687)	(0)
<b>Traitement de l'améliorant</b>							
	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>VO Ouverture</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>
Acquisitions financement concession							
Acquisitions autres financement Tiers							
<b>VO Clôture</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>
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%
<b>Base amortissable</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>	<b>1 381 043</b>
Cumul doté à l'ouverture	(414 313)	(552 417)	(690 522)	(828 626)	(966 730)	(1 104 834)	(1 242 939)
Reste à amortir	966 730	828 626	690 522	552 417	414 313	276 209	138 104
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
<b>Dotation exercice</b>	<b>(138 104)</b>	<b>(138 104)</b>	<b>(138 104)</b>	<b>(138 104)</b>	<b>(138 104)</b>	<b>(138 104)</b>	<b>(138 104)</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>(552 417)</b>	<b>(690 522)</b>	<b>(828 626)</b>	<b>(966 730)</b>	<b>(1 104 834)</b>	<b>(1 242 939)</b>	<b>(1 381 043)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	828 626	690 522	552 417	414 313	276 209	138 104	-
<b>Impact exercice (+) = produit</b>	<b>(5 379 318)</b>	<b>(5 379 318)</b>	<b>(5 379 318)</b>	<b>(5 379 318)</b>	<b>(5 379 318)</b>	<b>(5 379 318)</b>	<b>(5 379 318)</b>

## Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant					
<b>VO Ouverture corporel</b>	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	2 563 930
Acquisitions financement Tiers							
Tranfers et TVA à reverser	-	-	-	-	-	-	-
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(20 752)	-	-	-	-	-	-
						0,0%	0,0%
- origine financement tiers	(26 230)	-	(251 237)	(69 316)	(26 484)	(50 077)	-
<b>VO Clôture</b>	<b>125 764 245</b>	<b>125 764 245</b>	<b>125 845 671</b>	<b>136 406 774</b>	<b>136 412 912</b>	<b>136 425 652</b>	<b>138 989 582</b>
- Financements tiers cumul	(9 201 954)	(9 175 724)	(9 175 724)	(8 924 487)	(8 855 171)	(8 778 610)	(8 778 610)
- 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 renouvelé 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	-	-	-	-	-	-	-
<b>Base amortissable</b>	<b>116 562 291</b>	<b>116 588 521</b>	<b>116 669 947</b>	<b>127 482 287</b>	<b>127 557 741</b>	<b>127 647 042</b>	<b>130 210 972</b>
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)	-	-	-	-	-
Reste à amortir	70 846 842	65 831 462	60 847 561	66 568 334	60 592 121	54 622 210	51 117 006
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
<b>Dotation exercice</b>	<b>5 062 362</b>	<b>5 065 327</b>	<b>5 091 567</b>	<b>6 051 667</b>	<b>6 059 212</b>	<b>6 069 134</b>	<b>6 389 626</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>50 777 811</b>	<b>55 822 386</b>	<b>60 913 953</b>	<b>66 965 620</b>	<b>73 024 832</b>	<b>79 093 966</b>	<b>85 483 592</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	65 784 480	60 766 135	55 755 994	60 516 667	54 532 909	48 553 076	44 727 380
<b>Mécanisme de lissage des AT</b>							
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)	282 517
Actif/Passif de renouvellement clôture	(17 307 735)	(18 404 944)	(19 474 431)	(20 121 781)	(20 169 677)	(20 207 651)	(19 925 134)
Dotation aux amortissements A	(5 062 362)	(5 065 327)	(5 091 567)	(6 051 667)	(6 059 212)	(6 069 134)	(6 389 626)
<b>Dotation hors améliorant, lissée A+B</b>	<b>(6 161 053)</b>	<b>(6 162 536)</b>	<b>(6 161 054)</b>	<b>(6 699 017)</b>	<b>(6 107 108)</b>	<b>(6 107 108)</b>	<b>(6 107 108)</b>
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)
<b>Traitement de l'améliorant</b>							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>VO Ouverture</b>	-	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	-
Acquisitions autres financement Tiers	434 888	365 264	390 249	1 005 981	1 013 256	3 573 723	-
<b>VO Clôture</b>	<b>449 141</b>	<b>814 405</b>	<b>1 204 654</b>	<b>3 555 421</b>	<b>4 642 001</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>
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						(106 789)	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	(121 454)	(106 789)
	0%	0%	0%	0%	0%	7%	6%
<b>Base amortissable</b>	<b>14 253</b>	<b>14 253</b>	<b>14 253</b>	<b>1 359 039</b>	<b>1 432 363</b>	<b>1 666 872</b>	<b>1 681 537</b>
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	1 267 947
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
<b>Dotation exercice</b>	<b>(1 018)</b>	<b>(1 018)</b>	<b>(1 018)</b>	<b>(123 271)</b>	<b>(130 604)</b>	<b>(156 660)</b>	<b>(158 493)</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>(1 018)</b>	<b>(2 036)</b>	<b>(3 054)</b>	<b>(126 326)</b>	<b>(256 929)</b>	<b>(413 590)</b>	<b>(572 083)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	13 235	12 217	11 199	1 232 713	1 175 434	1 253 282	1 109 454
<b>Impact exercice (+) = produit</b>	<b>(6 162 071)</b>	<b>(6 163 554)</b>	<b>(6 162 072)</b>	<b>(6 822 288)</b>	<b>(6 237 712)</b>	<b>(6 263 769)</b>	<b>(6 265 602)</b>

