



**CONCESSION  
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION  
PUBLIQUE  
D'ENERGIE ELECTRIQUE  
DE TAPUTAPUATEA**

**CONCLUE ENTRE  
LA COMMUNE DE TAPUTAPUATEA  
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	10
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b>	<b>12</b>
➤ <b>Aspects commerciaux</b>	<b>13</b>
2.1 - Mode de détermination des tarifs	13
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2022	13
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	14
2.4 - Autres produits d'exploitation	15
2.5 - Statistiques de ventes	15
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea	17
2.7 - Gestion des impayés	19
2.8 - Dépenses de la Commune	19
2.9 - Services offerts à la clientèle	19
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	23
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b>	<b>25</b>
➤ <b>Bilan technique</b>	<b>26</b>
3.1 - Système électrique de Raiatea	26
3.2 - Autorisation d'exploitation	26
3.3 - Effectif de l'exploitation de Raiatea - Taputapuatea	26
3.4 - Détail des ouvrages de production	27
3.5 - Données de production	27
3.6 - Réseaux de distribution HTA/BTA	27
3.7 - Qualité de service	28
3.8 - Qualité – Sécurité – Environnement	29
3.9 - Travaux significatifs – Faits marquants	29
3.10 - Raccordement solaire	29
3.11 - Unités d'œuvre 2022 de la concession	30
<b>4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b>	<b>31</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	32
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	38
4.3 - Comptes de la concession	42
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés	47
<b>5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES</b>	<b>54</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	55
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	56
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	64
5.4 - Dépenses de renouvellement	64
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	66
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	70
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.	70
5.8 - Plan de Renouvellement	73
<b>6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC</b>	<b>74</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'Électricité, d'un montant de 6,3 F/ kWh, applicable uniformément à tous les systèmes de distribution électrique de Polynésie française, et d'autre part sur le versement d'une « compensation de solidarité », dont la valeur ramenée au nombre de kWh vendus est inversement proportionnelle à la taille des exploitations.

Ce mécanisme destiné à l'ensemble des systèmes électriques de Polynésie se substitue à celui de la « péréquation interne » aux concessions gérées 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 Taputapuatea**

### **Fin de concession :**

La concession prolongée une première fois d'un an, au 30 septembre 2021 a fait l'objet d'une seconde prolongation de 6 mois, au 31 mars 2022.

Avant l'achèvement normal de la procédure d'appel d'offre qu'elle avait lancé, la commune s'associait avec trois autres communes des îles Raromatai, au sein d'une SPL pour la reprise en régie de la gestion de sa production et de sa distribution d'énergie.

Ainsi la concession a pris fin le 31 mars 2022.

A ce jour les opérations de débouclage ne sont pas terminées, les conseils de la commune et de la SPL :

- remettant en cause, les modalités de débouclage de la concession prévues soit dans le cahier des charges de la concession soit dans les avenants de prolongation,
- contestant avec près d'une année de retard l'état des ouvrages, l'inventaire et l'état des biens de reprise (stocks, matériels et outillage, véhicules).

De ce fait, les sommes dues au concessionnaire sortant ne lui ont pas été versées.

## Principaux indicateurs

		TAPUTAPUATEA			
		31/03/2022		2021	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	1 820		1 814	
	BT	1 814	99,67%	1 808	99,67%
	MT	6	0,33%	6	0,33%
	Puissance souscrite au 31/12	8 062 kVA		7 914	
	BT	7 877	97,71%	7 729	97,66%
	MT	185	2,29%	185	2,34%
	Puissance maximale appelée (*)	0,94 MW		0,93	
	Nombre de kWh vendus total	1 438 631		4 946 013	
	BT	1 338 271	93,02%	4 522 032	91,43%
	MT	100 360	6,98%	423 981	8,57%
	Chiffre d'affaires énergie	42 458 650 XPF		174 464 238	
	BT : Total	39 347 564	92,67%	159 690 932	91,53%
	BT : par client	21 691		88 325	
	BT : par kVA de puissance souscrite	4 995		20 662	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	6 275 439	15,95%	24 509 918	15,35%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	33 072 125	84,05%	135 181 014	84,65%
	MT : Total	3 111 086	7,33%	14 773 306	8,47%
	MT : par client	518 514		2 462 218	
	MT : par kVA de puissance souscrite	16 817		79 856	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	927 960	29,83%	3 711 840	25,13%
MT : part variable en XPF et % du CA total	2 183 126	70,17%	11 061 466	74,87%	
Prix moyen de vente par kWh vendu	29,51		35,27		
BT	29,40		35,31		
MT	31,00		34,84		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	1,05		0,90	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	22 840	1,66%	57 920	1,06%
	Energie hydroélectrique kWh	0	0,00%	14 674	0,27%
	Energie thermique kWh	1 351 908	98,34%	5 397 892	98,67%
	Energie totale achetée	1 374 748		5 470 486	
	Temps moyen de coupure				
	global	4h58		11h04	
origine production	0		0h37		
origine transport	0		-		
origine distribution	4h58		10h27		
FINANCIERS	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement	153 Km		153	
	Valeur d'origine	1 365 308 k XPF		1 366 998	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	596 170 k XPF		606 339	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement	5 228 k XPF		20 863	
	Dépenses d'améliorant	10 359 k XPF		8 283	
	Indemnité de fin de concession	35 976 k XPF		36 917	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)	93 650 k XPF		340 723	
	Part revenant au concessionnaire	63 191 k XPF		243 517	
	Coût des énergies et du transport	30 459 k XPF		97 205	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	6 604 k XPF		35 213	
Ecart RA - CA - péréquation de l'année	-2 007 k XPF		166 258		

(+) => 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**

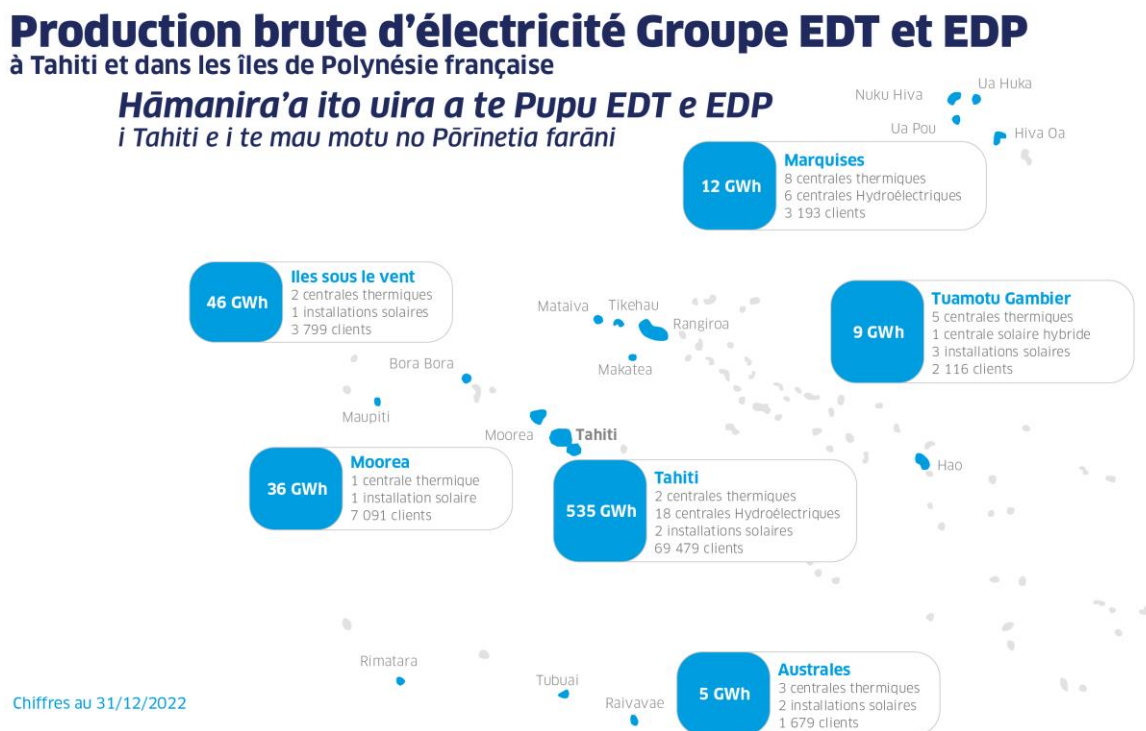
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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

- La convention de concession
- 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 régions 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 au début de l'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 gazoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

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

## 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.

## 1.3 - Le cadre juridique et contractuel

### 1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Taputapuatea** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 12 janvier 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

Cette concession s'inscrit dans le cadre de la convention n°90-1778 du 14 décembre 1990 conclue entre EDT et la Polynésie française, laquelle prévoit « l'adhésion » par les communes des îles à la concession de Tahiti Nord.

Les services juridiques du Haut-commissariat ayant estimé, dans une note du 9 janvier 1991, que les communes ne pouvaient pas abandonner une compétence qu'elles avaient commencé à exercer, le principe d'adhésion a été remplacé par un principe de concession à part entière, avec comme cahier des charges commun celui de la concession de Tahiti Nord, et un équilibre financier partagé.

Le prix du service est donc unique, dans toutes les concessions reliées par ce système dit de « péréquation interne ». A partir du 1er janvier 2022, un système de péréquation externalisé est mis en service, avec perception d'une « Contribution de Solidarité sur l'Electricité », et en contrepartie le versement d'une « compensation de péréquation ». La grille tarifaire reste toutefois la même dans toutes les concessions d'EDT, y compris Tahiti Nord, et le Revenu Autorisé reste global sur tout le périmètre.

Le cahier des charges de la convention de concession de **Taputapuatea** correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

Le cahier des charges spécifique de **Taputapuatea** a quant à lui été modifié par trois avenants depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 15 mars 2007, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).
- L'avenant n°2, en date du 4 mars 2020, a prolongé d'un an la durée de la concession, pour en porter le terme au 30 septembre 2021.
- L'avenant n°3, en date du 14 septembre 2021, a prolongé de 6 mois la durée de la concession, pour en porter le terme au 31 mars 2022.

### 1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Principaux baux de la concession
- d. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- e. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- f. Contrat de supports communs avec l'OPT

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

## **2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE**

- Aspects commerciaux
  - 2.1 Mode de détermination des tarifs
  - 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2022
  - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
  - 2.4 Autres produits d'exploitation
  - 2.5 Statistiques de ventes
  - 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea
  - 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 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

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

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	Total kWh vendus au 31/03/2022	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime d'abonnement	Puissance au 31/03/2022 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche*	P0	252 384	3 027 903	4 884	1 277 055	1 650
BT Usage social 2ème tranche*	P1	39 686	1 238 042			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	195 706	4 152 166	6 602	2 890 344	2 211
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	106 790	4 180 375			
BT Eclairage public	P4	16 425	522 294	693	277 200	231
BT Usage professionnel	P5	236 395	8 535 590	4 577	1 830 840	1 569
MT Tarif jour	P6	60 677	1 408 599	555	927 960	185
MT Tarif nuit	P7	39 683	774 527			
Prépaiement		490 885	11 415 755	6 612		2 217
<b>Total</b>		<b>1 438 631</b>	<b>35 255 251</b>	<b>23 923</b>	<b>7 203 399</b>	<b>8 062</b>

**CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL**

**42 458 650**

**Prix moyen**

**29,51**

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

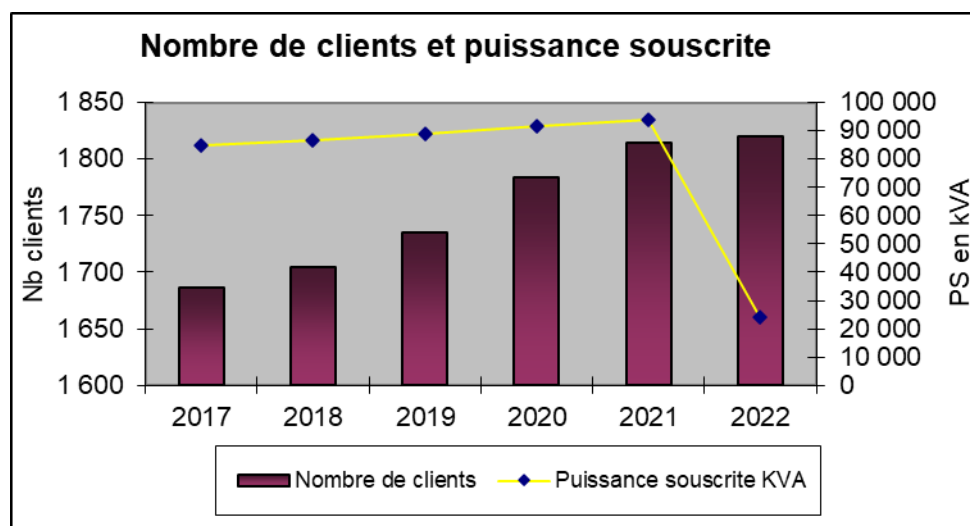
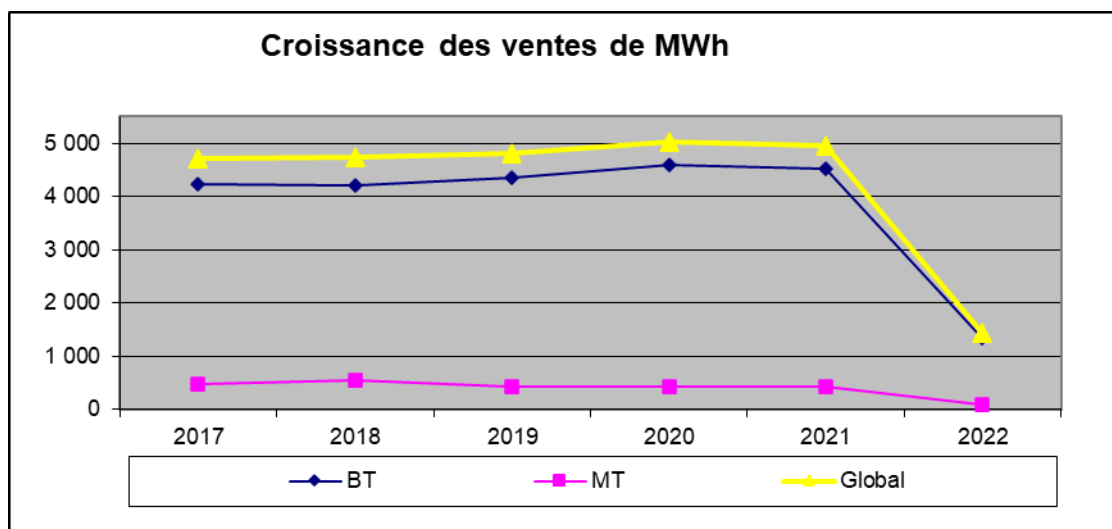
\* Ce tableau inclut les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

## 2.4 - Autres produits d'exploitation

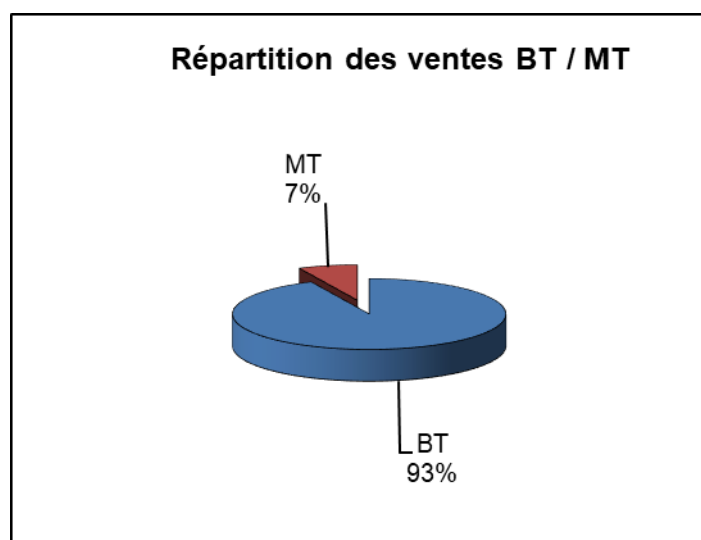
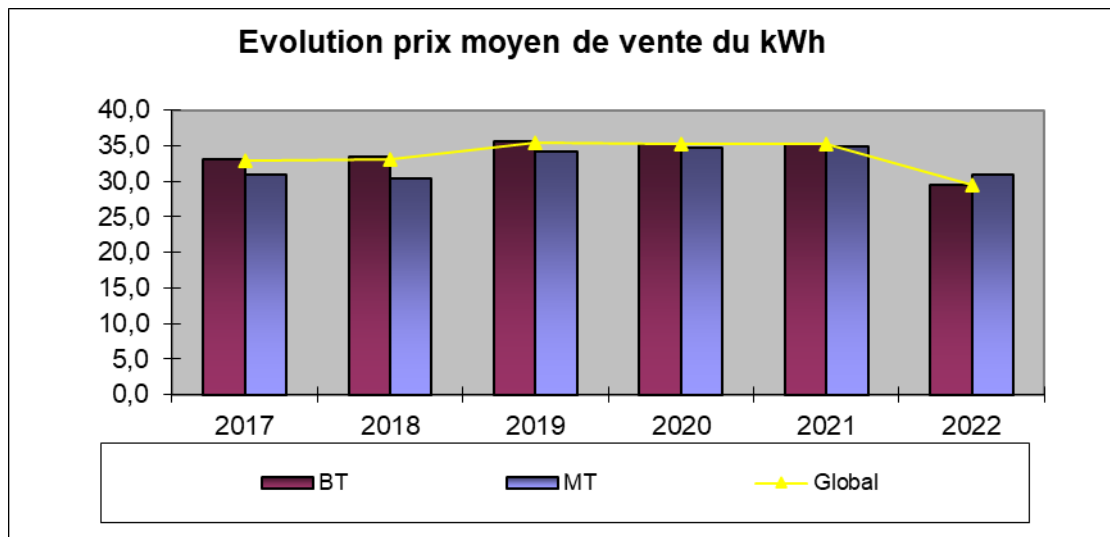
En complément des ventes d'énergie, l'activité en concession enregistre les autres produits d'exploitation suivants :

- Frais de perception de taxe :	137 667 XPF
- Frais de relance :	<u>162 504 XPF</u>
- Total	300 171 XPF

## 2.5 - Statistiques de ventes



La puissance souscrite facturée à fin mars 2022 s'élève à 23 923 kVA.

