



**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 2021**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS</b>	<b>3</b>
<b>1 - PRESENTATION</b>	<b>5</b>
1.1- Le système électrique polynésien	6
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	7
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	11
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b>	<b>13</b>
➤ <b>Aspects commerciaux</b>	<b>14</b>
2.1 - Mode de détermination des tarifs	14
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2021	14
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	15
2.4 - Autres produits d'exploitation	16
2.5 - Statistiques de ventes	16
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea	19
2.7 - Gestion des impayés	20
2.8 - Dépenses de la Commune	20
2.9 - Services offerts à la clientèle	21
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	28
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b>	<b>30</b>
➤ <b>Bilan technique</b>	<b>31</b>
3.1 - Système électrique de Raiatea	31
3.2 - Effectif de l'exploitation de Raiatea - Taputapuatea	31
3.3 - Réseaux de distribution HTA/BTA	31
3.4 - Autorisation d'exploitation	32
3.5 - Détail des ouvrages de production	32
3.6 - Données de production	32
3.7 - Qualité de service	33
3.8 - Qualité – Sécurité – Environnement	34
3.9 - Travaux significatifs – Faits marquants	34
3.10 - Raccordement solaire	34
3.11 - Unités d'œuvre 2021 de la concession	35
<b>4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b>	<b>36</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	37
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	42
4.3 - Comptes de la concession	47
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés	53
<b>5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES</b>	<b>61</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	62
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	63
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	73
5.4 - Dépenses de renouvellement	73
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	74
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	78
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.	78
5.8 - Plan de Renouvellement	81
<b>6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC</b>	<b>82</b>

## 0 - FAITS MARQUANTS

### Communs à toutes les concessions d'EDT :

#### **A) Péréquation inter îles :**

Au cours de l'année, une réglementation mettant en place une solidarité tarifaire inter-îles a été adoptée. Elle est applicable au 1er janvier 2022 donc sans impact sur les comptes 2021

Le mécanisme de péréquation repose d'une part sur la perception d'une Contribution de Solidarité sur l'Electricité, d'un montant de 6,3 F/ kWh, applicable uniformément à tous les systèmes de distribution électrique de Polynésie française, et d'autre part sur le versement d'une « compensation de solidarité », bénéficiant en priorité aux systèmes les plus isolés et éloignés. Chacun de ces systèmes est libre de fixer ses prix dans la limite du prix moyen de référence fixé par la Polynésie française plus ou moins 20%.

Pour les concessions d'EDT, dans la continuité des accords contractuels en cours, la grille tarifaire reste la même à Tahiti Nord et dans les îles, et le Revenu Autorisé demeure global pour l'ensemble du périmètre.

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

La réglementation de péréquation ayant été adoptée tardivement, les « DSP 2020 » n'ont pas pu finaliser leurs appels d'offres en vue de la désignation de leurs nouveaux délégataires avant leur échéance. Toutes nos concessions ont donc été prolongées au-delà du 31 décembre 2021.

#### **C) Crise sanitaire du COVID-19**

Une nouvelle et dramatique vague d'infections a emporté plus de 600 Polynésiens dans l'année, et bouleversé l'économie comme les institutions.

EDT a néanmoins su faire face avec résilience aux contraintes de l'épidémie, en organisant des séances de vaccination aux volontaires, en prenant des mesures sanitaires strictes, et en organisant ses équipes pour pouvoir maintenir la continuité et la qualité du service public, y compris pendant le confinement d'août-septembre. L'entreprise reste vigilante face à tout risque de résurgence des contagions.

#### **D) Sécurité :**

Nous enregistrons sur l'année 2021 écoulée :

- 4 accidents de travail avec arrêt (hors trajet) = 240 jours d'arrêt
  - o Taux de fréquence = 3.33
  - o Taux de gravité = 0.06
- 0 accident de travail sans arrêt (hors trajet)
- 0 accident de trajet avec arrêt = 0 jours d'arrêt
- 0 accident de trajet sans arrêt

### Spécifiques à la concession de Taputapuataea :

#### **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 même 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 prendra fin au 31 mars 2022.

## Principaux indicateurs

		TAPUTAPUATEA				
		2021		2020		
CLIENTS	<b>Nombre de contrats clients</b>		<b>1 814</b>		<b>1 784</b>	
	BT		1 808	99,67%	1 778	99,66%
	MT		6	0,33%	6	0,34%
	<b>Puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>7 914</b>		<b>7 740</b>	
	BT		7 729	97,66%	7 555	97,61%
	MT		185	2,34%	185	2,39%
	<b>Puissance maximale appelée (*)</b>	<b>MW</b>	<b>0,93</b>		<b>0,96</b>	
	<b>Nombre de kWh vendus total</b>		<b>4 946 013</b>		<b>5 017 370</b>	
	BT		4 522 032	91,43%	4 583 424	91,35%
	MT		423 981	8,57%	433 946	8,65%
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>174 464 238</b>		<b>176 888 574</b>	
	BT : Total		159 690 932	91,53%	161 831 863	91,49%
	BT : par client		88 325		91 019	
	BT : par kVA de puissance souscrite		20 662		21 422	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		24 509 918	15,35%	24 094 311	14,89%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		135 181 014	84,65%	137 737 552	85,11%
	MT : Total		14 773 306	8,47%	15 056 711	8,51%
	MT : par client		2 462 218		2 509 452	
	MT : par kVA de puissance souscrite		79 856		81 388	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		3 711 840	25,13%	3 711 840	24,65%
MT : part variable en XPF et % du CA total		11 061 466	74,87%	11 344 871	75,35%	
<b>Prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>35,27</b>		<b>35,26</b>		
BT		35,31		35,31		
MT		34,84		34,70		
TECHNIQUES	<b>Rendement réseaux (s/production nette)</b>		<b>0,90</b>		<b>0,90</b>	
	<b>Energie achetée</b>					
	Energie solaire	kWh	57 920	1,06%	69 959	1,25%
	Energie hydroélectrique	kWh	14 674	0,27%	18 157	0,33%
	Energie thermique	kWh	5 397 892	98,67%	5 488 046	98,42%
	Energie totale achetée		5 470 486		5 576 161	
	<b>Temps moyen de coupure</b>					
	global		11h04		14h47	
origine production		0h37		4h15		
origine transport		-		-		
origine distribution		10h27		10h32		
FINANCIERS	<b>Patrimoine</b>					
	<b>Longueur du réseaux hors branchement</b>	<b>Km</b>	<b>153</b>		<b>152</b>	
	<b>Valeur d'origine</b>	<b>k XPF</b>	<b>1 366 998</b>		<b>1 377 799</b>	
	<b>Valeur économique des actifs gérés (**)</b>	<b>k XPF</b>	<b>606 339</b>		<b>652 538</b>	
	<b>Travaux réalisés</b>					
	<b>Dépenses de renouvellement</b>	<b>k XPF</b>	<b>20 863</b>		<b>52 185</b>	
	<b>Dépenses d'améliorant</b>	<b>k XPF</b>	<b>8 283</b>		<b>6 888</b>	
	<b>Indemnité de fin de concession</b>	<b>k XPF</b>	<b>36 917</b>		<b>33 142</b>	
	<b>Coût du service pour les usagers (RA)</b>	<b>k XPF</b>	<b>340 723</b>		<b>336 845</b>	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	243 517		239 917	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	97 205		96 928	
	<b>Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)</b>	<b>k XPF</b>	<b>35 213</b>		<b>4 681</b>	
	<b>Ecart RA - CA de l'année (+) =&gt; à récupérer dans les tarifs N+1</b>	<b>k XPF</b>	<b>166 258</b>		<b>159 956</b>	

(\*) 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**

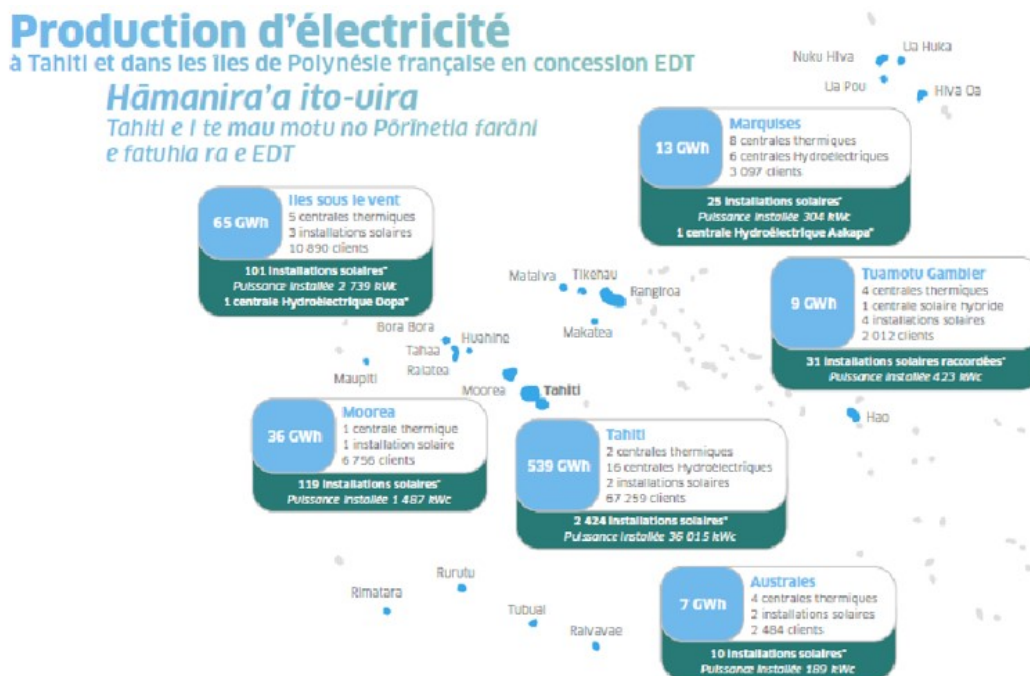
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

## **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



\* Production brute d'électricité (en GWh – données 2020)

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

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

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

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

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

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées

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

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

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

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

Sauf exception, les concessions de service public confiées à EDT dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production est essentiellement assurée par des centrales à 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 ENGIE, leader mondial des énergéticiens privés et de la transition énergétique, **construit aujourd'hui le système énergétique bas carbone de demain.**

Pour atteindre ses objectifs le groupe ENGIE :

- ⇒ Accélère ses investissements dans les renouvelables et les infrastructures décentralisées bas carbone
- ⇒ Renforce son engagement en faveur de la décarbonation pour atteindre le Net Zéro Carbone en 2045
- ⇒ Simplifie son organisation en se concentrant sur ses 4 métiers cœurs et en se recentrant sur une trentaine de pays

En 2020, le groupe Engie représente :

- ✓ 170 100 salariés
- ✓ 55,8 Mds€ de chiffre d'affaires
- ✓ 190 M€ de dépenses en R&D
- ✓ 3GW de capacités renouvelables installées supplémentaires
- ✓ 4 Mds€ d'investissements de croissance
- ✓ 101 GW de capacité de production électrique installée

Le groupe ENGIE est **leader de la transition énergétique** :

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

Le groupe ENGIE s'appuie sur ses **4 métiers cœurs** :

➤ **Renouvelables**

- 1<sup>er</sup> producteur éolien terrestre en France
- 1<sup>er</sup> producteur solaire en France
- 1<sup>er</sup> producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil
- 1<sup>er</sup> parc éolien flottant en Europe continentale (Portugal) : 25 MW de capacité installée, 60 000 bénéficiaires
- 1<sup>re</sup> plateforme de production de gaz vert à partir de biomasse sèche en Europe

➤ **Infrastructures**

- 1<sup>er</sup> transporteur en France, 2<sup>e</sup> en Europe
- 1<sup>er</sup> opérateur en stockage souterrain de gaz en Europe
- 1<sup>er</sup> opérateur de terminaux en France, 2<sup>e</sup> en Europe
- 1<sup>er</sup> réseau de distribution de gaz naturel en Europe
- 1<sup>er</sup> réseau de transport de gaz naturel du Brésil (TAG)
- Acteur majeur des infrastructures de transport électriques au Chili

➤ **Energy Solutions**

- 1<sup>er</sup> réseau mondial de froid
- 1<sup>er</sup> fournisseur des stations de recharge hydrogène et GNV en France
- 1<sup>er</sup> fournisseur de services d'efficacité énergétique

➤ **Production Thermique & Fourniture d'Énergie**

- 1<sup>er</sup> producteur indépendant d'électricité dans le monde
- 1<sup>er</sup> fournisseur de gaz naturel aux particuliers en France
- 1<sup>er</sup> commercialisateur d'électricité et de gaz naturel en Belgique
- Plus de 70 projets hydrogène dans le monde
- 2<sup>ème</sup> opérateur de dessalement d'eau de mer

L'expertise du groupe ENGIE est irremplaçable pour les équipes d'EDT, alors **que nous nous engageons pour une croissance abordable, fiable et durable.**

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de l'expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité, qu'il s'agisse de la production, de la distribution, de l'exploitation, du développement des EnR, ou encore de la gestion commerciale.