**Traitement de l'existant y/c renouvellement**

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>VO Ouverture corporel</b>	138 989 582	141 553 513	144 117 443	146 681 374	149 245 304	151 809 234	154 373 165
VO Ouverture incorporel	0	-	0	0	0	0	0
Acquisitions	2 563 930	2 563 930	2 563 930	2 563 930	2 563 930	2 563 930	2 563 930
Acquisitions financement Tiers							
Tranfers et TVA à reverser							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	-	-	-	-	-	-	-
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers							
<b>VO Clôture</b>	<b>141 553 513</b>	<b>144 117 443</b>	<b>146 681 374</b>	<b>149 245 304</b>	<b>151 809 234</b>	<b>154 373 165</b>	<b>156 937 095</b>
- Financements tiers cumul	(8 778 610)	(8 778 610)	(8 778 610)	(8 778 610)	(8 778 610)	(8 778 610)	(8 778 610)
- IFC biens au bilan clôture	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelé exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
<b>Base amortissable</b>	<b>132 774 903</b>	<b>135 338 833</b>	<b>137 902 764</b>	<b>140 466 694</b>	<b>143 030 624</b>	<b>145 594 555</b>	<b>148 158 485</b>
Cumul doté à l'ouverture	85 483 592	92 239 493	99 422 717	107 118 726	115 455 718	124 647 353	135 120 954
Réintégration AT sur incorporel							
Sortie AT sur sortie immo	-	-	-	-	-	-	-
Reste à amortir	47 291 311	43 099 340	38 480 047	33 347 968	27 574 906	20 947 201	13 037 531
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
<b>Dotation exercice</b>	<b>6 755 902</b>	<b>7 183 223</b>	<b>7 696 009</b>	<b>8 336 992</b>	<b>9 191 635</b>	<b>10 473 601</b>	<b>13 037 531</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>92 239 493</b>	<b>99 422 717</b>	<b>107 118 726</b>	<b>115 455 718</b>	<b>124 647 353</b>	<b>135 120 954</b>	<b>148 158 485</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	40 535 409	35 916 116	30 784 037	25 010 976	18 383 271	10 473 601	-
<b>Mécanique de lissage des AT</b>							
Actif/Passif de renouvellement ouvertur	(19 925 134)	(19 276 341)	(18 200 226)	(16 611 325)	(14 381 442)	(11 296 915)	(6 930 423)
Dotations/reprises B	648 793	1 076 115	1 588 901	2 229 883	3 084 527	4 366 492	6 930 423
Actif/Passif de renouvellement cloture	(19 276 341)	(18 200 226)	(16 611 325)	(14 381 442)	(11 296 915)	(6 930 423)	0
Dotation aux amortissements A	(6 755 902)	(7 183 223)	(7 696 009)	(8 336 992)	(9 191 635)	(10 473 601)	(13 037 531)
<b>Dotation hors améliorant, lissée A+B</b>	<b>(6 107 108)</b>	<b>(6 107 108)</b>	<b>(6 107 108)</b>	<b>(6 107 108)</b>	<b>(6 107 108)</b>	<b>(6 107 108)</b>	<b>(6 107 108)</b>
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	53 945	53 945	53 945	53 945	53 945	53 945	53 945
écart sur moyenne en cumulé	(323 668)	(269 723)	(215 779)	(161 834)	(107 889)	(53 945)	-