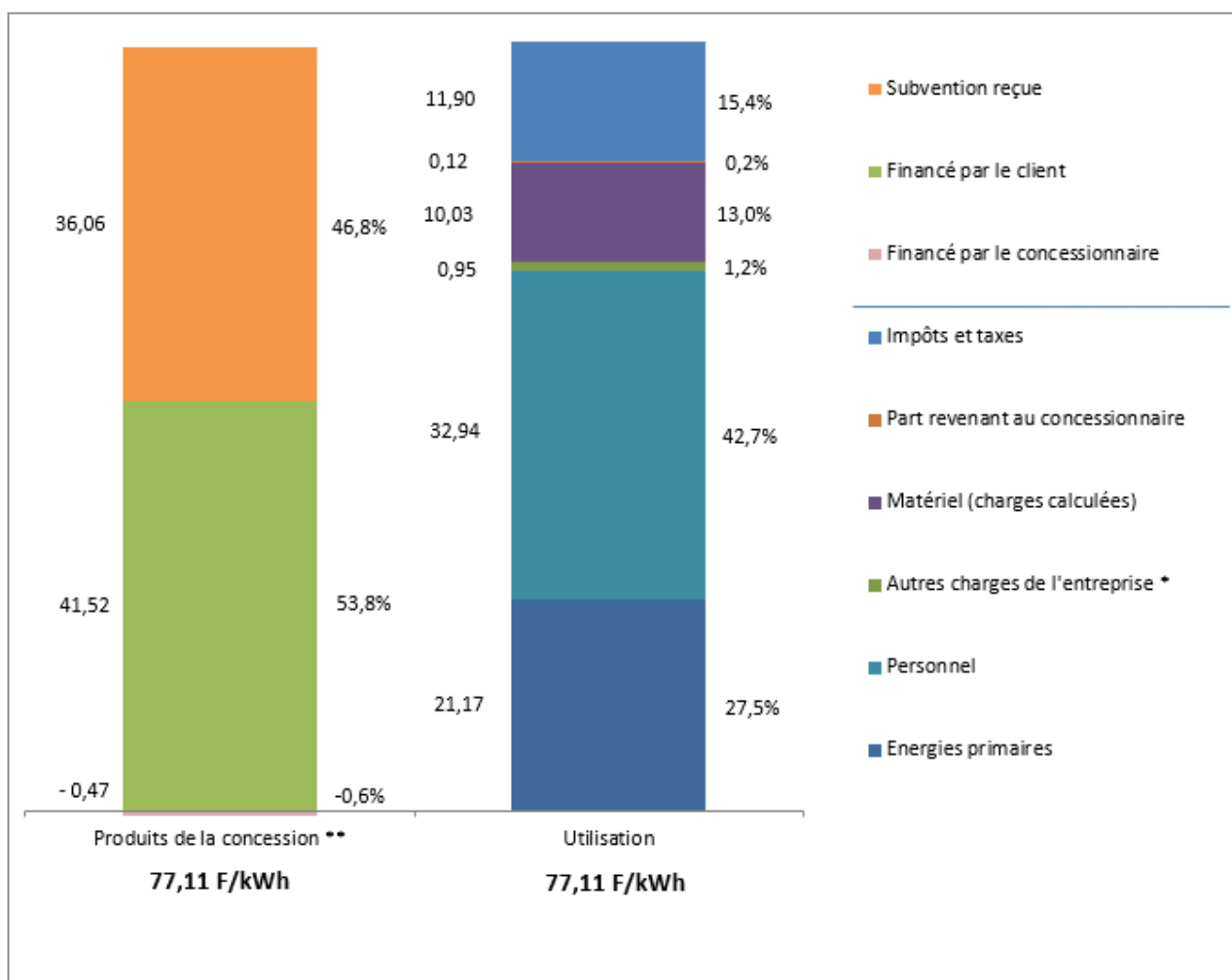


Les ventes en basse tension se maintiennent à 93% des volumes vendus et les ventes en moyenne tension à 7%.



## 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea

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



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

\*\*Dont 41,52 F/KWh (54%) 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 77,11 F.

- Le poste impôts et taxes de 11,90 F/kWh représente 15,4% 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,
  - les 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 41,52 F/kWh qui financent 53.8% des dépenses de la concession
- Les subventions de péréquation de 36,06 F/kWh qui prend en charge 46.8% des dépenses de la concession
- Le concessionnaire pour -0.47 F/kWh pour la différence soit -0.6% des dépenses de la concession.

<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	29,51	38,3%
- Les produits accessoires	0,21	0,3%
- Les taxes communales, TVA, CPS	5,49	7,1%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	8,2%
	<hr/> 41,52	<hr/> 53,8%
 <b>Le montant brut des subventions reçues:</b>		
- Subvention de péréquation	36,06	46,8%
	<hr/> 36,06	<hr/> 46,8%
 <b>La part financée par le concessionnaire:</b>		
- Avance du concessionnaire	- 0,47	-0,6%
	<hr/> - 0,47	<hr/> -0,6%
 <b>Total Produits</b>	 77,11	 F/kWh

## 2.7 - Gestion des impayés

Les créances clients sont reprises par le nouveau concessionnaire. Cependant, les opérations de débouclages ne sont pas terminées et de ce fait, les sommes dues au concessionnaire sortant ne lui ont pas été versées.

## 2.8 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2022 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	34	21 970	1 331 877	60,6
07 - USAGE PROFESSIONNEL	30	62 908	4 090 993	65,0
55 - TOUS USAGES MT	3	66 473	2 769 067	41,7
<b>Total</b>	<b>67</b>	<b>151 351</b>	<b>8 191 937</b>	<b>54,1</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 s'établit à 8,1 Millions Fcp TTC au 31/03/2022, le tout réparti sur 67 compteurs.

Les dépenses en éclairage public sont de 1,3 Millions Fcp TTC, avec 21,9MWh consommés au 31/03/2022.

## 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 week end et les jours fériés, une borne au sein de l'agence du Vaima.

31 décembre :

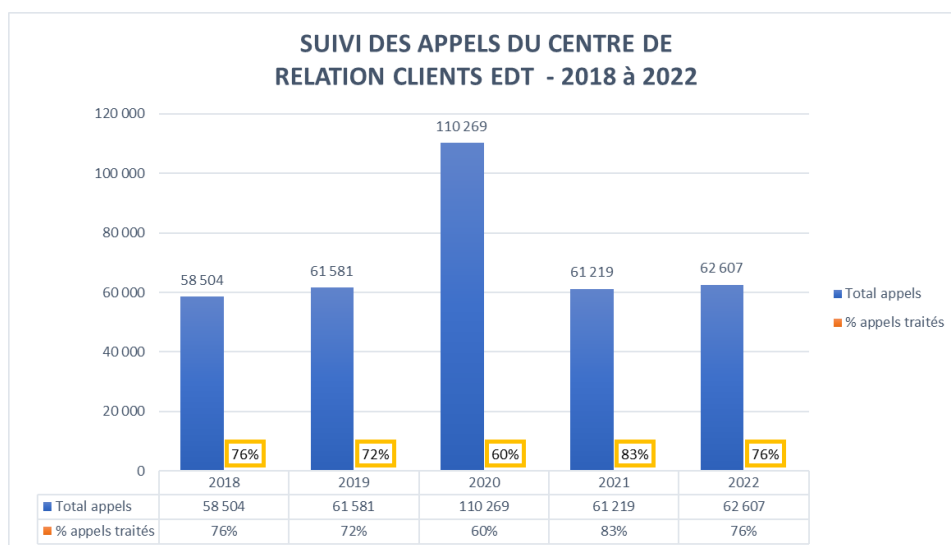
- Fin de la concession de Moorea, avec la fermeture de l'agence commerciale.

## 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.

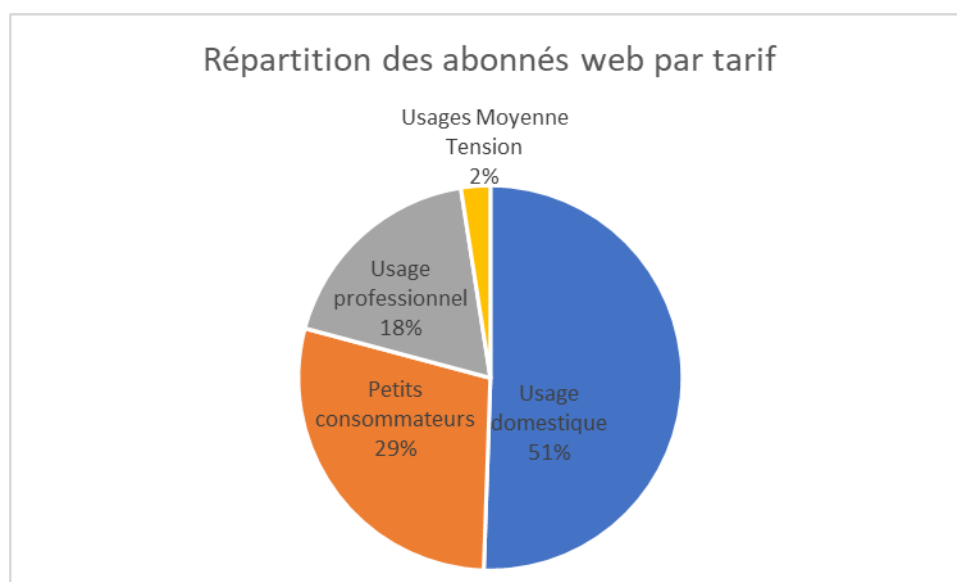
### Nb contrats actifs avec service SMS en 2022

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
Taputapuatea	187	10,3%

## 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.

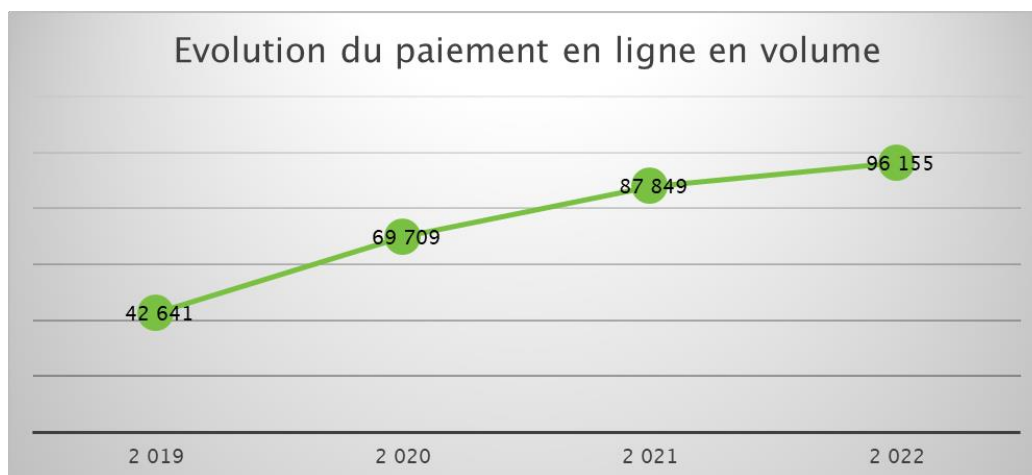


*Borne à l'agence Plaza à Faa'a*

## 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.

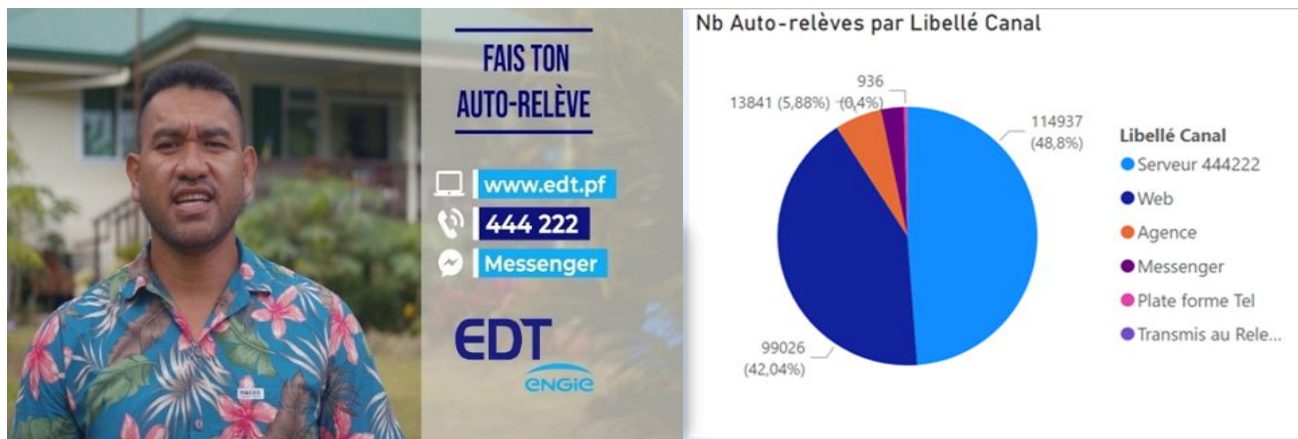
L'auto relève pour suivre et payer sa consommation au réel. L'auto-relève est proposée via trois canaux pour suivre via le serveur vocal, via l'agence en ligne « edt.pf », via Messenger EDT avec la chatbot Mareva. Le serveur vocal 444 222, une ligne téléphonique dédiée gracieusement mise à disposition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

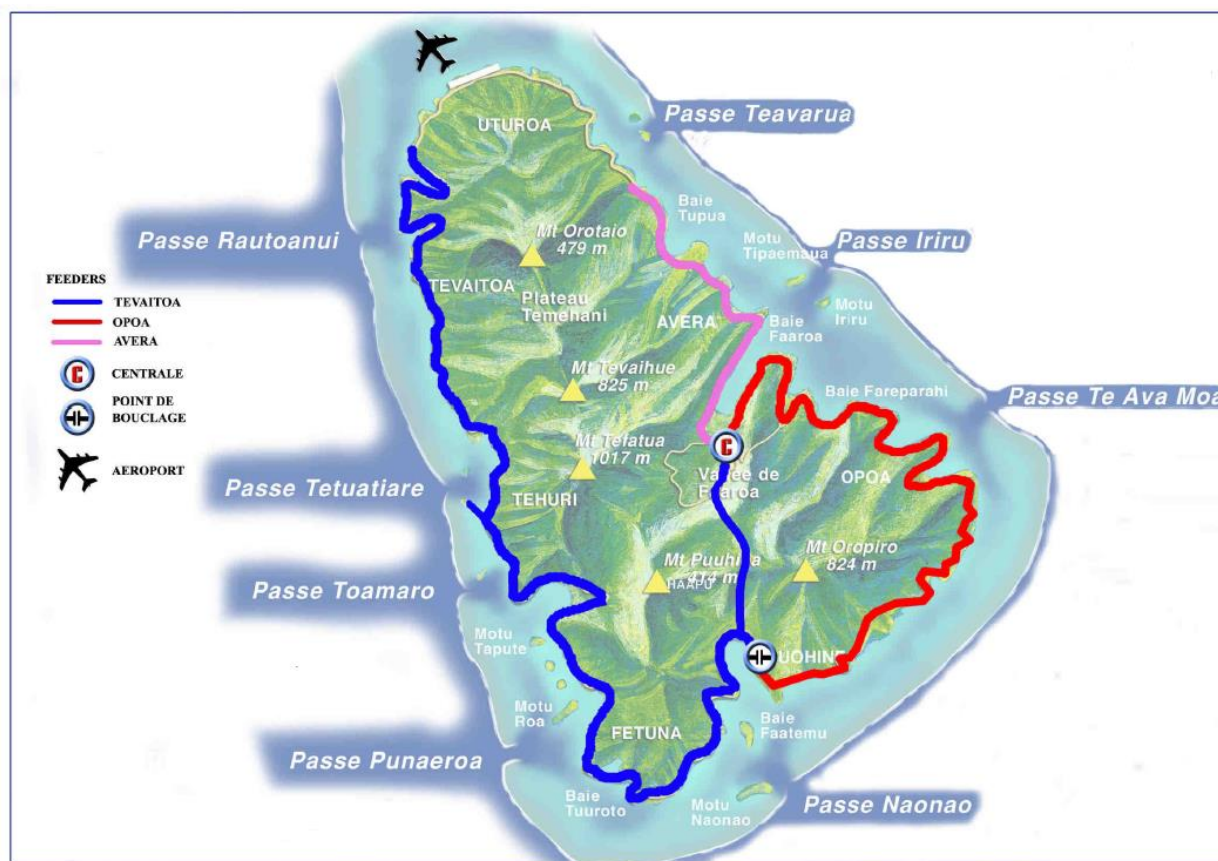
- 3.1 Système électrique de Raiatea
- 3.2 Autorisation d'exploitation
- 3.3 Effectif de l'exploitation
- 3.4 Détail des ouvrages de production
- 3.5 Données de production
- 3.6 Réseaux de distribution HTA/BTA
- 3.7 Qualité de service
- 3.8 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.9 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.10 Raccordement solaire
- 3.11 Unités d'œuvres 2022 de la concession

## ➤ Bilan technique

# RAIATEA - TAPUTAPUATEA

## 3.1 - Système électrique de Raiatea

Le réseau de distribution des communes de Taputapuatea et de Tumaraa est alimenté depuis la centrale de production thermique de Faaroa par 3 départs HTA 20 kV totalisant à fin mars 2022 une longueur de 153,33 km, majoritairement aérien pour Taputapuatea. Le réseau basse tension totalisait 93,05 km.



*Schéma du système électrique de Raiatea*

## 3.2 - Autorisation d'exploitation

La centrale électrique de Faaroa fait l'objet des arrêtés d'exploitation suivants :

Type de text	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	<a href="#">6615</a>	20/09/2010	FAAROA-RAIATEA	2è Modif. Nouveau
Arrêté	<a href="#">7803</a>	21/10/2009	FAAROA-RAIATEA	Modif. Nouveau
Arrêté	<a href="#">5524</a>	26/08/2009	FAAROA-RAIATEA	Nouveau
Arrêté	<a href="#">12</a>	18/03/2003	FAAROA-RAIATEA	Initial et abrogé
Arrêté	<a href="#">2124</a>	03/05/1996	TAPUTAPATEA-RAIATEA	Initial
Arrêté	<a href="#">5376</a>	30/11/1993	TUMARAA-RAIATEA	Initial

## 3.3 - Effectif de l'exploitation de Raiatea - Taputapuatea

Le nombre d'agent en poste s'élève à 12, dont 3 agents de maîtrise et 9 agents d'exploitation. Tous ces agents interviennent sur les concessions de Taputapuatea et de Tumaraa.