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

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

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

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



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

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

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

## 1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

## 1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Raiatea est de 11 :

- |   |          |
|---|----------|
| - 1 Chef d'exploitation                                   |          |
| - Exploitation et maintenance des réseaux de distribution | 4 agents |
| - Exploitation et maintenance des moyens de production    | 4 agents |
| - Gestion de clientèle                                    | 2 agents |

L'équipe spécialisée dans les réseaux de distribution (4 agents) assure :

- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, ...)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux termités, cellules HTA oxydées, ...)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux
- le repérage des câbles souterrains pour répondre aux Déclarations d'Intention de Commencement des Travaux (DICT) des différentes entreprises travaillant au voisinage des réseaux,
- l'élagage des arbres et végétations à proximité des réseaux

- les mises hors tension des réseaux (consignation) pour travaux
- les visites de réseaux pour veiller à leur bon état de fonctionnement
- les dépannages réseaux (arbre tombé sur le réseau, ...) et clientèle (remplacement de disjoncteurs, ...)
- la relève des index de l'ensemble du parc de compteurs de la concession selon le planning annuel défini par la Direction Commerciale
- la réalisation de l'ensemble des interventions issues des opérations commerciales et contractuelles
- la mise sous tension des nouveaux clients, changements de puissance

L'équipe spécialisée dans les moyens de production (4 agents) assure :

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

Ces 2 équipes assurent de manière générale, l'exploitation des moyens de distribution et production de manière à fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune) dans le respect de l'Arrêté d'exploitation de l'île et des normes diverses, telles que NFC18 510 ; NF EN 50 160... tout en assurant la sécurité des biens et des personnes.

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

L'équipe commerciale (2 agents) gère l'agence commerciale de Raiatea dont les principales activités consistent à :

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

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

- des bureaux pour les services d'exploitation ;
- une agence commerciale ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 7 véhicules d'intervention 4x4 ;
- 1 véhicule 100% électrique ;
- 1 nacelle automotrice ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

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

- a) d'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Îles) d'un effectif de 21 salariés.

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

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

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

### 1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **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 un avenant 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 2021
  - 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.

La dernière actualisation tarifaire a eu lieu au 1<sup>er</sup> août 2020, applicable sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1107 CM du 23 juillet 2020, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

### **2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2021**

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 31 Décembre 2021
			Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	17,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	35,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	42,00
BT Eclairage public	P4		35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er janvier au 31 Décembre 2021
<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%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 Décembre 2021
	<b>P=42,0</b>
<b>Tarif Petits consommateurs</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Tarif Usages Domestiques</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Autres Tarif Basse Tension</b>	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Moyenne Tension</b>	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

### 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime d'abonnement	Puissance au 31/12/2021 (kVA)	Total kWh vendus 2020
BT Usage social 1ère tranche*	P0	998 663	16 894 859	19 771	5 202 127	1 630	1 061 565
BT Usage social 2ème tranche*	P1	107 946	3 758 677		0		142 394
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	757 624	19 314 230	25 026	10 940 120	2 148	752 655
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	350 973	14 387 394		0		364 368
BT Eclairage public	P4	84 183	2 988 583	2 772	1 108 800	231	94 184
BT Usage professionnel	P5	870 339	34 375 425	18 147	7 258 871	1 529	857 466
MT Tarif jour	P6	253 117	6 960 730	2 220	3 711 840	185	265 758
MT Tarif nuit	P7	170 864	4 100 736		0		168 188
Prépaiement		1 352 304	43 461 846	25 840	0	2 190	1310792
<b>Total</b>		<b>4 946 013</b>	<b>146 242 480</b>	<b>93 776</b>	<b>28 221 758</b>	<b>7 914</b>	<b>5 017 370</b>

**CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL** 174 464 238

**Prix moyen** 35,27

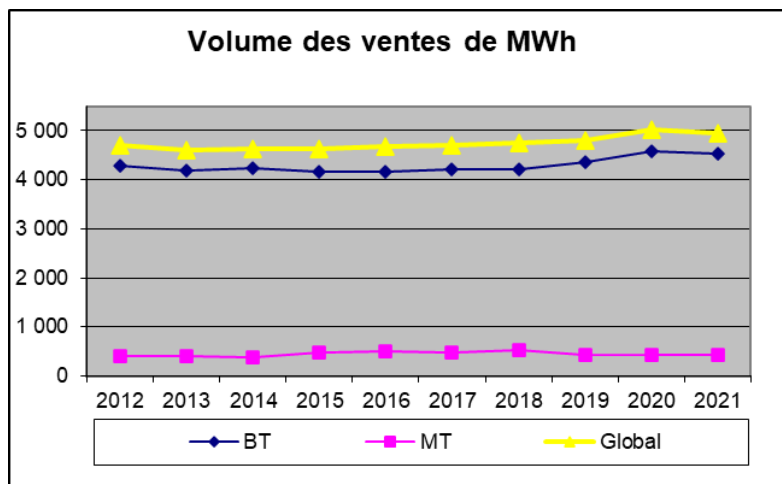
\* Ce tableau inclus les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

## 2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	395 241 XPF
- Frais de relance :	<u>646 668 XPF</u>
- Total	1 041 909 XPF

## 2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité suivaient une tendance haussière depuis 2014 et elles enregistrent pour la première fois depuis 7 ans une diminution de 1,4% en 2021 (soit -71 MWh) pour la concession de Taputapuatea avec un volume global de plus de **4,9 GWh** sur 2021. Cette baisse se traduit par une baisse des ventes en basse tension de 1,3% (-61 MWh), qui représentent 91% des ventes globales, et une baisse de 2,3% des ventes en moyenne tension (-10 MWh).

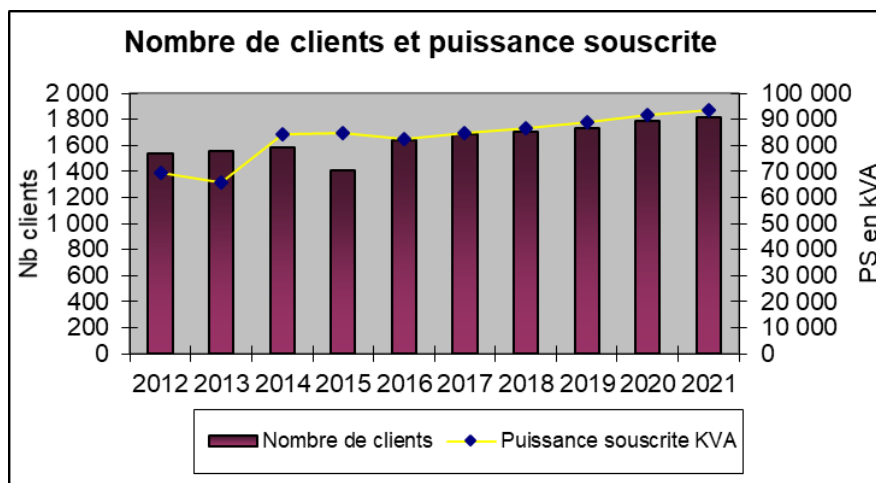
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs », « classique » basse tension usages domestiques et prépaiement), qui représente 78% des ventes en basse tension, diminue de 1,5% (- 55 MWh). Cette évolution est liée à la hausse des ventes prépaiement de 3,2% (+41 MWh), conjuguée aux baisses respectives de 7,9% (-94 MWh) et 0,3% (-3 MWh) observées pour les tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,9% des ventes en basse tension avec environ 84 MWh vendus sur 2021, ont pour leur part diminué de 10,6% (-10 MWh).

Les ventes aux clients professionnels augmentent (1,5%) et représentent 19,2% des ventes basse tension.

Les ventes en moyenne tension connaissent encore une légère baisse de 2,3% en 2021 et atteignent 424 MWh.





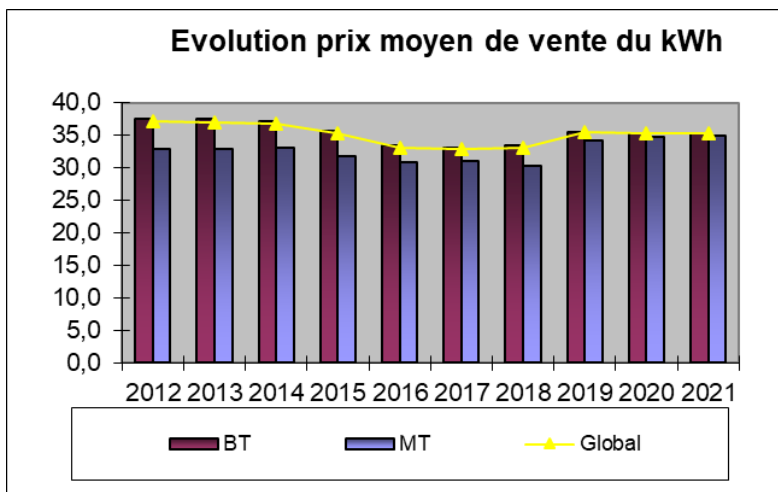
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2020 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 808 +1,7% (+30 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>6</u> -
	1 814 +1,7% (+30 contrats)

La hausse du nombre de contrats en usages domestiques se poursuit en 2021 et se traduit par :

- la hausse de 3,3% du nombre de clients en tarif prépaiement (+26 clients), portant le nombre d'abonnés à 812, soit 45% du nombre total d'abonnés.
- la hausse de 6,7% du nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques (+21 abonnés) qui pèsent pour 18% de nombre total d'abonnés à fin 2021.
- la baisse de 3,3% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 18 contrats en moins par rapport à 2020. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 29% du nombre total d'abonnés.

Le nombre d'abonnés en tarif basse tension usages professionnels augmente de 2,0% en 2021. Avec 100 clients, ce segment représente 6% du nombre total d'abonnés.

La puissance souscrite facturée atteint son plus haut niveau depuis 12 ans et s'élève à 93 776 kVA, soit une augmentation de 2,4% par rapport à 2020.