**Traitement de l'améliorant**

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>VO Ouverture</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>
Acquisitions financement concession							
Acquisitions autres financement Tiers							
<b>VO Clôture</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>	<b>8 571 687</b>
Financements tiers cumul	(6 783 361)	(6 783 361)	(6 783 361)	(6 783 361)	(6 783 361)	(6 783 361)	(6 783 361)
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	(106 789)	(106 789)	(106 789)	(106 789)	(106 789)	(106 789)	(106 789)
	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
<b>Base amortissable</b>	<b>1 681 537</b>	<b>1 681 537</b>	<b>1 681 537</b>	<b>1 681 537</b>	<b>1 681 537</b>	<b>1 681 537</b>	<b>1 681 537</b>
Cumul doté à l'ouverture	(572 083)	(730 576)	(889 070)	(1 047 563)	(1 206 057)	(1 364 550)	(1 523 044)
Reste à amortir	1 109 454	950 961	792 467	633 974	475 480	316 987	158 493
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
<b>Dotation exercice</b>	<b>(158 493)</b>	<b>(158 493)</b>	<b>(158 493)</b>	<b>(158 493)</b>	<b>(158 493)</b>	<b>(158 493)</b>	<b>(158 493)</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>(730 576)</b>	<b>(889 070)</b>	<b>(1 047 563)</b>	<b>(1 206 057)</b>	<b>(1 364 550)</b>	<b>(1 523 044)</b>	<b>(1 681 537)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	950 961	792 467	633 974	475 480	316 987	158 493	-
<b>Impact exercice (+) = produit</b>	<b>(6 265 602)</b>	<b>(6 265 602)</b>	<b>(6 265 602)</b>	<b>(6 265 602)</b>	<b>(6 265 602)</b>	<b>(6 265 602)</b>	<b>(6 265 602)</b>

## 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 1 – Variation du patrimoine immobilier

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

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

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

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

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

➤ Application de la formule

Pour un contrat prenant fin au 30 septembre 2030, cet article prendra effet pour les investissements mis en service à partir du 1er janvier 2021.

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10<sup>ème</sup> de la valeur d'origine égal à : 10 – (2020 – (année de mise en service)).

années civiles	10 dernières années	exemple de date de mise en service										
		avril 2020	février 2021	mars 2022	mars 2023	mars 2024	mars 2025	mars 2026	avril 2027	mai 2028	juin 2029	juillet 2030
2018												
2019												
2020												
2021	10		non									
2022	9		1	non								
2023	8		1	1	non							
2024	7		1	1	1	non						
2025	6		1	1	1	1	non					
2026	5		1	1	1	1	1	non				
2027	4		1	1	1	1	1	1	non			
2028	3		1	1	1	1	1	1	1	non		
2029	2		1	1	1	1	1	1	1	1	non	
2030	1		non	non	non	non	non	non	non	non	non	non
nb de 10èmes à déduire			8	7	6	5	4	3	2	1	0	0
IFC en % de la Vo		n/a	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	100%

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Nb de 10ème à déduire	Total IFC
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001267	01/07/2021	105 946	69,21%	73 325	8	14 665
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	9500001307	01/07/2022	418 780	85,00%	355 963	7	106 789
<b>TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA</b>			<b>524 726</b>		<b>429 288</b>		<b>121 454</b>
<b>TOTAL UA HUKA</b>			<b>524 726</b>		<b>429 288</b>		<b>121 454</b>

## 5.8 - Plan de Renouvellement

Le plan de renouvellement en vigueur est celui transmis à l'autorité concédante le 15 avril 2019 et reporté au chapitre 4 "Renouvellement".



## **6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2021 – 30 septembre 2030 (convention signée en août 2022). La convention prend fin de plein droit pour chaque concession quittant le périmètre EDT.