### **3.4 - Détail des ouvrages de production**

Le parc de groupes électrogènes fixes de production de la centrale de Faaroa 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 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	G218	01/07/2010	38 552	38 962	410
G2 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	G219	01/07/2010	32 901	34 537	1 636
G3 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	G299	28/10/2021	1 720	3 047	1 327
G4 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	G220	07/07/2010	54 228	55 737	1 509
G5 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	G209	02/02/2010	54 580	56 231	1 651
G6 FAAROA	FG WILSON	AUTRE	675	540	432	G250	23/05/2012	23 258	23 372	114
G7 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	G211	01/01/2010	40 737	40 848	111

Le GE6 était à l'arrêt depuis 2018 et est rendu disponible depuis janvier 2022.

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

### **3.5 - Données de production**

En 2022, la production était de 2,365 GWhs (énergie comptabilisée sortie centrale), contre 9,287 GWhs en 2021.

0,641 millions de litres de gazole et 2 038 litres d'huile ont été consommés en 2022 contre 2,494 millions de litres de gazole et 9 183 litres d'huile consommés en 2021.

La puissance de pointe appelée pour l'ensemble des deux concessions de Taputapuatea et de Tumaraa était de 1 674 kW et la puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 736 kW.

#### **Chiffres de Production pour Tumaraa et Taputapuatea**

RAIATEA 2022	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	Hydro (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	812 205	805 582	0	0	220 478	271	627	1 536
Février	748 223	741 969	0	0	199 504	267	813	1 549
Mars	824 631	818 056	0	0	221 612	269	598	1 674
Avril	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>2 385 059</b>	<b>2 365 607</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>641 594</b>	<b>269</b>	<b>2 038</b>	<b>1 674</b>

### **3.6 - Réseaux de distribution HTA/BTA**

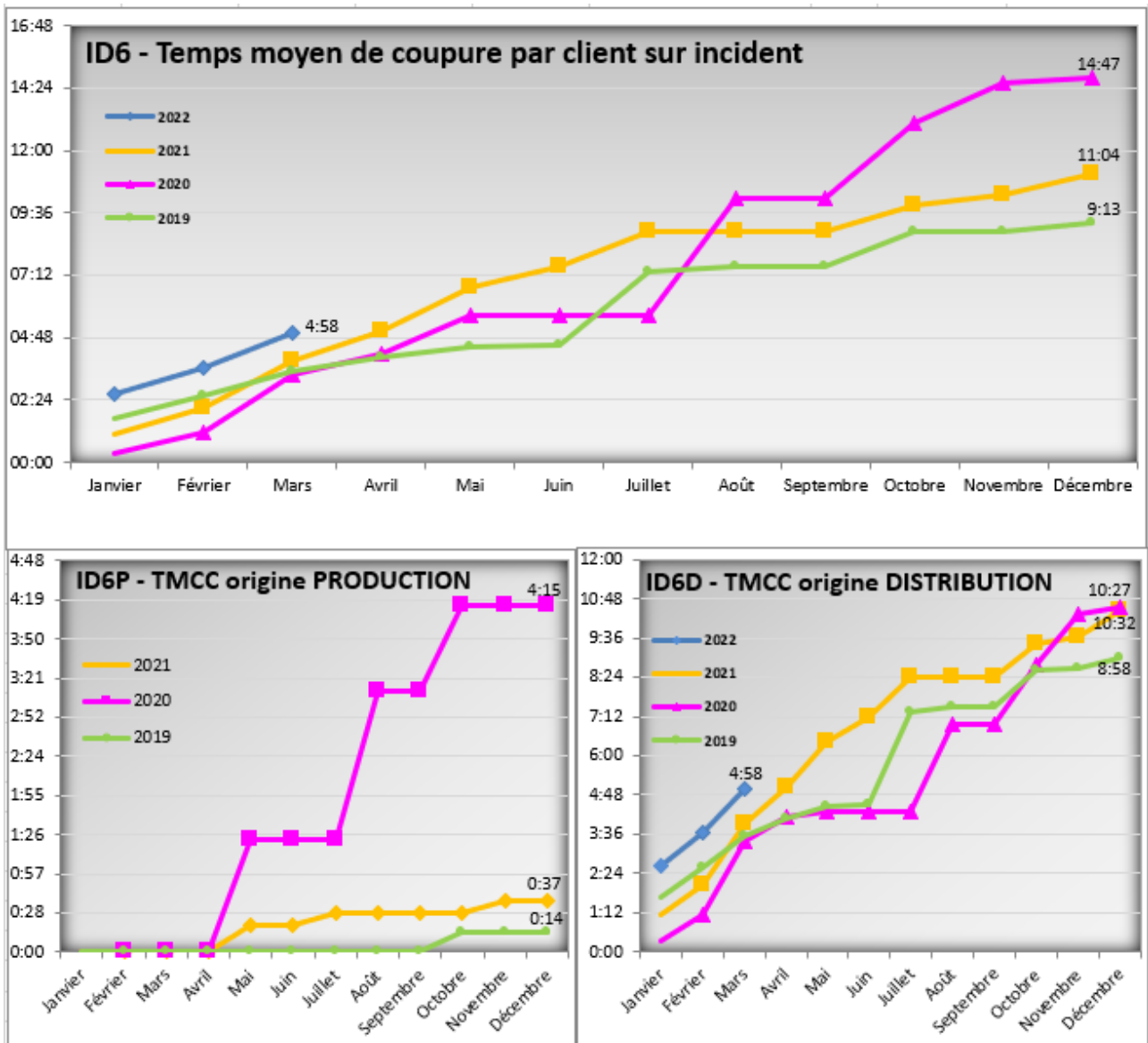
Le réseau de distribution HTA de Taputapuatea et de Tumaraa est constitué de trois départs : Avera, Tevaitoa et Opoa. Le réseau de distribution HTA/BTA est principalement aérien. Les réseaux de ces deux concessions sont en antenne et ne sont pas interconnectés sur ceux de Uturoa. De ce fait, les possibilités de bouclage et de secours des réseaux sont limitées.

### 3.7 - Qualité de service

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

Les indicateurs portent sur les deux concessions de Taputapuatea et Tumaraa.

Le TMCC sur incident de 2022 est de 04h58, causé notamment par les intempéries qui se sont abattus sur l'archipel de la Société avec plusieurs déclenchement départ d'origine distribution avec des défauts par maxi I ; défaut homopolaire I0 et parfois des supports bois cassés.



### **3.8 - Qualité - Sécurité - Environnement**

Il n'y a pas eu d'exercice POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie en 2022.  
Le dernier POI s'est déroulé en mars 2021.

#### **Traitement des effluents**

2080 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2022.

### **3.9 - Travaux significatifs - Faits marquants**

#### **Travaux Production**

Il n'y a pas eu de travaux significatifs sur la centrale en début d'année 2022. Seul le renouvellement de la Motopompe a été effectué après la date de fin de concession.

#### **Travaux Distribution**

Le mauvais temps en début d'année a été la conséquence d'une dégradation de la qualité de service en 2022. L'accent a été mis sur la mise à jour de l'inventaire réseau et centrale de manière en prévision de la fin de concession avec EDT.

### **3.10 - Raccordement solaire**

Concessions	Total au 31/03/22		Raccordements au cours de l'année 2022							Tarif de rachat
	Nombre d'installations	Somme puissance installée (kWc)	Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée (kWc)	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	de 100 à 400 kWc	SUP 400 kWc	
Taputapuatea	20	171,2	2	15,8	2	-	-	-	-	23,64

### 3.11 - Unités d'œuvre 2022 de la concession

Puissance maxi appelée en kW (Taputapuatea + Tumaraa)	1 674
Puissance utile du groupe le plus puissant kW Raiatea	736
Puissance garantie en kW (PG2) (Taputapuatea + Tumaraa)	2 464
Nb de kWh vendus	1 438 631
Quantité en litre de combustible Raiatea	641 594
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 365 607
Nb de kWh solaire acheté par tarif	22 840
Nb de kWh hydro acheté par tarif	0
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	4 100
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 837

#### 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	<b>675</b>	-	-	<b>22 165</b>	-

#### Répartition des longueurs Réseau 2022

Concession	RESEAU HT			RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Taputapuatea	51,15	9,13	60,28	71,99	21,06	93,05	123,14	30,18	153,33	80,3%	19,7%

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

EDT a designé des avenants de prolongation de contrats de sous-traitance pour :

- L'élagage avec l'entreprise EFI,
- L'entretien des espaces vert avec l'entreprise Jack Jardinage
- L'entretien des climatiseurs avec l'entreprise BARFF Terava
- L'entretien des locaux avec l'entreprise HART Eglantine
- Le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- Le contrôle du Système de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- La visite/entretien de la moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES,
- La visite/entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES.

Les contrats ont été résilié à la date de fin de concession avec EDT.

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

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

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

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



### 4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

### 4.1.4) La prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie d'un exercice sur l'autre. Sur Taputapuatea, en 2022 :

- les imputations directes concernent 87 % du total des dépenses de la concession de Taputapuatea. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 13 % 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.

TAPUTAPUATEA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	84%	3%	87%
Frais répartis sur la concession	6%	7%	13%
Total	90%	10%	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 :

Taputapuatea		Produits	Charges associées
Production thermique - travaux vendus - AUTRES		-185 765	
Production thermique - frais de siège*		289 442	
Production thermique - fonction support*		14 217 777	-13 829 361
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des travaux en cours	422 260	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-4 628 192	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		55	
Distribution d'électricité - frais de siège*		267 513	
Distribution d'électricité - fonction support*		8 545 077	-8 304 598
Fourniture d'électricité - frais de siège*		1 031	
Fourniture d'électricité - fonction support*		527	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	1 925 827	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	41 492	
Clientèle - frais de siège*		35 180	
Clientèle - fonction support*		4 736 034	
<b>Total</b>		<b>25 668 258</b>	<b>-22 133 959</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 le 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	25
	Mise à disposition personnel	10 837
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	1 129 363
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques et RC auprès de Engie S.A.	729 372

##### Autres parties liées

Libellé	Description	25
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	10 254 278
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	246 912

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

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE 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 57 % 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 43 % 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 bénéficiaires.

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
- Le service animation & réseaux proximité : au prorata du nombre d'abonnés (jusqu'à Juin 2021).



## 4.2.8 Allocation CE

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

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

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

#### Détail des frais répartis 2022 Taputapuatea - Faaroa

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 Taputapuatea - Faaroa en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Taputapuatea - Faaroa
Frais de siège	1 602,4	98,6	1 264,8			10,3	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	365,1	65,7	355,8	9,6	-1,1	8,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 313,4	35,3
Clientèle îles	65,3	14,5	64,3	1,1	0,0	1,1	Nombre d'abonnés îles	28 246	505
Gestion des énergies	80,5		79,8	0,0	0,0	0,04	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	89,2	0,0
Suivi et développement	77,6		70,4	2,5	-2,3	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	55,4	2,0
Suivi du patrimoine	58,0		50,9	0,3	0,1	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	29,5	0,2
Travaux réseau	106,0		105,5	2,6	0,0	2,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,1	1,9
Relève Intervention Branchement	309,4		298,8	0,0	0,0	0,05	Temps pointé par la cellule	169,7	0,0
Raccordements solaires	24,5		23,7	0,0	0,0	0,02	100% Tahiti	1,0	
Gestion administrative du solaire	28,4	0,6	26,1	0,0	0,0	0,04	Contrats solaires	3 306	5
Service Grand compte	74,6	4,5	65,8	0,4	0,0	0,4	Contrats grands comptes	5 381	29
Marketing & E-services	101,8	6,2	86,8	0,5	0,0	0,5	Nombre d'abonnés	82 044	459
Comptabilité client et recouvrement	1,7	0,1	1,0	0,0	0,0	0,01	Nombre d'abonnés	82 044	459
Magasins	19,9	0,1	18,2	0,6	-0,1	0,5	Sorties de stock valorisées	1 171 310	37 969
<b>Total support externe</b>						<b>14,2</b>			
Support interne de l'île						4,7			
<b>Total Support</b>						<b>18,9</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	Taputapuatea	
	2022	2021
Immobilisations concédées *	1 365 307 557	1 366 997 670
- Production	573 275 871	580 799 404
- Distribution	792 031 686	786 198 266
Immobilisations privées	39 504 464	99 188 487
Immobilisations en-cours	0	428 858
- Distribution	0	428 858
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>1 404 812 021</b>	<b>1 466 615 015</b>
Amortissements et provisions **	-1 299 863 429	-1 347 055 298
- Production	-564 148 478	-572 050 901
- Distribution	-702 367 793	-690 424 965
- Privés	-33 347 158	-84 579 432
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>104 948 592</b>	<b>119 559 717</b>
Stock	29 948 495	41 453 231
Créances clients	18 711 341	31 903 941
Autres créances	2 865 239	6 017 342
Provisions pour dépréciation	-17 900 193	-15 329 736
<b>Stock et créances nets</b>	<b>33 624 882</b>	<b>64 044 779</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>44 798 196</b>	<b>157 885 847</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>183 371 669</b>	<b>341 490 343</b>

#### \* Immobilisations concédées

	2022	2021
<b>Production</b>		
Concessionnaire	573 275 871	580 799 404
<b>Total concessionnaire</b>	<b>573 275 871</b>	<b>580 799 404</b>
<b>Total Tiers et concédant</b>		
<b>Total au bilan</b>	<b>573 275 871</b>	<b>580 799 404</b>

#### \*\* Amortissements et provisions

	2022	2021
<b>Production</b>		
Concessionnaire	-564 148 478	-572 050 901
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-564 148 478</b>	<b>-572 050 901</b>
Tiers et concédant	0	0
<b>Total au bilan</b>	<b>-564 148 478</b>	<b>-572 050 901</b>

	2022	2021
<b>Distribution</b>		
Concessionnaire	601 302 820	604 395 676
<b>Total concessionnaire</b>	<b>601 302 820</b>	<b>604 395 676</b>
Tiers et concédant	190 728 866	181 802 590
<b>Total au bilan</b>	<b>792 031 686</b>	<b>786 198 266</b>

	2022	2021
<b>Distribution</b>		
Concessionnaire	-578 624 887	-566 682 059
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-578 624 887</b>	<b>-566 682 059</b>
Tiers et concédant	-123 742 906	-123 742 906
<b>Total au bilan</b>	<b>-702 367 793</b>	<b>-690 424 965</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	Taputapuatea	
	2022	2021
Résultat	6 604 322	35 213 007
<b>Capitaux propres</b>	<b>6 604 322</b>	<b>35 213 007</b>
Droits des tiers et concédant apports gratuit	66 985 960	58 059 684
- Distribution	66 985 960	58 059 684
Provisions devenues sans objet	5 311 496	285 032
- PR non utilisées en fin de concession	5 311 496	285 032
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>72 297 456</b>	<b>58 344 716</b>
Autres provisions	50 451 081	63 358 689
- PIDR	50 451 081	63 358 689
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>50 451 081</b>	<b>63 358 689</b>
Emprunts et dettes financières	0	2 146 000
- Emprunts	0	2 146 000
Clients - avances sur consommation	7 045 806	5 709 113
Fournisseurs	24 283 744	64 406 844
Dettes fiscales et sociales	22 625 348	67 801 937
Passif de renouvellement	0	34 557 228
- Production	0	34 557 228
Autres dettes	31 601	31 601
Produits constatés d'avance	32 312	9 921 208
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>54 018 810</b>	<b>184 573 931</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>183 371 669</b>	<b>341 490 343</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.