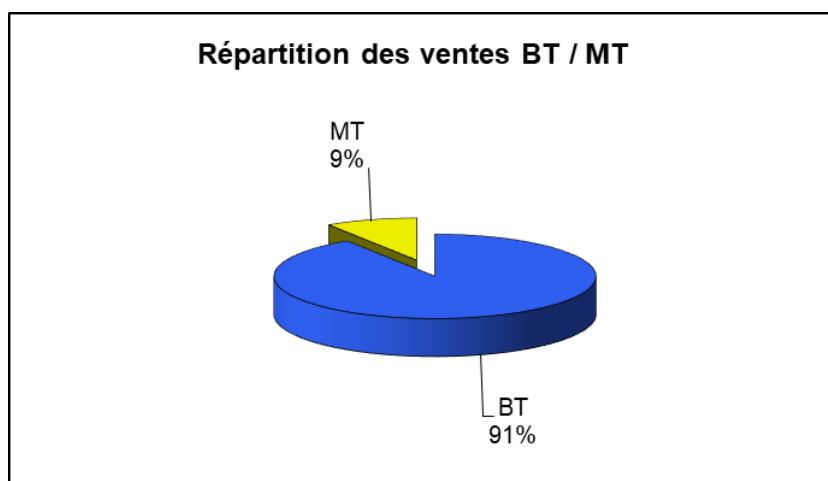


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :	variation / 2020	
Tarifs basse tension	35,3 Fcp	-
Tarifs moyenne tension	<u>34,8 Fcp</u>	<u>+0,4%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	35,3 Fcp	+ 0,1%

Le prix moyen de vente du kWh connaît une légère hausse de 0,1%.

Le prix moyen de vente du kWh en basse tension reste stable par rapport à 2020.

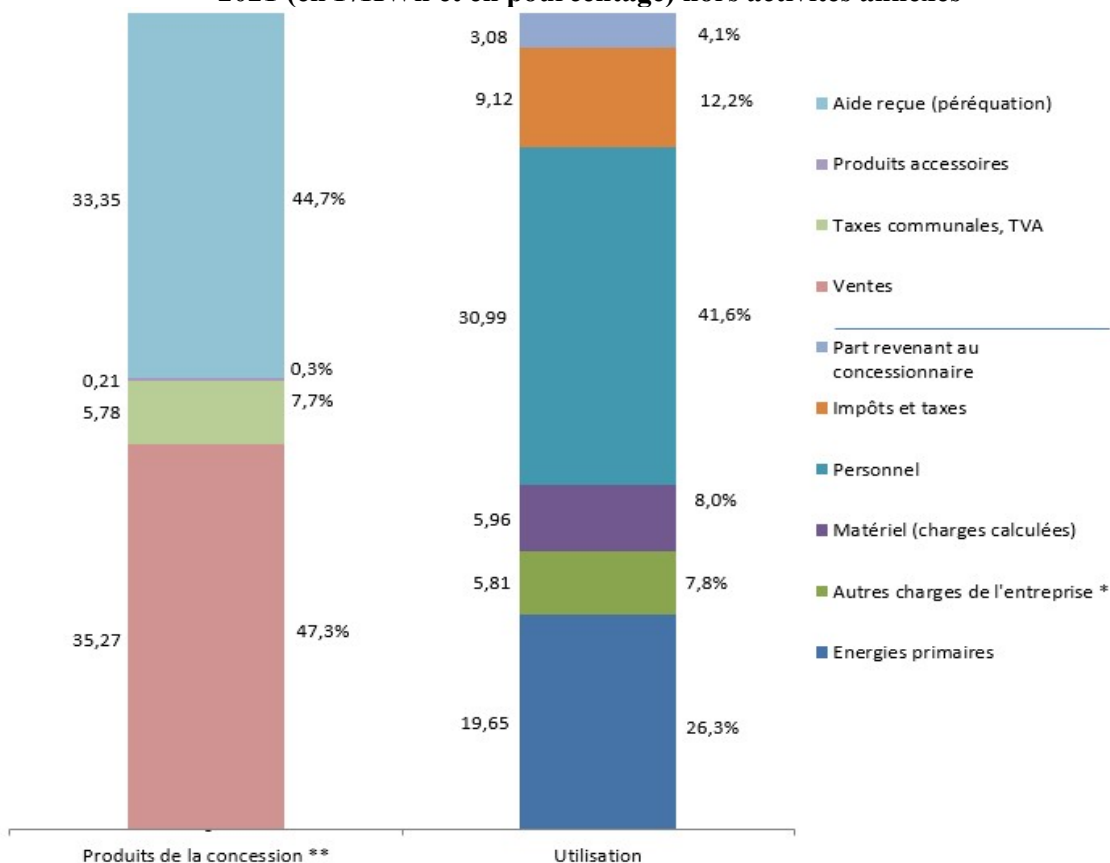
La prix moyen de vente du kWh en moyenne tension augmente de 0,4%.



Les ventes en basse tension se maintiennent à 91% des volumes vendus et les ventes en moyenne tension à 9%.

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

2021 (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 41,05 F/KWh (55%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les charges sont hors charges non récurrentes.

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

## 2.7 - Gestion des impayés

A fin 2021, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Taputapuatea, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/21, était de 30,6 Millions Fcp, ce qui représente 16% du chiffre d'affaires 2021, soit un délai de créances clients de 56 jours, contre 46 jours en 2020, soit une augmentation de 10 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Taputapuatea, en moyenne 122 clients sont ainsi relancés chaque mois (95 clients en 2020, soit une augmentation de 27 clients), soit environ 7% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Taputapuatea, le nombre de clients se retrouvant chaque mois dans cette situation de coupures pour impayés reste stable (en moyenne 2 clients, soit 0,1% du nombre total de contrats).

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

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

En 2021, 105 337 xpf (contre 178 763 xpf en 2020) a été comptabilisée en créance irrécouvrable pour la concession de Taputapuatea.

## 2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	25 - TAPUTAPUATEA				
	Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2021 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC		34	85 771	4 704 535	54,85
07 - USAGE PROFESSIONNEL		32	178 782	11 439 436	63,99
55 - TOUS USAGES MT		3	226 827	8 947 542	39,45
<b>Total général</b>		<b>69</b>	<b>491 380</b>	<b>25 091 513</b>	<b>50,88</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 diminue de 1,0% en 2021 et s'établit à 25,1 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 69 compteurs. En termes de volumes, ils diminuent de 1,4% (-7 MWh).

Les dépenses en éclairage public enregistrent une diminution de 6,2% (8,1% en volume), avec 4,7 Millions Fcp TTC qui leur sont consacrées.

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

### **Covid et confinement**

La crise épidémique du COVID qui a frappé la Polynésie en 2020 s'est poursuivie en 2021, avec une nouvelle période de confinement, du 23 août au 9 octobre, due à l'introduction du variant DELTA.

Cette seconde période de confinement a été abordée à l'aune de l'expérience acquise en 2020, avec le maintien de l'ouverture des agences, en veillant à l'application stricte d'un protocole sanitaire pour les agents et les clients.

Les équipes ayant vécu le confinement de 2020 ont pu mettre à profit leur maîtrise des gestes barrières avec discours adapté auprès de la clientèle.

Le télétravail a été l'exception plutôt que la règle lors de ce second confinement, durant lequel les équipes techniques ont également pu poursuivre leurs missions sur le terrain, via l'adoption de rotations évitant la présence simultanée d'agents dans les locaux professionnels.

La gestion des règlements de facture n'a donné lieu à aucune problématique auprès des clients, celle-ci s'effectuant dans des conditions non dégradées.

EDT a renouvelé ses efforts auprès des Grands Comptes, plus affectés par la baisse de clientèle et de recettes, en leur proposant des solutions permettant d'éviter la cessation d'activité.

### **Activité- les faits marquants 2021**

La crise sanitaire n'a pas empêché l'avancement des dossiers prioritaires afin d'améliorer le fonctionnement de la direction commerciale et/ou la qualité de service fournie aux clients.

Durant l'année 2021, les agents releveurs de Tahiti Nord et TSE sont passés du scooter à la voiture 4X4, en concordance avec les règles de sécurité du Groupe ENGIE au niveau mondial. Changement historique, cette évolution au nom de la sécurisation renforcée des agents a induit une redécoupe des tournées de relèves, et nécessité le renforcement de l'équipe de releveurs. Tous les agents releveurs ainsi que ceux des îles n'opèrent donc plus en véhicule 2 roues.



Le véhicule retenu, compact et tout-terrain, répond aux contraintes de stationnement et d'accès aux compteurs pour la relève des clients de l'île de Tahiti.

Les agents notent une amélioration de leurs conditions de travail (déplacement à l'abri des intempéries, risque lié aux animaux domestiques réduit, etc.)

La performance de relève a pu être maintenue avec une moyenne de 86% sur l'année 2021 (82,5% en 2019).

En février 2021, les agents commerciaux représentaient l'entreprise dans le cadre du Défi Familles organisé par la mairie de Punaauia, accompagnant 15 familles de la commune sur des objectifs incluant les « Économies d'eau et de la facture d'électricité ». Les agents se sont déplacés au domicile des familles participantes, afin d'expliquer in situ comment réaliser des économies d'énergie, et réduire leur facture. Cette action sociétale s'inscrit en parallèle d'autres actions menées tout au long de l'année par les agents commerciaux d'EDT. Ceux-ci pratiquent la pédagogie lors de réunions auprès de référents communaux, qui relaieront à leur tour les informations auprès de la population sur les économies d'énergie (Faa'a, Tairapu Ouest).

En parallèle une campagne de communication en français et tahitien pour les gestes à adopter pour faire des économies d'énergie et adopter l'auto-relève, a été lancée dans différents médias afin de toucher tous les Polynésiens (radio, web, réseaux sociaux et TV). Cette pédagogie est essentielle pour que chaque client puisse agir sur sa facture d'électricité et donc son budget.



En juin 2021, le bus Te Hono EDT- CPS a entamé ses rotations dans 9 communes de Tahiti : Punaauia, Paea, Mataiea, Papeari, Vairao, Hitia'a, Tiarei, Mahina, Arue. Fruit du partenariat entre EDT et la Caisse de Prévoyance Sociale de la Polynésie française, cette agence mobile propose les prestations fournies en agence aux clients. Une équipe de deux agents EDT et deux agents CPS anime ce bus, et en assure le déplacement entre chaque site. Le bus Te Hono est 100% électrique, et répond à une demande forte des élus municipaux, relayant les préoccupations de leurs administrés issus des quartiers prioritaires, pour qui un déplacement en agence peut représenter un montant aussi élevé que leur facture à régler.

La fréquentation pour EDT reste timide suite à des soucis techniques mais le bus reste un service de proximité très apprécié des clients EDT résidant dans les communes les plus éloignées.



En août 2021, tous les agents du front-office ont été formés à la gestion des arrondis, du fait de la mise en circulation de nouvelles pièces de monnaie au 1er septembre 2021.

En novembre 2021, la Cour d'appel de Papeete a prononcé la relaxe d'EDT et ses six agents qui étaient poursuivis pour homicide involontaire, à la suite de l'accident dramatique survenu en 2017, à l'issue duquel un jeune était décédé. Une confirmation du jugement de première instance, lequel avait reconnu qu'aucun lien de causalité ne pouvait être établi entre une négligence des agents releveurs de compteurs, et l'électrocution qui était due à la destruction volontaire et récente d'un disjoncteur. L'innocence d'EDT et ses six agents a été reconnue à nouveau.



**Données commerciales en infographies (Chiffres au 31/12/2021) :**

## Le sens du service client Te tāvinira'a i te hōani

**94 243**  
clients / Hōani



**TAHITI 68 402**  
55 094 Tahiti Nord  
Tahiti 'Apato'erau  
13 308 TSE

**ÎLES / MOTU 25 841**

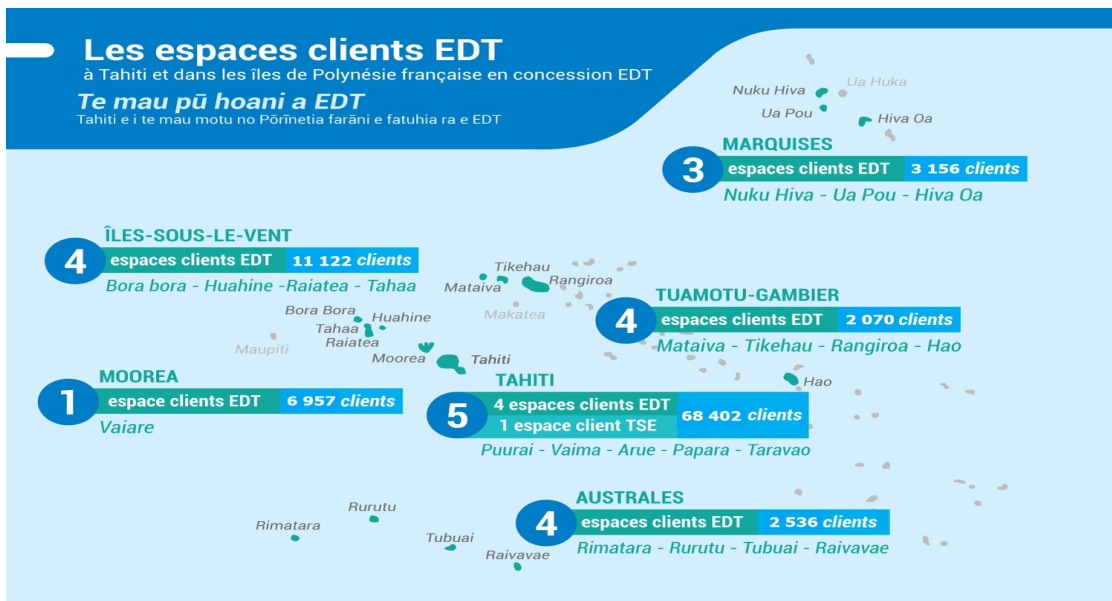
**445 979** clients reçus  
en agences  
Hōani i fa'ari'ihia i te tahi  
pū ravera'a 'ohipa

**61 219** appels traités  
à la plate-forme téléphonique  
Anira'a na roto i te niuniu  
i ha'apa'ohia

**1 110 000** SMS  
envoyés aux clients  
Pāhonora'a na roto  
i te poro'i SMS i te hōani

**Outils  
digitaux**  
Rāve'a  
tārora'ura

- **43 549** clients de l'agence en ligne [edt.pf](http://edt.pf) / Hōani i fa'a'ohipa i te tahua natirara
- **18 792** abonnés au Chatbot Mareva / Ta'ata tāpa'ohia i te 'apiuira 'Aparaura'a natirara
- **21 986** abonnés Facebook / Hōani Facebook
- **426 759** newsletters envoyées / Ratauira i ha'aponohia



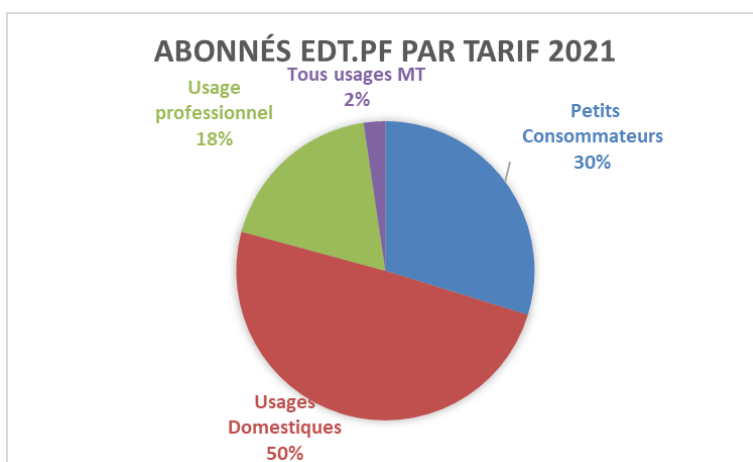
**Le site client [edt.pf](http://edt.pf)**

**Répartition des abonnés [edt.pf](http://edt.pf) par concession**

Concession	espace client <a href="http://edt.pf">edt.pf</a>	%age clients connectés
Taputapuatea	178	10%



## Répartition des abonnés par tarif



La crise sanitaire mondiale, les dispositifs mis en place pour éviter tout rassemblement et contacts physiques ont conforté les utilisateurs dans leur usage des outils digitaux.

Un second confinement au mois d'août qui a duré un mois (23/08 au 20/09) n'a pas provoqué le même engouement pour le site edt.pf qu'en 2020 car les agences étaient toujours ouvertes. L'année 2020 ayant été exceptionnelle, le comparatif avec 2021 affiche une baisse des indicateurs, on note toutefois une progression dans l'année de +15% de création d'espaces clients.

L'intérêt pour les réseaux sociaux d'EDT a continué de progresser durant l'année ponctuée par des jeux qui plaisent beaucoup à la communauté FB.



Facebook +10%



Instagram +9%



LinkedIn +67%

edt.pf\*

- 29% d'utilisateurs\* \*

- 48% création espaces client

+ 26% paiements en ligne

\*comparatif 2020

\*\*Utilisateurs ayant initié au moins une session

Les campagnes commerciales étaient axées sur les services client suivants : prélèvement automatique, auto-relève.

A noter une croissance des deux services majeurs du site que sont le paiement en ligne et l'auto-relève avec des progressions par rapport à 2020 qui était déjà une année exceptionnelle

## FAITS MARQUANTS 2021



Février : Lancement d'une campagne de promotion de l'auto-relève durant toute l'année afin de faire la promotion du service comme un moyen de maîtriser sa consommation et également de récompenser les clients déjà utilisateurs du service.



Juin : Intégration d'une ligne éditoriale axée sur la sécurité et sur les économies d'énergie dans le compte Tik Tok d'EDT.



Septembre : Lancement d'une campagne de promotion du prélèvement automatique sur une durée de 3 mois, assortie d'un challenge commercial au sein des équipes.



Décembre : Jeu du calendrier de l'avent sur tout le mois de décembre avec un double objectif : apprendre aux clients les chiffres clés d'EDT (taux d'EnR, sécurité, services clients) tout en leur faisant gagner des cadeaux.

**Offre de services multiple EDT**



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

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

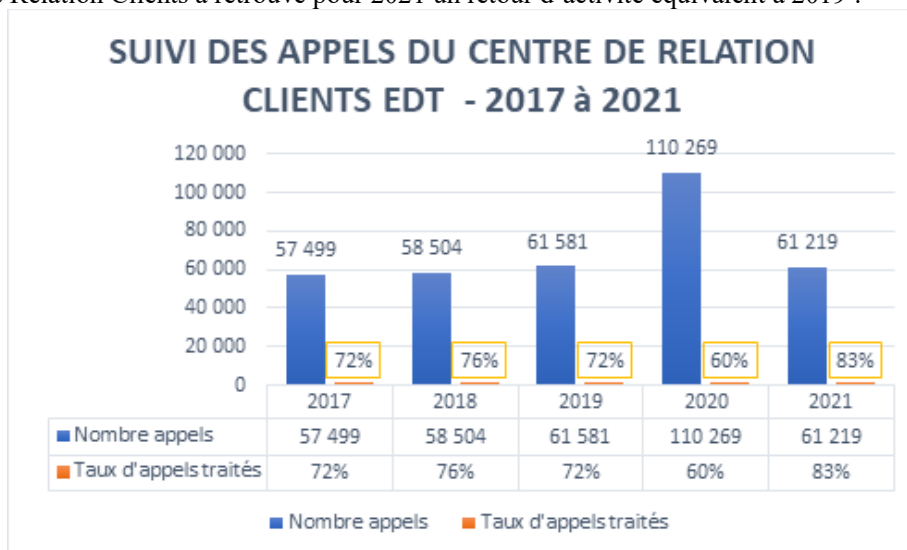
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l’espace paiement de l’agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d’appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

**Mesures de la satisfaction clients**

Pour 2021, l’enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux moyen de satisfaction de :

- ✓ 98% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients, pour un taux d’appels traités de 83%
- ✓ 89% pour les clients ayant fait l’objet d’une intervention de notre service dépannage dont 94% satisfaits de l’intervention

Le Centre de Relation Clients a retrouvé pour 2021 un retour d’activité équivalent à 2019 :



	DEPANNAGE	ACCUEIL TEL	QUALITE	INTERVENTION
<b>SATISFAIT</b>		98%	84%	94%

## L'information clients par SMS GRATUITS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients, avec +1.1 millions de SMS aboutis en 2021 (+ 635 000 pour Tahiti - +475000 pour les îles).

Sa gratuité combinée à sa simplicité d'usage ainsi que sa fourniture d'information immédiate font que plus de 61% des clients EDT l'ont déjà plébiscité, un chiffre en croissance chaque année.

Pour 2021, près de 58 000 contrats inscrits aux différents Services SMS pour Tahiti et les îles

LIBELLE SMS	TAHITI	TSE	ILES
Montant Facture mensuelle	5 829	1 113	2 097
Avis passage releveur	3 654	744	2 079
Avis de coupure pour Travaux	5 222	1 109	2 066
Confirmation Coupure Travaux	5 214	924	1 722
Annulation Coupure Travaux	5 214	924	1 722
Auto-Relève	5 821	1 143	2 490
Relance	5 689	1 092	2 024
TOTAL GENERAL	36 643	7 049	14 200

## Le système informatique de gestion de la clientèle

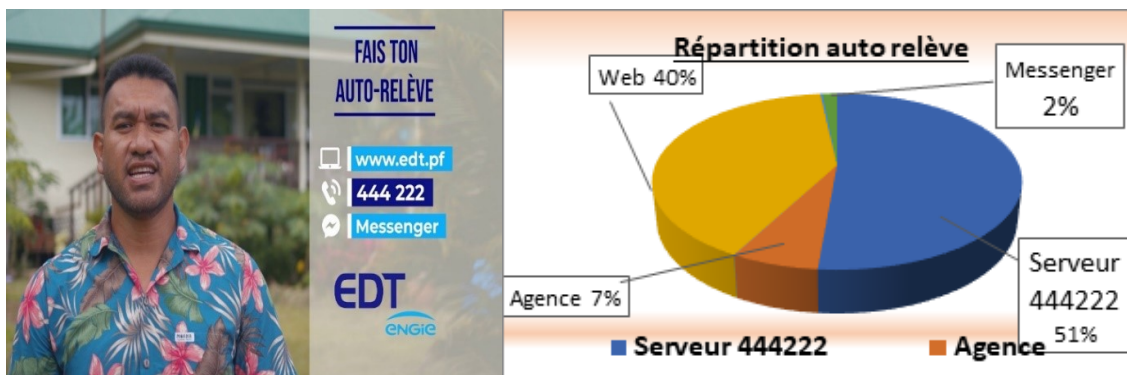
EDT déploie progressivement HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, afin d'améliorer la qualité de service fournie aux abonnés.

Le paramétrage des logiciels pour la gestion de l'arrondi et l'arrivée au 01/09/2021 des nouvelles pièces de monnaie.

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

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

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



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

## Calculer ma consommation

Particulier > Consulter mes factures > Calculer ma consommation



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...)

### Actions à venir

L'ouverture d'une nouvelle agence au centre commercial Pacific Plaza Faa'a est prévue pour septembre 2022.

Elle renforcera la proximité de l'offre de services envers nos clients, et marquera une première implantation d'EDT dans un centre commercial offrant un flux large et constant de clientèle au quotidien.

Une fois ces nouveaux locaux utilisés, EDT libèrera ceux de l'agence commerciale de Puurai au siège d'EDT, où ne demeurera que le guichet drive-in.

Il sera possible aux clients TSE d'effectuer leurs opérations au sein de cette future agence du Pacific Plaza Faa'a comme dans tout le réseau d'agences d'EDT.