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

### 4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Taputapuutea - Faaroa 2021			Taputapuutea - Faaroa 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>	103 034 974		103 034 974	25 810 008		25 810 008
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	1 422,00		1 422	1 407,00		1 407
	- Forfait FP1	72 741		72 741	73 376		73 376
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-83 156 583	144 737	-83 010 699	-17 678 381	39 394	-17 638 987
	par UO : Puissance maximale majorée	-58 479		-58 376	-12 565		-12 537
	<b>- Maintenance</b>	-32 119 936		-32 118 789	-10 014 489		-10 014 489
	- AC	-3 223 197		-3 223 197	-326 597		-326 597
	- ACE	-3 664 076		-3 664 076	-1 914 316		-1 914 316
	- MO	-25 229 924		-25 229 924	-7 761 054		-7 761 054
	- AUTRES	-2 740		-1 593	-12 521		-12 521
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	-2 108 659		-2 108 659	-742 419		-742 419
	- AC						
	- ACE	-638 137		-638 137	-314 848		-314 848
	- MO	-38 828		-38 828	-45 494		-45 494
- AUTRES	-1 431 693		-1 431 693	-382 077		-382 077	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	-16 969 385		-16 969 385	213 325		213 325	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-20 085 319		-20 085 319	-2 990 518		-2 990 518	
- Dotation amortissement biens au bilan	-35 143 956		-35 143 956	3 203 843		3 203 843	
- Dotation / reprise de lissage	38 259 890		38 259 890				
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-31 958 604	144 737	-31 813 866	-7 134 799	39 394	-7 095 404	
- Fonctions supports	-23 174 104		-23 174 104	-4 325 875		-4 325 875	
- Frais de siège	-8 784 499	144 737	-8 639 762	-2 808 924	39 394	-2 769 530	
<b>P2</b>  <b>Charges variables de production</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	12 209 273		12 209 273	3 045 841		3 045 841
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	5 486 569		5 486 569	5 398 034		5 398 034
	- Forfait FP2	2,234		2,234	2,257		2,257
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-3 974 607	3 233	-3 971 374	-1 648 897	641	-1 648 257
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-0,724		-0,724	-0,305		-0,305
	<b>- Maintenance</b>	-2 722 426		-2 722 426	-1 446 589		-1 446 589
	- AC	-1 154 906		-1 154 906	-1 078 795		-1 078 795
	- ACE	-537 340		-537 340	-170 338		-170 338
	- MO	-1 030 179		-1 030 179	-197 456		-197 456
- AUTRES (provision rév groupes...)							
<b>- Traitement des effluents</b>							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-1 252 181	3 233	-1 248 948	-202 308	641	-201 667	
- Fonctions supports	-1 055 981		-1 055 981	-156 626		-156 626	
- Frais de siège	-196 200	3 233	-192 968	-45 682	641	-45 042	
<b>Matières consommées</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Matières consommées</b>	94 800 985		94 800 985	29 904 407		29 904 407
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	17,28		17,28	5,54		5,54
	<b>- Consommations</b>	-95 171 529		-95 171 529	-29 904 407		-29 904 407
	- Gasoil	-93 497 999		-93 497 999	-29 524 559		-29 524 559
- Huile	-1 673 530		-1 673 530	-379 848		-379 848	
- Urée							
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>				2 563 900		2 563 900
	- Coûts directs	64 703		64 703	-551 102		-551 102
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-113 347	478	-112 869	-235 163	446	-234 717
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>	159 259 552		159 259 552	45 609 954		45 609 954
	- Coûts sur revente energie	-131 447 143	106 616	-131 341 675	-37 453 176	31 072	-37 422 104
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	6 617 045		6 617 045			
	- Coûts directs	-5 684 165		-5 684 165			
	- AC	-1 448 921		-1 448 921			
	- ACE	-3 333 775		-3 333 775			
	- MO	-901 469		-901 469			
- AUTRES							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-1 060 987		-1 060 987				
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	375 921 828		375 921 828	106 934 110		106 934 110
	<b>MARGE AVANT IS</b>	55 378 169	255 064	55 633 233	19 462 983	71 553	19 534 536
	- I.S.	-24 144 493	-111 206	-24 255 699	-7 508 750	-27 605	-7 536 355
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	31 233 677	143 858	31 377 535	11 954 233	43 948	11 998 181
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	26 548 625	122 279	26 670 904	10 161 098	37 356	10 198 454
	En % des produits	7%		7%	10%		10%

		Taputapuatea - Faaroa 2021			Taputapuatea - Faaroa 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	92 887 414		92 887 414	23 619 990		23 619 990
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	149		149	149		149
	- Forfait FD2	-627 531		-627 531	-632 627		-632 627
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	-94 557 822	237 570	-94 320 252	-37 156 171	64 550	-37 091 621
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-636 329		-634 730	-248 793		-248 361
	<b>- Maintenance</b>	-39 873 711		-39 873 711	-12 885 131		-12 885 131
	- AC	-870 278		-870 278	-433 355		-433 355
	- ACE	-9 897 920		-9 897 920	-3 592 387		-3 592 387
	- MO	-29 105 513		-29 105 513	-8 821 095		-8 821 095
	- AUTRES				-38 294		-38 294
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	-1 799 901		-1 799 901	-178 417		-178 417
	- AC						
	- ACE	-715 967		-715 967	-178 472		-178 472
	- MO	-65 310		-65 310			
	- AUTRES	-1 018 624		-1 018 624	55		55
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	-12 524 924		-12 524 924	-14 641 732		-14 641 732	
- Dotation amortissement biens au bilan	-38 407 096		-38 407 096	-3 967 017		-3 967 017	
- Dotation / reprise de lissage	25 882 172		25 882 172	-10 674 716		-10 674 716	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-40 359 286	237 570	-40 121 716	-9 450 891	64 550	-9 386 341	
- Fonctions supports	-25 940 534		-25 940 534	-4 848 291		-4 848 291	
- Frais de siège	-14 418 752	237 570	-14 181 182	-4 602 600	64 550	-4 538 050	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	3 661 255		3 661 255	1 003 717		1 003 717
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	5 970 666		5 970 666	9 764 563		9 764 563
	<b>- Coûts directs</b>	-3 561 079		-3 561 079	-7 688 882		-7 688 882
	- AC	-1 398 942		-1 398 942	-1 613 041		-1 613 041
	- ACE	-2 117 698		-2 117 698	-1 471 596		-1 471 596
	- MO	-1 805 099		-1 805 099	-1 346 173		-1 346 173
	- AUTRES	1 760 660		1 760 660	-3 258 072		-3 258 072
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-2 406 417	6 637	-2 399 780	-1 994 441	1 595	-1 992 846
	- Fonctions supports	-2 003 578		-2 003 578	-1 880 694		-1 880 694
	- Frais de siège	-402 839	6 637	-396 202	-113 747	1 595	-112 152
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	15 018 704		15 018 704	6 232 075		6 232 075
	<b>- Coûts directs</b>	-12 300 107		-12 300 107	-4 976 077		-4 976 077
	- AC	-4 325 094		-4 325 094	-1 257 272		-1 257 272
	- ACE	-4 984 473		-4 984 473	-1 366 471		-1 366 471
	- MO	-2 922 004		-2 922 004	-1 441 803		-1 441 803
- AUTRES	-68 536		-68 536	-910 531		-910 531	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-2 990 754		-2 990 754	-1 907 601		-1 907 601	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	117 538 039		117 538 039	40 620 345		40 620 345	
<b>MARGE AVANT IS</b>	1 721 860	244 207	1 966 067	-13 102 828	66 145	-13 036 682	
- I.S.	-750 719	-106 473	-857 191	5 055 024	-25 519	5 029 506	
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	971 141	137 734	1 108 876	-8 047 803	40 627	-8 007 176	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	825 470	117 074	942 544	-6 840 633	34 533	-6 806 100	
En % des produits	1%		1%	-17%		-17%	

		Taputapuatea - Faaroa 2021			Taputapuatea - Faaroa 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>212 071 060</b>		<b>212 071 060</b>	<b>59 314 612</b>		<b>59 314 612</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique	210 045 231		210 045 231	58 760 256		58 760 256
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	617 594		617 594			
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 408 235		1 408 235	554 356		554 356
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa						
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	<b>-212 078 977</b>		<b>-212 078 977</b>	<b>-59 314 612</b>		<b>-59 314 612</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-210 045 231		-210 045 231	-58 760 256		-58 760 256
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-620 007		-620 007			
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-1 413 739		-1 413 739	-554 356		-554 356
- Achat d'électricité d'origine solaire							
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	<b>-135 925</b>	<b>100</b>	<b>-135 825</b>	<b>-39 550</b>		<b>-39 550</b>	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-135 925	100	-135 825	-39 550		-39 550	
- Fonctions supports	-129 845		-129 845	-39 550		-39 550	
- Frais de siège	-6 080	100	-5 980				
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>53 910</b>		<b>53 910</b>	<b>418 852</b>		<b>418 852</b>	
- Coûts directs	-6		-6	-223 264		-223 264	
- AC	-6		-6				
- ACE							
- MO				-223 264		-223 264	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées				-283 958	255	-283 703	
- Fonctions supports				-265 792		-265 792	
- Frais de siège				-18 166	255	-17 911	
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>35 560 630</b>		<b>35 560 630</b>	<b>9 168 863</b>		<b>9 168 863</b>	
<b>PRODUIT AUTORISE</b>							
- UO UC : Nombre d'abonnés -1	1 784		1 784	1 814		1 814	
- Forfait FC	-20 011,00		-20 011	-20 218,00		-20 218	
<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>	<b>1 041 909</b>		<b>1 041 909</b>	<b>300 171</b>		<b>300 171</b>	
- Frais de relance	646 668		646 668	162 504		162 504	
- Frais de perception de taxe	395 241		395 241	137 667		137 667	
<b>COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	<b>-31 159 301</b>	<b>23 872</b>	<b>-31 135 429</b>	<b>-7 273 456</b>	<b>8 634</b>	<b>-7 264 822</b>	
par UO : Nombre d'abonnés	-17 466		-17 453	-4 010		-4 005	
- Affranchissements	-2 142 485		-2 142 485	-565 002		-565 002	
- Fonctionnement	-18 685 594		-18 685 594	-4 324 724		-4 324 724	
- AC	-723 748		-723 748	-287 568		-287 568	
- ACE	-7 319 540		-7 319 540	-1 490 330		-1 490 330	
- MO	-10 361 978		-10 361 978	-4 050 303		-4 050 303	
- AUTRES	-280 328		-280 328	1 503 477		1 503 477	
- Quote part des activités support affectées	-10 331 222	23 872	-10 307 350	-2 383 730	8 634	-2 375 096	
- Fonctions supports	-8 882 353		-8 882 353	-1 768 103		-1 768 103	
- Frais de siège	-1 448 869	23 872	-1 424 997	-615 627	8 634	-606 993	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>791 053</b>		<b>791 053</b>	<b>68 312</b>		<b>68 312</b>	
- Frais de coupure	791 053		791 053	68 312		68 312	
- Coûts directs	-992 760		-992 760	-29 619		-29 619	
- AC	-154 422		-154 422				
- ACE	-323 739		-323 739				
- MO	-514 599		-514 599	-29 619		-29 619	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-698 647	1 915	-696 732	-37 514	63	-37 451	
- Fonctions supports	-582 392		-582 392	-33 005		-33 005	
- Frais de siège	-116 255	1 915	-114 340	-4 509	63	-4 446	
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>249 518 562</b>		<b>249 518 562</b>	<b>69 270 810</b>		<b>69 270 810</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>4 452 945</b>	<b>25 888</b>	<b>4 478 832</b>	<b>2 068 837</b>	<b>8 952</b>	<b>2 077 789</b>	
- I.S.	-1 941 453	-11 287	-1 952 739	-798 150	-3 454	-801 604	
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>2 511 492</b>	<b>14 601</b>	<b>2 526 093</b>	<b>1 270 687</b>	<b>5 498</b>	<b>1 276 185</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>2 134 768</b>	<b>12 411</b>	<b>2 147 179</b>	<b>1 080 084</b>	<b>4 674</b>	<b>1 084 758</b>	
En % des produits	<b>1%</b>		<b>1%</b>	<b>2%</b>		<b>2%</b>	

		Taputapuatea - Faaroa 2021			Taputapuatea - Faaroa 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>						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
<b>PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution</b>		349 743		349 743	2 177 018		2 177 018
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh fournis aux client finaux							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	-1 472 736		-1 472 736	-619 093		-619 093
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	439 541		439 541	571 119		571 119
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	1 038 951		1 038 951	47 974		47 974
	<b>MARGE AVANT IS</b>	5 756		5 756			
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS (*)</b>	531 810 205		531 810 205	159 622 934		159 622 934
	<b>TOTAL DES CHARGES (**)</b>	-469 901 732	525 159	-469 376 573	-149 016 923	146 650	-148 870 273
	<b>MARGE AVANT IS</b>	61 908 473	525 159	62 433 632	10 606 011	146 650	10 752 661
	- I.S.	-26 991 659	-228 966	-27 220 625	-4 091 761	-56 577	-4 148 338
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	34 916 814	296 193	35 213 007	6 514 249	90 073	6 604 322
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	29 679 292	251 764	29 931 056	5 537 112	76 562	5 613 674
	En % des produits	6%		6%	3%		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 :

N/A : le contrat de concession est arrivé à échéance le 31/03/2022.

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

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

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

#### 4.4.0 Plafonnement des résultats

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

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

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

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

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

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

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

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

#### Impact de ce mécanisme sur les comptes de la concession :

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

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

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

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

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

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

#### Calcul du plafonnement 2022

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

Pour rappel, en 2021, en raison d'un RA de la concession représentant 1,80% du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élevait à 1.326.583 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élevait à 1.326.583 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 ».

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE - \text{Plafonnement N-1} \\ \mathbf{92.334.807} &= \mathbf{63.202.627} + \mathbf{30.458.763} - \mathbf{1.326.583} \end{aligned}$$

##### 4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
<b>Activité de production</b>									
Puissance maximale majorée	1 422	1 407	-1,1%	72 741	73 376	0,9%	103 437 702	25 810 008	-75,0%
Nb de kWh produits	5 486 569	5 398 034	-1,6%	2,234	2,257	1,0%	12 256 995	3 045 841	-75,2%
Ajustement TAC Avenant 18b									
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA									
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	148,6	149,345	0,5%	627 531	632 627	0,8%	93 250 479	23 619 990	-74,7%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	1 784,0	1 814	1,7%	20 011	20 218	1,0%	35 699 624	9 168 863	-74,3%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>244 644 800</b>	<b>61 644 702</b>	<b>-74,8%</b>
Résultat financier							-1 478 492	-619 093	-58,1%
Partage des gains de rendement							351 110	2 177 018	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>243 517 418</b>	<b>63 202 627</b>	<b>-74,0%</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	1 448 971	64,53	93 497 999	365 758	80,72	29 524 559
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	5 194	322,22	1 673 530	1 209	314,14	379 848
Énergie achetée Hydro	E	14 674	42,25	620 008	0	0,00	0
Énergie achetée Solaire	E	57 920	24,41	1 413 739	22 840	24,27	554 356
Prod ENR EDT							
Transport	T						
<b>CE Total</b>				<b>97 205 276</b>			<b>30 458 763</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.

		Taputapuatea							
		2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	42 458 650	174 464 238	176 888 574	170 081 633	157 053 369	154 779 311	154 751 268	163 854 911
Péréquation	B	51 871 723	n/a	n/a	167 266 235	154 327 544	158 423 635	n/a	165 077 839
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	337 347 868	311 380 913	313 202 946	n/a	328 932 750
Ecart RA/(CA+péréquation)		-1 995 566	166 258 456	159 956 288	n/a	n/a	14 310 926	160 572 881	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		93 661 390	340 722 694	336 844 862	344 120 610	340 720 664	327 513 871	315 324 149	328 932 750
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1		92 334 807							
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-14 310 926	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	9 238 738	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA			-1 326 583						
Produits comptabilisés		93 661 390	339 396 111	336 844 862	337 347 868	311 380 913	322 441 683	315 324 149	328 932 750

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) Annexes

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2022	Réalisé 2021
<b>Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)</b>	<b>1 438 631</b>	<b>4 946 013</b>
<i><u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u></i>	103,8%	89,7%
<b><u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u></b>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	675	2 084
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	22 165	55 836
Total Production Photovoltaïque	22 840	57 920
Production hydro achetée		14 674
<b>Production Total EnR</b>	<b>22 840</b>	<b>72 594</b>
Production brute thermique à produire	1 363 017	5 443 133
Production Nette thermique à produire	1 351 908	5 397 892
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>1 385 731</b>	<b>5 515 727</b>
<b><u>Consommation spécifique L/KWh</u></b>		
Gasoil Centrale thermique	0,268	0,266
<b><u>Stock Matières Premières en volume (l)</u></b>		
Stock Initial	45 112	35 111
Achat Matière première	362 237	1 459 334
Stock Final	41 591	45 474
<b>Consommation Matière 1ière</b>	<b>365 758</b>	<b>1 448 971</b>
<b><u>Consommation spécifique compte L/KWh</u></b>	0,268	0,266
<b><u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u></b>		
Prix du gasoil îles	80,72 F	64,53 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	314,14 F	322,22 F
<b><u>Stock Matières Premières en XPF</u></b>		
Stock Initial	3 663 854	1 727 993
Achat Matière première	29 411 571	95 463 227
Stock Final	3 550 865	3 693 222
<b>Consommation Matière 1ière</b>	<b>29 524 559</b>	<b>93 497 999</b>
<b>Huile</b>	<b>379 848</b>	<b>1 673 530</b>
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>29 904 407</b>	<b>95 171 529</b>
<b><u>Coût de l'énergie achetée ou consommée</u></b>		
Gasoil îles	29 524 559	93 497 999
Hydroélectricité		620 008
Photovoltaïque - Avec TVA sociale 1%	554 356	2 033 747
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en XPF - Avec TVA sociale 1%</b>	<b>554 356</b>	<b>2 033 747</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>30 458 763</b>	<b>97 205 276</b>



		Raiatea 2022			Taputapuata 2022			Coûts Tumaraa 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>Matières consommées</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Matières consommées</b>				29 904 407		29 904 407			
	Facturation autres distributeurs									
	- Consommations	-52 357 442		-52 357 442	-29 904 407		-29 904 407	-22 453 035		-22 453 035
	- Fioul									
	- Gasoil	-51 717 216		-51 717 216	-29 524 559		-29 524 559	-22 192 657		-22 192 657
	- Huile	-640 226		-640 226	-379 848		-379 848	-260 378		-260 378
	- Urée									
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	2 563 900		2 563 900	2 563 900		2 563 900			
	- Coûts directs	-551 102		-551 102	-551 102		-551 102			
	- AC									
	- ACE									
	- MO	-365 337		-365 337	-365 337		-365 337			
	- AUTRES	-185 765		-185 765	-185 765		-185 765			
	- Quote part des activités support affectées	-235 163	446	-234 717	-235 163	446	-234 717			
	- Fonctions supports	-203 348		-203 348	-203 348		-203 348			
	- Frais de siège	-31 815	446	-31 369	-31 815	446	-31 369			
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>				45 609 954		45 609 954			
	- Coûts sur revente energie				-37 453 176	31 072	-37 422 104			
	<b>MARGE AVANT IS</b>				8 156 778	31 072	8 187 850			
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>									
	- Coûts directs									
- AC										
- ACE										
- MO										
- AUTRES										
- Quote part des activités support affectées										
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>										
	<b>TOTAL DES PRODUITS</b>				106 934 110		106 934 110			
	<b>MARGE AVANT IS</b>				19 462 983	71 553	19 534 536			
	- I.S.				-7 508 750	-27 605	-7 536 355			
	- IS report déficitaire									
	<b>MARGE NETTE</b>				11 954 233	43 948	11 998 181			

## **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	TVA à reverser	Cession	2022
VB concessionnaire	580 728 537		-7 523 533		573 205 004
VB tiers & concédant	0				0
Immo incorporelles	70 867				70 867
<b>Production</b>	580 799 404	0 (1)	-7 523 533	0 (2)	573 275 871
VB concessionnaire	604 328 543	6 660 933	-9 753 789		601 235 687
VB tiers & concédant	181 802 590	8 926 276			190 728 866
Immo incorporelles	67 133				67 133
<b>Distribution</b>	786 198 266	15 587 209 (3)	-9 753 789	0 (4)	792 031 686
<b>Total</b>	<b>1 366 997 670</b>	<b>15 587 209</b>	<b>-17 277 322</b>	<b>0</b>	<b>1 365 307 557</b>

### Détail Production :

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

### Détail Distribution :

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
RNV RSX HT/BT PMT TAPUTAP	9000001744	4 811 681	0%	-	4 811 681
RESEAUX CP TAPUTAP 2022	9300000903	910 531	100%	910 531	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001288	938 721	55,6%	521 929	416 792
<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>		<b>6 660 933</b>		<b>1 432 460</b>	<b>5 228 473</b>
TRANSFO P1072 UTUFARA-000	5300001771	908 467	100%	908 467	-
RSX AERIEN TIERS TAP 2022	9000001747	2 648 672	100%	2 648 672	-
RSX SOUT TIERS TAPU 2022	9300000906	2 490 788	100%	2 490 788	-
COMPTAGE TIERS TAPU 2022	9500001292	2 878 349	100%	2 878 349	-
<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS TAPUTAPUATEA</b>		<b>8 926 276</b>		<b>8 926 276</b>	<b>-</b>
(3) <b>TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>		<b>15 587 209</b>	<b>-</b>	<b>10 358 736</b>	<b>5 228 473</b>

(4) Pas de cession en distribution sur l'exercice.