## **3 - OBLIGATIONS DE SERVICE**

### Bilan technique

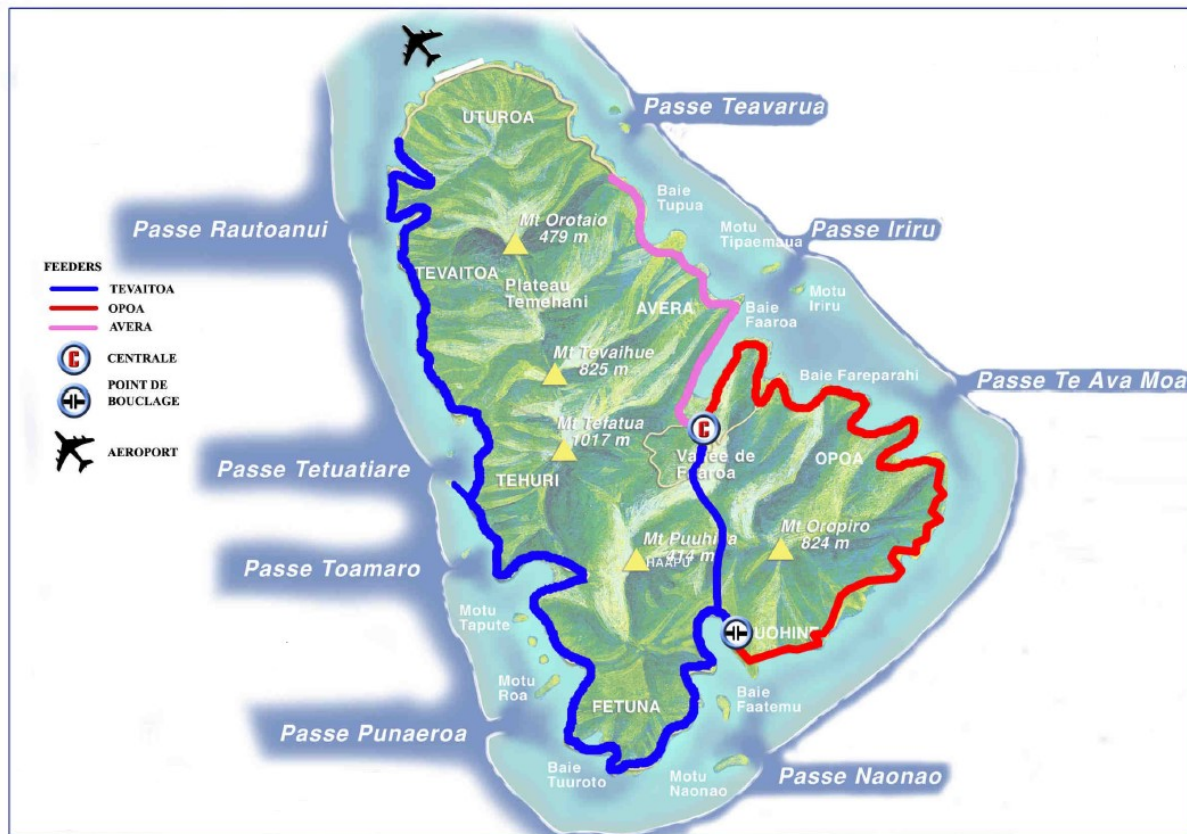
- 3.1 Système électrique de Raiatea
- 3.2 Effectif de l'exploitation
- 3.3 Réseaux de distribution HTA/BTA
- 3.4 Autorisation d'exploitation
- 3.5 Détail des ouvrages de production
- 3.6 Données de production
- 3.7 Qualité de service
- 3.8 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.9 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.10 Raccordement solaire
- 3.11 Unités d'œuvres 2021 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 2021 une longueur de 152,5 km, majoritairement aérien pour Taputapuatea. Le réseau basse tension totalisait 92 km.



#### **3.2 - Effectif de l'exploitation de Raiatea - Taputapuatea**

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de la centrale de Faaroa et des réseaux électriques de Taputapuatea et Tumaraa est de 10 agents en 2021.

Tous ces agents interviennent sur les concessions de Taputapuatea et de Tumaraa.

#### **3.3 - 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.

### **3.4 - Autorisation d'exploitation**

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

Type de texte	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

### **3.5 - 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)	Numéro d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2021	HDM au 1er Janvier 2022	Nbre heure de fonctionnement
G1 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	G218	01/07/2010	37 698	38 552	854
G2 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	G219	01/07/2010	26 513	32 901	6 388
G3 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	G299	28/10/2021		1 720	1 720
G4 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	G220	07/07/2010	46 996	54 228	7 232
G5 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	G209	02/02/2010	46 304	54 580	8 276
G6 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	G250	23/05/2012	23 188	23 258	70
G7 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	G211	01/01/2010	39 089	40 737	1 648

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 ».

### **3.6 - Données de production**

En 2021, la production sur Raiatea était de 9,287 GWh (énergie nette comptabilisée sortie centrale), contre 9,373 GWh en 2020.

2,494 millions de litres de gazole et 9 183 litres d'huile ont été consommés en 2021 contre 2,526 millions de litres de gazole et 10 561 litres d'huile consommés en 2020.

La puissance de pointe appelée pour l'ensemble des deux concessions de Taputapuatea et de Tumaraa était de 1 601 kW et la puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 736 kW.



## Chiffres de Production pour Tumaraa et Taputapuatea

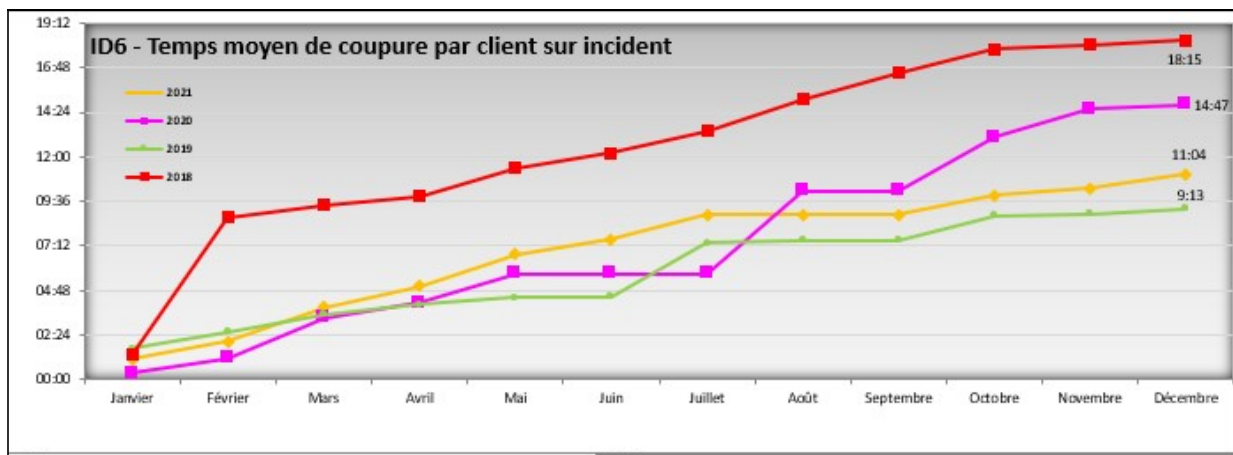
FAAROA 2021	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	Hydro (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommatio n spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	801 571	795 249	6 400	6 400	212 851	266	785	1 544
Février	730 247	724 297	2 430	2 430	190 200	260	651	1 587
Mars	837 926	831 036	3 110	3 110	222 611	266	533	1 601
Avril	790 380	784 077	1 260	1 260	209 386	265	727	1 597
Mai	807 533	800 838	830	830	213 101	264	746	1 554
Juin	768 789	762 237	2 020	2 020	206 126	268	604	1 485
Juillet	774 346	767 697	3 450	3 450	203 476	263	715	1 573
Août	766 945	760 309	2 350	2 350	204 500	267	1 403	1 524
Septembre	729 514	723 084	3 020	3 020	194 757	267	980	1 467
Octobre	775 866	769 501	470	470	208 139	268	717	1 520
Novembre	775 402	769 057	0	0	208 855	269	695	1 566
Décembre	806 754	800 053	0	0	220 328	273	627	1 578
<b>TOTAL</b>	<b>9 365 273</b>	<b>9 287 435</b>	<b>25 340</b>	<b>25 340</b>	<b>2 494 330</b>	<b>266</b>	<b>9 183</b>	<b>1 601</b>

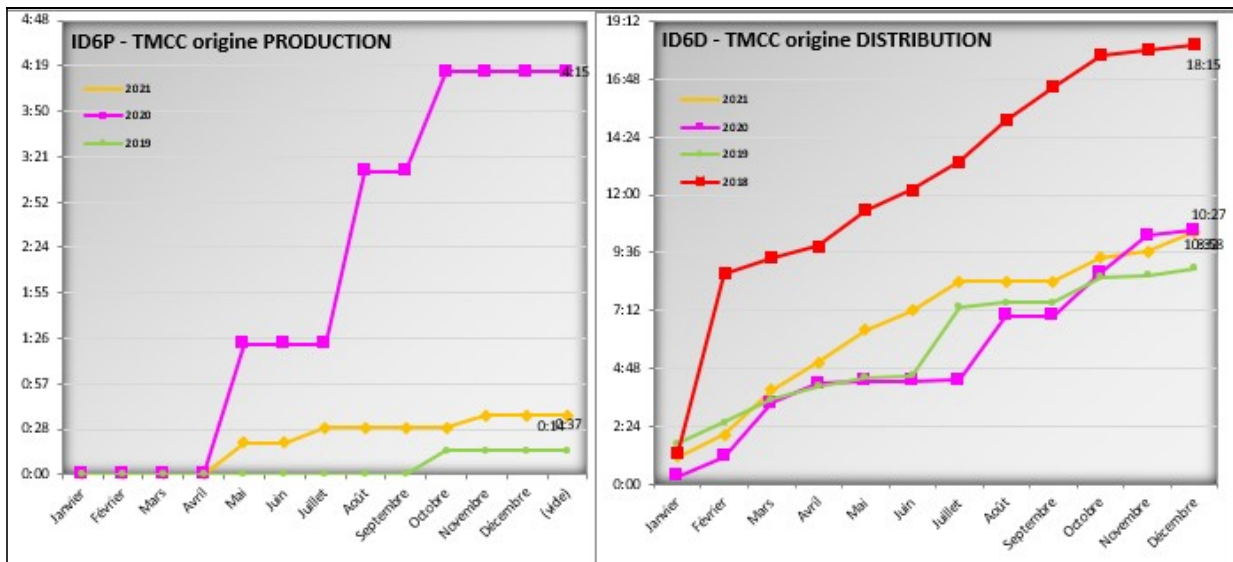
### 3.7 - Qualité de service

#### 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 2021 est de 11h04, causé notamment par les intempéries qui se sont abattus sur l'archipel de la Société avec plusieurs déclenchement départ d'origine distribution de 10h27 et 0h37 sur des défauts groupes.





### 3.8 - Qualité – Sécurité – Environnement

Un exercice POI « Plan d’Opération Interne » pollution-incendie s’est déroulé en mars 2021. Durant cet exercice, une formation de rappel sur l’utilisation des extincteurs a été donnée.

#### Traitement des effluents

6150 litres d’huile de vidange et autres déchets spéciaux représentant 3,507 M3 ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2021.

### 3.9 - Travaux significatifs – Faits marquants

#### Travaux Distribution

Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- le renouvellement de supports bois des lignes aériennes HTA et BT, et de branchements sur le réseau ;
- la création de nouveaux branchements ;
- les extensions article 14a1.

#### Travaux Production

Le renouvellement du G3 a été effectué en novembre 2021

### 3.10 - Raccordement solaire

Concessions	TOTAL au 31/12/2021		Raccordements au cours de l'année 2021							Changements 2021	
	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	SUP 100 kWc	Tarif de rachat	Nombre d'installations	Puissance
Taputapuatea	18	155,4	1	3,1	1				23,64	-	-

### 3.11 - Unités d'œuvre 2021 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW (Taputapuatea + Tumaraa)	1 601
Puissance utile du groupe le plus puissant kW Raiatea	736
Puissance garantie en kW (PG2) (Taputapuatea + Tumaraa)	2 032
Nb de kWh vendus	4 946 013
Quantité en litre de combustible Raiatea	2 494 330
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	9 287 435
Nb de kWh solaire acheté par tarif	57 920
Nb de kWh hydro acheté par tarif	14 674
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	4 100
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 814

#### 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>2 084</b>	-	-	<b>55 836</b>	-

#### Répartition des longueurs Réseau 2021

Concession	RESEAU HT				SEAU BT (sans branchemen			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Taputapuatea	51,16	9,13	-	60,29	71,61	20,65	92,26	122,77	29,78	152,54	80,5%	19,5%

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

EDT a des 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.

## **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 Taputapuatea 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 2021 :

- les imputations directes concernent 88 % 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 12 % 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	81%	7%	88%
Frais répartis sur la concession	5%	7%	12%
Total	86%	14%	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 :

Taputapuataea		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	838 217	-191 132
Production thermique - travaux vendus - AUTRES		185 765	
Production thermique - frais de siège*		2 115 792	
Production thermique - fonction support*		383 395	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	298 877	-1 317 776
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	75 221	-325 465
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	1 616 903	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		275	
Distribution d'électricité - frais de siège*		2 025 418	
Distribution d'électricité - fonction support*		352 586	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		834	
Fourniture d'électricité - fonction support*		1	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	446 112	
Clientèle - frais de siège*		213 910	
Clientèle - fonction support*		10 238	
<b>Total</b>		<b>8 563 544</b>	<b>-1 834 373</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**

La seule modification en 2021 sur les clés de répartition concerne la Direction Commerciale.

En effet, la liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la Direction Commerciale. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées.



#### 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	690 147
Convention d'assistance	La société ENGIE s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	4 521 861
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	1 743 417
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	825 108

##### Autres parties liées

Libellé	Description	25
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	0
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	337 552

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

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

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

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- 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.
- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe, la péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule, depuis l'avenant 18b, pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturé aux clients et le revenu Autorisé de la concession.
- *Les frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- *Le résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1 ;

Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points.

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,543% (- 0,457 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,827 % (-0,457 % + 1 % + 1,284 % 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 Taputapuata 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 2021  
Taputapuatea - Faaroa**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (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	1 324,0	1 116,1			31,3	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	3%
Exploitation des îles	390,7	388,8	35,4	2,2	37,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 088,8	99,1
Clientèle îles	44,1	44,1	3,1	0,0	3,1	Nombre d'abonnés îles	25 841	1 814
Gestion des énergies	70,4	70,0		0,0	0,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	88,1	
Suivi et développement	58,4	56,2	1,1	0,7	1,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	42,1	0,8
Suivi du patrimoine	64,6	64,1	1,3	0,1	1,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	41,3	0,8
Travaux réseau	83,4	83,4	2,3	-0,3	2,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	95,5	2,6
Gestion administrative du solaire	22,5	20,9	0,1	0,0	0,13	Contrats solaires	2 892	18
Service Grand compte	41,4	36,9	0,8	0,0	0,8	Contrats grands comptes	5 333	118
Marketing & E-services	70,8	60,8	1,4	0,0	1,4	Nombre d'abonnés	80 935	1 814
Animation & réseaux proximité	16,5	14,2	0,3	0,0	0,3	Nombre d'abonnés	80 935	1 814
Comptabilité client et recouvrement	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	80 935	1 814
Magasins	-11,8	-11,2	-0,1	0,0	-0,1	Sorties de stock valorisées	1 227 096	14 279
<b>Total support externe</b>					<b>48,4</b>			
Support interne de l'île					35,0			
<b>Total Support</b>					<b>83,4</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)

Suite à la réorganisation de la Direction Commerciale en juillet 2021, le service Animation & réseaux proximité a été supprimé. Le coût de support du service Animation & réseaux proximité figurant dans le tableau ci-dessus correspond donc à la période Janvier à Juin 2021.

## 4.3 - Comptes de la concession

### 4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Taputapuatea	
	2021	2020
Immobilisations concédées *	1 366 997 670	1 377 799 151
- Production	580 799 404	599 473 219
- Distribution	786 198 266	778 325 932
Immobilisations privées	99 188 487	82 759 585
Immobilisations en-cours	428 858	3 768 043
- Production	0	526 721
- Distribution	428 858	3 241 322
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>1 466 615 015</b>	<b>1 464 326 779</b>
Amortissements et provisions **	-1 347 055 298	-1 264 652 119
- Production	-572 050 901	-533 000 746
- Distribution	-690 424 965	-662 497 449
- Privés	-84 579 432	-69 153 924
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>119 559 717</b>	<b>199 674 660</b>
Stock	41 453 231	44 106 434
Créances clients	31 903 941	29 150 624
Autres créances	6 017 342	10 718 037
Provisions pour dépréciation	-15 329 736	-12 482 117
<b>Stock et créances nets</b>	<b>64 044 779</b>	<b>71 492 978</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>157 885 847</b>	<b>80 946 714</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>341 490 343</b>	<b>352 114 352</b>

#### \* Immobilisations concédées

	2020	2021
<b>Production</b>		
Concessionnaire	599 473 219	580 799 404
<b>Total concessionnaire</b>	<b>599 473 219</b>	<b>580 799 404</b>
<b>Total Tiers et concédant</b>		
<b>Total au bilan</b>	<b>599 473 219</b>	<b>580 799 404</b>

#### \*\* Amortissements et provisions

	2020	2021
<b>Production</b>		
Concessionnaire	-533 000 746	-572 050 901
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-533 000 746</b>	<b>-572 050 901</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>0</b>	
<b>Total au bilan</b>	<b>-533 000 746</b>	<b>-572 050 901</b>

#### Distribution

Concessionnaire	597 271 077	604 395 676
<b>Total concessionnaire</b>	<b>597 271 077</b>	<b>604 395 676</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>181 054 855</b>	<b>181 802 590</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>778 325 932</b>	<b>786 198 266</b>

#### Distribution

Concessionnaire	-541 747 529	-566 682 059
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-541 747 529</b>	<b>-566 682 059</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-120 749 920</b>	<b>-123 742 906</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-662 497 449</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	
	2021	2020
Résultat	35 213 007	4 681 298
<b>Capitaux propres</b>	<b>35 213 007</b>	<b>4 681 298</b>
Droits des tiers et concédant apports gratuit	58 059 684	60 304 935
- Distribution	58 059 684	60 304 935
Provisions devenues sans objet	285 032	285 032
- Autres PR devenues sans objet	285 032	285 032
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>58 344 716</b>	<b>60 589 967</b>
Autres provisions	63 358 689	53 750 199
- PIDR	63 358 689	52 025 117
- Autres provisions	0	1 725 082
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>63 358 689</b>	<b>53 750 199</b>
Emprunts et dettes financières	2 146 000	2 146 000
- Emprunts	2 146 000	2 146 000
Clients - avances sur consommation	5 709 113	5 492 511
Fournisseurs	64 406 844	47 337 540
Dettes fiscales et sociales	67 801 937	81 924 860
Passif de renouvellement	34 557 228	91 709 145
- Production	34 557 228	65 826 972
- Distribution	0	25 882 173
Autres dettes	31 601	31 601
Produits constatés d'avance	9 921 208	4 451 231
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>184 573 931</b>	<b>233 092 888</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>341 490 343</b>	<b>352 114 352</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

		Taputapuata - Faaroa 2020			Taputapuata - Faaroa 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>							
<b>P1</b>	<b>REVENU AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	100 983 547		100 983 547	103 034 974		103 034 974
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	1 398,00		1 398	1 422,00		1 422
	- Forfait FP1	72 234		72 234	72 741		72 741
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-91 472 551	-165 454	-91 636 977	-97 628 492	144 737	-83 010 699
	par UO : Puissance maximale majorée	-65 431		-65 549	-68 656		-58 376
	<b>- Maintenance</b>	-40 750 800		-40 749 772	-32 119 936		-32 118 789
	- AC	-2 567 016		-2 567 016	-3 223 197		-3 223 197
	- ACE	-6 025 382		-6 025 382	-3 664 076		-3 664 076
	- MO	-32 155 922		-32 155 922	-25 229 924		-25 229 924
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	-4 430 410		-4 430 410	-2 108 659		-2 108 659
	- AC				-638 137		-638 137
	- ACE	-502 226		-502 226	-83 828		-83 828
	- MO	-83 241		-83 241	-1 431 693		-1 431 693
	- AUTRES	-3 844 943		-3 844 943			
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	-12 117 133		-12 117 133	-31 441 293		-16 969 385	
- Dot. Provision pour Renouvellement				-34 557 228		-20 085 319	
- Dotation amortissement biens au bilan	-27 795 395		-27 795 395	-35 143 956		-35 143 956	
- Dotation / reprise de lissage	15 678 261		15 678 261	38 259 890		38 259 890	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-34 174 208	-165 454	-34 339 662	-31 958 604	144 737	-31 813 866	
- Fonctions supports	-23 896 386		-23 896 386	-23 174 104		-23 174 104	
- Frais de siège	-10 277 822	-165 454	-10 443 276	-8 784 499	144 737	-8 639 762	
<b>P2</b>	<b>REVENU AUTORISE: Rémunération des autres charges de production</b>	11 803 163		11 803 163	12 209 273		12 209 273
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	5 317 594		5 317 594	5 486 569		5 486 569
	- Forfait FP2	2,220		2,220	2,234		2,234
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-14 280 286	-8 967	-14 289 253	-3 974 607	3 233	-3 971 374
	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 2,685		- 2,687	- 0,724		- 0,724
	<b>- Maintenance</b>	-11 232 793		-11 232 793	-2 722 426		-2 722 426
	- AC	-1 437 322		-1 437 322	-1 154 906		-1 154 906
	- ACE	-6 870 361		-6 870 361	-537 340		-537 340
	- MO	-2 925 109		-2 925 109	-1 030 179		-1 030 179
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	<b>- Traitement des effluents</b>						
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-3 047 493	-8 967	-3 056 460	-1 252 181	3 233	-1 248 948
	- Fonctions supports	-2 490 462		-2 490 462	-1 055 981		-1 055 981
	- Frais de siège	-557 031	-8 967	-565 999	-196 200	3 233	-192 968
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE: Matières consommées</b>	95 055 359		95 055 359	94 800 985		94 800 985
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	17,88		17,88	17,28		17,28
	<b>- Consommations</b>	-95 055 359		-95 055 359	-95 171 529		-95 171 529
	- Fioul	-92 921 666		-92 921 666	-93 497 999		-93 497 999
- Gasoil	-2 133 693		-2 133 693	-1 673 530		-1 673 530	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	2 640 000		2 640 000			
	- Coûts directs	-1 673 363		-1 673 363	64 703		64 703
	- Quote part des activités support affectées	-1 364 662	-6 844	-1 371 506	-113 347	478	-112 869
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>	158 461 757		158 461 757	159 259 552		159 259 552
	- Coûts sur revente energie	-141 462 791	-123 573	-141 587 392	-116 975 234	106 616	-131 341 675
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	12 768 367		12 768 367	6 617 045		6 617 045
	- Coûts directs	-12 517 279		-12 517 279	-5 684 165		-5 684 165
	- AC	-11 088 828		-11 088 828	-1 448 921		-1 448 921
	- ACE	-1 057 416		-1 057 416	-3 333 775		-3 333 775
	- MO	-371 035		-371 035	-901 469		-901 469
	- AUTRES						
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-268 476		-268 476	-1 060 987		-1 060 987
	<b>MARGE AVANT IS</b>	-17 388		-17 388	-128 107		-128 107
	En % des produits	0%		0%	2%		2%
	<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>						
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	381 712 193		381 712 193	375 921 828		375 921 828	
<b>MARGE AVANT IS</b>	23 617 426	-304 838	23 312 588	55 378 169	255 064	55 633 233	
- IS.	-11 048 926	142 612	-10 906 314	-24 144 493	-111 206	-24 255 699	
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	12 568 499	-162 226	12 406 274	31 233 677	143 858	31 377 535	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	10 683 224	-137 892	10 545 333	26 548 625	122 279	26 670 904	
En % des produits	-3%		-3%	-7%		-7%	