Pas d'immobilisation en cours du domaine concédé à la fin de l'exercice 2022 ; contre 0,4 MF à fin 2021.

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

Désignation	N° immobilisation	date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
			Concessionnaire		Concédant & Tiers				
			B. Renouv	B. Non Renouv					Total
AMENAGEMENT TERRAIN TAPU	200000001	01/04/2003	-	18 728 800	18 728 800	-	7 456 596	-	11 272 204
AMNGT ESPACE VERT TAPU	200000003	01/01/2004	-	2 735 000	2 735 000	-	1 062 433	-	1 672 567
CONST ATELIER MAINT TAPU	500000076	01/01/2004	-	29 563 263	29 563 263	-	15 421 494	-	14 141 769
GENIE CIVIL CENTRALE TAPU	500000077	01/01/2004	-	89 597 653	89 597 653	-	46 738 063	-	42 859 590
PROTECTION INCENDIE TAPU	3100000007	01/01/2004	-	1 727 141	1 727 141	-	1 261 333	-	465 808
PROTECTION INCENDIE TAPU	3100000007	01/01/2004	7 336 712	-	7 336 712	-	7 336 712	-	-
INSONORISAT.FAAROA TAPU	3100000008	01/01/2004	-	15 374 940	15 374 940	-	11 228 340	-	4 146 600
SECTIONNEMENT TGBT FAAROA	2800000010	01/06/2005	-	10 469 575	10 469 575	-	7 477 486	-	2 992 089
REALISATION ZONE STOCKAGE	4000000000	01/07/2005	-	24 693 351	24 693 351	-	17 609 936	-	7 083 415
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	6000000003	09/08/2006	-	3 047 447	3 047 447	-	1 471 731	-	1 575 716
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	2600000005	09/08/2006	-	232 503	232 503	-	162 390	-	70 113
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	3100000015	09/08/2006	-	494 402	494 402	-	345 310	-	149 092
EXTINCT AUTO PROTECTION	3100000025	01/05/2008	-	5 235 048	5 235 048	-	3 528 029	-	1 707 019
REHAUSSE CHEMINEES CENT	3000000021	16/12/2008	-	6 147 604	6 147 604	-	4 086 893	-	2 060 711
MIS.OEUVR.NEW SSI EXTINC°	3100000039	30/07/2009	-	13 955 320	13 955 320	-	7 076 303	-	6 879 017
AGENCEMENT TERRAIN	2000000026	01/01/2010	-	230 954	230 954	-	69 016	-	161 938
AGENCEMENT CENT FAAROA	6000000035	01/01/2010	-	1 073 020	1 073 020	-	453 334	-	619 686
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	1300000052	01/01/2010	-	6 247 192	6 247 192	-	6 247 192	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	1400000052	01/01/2010	-	32 746 387	32 746 387	-	32 746 387	-	-
COMB. F&P GRPE QST30 RAI	2600000028	01/01/2010	-	3 759 606	3 759 606	-	1 842 516	-	1 917 090
EAU F&P GRPE QST30 RAI	2700000009	01/01/2010	-	319 764	319 764	-	156 711	-	163 053
ENERGIE F&P GPE QST30 RAI	2800000052	01/01/2010	-	6 532 940	6 532 940	-	3 201 678	-	3 331 262
LUB F&P GRPE QST30 RAI	2900000003	01/01/2010	-	149 376	149 376	-	73 207	-	76 169
ENV T F&P GRPE QST30 RAI	3000000036	01/01/2010	-	2 135 850	2 135 850	-	1 046 742	-	1 089 108
SECU F&P GRPE QST30 RAI	3100000054	01/01/2010	-	84 651	84 651	-	41 486	-	43 165
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	1400000051	01/02/2010	-	6 970 318	6 970 318	-	6 970 318	-	-
MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	3100000043	01/02/2010	-	338 687	338 687	-	164 834	-	173 853
CORPS FILTRANT FAAROA	3000000035	01/05/2010	-	738 971	738 971	-	352 439	-	386 532
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	6000000036	01/06/2010	-	165 000	165 000	-	68 346	-	96 654
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	2800000054	01/06/2010	-	11 689 175	11 689 175	-	5 535 225	-	6 153 950
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	4000000011	01/06/2010	-	816 223	816 223	-	386 510	-	429 713
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	1300000053	01/07/2010	-	6 247 192	6 247 192	-	6 247 192	-	-
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	1300000054	01/07/2010	6 247 192	-	6 247 192	-	6 247 192	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	1400000053	01/07/2010	-	27 793 072	27 793 072	-	27 793 072	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	1400000054	01/07/2010	-	29 222 593	29 222 593	-	29 222 593	-	-
COMB.F&P QST30 FAAROA	2600000029	01/07/2010	-	4 495 355	4 495 355	-	2 113 925	-	2 381 430
EAU-F&P QST30 FAAROA	2700000010	01/07/2010	-	3 945 679	3 945 679	-	1 855 442	-	2 090 237
ENERGIE-F&P QST30 FAAROA	2800000053	01/07/2010	-	6 570 770	6 570 770	-	3 089 882	-	3 480 888
ENV.F&P QST30 FAAROA-RAI	3000000037	01/07/2010	-	3 945 678	3 945 678	-	1 855 442	-	2 090 236
SECU F&P QST30 GPE FAAROA	3100000055	01/07/2010	-	543 677	543 677	-	255 662	-	288 015



Désignation	N° immobilisation	date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
			Concessionnaire		Concédant & Tiers				
			B. Renouv	B. Non Renouv					Total
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	1400000050	07/07/2010	5 974 100	-	5 974 100	-	5 974 100	-	-
THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU	2600000040	01/01/2011	-	1 379 250	1 379 250	-	620 776	-	758 474
SUPERVISION GE SEPAM ITI	2800000058	01/01/2011	-	7 704 553	7 704 553	-	3 467 682	-	4 236 871
FIL COMB F&P QST30 FAAROA	2600000033	30/04/2011	-	2 328 589	2 328 589	-	1 017 689	-	1 310 900
FIL EAU F&P QST30 FAAROA	2700000014	30/04/2011	-	2 043 857	2 043 857	-	893 250	-	1 150 607
FIL ENER F&P QST30 FAAROA	2800000062	30/04/2011	-	3 567 849	3 567 849	-	1 559 297	-	2 008 552
FIL ENVT F&T QST30 FAAROA	3000000042	30/04/2011	-	2 043 857	2 043 857	-	893 250	-	1 150 607
FIL SECU F&P QST30 FAAROA	3100000058	30/04/2011	-	281 624	281 624	-	123 081	-	158 543
FIL COMB REFONTE FAAROA	2600000043	01/08/2011	-	5 160 438	5 160 438	-	2 202 729	-	2 957 709
FIL ENVT REFONTE FAAROA	3000000046	01/08/2011	-	2 532 032	2 532 032	-	1 080 796	-	1 451 236
FIL SECU REFONTE FAAROA	3100000066	01/08/2011	-	1 318 993	1 318 993	-	563 011	-	755 982
AGENCT BAT FAAROA	600000044	01/09/2011	-	1 976 270	1 976 270	-	765 510	-	1 210 760
FILIERE ENVT STOCKAGE	3000000044	01/09/2011	-	3 558 180	3 558 180	-	1 506 719	-	2 051 461
INST EVENTS CENT FAAROA	3100000077	01/04/2012	-	194 457	194 457	-	77 804	-	116 653
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	1300000067	01/05/2012	-	3 088 904	3 088 904	-	3 088 904	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	1400000067	01/05/2012	-	4 559 321	4 559 321	-	4 559 321	-	-
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	1200000067	23/05/2012	10 682 061	-	10 682 061	-	10 682 061	-	-
F&P ENROCHEMENT FAAROA	2000000033	30/03/2013	-	4 302 619	4 302 619	-	1 024 556	-	3 278 063
COFFRETS COMPTAGES FAAROA	2800000105	01/08/2013	-	1 829 590	1 829 590	-	634 392	-	1 195 198
ENROCHEMENT CENT FAAROA	2000000038	01/01/2014	-	664 388	664 388	-	148 128	-	516 260
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	2800000132	01/02/2015	-	160 954	160 954	-	48 228	-	112 726
INSTALLATION CAMERA IP	3100000110	01/09/2015	-	2 740 969	2 740 969	-	773 482	-	1 967 487
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU	2800000148	01/01/2016	-	526 170	526 170	-	142 965	-	383 205
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	1300000095	18/04/2016	-	2 417 732	2 417 732	-	2 056 255	-	361 477
PERKINS MOTEUR P750 TAPU	1200000094	01/06/2016	-	9 883 559	9 883 559	-	8 235 654	-	1 647 905
MOTEUR FG WILSON P750 TAP	1200000103	01/01/2017	-	7 630 562	7 630 562	-	7 630 562	-	-
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	1300000097	01/01/2017	-	2 206 510	2 206 510	-	2 206 510	-	-
ACCESSOIRE WILS P750 TAPU	1400000095	01/01/2017	-	3 880 064	3 880 064	-	3 880 064	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	1200000106	01/05/2017	-	22 024 188	22 024 188	-	15 472 962	-	6 551 226
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	1200000107	01/06/2017	-	21 443 866	21 443 866	-	14 805 080	-	6 638 786
MOTEUR PERKINS P750 TAPU	1200000122	01/04/2019	-	7 309 142	7 309 142	-	3 132 489	-	4 176 653
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	1300000115	01/01/2020	-	3 063 357	3 063 357	-	983 152	-	2 080 205
MOTEUR CUMMINS QST30 FAAR	1200000143	03/04/2020	-	23 517 752	23 517 752	-	6 691 744	-	16 826 008
RNV CUVE INCENDIE N°1 TAP	3100000128	20/08/2020	-	1 788 267	1 788 267	-	156 482	-	1 631 785
F&P JAUGES NIVEAUX CUVES	2600000082	01/01/2021	-	526 721	526 721	-	36 397	-	490 324
MOTEUR FG WILS P750 TAPU	1200000153	30/10/2021	-	2 646 861	2 646 861	-	157 465	-	2 489 396
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	1300000124	30/10/2021	-	1 957 057	1 957 057	-	116 428	-	1 840 629
ACCESS FG WILS P750 TAPU	1400000119	30/10/2021	-	2 013 127	2 013 127	-	119 763	-	1 893 364
<b>TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>30 240 065</b>	<b>543 035 806</b>	<b>573 275 871</b>	<b>-</b>	<b>377 828 129</b>	<b>-</b>	<b>195 447 742</b>

Désignation	N° immobilisation	date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Concessionnaire	Concédant & Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
			Concessionnaire							
			B. Renouv	B. Non Renouv	Total					
TRANSFO TAPU 89	6500000012	01/01/1989	3 380 087	-	3 380 087	-	3 380 087	-	-	
POSTE TAPU 1990	6600000051	01/01/1990	-	-	-	3 388 241	-	3 388 241	-	
TRANSFO TAPU 91	6500000013	01/01/1991	84 176	-	84 176	-	84 176	-	-	
TRANSFO TAPU 94	6500000014	01/01/1994	1 792 319	-	1 792 319	-	1 792 319	-	-	
POSTE TAPU 94	6600000011	01/01/1994	305 152	-	305 152	-	305 152	-	-	
TRANSFO TAPU 95	6500000015	01/01/1995	1 207 665	-	1 207 665	-	1 207 665	-	-	
POSTE TAPU 95	6600000012	01/01/1995	142 101	-	142 101	-	142 101	-	-	
COMPTAGE TAPU 1995	9500000264	01/01/1995	-	-	-	1 805 427	-	1 805 427	-	
TRANSFO TAPU 96	6500000016	01/01/1996	-	1 312 775	1 312 775	-	1 312 775	-	-	
COMPTAGE TAPU 96	9500000040	01/01/1996	635 000	-	635 000	-	635 000	-	-	
COMPTAGE TAPU 1996	9500000265	01/01/1996	-	-	-	2 849 132	-	2 849 132	-	
TRANSFO TAPU 97	6500000017	01/01/1997	-	1 595 378	1 595 378	-	1 595 378	-	-	
POSTE TAPU 97	6600000013	01/01/1997	-	267 892	267 892	-	267 892	-	-	
RES.AERIEN TAPU 97	9000000043	01/01/1997	-	12 124 409	12 124 409	-	12 124 409	-	-	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1997	9000000267	01/01/1997	-	-	-	252 359	-	252 359	-	
COMPTAGE TAPU 97	9500000041	01/01/1997	-	834 726	834 726	-	834 726	-	-	
COMPTAGE TAPU 1997	9500000266	01/01/1997	-	-	-	4 247 385	-	4 247 385	-	
TRANSFO TAPU 98	6500000018	01/01/1998	-	2 344 198	2 344 198	-	2 274 835	-	69 363	
POSTE TAPU 98	6600000014	01/01/1998	-	3 952	3 952	-	3 835	-	117	
RES.AERIEN TAPU 98	9000000044	01/01/1998	-	9 413 277	9 413 277	-	9 134 747	-	278 530	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1998	9000000268	01/01/1998	-	-	-	1 432 559	-	1 390 171	42 388	
COMPTAGE TAPU 98	9500000042	01/01/1998	-	921 109	921 109	-	921 109	-	-	
COMPTAGE TAPU 1998	9500000267	01/01/1998	-	-	-	6 220 370	-	6 220 370	-	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	9000000269	01/01/1999	-	-	-	918 118	-	854 227	63 891	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	9000000348	01/01/1999	-	-	-	481 997	-	448 455	33 542	
COMPTAGE TAPU 99	9500000043	01/01/1999	-	1 753 382	1 753 382	-	1 753 382	-	-	
COMPTAGE TAPU 1999	9500000268	01/01/1999	-	-	-	4 967 312	-	4 967 312	-	
RES.AERIEN TAPU 2000	9000000045	01/01/2000	-	4 889 308	4 889 308	-	4 353 493	-	535 815	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	9000000270	01/01/2000	-	-	-	6 689 383	-	5 956 300	733 083	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	9000000349	01/01/2000	-	-	-	22 401 500	-	19 946 541	2 454 959	
COMPTAGE TAPU 2000	9500000044	01/01/2000	-	2 019 688	2 019 688	-	2 019 688	-	-	
COMPTAGE TAPU 2000	9500000269	01/01/2000	-	-	-	4 773 652	-	4 773 652	-	
TRANSFO TAPU 2001	6500000020	01/01/2001	-	514 185	514 185	-	437 212	-	76 973	
POSTE TAPU 2001	6600000015	01/01/2001	-	3 571 643	3 571 643	-	3 036 973	-	534 670	
RES.AERIEN TAPU 2001	9000000046	01/01/2001	-	1 255 237	1 255 237	-	1 067 330	-	187 907	
COMPTAGE TAPU 2001	9500000045	01/01/2001	-	427 945	427 945	-	427 945	-	-	
COMPTAGE TAPU 2001	9500000270	01/01/2001	-	-	-	4 666 972	-	4 666 972	-	
POSTE TAPU 2002	6600000016	01/01/2002	-	1 280 411	1 280 411	-	1 037 519	-	242 892	
RES.AERIEN TAPU 2002	9000000047	01/01/2002	-	2 123 744	2 123 744	-	1 720 873	-	402 871	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	9000000271	01/01/2002	-	-	-	2 296 317	-	1 860 709	435 608	