		Taputapuataea - Faaroa 2020			Taputapuataea - Faaroa 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	<b>92 508 830</b>		<b>92 508 830</b>	<b>92 887 414</b>		<b>92 887 414</b>
	- UO UD2 : longueur des reseau (hors branchement) -1	148		148	149		149
	- Forfait FD2	-623 484		-623 484	-627 531		-627 531
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	<b>-109 085 575</b>	<b>-242 770</b>	<b>-109 328 345</b>	<b>-94 557 822</b>	<b>237 570</b>	<b>-94 320 252</b>
	par UO : longueur des reseau (hors branchement)	-735 207		-736 843	-636 329		-634 730
	- Maintenance	-37 699 270		-37 699 270	-39 873 711		-39 873 711
	- AC	-1 639 831		-1 639 831	-870 278		-870 278
	- ACE	-10 390 185		-10 390 185	-9 897 920		-9 897 920
	- MO	-25 669 254		-25 669 254	-29 105 513		-29 105 513
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-3 930 070		-3 930 070	-1 799 901		-1 799 901
	- AC	-7 769		-7 769			
	- ACE	-713 814		-713 814	-715 967		-715 967
	- MO	-39 820		-39 820	-65 310		-65 310
	- AUTRES	-3 168 667		-3 168 667	-1 018 624		-1 018 624
	- Amortissement des actifs de concession	-29 218 455		-29 218 455	-12 524 924		-12 524 924
- Dotation amortissement biens au bilan	-29 951 580		-29 951 580	-38 407 096		-38 407 096	
- Dotation / reprise de lissage	733 125		733 125	25 882 172		25 882 172	
- Quote part des activités support affectées	-38 237 780	-242 770	-38 480 550	-40 359 286	237 570	-40 121 716	
- Fonctions supports	-23 157 217		-23 157 217	-25 940 534		-25 940 534	
- Frais de siège	-15 080 563	-242 770	-15 323 333	-14 418 752	237 570	-14 181 182	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	<b>3 452 295</b>		<b>3 452 295</b>	<b>3 661 255</b>		<b>3 661 255</b>
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>5 578 819</b>		<b>5 578 819</b>	<b>5 970 666</b>		<b>5 970 666</b>
	- Coûts directs	-7 013 811		-7 013 811	-3 561 079		-3 561 079
	- AC	-4 061 026		-4 061 026	-1 398 942		-1 398 942
	- ACE	-1 800 810		-1 800 810	-2 117 698		-2 117 698
	- MO	-2 252 376		-2 252 376	-1 805 099		-1 805 099
	- AUTRES	1 100 401		1 100 401	1 760 660		1 760 660
	- Quote part des activités support affectées	-3 002 967	-9 392	-3 012 359	-2 406 417	6 637	-2 399 780
	- Fonctions supports	-2 419 530		-2 419 530	-2 003 578		-2 003 578
	- Frais de siège	-583 437	-9 392	-592 829	-402 839	6 637	-396 202
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>15 998 931</b>		<b>15 998 931</b>	<b>15 018 704</b>		<b>15 018 704</b>
	- Coûts directs	-14 368 519		-14 368 519	-12 300 107		-12 300 107
	- AC	-6 539 408		-6 539 408	-4 325 094		-4 325 094
	- ACE	-5 955 596		-5 955 596	-4 984 473		-4 984 473
	- MO	-1 873 515		-1 873 515	-2 922 004		-2 922 004
	- AUTRES				-68 536		-68 536
- Quote part des activités support affectées	-1 853 369		-1 853 369	-2 990 754		-2 990 754	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>117 538 875</b>		<b>117 538 875</b>	<b>117 538 039</b>		<b>117 538 039</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-17 785 366</b>	<b>-252 162</b>	<b>-18 037 528</b>	<b>1 721 860</b>	<b>244 207</b>	<b>1 966 067</b>	
- I.S.	8 320 517	117 969	8 438 486	-750 719	-106 473	-857 191	
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>-9 464 849</b>	<b>-134 193</b>	<b>-9 599 042</b>	<b>971 141</b>	<b>137 734</b>	<b>1 108 876</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>-8 045 121</b>	<b>-114 064</b>	<b>-8 159 186</b>	<b>825 470</b>	<b>117 074</b>	<b>942 544</b>	
En % des produits	7%		7%	-1%		-1%	

		Taputapuatea - Faaroa 2020			Taputapuatea - Faaroa 2021		
		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>	209 714 857		209 714 857	212 071 060		212 071 060
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	207 842 069		207 842 069	210 045 231		210 045 231
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	218 969		218 969	617 594		617 594
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 653 819		1 653 819	1 408 235		1 408 235
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	-209 714 858		-209 714 858	-212 078 977		-212 078 977
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-207 842 069		-207 842 069	-210 045 231		-210 045 231
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHFP	-218 970		-218 970	-620 007		-620 007
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-1 653 819		-1 653 819	-1 413 739		-1 413 739	
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	-118 543	-174	-118 717	-135 925	100	-135 825	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-118 543	-174	-118 717	-135 925	100	-135 825	
- Fonctions supports	-107 716		-107 716	-129 845		-129 845	
- Frais de siège	-10 827	-174	-11 001	-6 080	100	-5 980	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	536 973		536 973	53 910		53 910
	- Coûts directs	-185 436		-185 436	-6		-6
	- AC	-20 419		-20 419	-6		-6
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES	-165 017		-165 017			
	- Quote part des activités support affectées	-223 449	-655	-224 104			
- Fonctions supports	-182 781		-182 781				
- Frais de siège	-40 668	-655	-41 323				
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	34 454 403		34 454 403	35 560 630		35 560 630
	- UO UC: Nombre d'abonnés -1	1 735		1 735	1 784		1 784
	- Forfait FC	-19 858,45		-19 858	-20 011,00		-20 011
	<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>	878 921		878 921	1 041 909		1 041 909
	- Frais de relance	475 292		475 292	646 668		646 668
	- Frais de perception de taxe	403 629		403 629	395 241		395 241
	<b>COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	-30 752 232	-33 762	-30 785 994	-31 159 301	23 872	-31 135 429
	par UO : Nombre d'abonnés	-17 725		-17 744	-17 466		-17 453
	- Affranchissements	-1 700 639		-1 700 639	-2 142 485		-2 142 485
	- Fonctionnement	-17 676 427		-17 676 427	-18 685 594		-18 685 594
	- AC	-532 012		-532 012	-723 748		-723 748
	- ACE	-5 286 974		-5 286 974	-7 319 540		-7 319 540
	- MO	-11 225 504		-11 225 504	-10 361 978		-10 361 978
- AUTRES	-631 937		-631 937	-280 328		-280 328	
- Quote part des activités support affectées	-11 375 166	-33 762	-11 408 928	-10 331 222	23 872	-10 307 350	
- Fonctions supports	-9 277 926		-9 277 926	-8 882 353		-8 882 353	
- Frais de siège	-2 097 240	-33 762	-2 131 002	-1 448 869	23 872	-1 424 997	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	654 053		654 053	791 053		791 053
	- Frais de coupure	654 053		654 053	791 053		791 053
	- Coûts directs	-913 513		-913 513	-992 760		-992 760
	- AC	-90 519		-90 519	-154 422		-154 422
	- ACE	-63 855		-63 855	-323 739		-323 739
	- MO	-759 139		-759 139	-514 599		-514 599
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-1 000 026	-3 130	-1 003 156	-698 647	1 915	-696 732
- Fonctions supports	-805 575		-805 575	-582 392		-582 392	
- Frais de siège	-194 451	-3 130	-197 581	-116 255	1 915	-114 340	
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	246 239 207		246 239 207	249 518 562		249 518 562	
<b>MARGE AVANT IS</b>	3 331 150	-37 721	3 293 429	4 452 945	25 888	4 478 832	
- IS.	-1 558 410	17 647	-1 540 763	-1 941 453	-11 287	-1 952 739	
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	1 772 740	-20 074	1 752 666	2 511 492	14 601	2 526 093	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	1 506 829	-17 063	1 489 766	2 134 768	12 411	2 147 179	
En % des produits	-1%		-1%	-1%		-1%	

		Taputapuataea - Faaroa 2020			Taputapuataea - Faaroa 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	Tarif public combustible 2019						
	<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>	228 122		228 122	349 743		349 743
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
<b>MARGE AVANT IS</b>	228 122		228 122	349 743		349 743	
- I.S.	-106 722		-106 722	-152 485		-152 485	
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	121 400		121 400	197 257		197 257	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	103 190		103 190	167 669		167 669	
En % des produits							
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
<b>PRODUIT AUTORISE</b>		-61 356		-61 356	-1 472 736		-1 472 736
- Intérêts sur emprunts bancaires							
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché		19 463		19 463	439 541		439 541
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière		41 893		41 893	1 038 951		1 038 951
<b>MARGE AVANT IS</b>					5 756		5 756
- I.S.					-2 510		-2 510
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>					3 247		3 247
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>					2 760		2 760
En % des produits							
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS (*)</b>		537 814 972		537 814 972	531 810 205		531 810 205
<b>TOTAL DES CHARGES (*)</b>		-528 423 640	-594 721	-529 018 361	-469 901 732	525 159	-469 376 573
<b>MARGE AVANT IS</b>		9 391 332	-594 721	8 796 611	61 908 473	525 159	62 433 632
- I.S.		-4 393 541	278 228	-4 115 313	-26 991 659	-228 966	-27 220 625
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>		4 997 790	-316 493	4 681 298	34 916 814	296 193	35 213 007
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>		4 248 122	-269 019	3 979 103	29 679 292	251 764	29 931 056
En % des produits		-0,8%		-0,7%	-5,6%		-5,6%

(\*) : 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

+ 0.5 MF lié à une provision pour risque (en frais de siège)

#### 4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2020 et 2021 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 6 MF

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

Ce poste augmente de + 2 MF.

Les ventes d'énergie à Tumaraa augmentent de + 1 MF au titre de la production thermique.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - 9 MF sont :

- **Production : - 9 MF**

- - 6 MF au titre de la réalisation d'immobilisations :
  - - 12 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du groupe 2 en 2020
  - + 6 MF au titre du renouvellement du groupe 3 en 2021
- - 3 MF sur les travaux vendus

#### Commentaires sur la variation des charges : - 59 MF

- **Production : - 38 MF**
  - - 10 MF au titre de la maintenance des groupes
  - - 10 MF au titre de la revente d'énergie
  - - 9 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la centrale
  - - 6 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
    - - 12 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du groupe 2 en 2020
    - + 6 MF au titre du renouvellement du groupe 3 en 2021
  - - 3 MF au titre des travaux vendus
  
- **Distribution : - 20 MF**
  - - 15 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
    - - 17 MF au titre des charges calculées
    - - 2 MF au titre de la conduite et fonctionnement du réseau
    - + 2 MF au titre de la maintenance du réseau
    - + 2 MF sur les frais de support et frais de siège
  - - 4 MF au titre des travaux vendus
  - - 1 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
  
- **Financier : - 1 MF**

#### Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 53 MF

La marge récurrente a été impactée essentiellement par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 2 MF sur le revenu autorisé
- Une baisse de 24 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une hausse de 2 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une baisse de 12 MF sur les charges calculées
- Une hausse de 5 MF sur la marge des activités annexes
- Une hausse de 12 MF sur les autres produits

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

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

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

#### **4.4.0 Plafonnement des résultats**

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

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

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

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 2021

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 1.422.352.260 F CFP avant IS dont 73.685.815 F CFP conservés par l'entreprise et 73.685.815 F CFP à restituer aux clients.