Désignation	N° immobilisation	date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Concessionnaire	Concédant & Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
			Concessionnaire							
			B. Renouv	B. Non Renouv	Total					
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	9000000350	01/01/2002	-	-	-	6 007 883	-	4 868 196	1 139 687	
COMPTAGE TAPU 2002	9500000046	01/01/2002	-	2 067 668	2 067 668	-	2 067 668	-	-	
COMPTAGE TAPU 2002	9500000271	01/01/2002	-	-	-	3 879 512	-	3 879 512	-	
POSTE TAPU 2003	6600000060	01/01/2003	-	2 238 312	2 238 312	-	1 724 175	-	514 137	
RES.AERIEN TAPU 2003	9000000184	01/01/2003	-	7 398 356	7 398 356	-	5 698 964	-	1 699 392	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	9000000272	01/01/2003	-	-	-	1 445 664	-	1 113 597	332 067	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	9000000351	01/01/2003	-	-	-	1 232 726	-	949 571	283 155	
COMPTAGE TAPU 2003	9500000272	01/01/2003	-	-	-	4 134 052	-	3 980 582	153 470	
RESEAU BTA CENTRALE TAPU	9000000438	01/01/2004	-	6 135 200	6 135 200	-	4 480 545	-	1 654 655	
RESEAU SOUT CENTRALE TAPU	9300000086	01/01/2004	-	3 599 319	3 599 319	-	1 877 563	-	1 721 756	
CASH POWER 2004 TAPU	9500000358	01/01/2004	-	133 250	133 250	-	121 641	-	11 609	
CELLULES CENTRALE TAPU	9600000004	01/01/2004	-	20 463 137	20 463 137	-	14 944 257	-	5 518 880	
RESEAU BTA TAMAITIAHIO	9000000434	30/06/2004	-	1 593 525	1 593 525	-	1 132 145	-	461 380	
RESEAU BTA TERIITEMOEHAA	9000000437	30/06/2004	-	251 564	251 564	-	178 728	-	72 836	
RESEAU CP41906 2004 TAPU	9000000469	01/07/2004	-	739 668	739 668	-	525 428	-	214 240	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	9000000492	01/07/2004	-	-	-	4 518 536	-	3 209 770	1 308 766	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	9000000508	01/07/2004	-	-	-	622 352	-	442 092	180 260	
POSE COMPTEUR 2004 TAPU	9500000366	01/07/2004	-	1 001 302	1 001 302	-	889 101	-	112 201	
BRANCHEMENT TAPU 2004	9500000384	01/07/2004	-	-	-	5 548 048	-	4 926 363	621 685	
RESEAU BTA FAAROA TETUIRA	9000000435	10/09/2004	-	84 423	84 423	-	59 314	-	25 109	
RESEAU BTA FAAROA TRIIPAI	9000000436	10/09/2004	-	100 211	100 211	-	70 406	-	29 805	
MINI SUPERVISION RAIATEA	6600000074	31/03/2005	-	3 951 572	3 951 572	-	2 688 801	-	1 262 771	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	9000000517	01/06/2005	-	-	-	1 780 434	-	1 199 378	581 056	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	9000000584	01/06/2005	-	-	-	67 231	-	45 290	21 941	
RESEAUX CP 51906 2005TAPU	9000000613	01/06/2005	-	245 571	245 571	-	165 427	-	80 144	
COMPATGE TAPU 2005	9500000404	01/06/2005	-	-	-	4 232 500	-	3 563 997	668 503	
TRANSFOS CP TAPU 2005	6500000114	01/07/2005	-	465 526	465 526	-	312 068	-	153 458	
POSE COMPTEURS TAPU 2005	9500000425	01/07/2005	-	1 121 755	1 121 755	-	939 969	-	181 786	
RESEAUX HTA/BTA COM TAPU	9000000560	02/07/2005	-	3 988 920	3 988 920	-	2 673 560	-	1 315 360	
EXT BTA ATENI PASCAL RAI	9000000632	17/01/2006	-	154 224	154 224	-	100 005	-	54 219	
RESEAU BTA TAPUTAPUATEA	9000000671	31/03/2006	-	60 320	60 320	-	38 631	-	21 689	
ARMOIRE COMMANDE & CPTAGE	9500000467	01/06/2006	-	119 822	119 822	-	94 906	-	24 916	
TRANSFO POSTE CP DP TAPU	6500000137	01/07/2006	-	556 262	556 262	-	350 643	-	205 619	
SUPERVISION TAPUTAPUATEA	6600000084	01/07/2006	-	1 090 380	1 090 380	-	687 328	-	403 052	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	9000000654	01/07/2006	-	-	-	346 031	-	218 123	127 908	
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	9000000694	01/07/2006	-	-	-	4 737 669	-	2 986 419	1 751 250	
RESEAU 15% EXT TAPU 06	9000000708	01/07/2006	-	548 803	548 803	-	345 941	-	202 862	
BRCHT/CPTAGES CP TAPU	9500000440	01/07/2006	-	1 630 534	1 630 534	-	1 284 771	-	345 763	
BRCHT TAPUTAPUATEA 2006	9500000451	01/07/2006	-	-	-	3 973 316	-	3 130 755	842 561	
EP COMMUNE TAPUTAPUATEA	9000000742	01/01/2007	-	1 716 791	1 716 791	-	1 047 572	-	669 219	
EXT RES QT BONNO TAPUTAPU	9000000723	08/01/2007	-	961 157	961 157	-	585 753	-	375 404	

Désignation	N° immobilisation	date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
			Concessionnaire						Concédant & Tiers
			B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
POSTE DP61 FAAROA TAPU	6500000161	15/06/2007	-	977 838	977 838	-	578 987	-	398 851
RESEAUX QTIER MAIRAU FAAR	9000000809	15/06/2007	-	1 043 186	1 043 186	-	617 680	-	425 506
RESEAUX FAAROA TAPU	9000000872	15/06/2007	-	1 819 418	1 819 418	-	1 077 295	-	742 123
RESEAUX CP TAPUTAPU 2007	9000000733	01/07/2007	-	10 537 974	10 537 974	-	6 221 158	-	4 316 816
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	9000000749	01/07/2007	-	-	-	1 199 390	-	708 067	491 323
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	9000000760	01/07/2007	-	-	-	3 551 761	-	2 096 804	1 454 957
15% QUOTE PART EDT 2007	9000000861	01/07/2007	-	442 602	442 602	-	261 293	-	181 309
BRCHT/CPTAGES CP TAPU 07	9500000478	01/07/2007	-	2 826 905	2 826 905	-	2 086 101	-	740 804
BRCHT TAPUTAPUATEA 2007	9500000491	01/07/2007	-	-	-	4 259 302	-	3 143 131	1 116 171
RESEAUX QTIER MOU KAM TSE	9000000808	21/09/2007	-	217 976	217 976	-	126 725	-	91 251
EXT BTA TERII TAUTAPUATEA	9000000851	21/09/2007	-	105 092	105 092	-	61 097	-	43 995
DPLCT RES STAT° POMPAGE	9000000852	04/10/2007	-	444 393	444 393	-	257 724	-	186 669
RESEAU 2008 CONCEDANT	9000000948	01/01/2008	-	-	-	36 480	-	20 801	15 679
EXT SOUT BTA NOUVEAU SERV	9300000220	01/01/2008	-	1 204 783	1 204 783	-	490 684	-	714 099
6 DOSSIERS PRIS EN CHARGE	9000000928	29/02/2008	-	1 057 407	1 057 407	-	596 088	-	461 319
POSTE DP TAPU 2008	6600000111	01/07/2008	-	757 860	757 860	-	417 010	-	340 850
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2008	9000000900	01/07/2008	-	38 506 627	38 506 627	-	21 188 140	-	17 318 487
RESEAUX 2008 TIERS	9000000962	01/07/2008	-	-	-	1 781 581	-	980 309	801 272
BRCHT/CPTAGES CP TAPUTAP.	9500000726	01/07/2008	-	1 991 459	1 991 459	-	1 369 742	-	621 717
BRCHT 2008 FINANC TIERS	9500000746	01/07/2008	-	-	-	4 658 230	-	3 203 969	1 454 261
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	6500000167	08/07/2008	-	1 501 944	1 501 944	-	825 287	-	676 657
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	6500000168	08/07/2008	-	1 432 199	1 432 199	-	786 964	-	645 235
POSE IAT BOUCLAGE HOTOPU	8100000024	08/07/2008	-	223 230	223 230	-	204 434	-	18 796
BOUCLAGE ZONE HOTOPU	9300000247	08/07/2008	-	1 594 315	1 594 315	-	625 745	-	968 570
BOUCLAGE ZONE HOTOPU A14	9300000268	08/07/2008	-	36 085 150	36 085 150	-	14 162 892	-	21 922 258
EXT.EP ARATOA/FAAROA/OPOA	9000001007	01/01/2009	-	2 620 335	2 620 335	-	1 388 993	-	1 231 342
BRCHMT CPTEUR EP S/POTEAU	9000001008	01/01/2009	-	452 981	452 981	-	240 117	-	212 864
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2009	9000000989	01/07/2009	-	6 389 664	6 389 664	-	3 260 304	-	3 129 360
BRCHT/CPTAGE TAPUTAPUATEA	9500000764	01/07/2009	-	2 757 861	2 757 861	-	1 758 986	-	998 875
EXT.BTAS ALIM.AVERA PROPR	9300000287	01/08/2009	-	367 919	367 919	-	133 200	-	234 719
EXT.BTA ALIM.FAAROA QTIER	9000001012	02/10/2009	-	137 923	137 923	-	68 969	-	68 954
RESEAUX 2009 CONCEDANT	9000001027	01/12/2009	-	-	-	413 069	-	203 841	209 228
RESEAUX 2009 TIERS	9000001041	01/12/2009	-	-	-	3 346 532	-	1 651 445	1 695 087
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	9500000783	01/12/2009	-	-	-	2 632 338	-	1 623 756	1 008 582
DEPL.POST.P1021/RENF.CABL	9000001045	20/12/2009	-	3 071 767	3 071 767	-	1 509 458	-	1 562 309
CONF HT/BTA ZONE P2111	9000001078	01/01/2010	-	2 421 668	2 421 668	-	1 186 816	-	1 234 852
EXT BTA QT TEINAURI CINDY	9000001079	01/01/2010	-	121 950	121 950	-	59 766	-	62 184
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTE	9000001080	01/01/2010	-	143 125	143 125	-	70 143	-	72 982
EXT BTA QT PORUTU ELISABE	9000001081	01/01/2010	-	148 253	148 253	-	72 656	-	75 597
AUT.COMP.DP MARTIN AVERA	5200000440	01/05/2010	-	62 290	62 290	-	29 708	-	32 582
TRANSFO DP MARTIN AVERA	5300001416	01/05/2010	-	571 820	571 820	-	272 719	-	299 101

Désignation	N° immobilisation	date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
			Concessionnaire		Concédant & Tiers				
			B. Renouv	B. Non Renouv					Total
TRANSFO VALLEE FAAREPA	6500000171	31/05/2010	-	2 204 604	2 204 604	-	1 044 197	-	1 160 407
EXT HT/BTA VALLEE FAAREPA	9000001077	31/05/2010	-	2 442 666	2 442 666	-	1 156 954	-	1 285 712
EXT HT/BTS VALLEE FAAREPA	9300000315	31/05/2010	-	9 770 662	9 770 662	-	3 305 581	-	6 465 081
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001060	01/07/2010	-	8 029 195	8 029 195	-	3 775 701	-	4 253 494
RESEAUX 2010 CONCED TAPU	9000001094	01/07/2010	-	-	-	133 230	-	62 651	70 579
RESEAUX 2010 TIERS TAPU	9000001106	01/07/2010	-	-	-	813 870	-	382 720	431 150
EXT BTA QT TEIHOTUA AVERA	9000001124	01/07/2010	-	239 306	239 306	-	112 533	-	126 773
BRCHT/CPTAGE TAPUTAP 2010	9500000801	01/07/2010	-	6 785 219	6 785 219	-	3 988 407	-	2 796 812
COMPTAGE TIERS TAP 2010	9500000817	01/07/2010	-	-	-	2 746 280	-	1 614 286	1 131 994
RENFORC POSTE P1061 TAPU	6500000181	01/01/2011	-	827 747	827 747	-	372 554	-	455 193
TRANSFO P1061 HAMOA TAPU	6500000182	01/01/2011	-	554 069	554 069	-	249 377	-	304 692
CREATION POSTE AVERA TAPU	6500000183	01/01/2011	-	1 567 005	1 567 005	-	705 281	-	861 724
CREAT TRANSFO AVERA TAPU	6500000184	01/01/2011	-	556 866	556 866	-	250 635	-	306 231
RENFORC POSTE P1052 TAPU	6500000185	01/01/2011	-	1 292 651	1 292 651	-	581 799	-	710 852
TRANSFO P1052 AVERA TAPU	6500000186	01/01/2011	-	547 578	547 578	-	246 455	-	301 123
RENF CABLE BTA RTE AVERA	9000001139	01/01/2011	-	833 396	833 396	-	375 097	-	458 299
RENF CABLE BTA AVERA DU	9000001141	01/01/2011	-	1 050 683	1 050 683	-	472 894	-	577 789
RENF RESEAU BTA AVERA	9000001142	01/01/2011	-	1 468 477	1 468 477	-	660 935	-	807 542
DEPL RESEAU HTA AVERA ZON	9000001171	21/01/2011	-	4 102 585	4 102 585	-	1 837 508	-	2 265 077
FOURN TPC160&63 AVERA TAP	9300000361	08/04/2011	-	7 081 606	7 081 606	-	2 222 876	-	4 858 730
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001155	01/07/2011	-	27 532 475	27 532 475	-	11 845 753	-	15 686 722
RESEAUX 2011 CONCED TAPU	9000001196	01/07/2011	-	-	-	38 930	-	16 749	22 181
RESEAUX 2011 TIERS TAPUTA	9000001211	01/07/2011	-	-	-	517 547	-	222 673	294 874
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA	9500000843	01/07/2011	-	8 340 646	8 340 646	-	4 485 668	-	3 854 978
COMPTAGE TIERS TAPU 2011	9500000862	01/07/2011	-	-	-	2 140 248	-	1 151 043	989 205
TRANSFO Q7051 PORLIER TAP	6500000212	01/01/2012	-	1 847 672	1 847 672	-	757 697	-	1 089 975
REMPLE DDR P108B/NULEC	8100000045	01/01/2012	-	3 382 600	3 382 600	-	2 311 907	-	1 070 693
EXT FD BTA QT PUNAA,TENIA	9000001229	01/01/2012	-	661 163	661 163	-	271 131	-	390 032
MES HTA ZONE PORLIER TAPU	9300000375	01/01/2012	-	11 621 291	11 621 291	-	3 404 060	-	8 217 231
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI	9300000387	01/01/2012	-	6 703 388	6 703 388	-	1 963 529	-	4 739 859
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001252	01/07/2012	-	27 673 763	27 673 763	-	10 796 558	-	16 877 205
RESEAUX 2012 TIERS TAPU	9000001302	01/07/2012	-	-	-	1 202 133	-	468 997	733 136
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	9500000884	01/07/2012	-	5 355 385	5 355 385	-	2 611 667	-	2 743 718
COMPTAGE TIERS TAPU 2012	9500000903	01/07/2012	-	-	-	2 895 880	-	1 412 237	1 483 643
CPTEURS SOLAIRE TAP 2012	9500001034	01/07/2012	-	-	-	26 954	-	13 145	13 809
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	6500000224	22/08/2012	-	1 322 632	1 322 632	-	508 470	-	814 162
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	6500000225	22/08/2012	-	1 322 632	1 322 632	-	508 470	-	814 162
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	6600000161	22/08/2012	-	1 818 465	1 818 465	-	699 088	-	1 119 377
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	6600000162	22/08/2012	-	1 818 465	1 818 465	-	699 088	-	1 119 377
CREAT DP P1084 AVERA TAPU	6500000233	26/06/2013	-	1 723 638	1 723 638	-	604 454	-	1 119 184
TRANSFO P1084 AVERA TAPUT	6500000234	26/06/2013	-	427 513	427 513	-	149 922	-	277 591

Désignation	N° immobilisation	date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
			Concessionnaire						Concédant & Tiers
			B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001317	01/07/2013	-	25 578 200	25 578 200	-	8 955 874	-	16 622 326
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001329	01/07/2013	-	148 131	148 131	-	51 866	-	96 265
RESEAUX 2013 TIERS TAPU	9300000437	01/07/2013	-	-	-	1 184 700	-	296 291	888 409
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500000922	01/07/2013	-	3 562 831	3 562 831	-	1 559 349	-	2 003 482
COMPTAGE TIERS TAPU 2013	9500000938	01/07/2013	-	-	-	1 910 961	-	836 373	1 074 588
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTA	9000001360	06/08/2013	-	436 441	436 441	-	151 092	-	285 349
EXT 14A1 QT SANQUER TAPU	9000001403	01/01/2014	-	549 263	549 263	-	181 242	-	368 021
EXT14A1 BT BASSIN TAPU	9000001417	28/02/2014	-	392 658	392 658	-	127 071	-	265 587
ART14A/CD/TM/RB/629	9000001430	28/02/2014	-	414 423	414 423	-	134 114	-	280 309
ART14A1/CD/TM/RB/569/13	9300000484	06/06/2014	-	371 512	371 512	-	83 027	-	288 485
TRANSFO SOCLE TAPUTAPUATE	5300001572	01/07/2014	-	-	-	2 115 345	-	656 047	1 459 298
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001395	01/07/2014	-	23 156 984	23 156 984	-	7 181 837	-	15 975 147
RESEAUX 2014 CONCED TAPU	9000001407	01/07/2014	-	-	-	99 172	-	30 757	68 415
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14	9000001459	01/07/2014	-	229 535	229 535	-	71 187	-	158 348
RESEAUX CP TAPUTAP 2014	9000001471	01/07/2014	-	1 017 290	1 017 290	-	315 499	-	701 791
RESEAU SOUT CONCED TAPUTA	9300000469	01/07/2014	-	-	-	3 268 730	-	724 110	2 544 620
RESEAUX SOUT TIERS TAPU	9300000475	01/07/2014	-	-	-	1 081 915	-	239 673	842 242
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	9500000969	01/07/2014	-	5 817 984	5 817 984	-	2 255 465	-	3 562 519
COMPTAGE TIERS TAPU 2014	9500000991	01/07/2014	-	-	-	1 668 636	-	646 882	1 021 754
CPTEURS SOLAIRE TAP 2014	9500001048	01/07/2014	-	-	-	81 199	-	31 479	49 720
ART14A/CD/TM/RB/251/14	9000001431	08/07/2014	-	389 782	389 782	-	120 587	-	269 195
ART14A/CD/TM/RB/276/14	9000001433	31/08/2014	-	217 994	217 994	-	66 151	-	151 843
ART14A/CD/TM/RB/251/14	9000001432	10/10/2014	-	443 984	443 984	-	132 782	-	311 202
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001480	01/07/2015	-	10 068 210	10 068 210	-	2 719 796	-	7 348 414
RESEAUX 2015 CONCED TAP	9000001512	01/07/2015	-	-	-	76 771	-	20 739	56 032
RESEAUX 2015 TIERS TAP	9000001523	01/07/2015	-	-	-	427 632	-	115 519	312 113
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001017	01/07/2015	-	3 660 894	3 660 894	-	1 236 179	-	2 424 715
COMPTAGE TIERS TAP 2015	9500001059	01/07/2015	-	-	-	2 084 727	-	703 952	1 380 775
RESEAUX BTA TM/RB/107/14	9000001561	30/01/2016	-	973 641	973 641	-	240 289	-	733 352
RESEAUX CP TAPU 2016	9000001535	01/07/2016	-	15 551 461	15 551 461	-	3 577 262	-	11 974 199
RESEAUX 2016 CONCED TAPU	9000001544	01/07/2016	-	-	-	439 153	-	101 017	338 136
RESEAUX 2016 TIERS TAPU	9000001549	01/07/2016	-	-	-	633 395	-	145 698	487 697
BRCHT/COMPTAGES TAPU	9500001077	01/07/2016	-	3 494 254	3 494 254	-	1 004 718	-	2 489 536
COMPTAGE TIERS TAPU 2016	9500001095	01/07/2016	-	-	-	3 010 324	-	865 571	2 144 753
EXT LOT TUARIIHIONOA MANA	9000001580	01/01/2017	-	101 402	101 402	-	21 281	-	80 121
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAP	9000001583	01/01/2017	-	245 016	245 016	-	51 420	-	193 596
14A1 LC420/15 AVERA TAPU	9000001603	01/01/2017	-	667 308	667 308	-	140 043	-	527 265
14A1 CB/EB 2017/378 AVERA	9000001613	19/06/2017	-	610 130	610 130	-	116 744	-	493 386
CD/TM/JR/N°270/17 TAPU	9500001144	19/06/2017	-	732 547	732 547	-	175 209	-	557 338
RESEAUX CP TAPU 2017	9000001589	01/07/2017	-	26 891 403	26 891 403	-	5 110 103	-	21 781 300
RSX AERIEN TIERS TAP 2017	9000001608	01/07/2017	-	-	-	195 552	-	37 160	158 392

Désignation	N° immobilisation	date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
			Concessionnaire						Concédant & Tiers
			B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
COMPTAGE TIERS TAPU 2017	9500001114	01/07/2017	-	-	-	3 028 477	-	719 367	2 309 110
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001131	01/07/2017	-	2 638 072	2 638 072	-	626 632	-	2 011 440
CD/TM/JR/N°842/16 TAPU	9000001604	01/10/2017	-	7 933 688	7 933 688	-	1 427 629	-	6 506 059
14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER	9000001615	01/01/2018	-	583 233	583 233	-	99 070	-	484 163
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018	9000001619	01/07/2018	-	298 230	298 230	-	44 743	-	253 487
RSX AERIEN TIERS TAP 2018	9000001634	01/07/2018	-	-	-	126 996	-	19 053	107 943
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001158	01/07/2018	-	1 913 488	1 913 488	-	358 845	-	1 554 643
COMPTAGE TIERS TAPU 2018	9500001166	01/07/2018	-	-	-	4 164 763	-	781 036	3 383 727
RNV IACM PAR IAM TAPUTAPU	8100000068	01/01/2019	-	4 779 213	4 779 213	-	1 034 405	-	3 744 808
14A1 LC569/17 TAPUTAPUATE	9000001646	01/01/2019	-	370 028	370 028	-	48 053	-	321 975
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT	9000001656	01/01/2019	-	16 495 633	16 495 633	-	2 142 173	-	14 353 460
14A1 LC CD/TM/RJ/341/18	9000001647	12/03/2019	-	442 695	442 695	-	54 094	-	388 601
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019	9000001662	01/07/2019	-	4 034 464	4 034 464	-	443 902	-	3 590 562
RSX AERIEN TIERS TAP 2019	9000001669	01/07/2019	-	-	-	110 142	-	12 119	98 023
RSX SOUT TIERS TAPU 2019	9300000742	01/07/2019	-	-	-	1 717 726	-	134 998	1 582 728
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	9500001183	01/07/2019	-	2 286 712	2 286 712	-	314 501	-	1 972 211
COMPTAGE TIERS TAPU 2019	9500001200	01/07/2019	-	-	-	3 197 071	-	439 707	2 757 364
14A1 LC18/20 CD/TM/JR	9000001683	07/05/2020	-	582 778	582 778	-	44 259	-	538 519
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001218	01/07/2020	-	3 405 639	3 405 639	-	297 644	-	3 107 995
COMPTAGE TIERS TAPU 2020	9500001236	01/07/2020	-	-	-	4 697 728	-	410 569	4 287 159
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT	9000001684	30/10/2020	-	15 762 280	15 762 280	-	893 052	-	14 869 228
RNV RSX BT FACE MAG AVERA	9000001729	16/02/2021	-	512 908	512 908	-	22 933	-	489 975
14A1 CD/TM/JR/333/20 TAPU	9000001727	26/02/2021	-	483 192	483 192	-	21 075	-	462 117
14A1 CD/TM/JR/402/20 TAPU	9000001728	30/03/2021	-	722 810	722 810	-	28 992	-	693 818
14A1 CD/SB/2020/476 TAPUT	9000001730	30/03/2021	-	748 123	748 123	-	30 007	-	718 116
14A1 CD/SB/2020/453 TAPU	9000001731	26/04/2021	-	674 483	674 483	-	25 058	-	649 425
14A1 CD/SB/2020/453 TAPU	9300000874	26/04/2021	-	795 370	795 370	-	21 106	-	774 264
RSX AERIEN TIERS TAP 2021	9000001737	01/07/2021	-	-	-	432 785	-	12 948	419 837
RESEAUX CP TAPUTAP 2021	9300000892	01/07/2021	-	68 536	68 536	-	1 465	-	67 071
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001254	01/07/2021	-	2 869 842	2 869 842	-	107 324	-	2 762 518
COMPTAGE TIERS TAPU 2021	9500001273	01/07/2021	-	-	-	3 738 257	-	139 801	3 598 456
RNV RSX HT/BT PMT TAPUTAP	9000001732	31/10/2021	-	10 955 904	10 955 904	-	181 298	-	10 774 606
TRANSFO P1072 UTUFARA-000	5300001771	01/02/2022	-	-	-	908 467	-	5 774	902 693
RSX AERIEN TIERS TAP 2022	9000001747	01/02/2022	-	-	-	2 648 672	-	16 835	2 631 837
RESEAUX CP TAPUTAP 2022	9300000903	01/02/2022	-	910 531	910 531	-	4 134	-	906 397
RSX SOUT TIERS TAPU 2022	9300000906	01/02/2022	-	-	-	2 490 788	-	15 832	2 474 956
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001288	01/02/2022	-	938 721	938 721	-	7 458	-	931 263
COMPTAGE TIERS TAPU 2022	9500001292	01/02/2022	-	-	-	2 878 349	-	22 869	2 855 480
RNV RSX HT/BT PMT TAPUTAP	9000001744	11/03/2022	-	4 811 681	4 811 681	-	10 546	-	4 801 135
<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>7 546 500</b>	<b>593 756 320</b>	<b>601 302 820</b>	<b>190 728 866</b>	<b>266 009 641</b>	<b>125 299 695</b>	<b>400 722 351</b>
<b>TOTAL TAPUTAPUATEA</b>			<b>37 786 565</b>	<b>1 136 792 126</b>	<b>1 174 578 691</b>	<b>190 728 866</b>	<b>643 837 770</b>	<b>125 299 695</b>	<b>596 170 093</b>

	Production	distribution	total
Valeur Brute Concessionnaire	573 275 871	601 302 820	1 174 578 691
Valeur Brute Tiers	-	190 728 866	190 728 866
Immobilisations incorporelles	70 867	67 133	138 000
Valeur brute total immo concédées	573 346 738	792 098 819	1 365 445 557

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

#### Plan prévisionnel du 15 avril 2019

##### Production

	2018	2019	2020	Total
GI			29 916 176	29 916 176
G2		21 312 002		21 312 002
G4		21 312 002		21 312 002
S/T Groupes	-	42 624 004	29 916 176	72 540 180
Filières	10 150 828			10 150 828
Bâtiments				-
<b>Total</b>	<b>10 150 828</b>	<b>42 624 004</b>	<b>29 916 176</b>	<b>82 691 008</b>

##### Distribution

	Transfo.	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Total
Quantité		33	33	138	
Montant	3 068 518	8 779 930	5 267 958	14 204 756	<b>31 321 162</b>

#### Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	0	1 776 782	1 776 782
2019	7 309 142	27 038 639	34 347 781
2020	28 369 376	17 812 134	46 181 510
2021	7 143 766	17 831 168	24 974 934
2022	0	5 228 473	5 228 473
<b>Cumul</b>	<b>42 822 284</b>	<b>69 687 196</b>	<b>112 509 480</b>



## Détail des dépenses de renouvellement

Production		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>						<b>-</b>
MOTEUR PERKINS P750 TAPU	G4 2806A E18TAG3	1200000122	01/04/2019	7 309 142	0,00%	7 309 142
<b>sous total 2019</b>						<b>7 309 142</b>
MOTEUR CUMMINS QST30 FAAR	OA TAPUTAPUATEA	1200000143	03/04/2020	23 517 752	0,00%	23 517 752
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	UTAPUATEA	1300000115	01/01/2020	3 063 357	0,00%	3 063 357
RNV CUVE INCENDIE N°1 TAP	UTAPUATEA FAAROA	3100000128	20/08/2020	1 788 267	0,00%	1 788 267
<b>sous total 2020</b>						<b>28 369 376</b>
MOTEUR FG WILS P750 TAPU	2806A-E18TAG3	1200000153	30/10/2021	2 646 861	0,00%	2 646 861
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	U LL7024J	1300000124	30/10/2021	1 957 057	0,00%	1 957 057
ACCESS FG WILS P750 TAPU	FGWPES28APCB00991	1400000119	30/10/2021	2 013 127	0,00%	2 013 127
F&P JAUGES NIVEAUX CUVES	GO CENTRALE RAIATEA	2600000082	01/01/2021	526 721	0,00%	526 721
<b>sous total 2021</b>						<b>7 143 766</b>
N/A					0,00%	-
<b>sous total 2022</b>						<b>-</b>
<b>Total</b>						<b>42 822 284</b>

Distribution		n°	date mise en	VO totale	Taux	Montant
chantiers de renouvellement		immobilisation	service		d'améliorant	Renouvellement
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	TEA CP 2018	9500001158	01/07/2018	1 913 488	22,73%	1 478 552
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018	CP 2018	9000001619	01/07/2018	298 230	0,00%	298 230
<b>sous total 2018</b>						<b>1 776 782</b>
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT	EA PMT 2018	9000001656	01/01/2019	16 495 633	0,00%	16 495 633
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019	CP 2019	9000001662	01/07/2019	4 034 464	6,98%	3 752 858
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	EA CP 2019	9500001183	01/07/2019	2 286 712	12,06%	2 010 935
RNV IACM PAR IAM TAPUTAPU	ATEA	8100000068	01/01/2019	4 779 213	0,00%	4 779 213
<b>sous total 2019</b>						<b>27 038 639</b>
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT	EA PMT 2019	9000001684	30/10/2020	15 762 280	0,00%	15 762 280
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	TEA CP 2020	9500001218	01/07/2020	3 405 639	39,81%	2 049 854
<b>sous total 2020</b>						<b>17 812 134</b>
RNV RSX BT FACE MAG AVERA	RAHI AVERA TAPUTAPUATEA	9000001729	16/02/2021	512 908	0,00%	512 908
14A1 CD/TM/JR/333/20 TAPU	TAPUATEA QT RAITUPU OPOA	9000001727	26/02/2021	483 192	0,00%	483 192
14A1 CD/TM/JR/402/20 TAPU	TAPUATEA QT TAVANAE FAARO	9000001728	30/03/2021	722 810	0,00%	722 810
14A1 CD/SB/2020/476 TAPUT	APUATEA QT PIHAHUNA FAARO	9000001730	30/03/2021	748 123	0,00%	748 123
14A1 CD/SB/2020/453 TAPU	QT BRODIEN AVERA TAPUTAP	9000001731	26/04/2021	674 483	0,00%	674 483
RNV RSX HT/BT PMT TAPUTAP	UATEA	9000001732	31/10/2021	10 955 904	0,00%	10 955 904
14A1 CD/SB/2020/453 TAPU	QT BRODIEN AVERA TAPUTAP	9300000874	26/04/2021	795 370	0,00%	795 370
RESEAUX CP TAPUTAP 2021	QP 15% EXTENS°	9300000892	01/07/2021	68 536	0,00%	68 536
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	TEA CP 2021	9500001254	01/07/2021	2 869 842	0,00%	2 869 842
<b>sous total 2021</b>						<b>17 831 168</b>
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	TEA CP 2022	9500001288	01/02/2022	938 721	55,60%	416 792
RNV RSX HT/BT PMT TAPUTAP	UATEA	9000001744	11/03/2022	4 811 681	0,00%	4 811 681
<b>sous total 2022</b>						<b>5 228 473</b>
<b>Total</b>						<b>69 687 196</b>

## Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	82 691 008	31 321 162	114 012 170
- Réalisé	(42 822 284)	(69 687 196)	(112 509 480)
<b>Reste à faire</b>	<b>39 868 724</b>	<b>(38 366 034)</b>	<b>1 502 690</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.

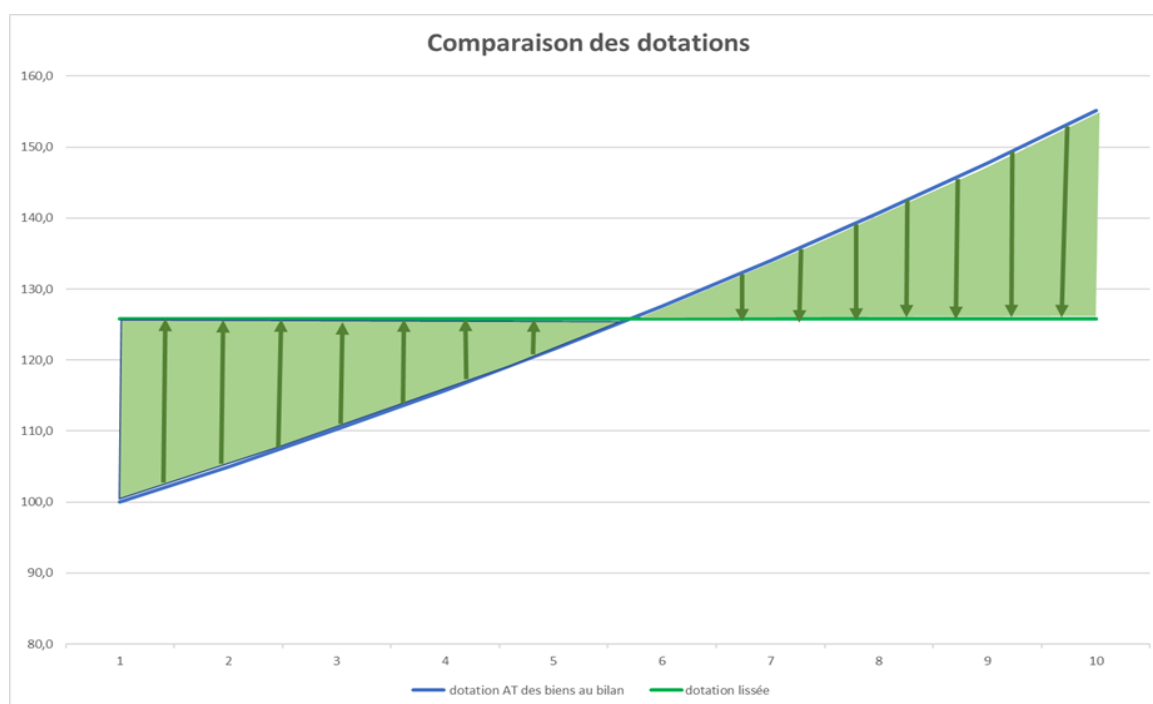
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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
		<b>chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant</b>				
<b>VO Ouverture corporel</b>	570 174 303	574 581 163	576 752 987	574 548 631	581 973 224	564 870 231
VO Ouverture incorporel	0	1 432 731	1 641 690	1 641 690	1 641 690	70 867
Acquisitions	43 468 054	5 170 105	8 164 312	28 369 376	7 143 766	
Régularisations						2 212 037
Tranferts et TVA à reverser		-	-	3 688 019	(4 401 798)	(7 523 533)
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)						
- origine financement concession	(39 061 194)	(2 998 281)	(10 368 668)	(24 632 802)	(21 415 784)	(2 212 037)
					0,0%	0,0%
- origine financement tiers	-	-	-	-		
<b>VO Clôture</b>	<b>574 581 163</b>	<b>578 185 718</b>	<b>576 190 321</b>	<b>583 614 914</b>	<b>564 941 098</b>	<b>557 417 565</b>
- Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan clôture	(34 356 558)	(35 605 615)	(35 605 615)	(18 984 813)	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(34 356 558)	(35 605 615)	(35 605 615)	(18 984 813)	(8 748 503)	(9 127 393)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(34 356 558)	(35 605 615)	(35 605 615)	(18 984 813)	(8 748 503)	(9 127 393)
<b>Base amortissable</b>	<b>540 224 605</b>	<b>542 580 103</b>	<b>540 584 706</b>	<b>564 630 101</b>	<b>556 192 595</b>	<b>548 290 172</b>
Cumul doté à l'ouverture	432 599 125	459 505 495	466 405 088	498 430 588	519 213 944	556 192 595
Réintégration AT sur incorporel		1 090 713			-	-
Sortie AT sur sortie immo		(42 059 475)	(10 368 668)	(24 632 802)	(21 415 784)	(2 212 037)
Reste à amortir	107 625 480	124 043 370	84 548 286	90 832 315	58 394 435	(5 690 386)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	1
Dotation cpta dans Taputapuatea	14 404 900	26 356 403	22 715 084			
Dotation cpta dans Tumara	12501470	21511952	19679085			
<b>Dotation exercice</b>	<b>26 906 370</b>	<b>47 868 355</b>	<b>42 394 169</b>	<b>45 416 157</b>	<b>58 394 435</b>	<b>(5 690 386)</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>459 505 495</b>	<b>466 405 088</b>	<b>498 430 588</b>	<b>519 213 944</b>	<b>556 192 595</b>	<b>548 290 172</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	80 719 110	76 175 015	42 154 118	45 416 157	-	-
<b>Mécanisme de lissage des AT</b>						
Actif/Passif de renouvellement ouvertur	(109 116 235)	(112 275 227)	(104 485 115)	(92 612 847)	(65 826 972)	-
Dotations/reprises B	(3 158 992)	7 790 112	11 872 268	26 785 875	65 826 972	-
Actif/Passif de renouvellement clôture	(112 275 227)	(104 485 115)	(92 612 847)	(65 826 972)	-	-
Dotation aux amortissements A	(26 906 370)	(47 868 355)	(42 394 169)	(45 416 157)	(58 394 435)	5 690 386
<b>Dotation hors améliorant, lissée A+B</b>	<b>(30 065 362)</b>	<b>(40 078 243)</b>	<b>(30 521 901)</b>	<b>(18 630 282)</b>	<b>7 432 537</b>	<b>5 690 386</b>
moyenne des dotations	(17 695 478)	(17 695 478)	(17 695 478)	(17 695 478)	(17 695 478)	(17 695 478)
écart sur moyenne exercice	(12 369 885)	(22 382 765)	(12 826 423)	(934 805)	25 128 014	23 385 864
écart sur moyenne en cumulé	(12 369 885)	(34 752 650)	(47 579 073)	(48 513 878)	(23 385 864)	-
<b>Traitement de l'améliorant</b>						
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<b>VO Ouverture</b>	-	<b>13 717 136</b>	15 858 306	15 858 306	15 858 306	15 858 306
Acquisitions financement concession	13 717 136	2 141 170			0	0
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-		
<b>VO Clôture</b>	<b>13 717 136</b>	<b>15 858 306</b>	<b>15 858 306</b>	<b>15 858 306</b>	<b>15 858 306</b>	<b>15 858 306</b>
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice						
	0%	0%		0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Base amortissable</b>	<b>13 717 136</b>	<b>15 858 306</b>	<b>15 858 306</b>	<b>15 858 306</b>	<b>15 858 306</b>	<b>15 858 306</b>
Cumul doté à l'ouverture	0	(3 429 284)	(7 572 291)	(11 715 299)	(13 786 802)	(15 858 306)
Reste à amortir	13 717 136	12 429 022	8 286 015	4 143 007	2 071 504	0
Nb années restantes	4	3	2	2	1	1
<b>dotation exercice</b>	<b>(3 429 284)</b>	<b>(4 143 007)</b>	<b>(4 143 007)</b>	<b>(2 071 504)</b>	<b>(2 071 504)</b>	<b>(0)</b>
<b>dotations cumulées</b>	<b>(3 429 284)</b>	<b>(7 572 291)</b>	<b>(11 715 299)</b>	<b>(13 786 802)</b>	<b>(15 858 306)</b>	<b>(15 858 306)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	10 287 852	8 286 015	4 143 007	2 071 504	-	-
<b>Impact exercice (+) = produit</b>	<b>(33 494 646)</b>	<b>(44 221 250)</b>	<b>(34 664 908)</b>	<b>(20 701 786)</b>	<b>5 361 033</b>	<b>5 690 386</b>

## Distribution :

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

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>VO Ouverture corporel</b>	<b>703 854 485</b>	703 941 271	714 074 569	725 438 557	741 877 256	742 954 277
VO Ouverture incorporel	-	1 764 145	1 555 186	1 555 186	1 555 186	67 133
Acquisitions	29 020 004	1 961 561	27 038 651	17 812 173	13 718 844	5 228 473
Régularisations						2 595 767
Tranferts et TVA à reverser		9 402 807	3 163 521	2 315 582	(7 908 719)	(5 641 464)
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)						
- origine financement concession	(28 933 218)	(202 504)	(17 443 690)	(2 276 258)	(2 797 850)	(2 595 767)
- origine financement tiers	-	(1 028 566)	(1 394 494)	(1 412 798)	(3 423 307)	4 171 042
<b>VO Clôture</b>	<b>703 941 271</b>	<b>715 838 714</b>	<b>726 993 743</b>	<b>743 432 442</b>	<b>743 021 410</b>	<b>746 779 461</b>
- Financements tiers cumul	(167 652 258)	(167 652 258)	(166 623 692)	(165 229 198)	(163 816 400)	(160 393 093)
- IFC biens au bilan clôture	(20 220 969)	(23 451 877)	(24 982 272)	(10 546 411)	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(20 220 969)	(23 451 877)	(24 982 272)	(10 546 411)	(10 546 411)	(10 546 411)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	(1 257 345)
- IFC hors biens améliorants	(20 220 969)	(23 451 877)	(24 982 272)	0,00%	0,00%	(11 803 756)
<b>Base amortissable</b>	<b>516 068 044</b>	<b>524 734 579</b>	<b>535 387 779</b>	<b>567 656 833</b>	<b>568 658 599</b>	<b>574 582 612</b>
Cumul doté à l'ouverture	478 884 346	488 180 271	487 076 202	503 117 641	534 249 108	568 658 599
Réintégration AT sur incorporel		1 440 148				
Sortie AT sur sortie immo		(29 135 722)	(17 443 690)	(2 276 258)	(2 797 850)	(2 595 767)
Reste à amortir	37 183 698	64 249 883	65 755 267	66 815 450	37 207 341	8 519 780
Nb années restantes	4	3	2	2	1	1
<b>Dotation exercice</b>	<b>9 295 925</b>	<b>26 591 505</b>	<b>33 485 130</b>	<b>33 407 725</b>	<b>37 207 341</b>	<b>8 519 780</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>488 180 271</b>	<b>487 076 202</b>	<b>503 117 641</b>	<b>534 249 108</b>	<b>568 658 599</b>	<b>574 582 612</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	27 887 774	37 658 377	32 270 138	33 407 725	-	-
<b>Mécanisme de lissage des AT</b>						
Actif/Passif de renouvellement ouvertur	(51 629 115)	(53 785 431)	(45 189 562)	(26 615 297)	(15 207 457)	
Dotations/reprises B	(2 156 316)	8 595 869	18 574 265	11 407 841	15 207 457	
Actif/Passif de renouvellement cloture	(53 785 431)	(45 189 562)	(26 615 297)	(15 207 457)	(0)	
Dotation aux amortissements A	(9 295 925)	(26 591 505)	(33 485 130)	(33 407 725)	(37 207 341)	(8 519 780)
<b>Dotation hors améliorant, lissée A+B</b>	<b>(11 452 241)</b>	<b>(17 995 636)</b>	<b>(14 910 865)</b>	<b>(21 999 884)</b>	<b>(21 999 884)</b>	<b>(8 519 780)</b>
moyenne des dotations	(16 146 382)	(16 146 382)	(16 146 382)	(16 146 382)	(16 146 382)	(16 146 382)
écart sur moyenne exercice	4 694 141	(1 849 254)	1 235 517	(5 853 503)	(5 853 503)	7 626 602
écart sur moyenne en cumulé	4 694 141	2 844 887	4 080 404	(1 773 099)	(7 626 602)	-

### Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>VO Ouverture</b>	<b>-</b>	<b>14 023 591</b>	<b>21 449 895</b>	<b>28 005 229</b>	<b>34 893 489</b>	<b>43 176 855</b>
Acquisitions financement concession	10 799 562	3 134 545	1 530 395	2 190 532	4 112 324	1 432 460
Acquisitions autres financement Tiers	3 224 029	4 291 759	5 024 939	4 697 728	4 171 042	8 926 276
<b>VO Clôture</b>	<b>14 023 591</b>	<b>21 449 895</b>	<b>28 005 229</b>	<b>34 893 489</b>	<b>43 176 855</b>	<b>53 535 591</b>
Financements tiers cumul	(3 224 029)	(7 515 788)	(12 540 727)	(17 238 455)	(21 409 497)	(30 335 773)
- IFC améliorant exercice				(13 612 759)	(4 009 187)	(1 432 460)
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC hors biens au bilan cumulé	-	-	-	(13 612 759)	(17 621 946)	(19 054 406)
	0%	0%	0%	77%	81%	82%
<b>Base amortissable</b>	<b>10 799 562</b>	<b>13 934 107</b>	<b>15 464 502</b>	<b>4 042 275</b>	<b>4 145 412</b>	<b>4 145 412</b>
Cumul doté à l'ouverture	0	(2 699 891)	(6 444 629)	(10 954 566)	(7 498 420)	(4 145 412)
Reste à amortir	10 799 562	11 234 217	9 019 873	(6 912 291)	(3 353 008)	-
Nb années restantes	4	3	2	2	1	1
<b>Dotation exercice</b>	<b>(2 699 891)</b>	<b>(3 744 739)</b>	<b>(4 509 936)</b>	<b>3 456 145</b>	<b>3 353 008</b>	<b>-</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>(2 699 891)</b>	<b>(6 444 629)</b>	<b>(10 954 566)</b>	<b>(7 498 420)</b>	<b>(4 145 412)</b>	<b>(4 145 412)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	8 099 672	7 489 478	4 509 936	(3 456 145)	-	-

<b>Impact exercice (+) = produit</b>	<b>(14 152 131)</b>	<b>(21 740 375)</b>	<b>(19 420 801)</b>	<b>(18 543 739)</b>	<b>(18 646 876)</b>	<b>(8 519 780)</b>
--------------------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	--------------------

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

Cf paragraphe 5.1 variation du patrimoine immobilier

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

L'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 1/10<sup>ème</sup> de cette valeur réajustée pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.

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

➤ Application de la formule

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

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 2010	février 2011	mars 2012	mars 2013	mars 2014	mars 2015	mars 2016	avril 2017	mai 2018	juin 2019	juillet 2020	
2008													
2009													
2010													
2011	10		non										
2012	9		1	non									
2013	8		1	1	non								
2014	7		1	1	1	non							
2015	6		1	1	1	1	non						
2016	5		1	1	1	1	1	non					
2017	4		1	1	1	1	1	1	non				
2018	3		1	1	1	1	1	1	1	non			
2019	2		1	1	1	1	1	1	1	1	non		
2020	1		non	non	non	non	non	non	non	non	non	non	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	VB améliorant	Nb de 10ème à déduire	IFC
F&P ENROCHEMENT FAAROA	200000033	30/03/2013	4 302 619	100,00	4 302 619	6	1 721 048
ENROCHEMENT CENT FAAROA	200000038	01/01/2014	664 388	100,00	664 388	6	265 755
AGENCT BAT FAAROA	600000044	01/09/2011	1 976 270	100,00	1 976 270	8	395 254
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	1200000067	23/05/2012	10 682 061	8,00	854 565	7	256 369
ALTERNAT FG WILSON P675 TAP	1300000067	01/05/2012	3 088 904	8,00	247 112	7	74 134
ACCESSOIRE WILSON P675 TAPU	1400000067	01/05/2012	4 559 321	8,00	364 746	7	109 424
FIL COMB F&P QST30 FAAROA	2600000033	30/04/2011	2 328 589	46,00	1 071 151	8	214 230
FIL COMB REFONTE FAAROA	2600000043	01/08/2011	5 160 438	100,00	5 160 438	8	1 032 088
FIL EAU F&P QST30 FAAROA	2700000014	30/04/2011	2 043 857	46,00	940 174	8	188 035
FIL ENER F&P QST30 FAAROA	2800000062	30/04/2011	3 567 849	46,00	1 641 211	8	328 242
COFFRETS COMPTAGES FAAROA	2800000105	01/08/2013	1 829 590	100,00	1 829 590	6	731 836
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	2800000132	01/02/2015	160 954	100,00	160 954	4	96 572
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU	2800000148	01/01/2016	526 170	100,00	526 170	4	315 702
FIL ENVT F&T QST30 FAAROA	3000000042	30/04/2011	2 043 857	46,00	940 174	8	188 035
FIL ENVT REFONTE FAAROA	3000000046	01/08/2011	2 532 032	100,00	2 532 032	8	506 406
FILIERE ENVT STOCKAGE	3000000044	01/09/2011	3 558 180	100,00	3 558 180	8	711 636
FIL SECU F&P QST30 FAAROA	3100000058	30/04/2011	281 624	46,00	129 547	8	25 909
FIL SECU REFONTE FAAROA	3100000066	01/08/2011	1 318 993	100,00	1 318 993	8	263 799
INST EVENTS CENT FAAROA	3100000077	01/04/2012	194 457	100,00	194 457	7	58 337
INSTALLATION CAMERA IP	3100000110	01/09/2015	2 740 969	100,00	2 740 969	4	1 644 581
<b>TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>53 561 122</b>		<b>31 153 740</b>		<b>9 127 393</b>
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	6500000224	22/08/2012	1 322 632	100,00	1 322 632	7	396 790
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	6500000225	22/08/2012	1 322 632	100,00	1 322 632	7	396 790
CREAT DP P1084 AVERA TAPU	6500000233	26/06/2013	1 723 638	100,00	1 723 638	6	689 455
TRANSFO P1084 AVERA TAPUT	6500000234	26/06/2013	427 513	100,00	427 513	6	171 005
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	6600000161	22/08/2012	1 818 465	100,00	1 818 465	7	545 540
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	6600000162	22/08/2012	1 818 465	100,00	1 818 465	7	545 540
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001155	01/07/2011	27 532 475	0,36	99 117	8	19 823
EXT FD BTA QT PUNAA,TENIA	9000001229	01/01/2012	661 163	100,00	661 163	8	132 233
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001252	01/07/2012	27 673 763	0,67	185 414	7	55 624
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001329	01/07/2013	148 131	100,00	148 131	6	59 252
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTA	9000001360	06/08/2013	436 441	100,00	436 441	6	174 576
EXT 14A1 QT SANQUER TAPU	9000001403	01/01/2014	549 263	100,00	549 263	6	219 705
EXT14A1 BT BASSIN TAPU	9000001417	28/02/2014	392 658	100,00	392 658	5	196 329
ART14A/CD/TM/RB/629	9000001430	28/02/2014	414 423	100,00	414 423	5	207 212
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14	9000001459	01/07/2014	229 535	100,00	229 535	5	114 768
RESEAUX CP TAPUTAP 2014	9000001471	01/07/2014	1 017 290	100,00	1 017 290	5	508 645
ART14A/CD/TM/RB/251/14	9000001431	08/07/2014	389 782	100,00	389 782	5	194 891

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de Mise en Service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	VB améliorant	Nb de 10ème à déduire	IFC
ART14A/CD/TM/RB/276/14	9000001433	31/08/2014	217 994	100,00	217 994	5	108 997
ART14A/CD/TM/RB/251/14	9000001432	10/10/2014	443 984	100,00	443 984	5	221 992
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	9000001480	01/07/2015	10 068 210	0,75	75 512	4	45 307
RESEAUX BTA TM/RB/107/14	9000001561	30/01/2016	973 641	100,00	973 641	3	681 549
RESEAUX CP TAPU 2016	9000001535	01/07/2016	15 551 461	3,71	576 959	3	403 871
EXT LOT TUARIHIONOA MANA	9000001580	01/01/2017	101 402	100,00	101 402	3	70 981
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAP	9000001583	01/01/2017	245 016	100,00	245 016	3	171 511
14A1 LC420/15 AVERA TAPU	9000001603	01/01/2017	667 308	100,00	667 308	3	467 116
14A1 CB/EB 2017/378 AVERA	9000001613	19/06/2017	610 130	100,00	610 130	2	488 104
RESEAUX CP TAPU 2017	9000001589	01/07/2017	26 891 403	0,11	29 581	2	23 664
CD/TM/JR/N°842/16 TAPU	9000001604	01/10/2017	7 933 688	100,00	7 933 688	2	6 346 950
14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER	9000001615	01/01/2018	583 233	100,00	583 233	2	466 586
14A1 LC569/17 TAPUTAPUATE	9000001646	01/01/2019	370 028	100,00	370 028	1	333 025
14A1 LC CD/TM/RJ/341/18	9000001647	12/03/2019	442 695	100,00	442 695	0	442 695
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019	9000001662	01/07/2019	4 034 464	6,98	281 606	0	281 606
14A1 LC18/20 CD/TM/JR	9000001683	07/05/2020	582 778	100,00	582 778	0	582 778
14A1 CD/TM/JR/333/20 TAPU	9000001727	26/02/2021	483 192	100	483 192	0	483 192
14A1 CD/TM/JR/402/20 TAPU	9000001728	30/03/2021	722 810	100	722 810	0	722 810
14A1 CD/SB/2020/476 TAPUT	9000001730	30/03/2021	748 123	100	748 123	0	748 123
14A1 CD/SB/2020/453 TAPU	9000001731	26/04/2021	674 483	100	674 483	0	674 483
FOURN TPC160&63 AVERA TAP	9300000361	08/04/2011	7 081 606	100,00	7 081 606	8	1 416 321
MES HTA ZONE PORLIER TAPU	9300000375	01/01/2012	11 621 291	26,66	3 098 236	8	619 647
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI	9300000387	01/01/2012	6 703 388	25,00	1 675 847	8	335 169
ART14A1/CD/TM/RB/569/13	9300000484	06/06/2014	371 512	100,00	371 512	5	185 756
14A1 CD/SB/2020/453 TAPU	9300000874	26/04/2021	795 370	100	795 370	0	795 370
RESEAUX CP TAPUTAP 2021	9300000892	01/07/2021	68 536	100	68 536	0	68 536
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA	9500000843	01/07/2011	8 340 646	7,39	616 374	8	123 275
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	9500000884	01/07/2012	5 355 385	15,19	813 483	7	244 045
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500000922	01/07/2013	3 562 831	2,68	95 484	6	38 194
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	9500000969	01/07/2014	5 817 984	5,58	324 644	5	162 322
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001017	01/07/2015	3 660 894	19,3	706 553	4	423 932
BRCHT/COMPTAGES TAPU	9500001077	01/07/2016	3 494 254	17,6	614 989	3	430 492
CD/TM/JR/N°270/17 TAPU	9500001144	19/06/2017	732 547	100,00	732 547	2	586 038
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001131	01/07/2017	2 638 072	18,17	479 338	2	383 470
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001158	01/07/2018	1 913 488	22,73	434 936	1	391 442
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	9500001183	01/07/2019	2 286 712	12,06	275 777	0	275 777
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001218	01/07/2020	3 405 639	39,81	1 355 785	0	1 355 785
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	9500001254	01/07/2021	2 869 842	21,6	619 886	0	619 886
<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>			<b>210 944 309</b>		<b>49 881 625</b>		<b>26 848 975</b>
<b>TOTAL TAPUTAPUATEA</b>			<b>264 505 431</b>		<b>81 035 365</b>		<b>35 976 367</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 paragraphe 5.4 Dépenses de renouvellement

## 6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE 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 7,80 F/l., et premium de 2,50\$/bbl.

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

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

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

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

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

#### c) Baux

Bailleur	Objet du bail
LAO PIERRE	AGENCE UTUROA
COMMUNE DE TAPUTAPUATEA	CENTRALE DE FAAROA

#### d) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

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

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante

#### e) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

#### 2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

#### f) Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication

Durée : 1<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.