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'élève à 1.326.583 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élève 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'Energie » (CE) et le « Plafonnement N-1 ».*

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE & - & \text{Plafonnement N-1} \\ 340.722.694 & = & 243.517.418 & + & 97.205.276 & - & 0 \end{array}$$

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

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

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

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

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

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
<b>Activité de production</b>									
Puissance maximale majorée	1 398	1 422	1,7%	72 234	72 741	0,7%	100 983 547	103 437 702	2,4%
Nb de kWh produits	5 317 594	5 486 569	3,2%	2,220	2,234	0,6%	11 803 163	12 256 995	3,8%
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA									
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	148,374	148,599	0,2%	623 484	627 531	0,6%	92 508 832	93 250 479	0,8%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	1 735	1 784	2,8%	19 858	20 011	0,8%	34 454 405	35 699 624	3,6%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>239 749 946</b>	<b>244 644 800</b>	<b>2,0%</b>
Résultat financier							-61 354	-1 478 492	<b>2309,8%</b>
Partage des gains de rendement							228 122	351 110	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>239 916 714</b>	<b>243 517 418</b>	<b>1,5%</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.*

	2020			2021			
	l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût	
Carburant : GO	C	1 483 032	62,66	92 921 666	1 448 971	64,53	93 497 999
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	6 347	336,16	2 133 693	5 194	322,22	1 673 530
Energie achetée Hydro	E	18 157	12,06	218 969	14 674	42,25	620 008
Energie achetée Solaire	E	69 959	23,64	1 653 819	57 920	24,41	1 413 739
Prod ENR EDT							
Transport	T						
<b>CE Total</b>			<b>96 928 147</b>			<b>97 205 276</b>	

## Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt 01/2021	52,818	Arrêté 2465 CM 17 décembre 2020
Acpt 02/2021	56,403	Arrêté 73 CM 28 janvier 2021 modifié par arrêté 97 du 1er février 2021
Acpt 03/2021	59,579	Arrêté 199 CM 24 février 2021
Acpt 04/2021	64,392	Arrêté 452 CM 26 mars 2021
Acpt 05/2021	66,808	Arrêté 618 CM 20 avril 2021
Acpt 06/2021	66,222	Arrêté 900 CM 20 mai 2021
Acpt 07/2021	68,328	Arrêté 1154 CM 24 juin 2021
Acpt 08/2021	76,377	Arrêté 1868 CM 30 août 2021
Acpt 10/2021	71,63	Arrêté 2137 CM 22 septembre 2021
Acpt 11/2021	71,63	Arrêté 2308 CM 21 octobre 2021
Acpt 12/2021	84,916	Arrêté 2637 CM 1er décembre 2021

### 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.

L'impact sur les produits comptabilisés de la concession est :



	Revenu autorisé (A)	Plafonnement (B)	Produit autorisé (A)+(B)
Activité de production	115 694 697	-450 450	115 244 247
Activité de dispatching			0
Activité de distribution	93 250 479	-363 065	92 887 414
Activité de fourniture	35 699 624	-138 994	35 560 630
Résultat financier	-1 478 492	5 756	-1 472 736
Partage des gains de rendement	351 110	-1 367	349 743
<b>Sous total (1)</b>	<b>243 517 418</b>	<b>-948 120</b>	<b>242 569 298</b>
Carburant : GO	93 497 999	-364 029	93 133 970
Carburant : Fuel			0
Urée			0
Huiles	1 673 530	-6 516	1 667 014
Energie achetée Hydro	620 008		620 008
Energie achetée Solaire	1 413 739	-7 918	1 405 821
Prod ENR EDT			0
Transport			0
<b>Sous total (2)</b>	<b>97 205 276</b>	<b>-378 463</b>	<b>96 826 813</b>
<b>Total (1)+(2)</b>	<b>340 722 694</b>	<b>-1 326 583</b>	<b>339 396 111</b>

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

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

#### 4.4.3) Annexes

<b>DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE</b>	<b>Réalisé 2021</b>	<b>Réalisé 2020</b>
<b>Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)</b>	<b>4 946 013</b>	<b>5 017 370</b>
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	89,7%	89,3%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	2 084	
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	55 836	69 959
Total Production Photovoltaïque	57 920	69 959
Production hydro achetée	14 674	18 157
<b>Production Total EnR</b>	<b>72 594</b>	<b>88 115</b>
Production brute thermique à produire	5 443 133	5 531 348
Production Nette thermique à produire	5 397 892	5 488 046
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>5 515 727</b>	<b>5 619 464</b>
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,266	0,268
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	35 111	45 786
Achat Matière première	1 459 334	1 472 105
Stock Final	45 474	34 859
<b>Consommation Matière 1ière</b>	<b>1 448 971</b>	<b>1 483 032</b>
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>		
	0,266	0,268
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	64,53 F	62,66 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	322,22 F	336,16 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	1 727 993	3 372 500
Achat Matière première	95 463 227	91 264 771
Stock Final	3 693 222	1 715 604
<b>Consommation Matière 1ière</b>	<b>93 497 999</b>	<b>92 921 666</b>
<b>Huile</b>	<b>1 673 530</b>	<b>2 133 693</b>
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>95 171 529</b>	<b>95 055 359</b>
<u>Coût de l'énergie achetée ou consommée</u>		
Gasoil îles	93 497 999	92 921 666
Hydroélectricité	620 008	218 969
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en XPF</b>	<b>2 033 747</b>	<b>1 872 788</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>97 205 276</b>	<b>96 928 147</b>

#### 4.4.4) Annexe Détail de la production thermique Raiatea

		Raiatea 2021			Taputapuata 2021			Coûts Tumaraa 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	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>REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>				103 034 974		103 034 974			
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2020				1 422		1 422			
	- Forfait FP1 2021				72 741		72 741			
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>									
	<b>COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-143 070 734	249 024	-142 821 710	-83 156 583	144 737	-83 010 699	-59 914 150	104 286	-59 811 011
	par UO : Puissance maximale majorée	-58 950		-58 847	-58 479		-58 376			
	- Maintenance	-55 261 074		-55 261 074	-32 119 936		-32 118 789	-23 141 138		-23 142 285
	- AC	-5 545 580		-5 545 580	-3 223 197		-3 223 197	-2 322 383		-2 322 383
	- ACE	-6 304 122		-6 304 122	-3 664 076		-3 664 076	-2 640 046		-2 640 046
	- MO	-43 408 632		-43 408 632	-25 229 924		-25 229 924	-18 178 708		-18 178 708
	- AUTRES	-2 740		-2 740	-2 740		-1 593			-1 147
	- Conduite et Fonctionnement	-3 627 993		-3 627 993	-2 108 659		-2 108 659	-1 519 334		-1 519 334
	- AC									
	- ACE	-1 097 929		-1 097 929	-638 137		-638 137	-459 792		-459 792
	- MO	-66 805		-66 805	-38 828		-38 828	-27 977		-27 977
	- AUTRES	-2 463 259		-2 463 259	-1 431 693		-1 431 693	-1 031 566		-1 031 566
	- Amortissement des actifs de concession	-29 196 195		-29 196 195	-16 969 385		-16 969 385	-12 226 810		-12 226 810
- Dot. Provision pour Renouvellement	-34 557 228		-34 557 228	-20 085 319		-20 085 319	-14 471 909		-14 471 909	
- Dotation amortissement biens au bilan	-60 465 939		-60 465 939	-35 143 956		-35 143 956	-25 321 983		-25 321 983	
- Dotation / reprise de lissage	65 826 972		65 826 972	38 259 890		38 259 890	27 567 082		27 567 082	
- Quote part des activités support affectées	-54 985 472	249 024	-54 736 448	-31 958 604	144 737	-31 813 866	-23 026 868	104 286	-22 922 582	
- Fonctions supports	-39 871 550		-39 871 550	-23 174 104		-23 174 104	-16 697 446		-16 697 446	
- Frais de siège	-15 113 922	249 024	-14 864 898	-8 784 499	144 737	-8 639 762	-6 329 422	104 286	-6 225 136	
<b>P2</b>  <b>Charges variables de production</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>				12 209 273		12 209 273			
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2020				-5 486 569		-5 486 569			
	- Forfait FP2 2021				- 2,234		- 2,234			
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>									
	<b>COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-6 838 398	5 562	-6 832 836	-3 974 607	3 233	-3 971 374	-2 863 791	2 329	-2 861 462
	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 0,730		- 0,729	- 0,724		- 0,724			
	- Maintenance	-4 683 993		-4 683 993	-2 722 426		-2 722 426	-1 961 567		-1 961 567
	- AC	-1 987 041		-1 987 041	-1 154 906		-1 154 906	-832 135		-832 135
	- ACE	-924 506		-924 506	-537 340		-537 340	-387 166		-387 166
	- MO	-1 772 446		-1 772 446	-1 030 179		-1 030 179	-742 267		-742 267
- Quote part des activités support affectées	-2 154 405	5 562	-2 148 843	-1 252 181	3 233	-1 248 948	-902 224	2 329	-899 895	
- Fonctions supports	-1 816 838		-1 816 838	-1 055 981		-1 055 981	-760 857		-760 857	
- Frais de siège	-337 567	5 562	-332 005	-196 200	3 233	-192 968	-141 367	2 329	-139 037	

		Raiatea 2021			Taputapuatea 2021			Coûts Tumaraa 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>				94 800 985		94 800 985			
	Facturation autres distributeurs									
	- Consommations	-163 840 731		-163 840 731	-95 171 529		-95 171 529	-68 669 202		-68 669 202
	- Fioul									
	- Gasoil	-160 882 504		-160 882 504	-93 497 999		-93 497 999	-67 384 505		-67 384 505
	-2 958 227		-2 958 227	-1 673 530		-1 673 530	-1 284 697		-1 284 697	
	- Urée									
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>									
	- Coûts directs	64 703		64 703	64 703		64 703			
	- AC									
	- ACE									
	- MO	-121 062		-121 062	-121 062		-121 062			
	- AUTRES	185 765		185 765	185 765		185 765			
	- Quote part des activités support affectées	-113 347	478	-112 869	-113 347	478	-112 869			
	- Fonctions supports	-84 309		-84 309	-84 309		-84 309			
	- Frais de siège	-29 038	478	-28 560	-29 038	478	-28 560			
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>				159 259 552		159 259 552			
	- Coûts sur revente energie				-131 447 143	106 616	-131 341 675			
	<b>MARGE AVANT IS</b>				27 812 409	106 616	27 917 877			
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	6 617 045		6 617 045	6 617 045		6 617 045			
	- Coûts directs	-5 684 165		-5 684 165	-5 684 165		-5 684 165			
	- AC	-1 448 921		-1 448 921	-1 448 921		-1 448 921			
- ACE	-3 333 775		-3 333 775	-3 333 775		-3 333 775				
- MO	-901 469		-901 469	-901 469		-901 469				
- AUTRES										
- Quote part des activités support affectées	-1 060 987		-1 060 987	-1 060 987		-1 060 987				
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>										
	<b>TOTAL DES PRODUITS</b>				375 921 828		375 921 828			
	<b>MARGE AVANT IS</b>				55 378 169	255 064	55 633 233			
	- IS.				-24 144 493	-111 206	-24 255 699			
	<b>MARGE NETTE</b>				31 233 677	143 858	31 377 535			

## **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

	2020 (yc TVA à reverser)	Acquisition	Variation de TVA à reverser	Cession	Total bilan 2021 (yc TVA à reverser)
<b>Production</b>	599 473 219	7 143 766 (1)	-4 401 797	-21 415 784 (2)	580 799 404
<b>Distribution</b>	778 325 932	22 002 210 (3)	-7 908 719	-6 221 157 (4)	786 198 266
<b>Total</b>	<b>1 377 799 151</b>	<b>29 145 976</b>	<b>-12 310 516</b>	<b>-27 636 941</b>	<b>1 366 997 670</b>
<i>Dont droit incorporel</i>					138 000

Détail Production :

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
	MOTEUR FG WILS P750 TAPU 2806A-E18TAG3	G25210	2 646 861	0%	-	2 646 861
	ALTERNAT FG WILS P750 TAP U LL7024J	G25210	1 957 057	0%	-	1 957 057
	ACCESS FG WILS P750 TAPU FGWPES28APCB00991	G25210	2 013 127	0%	-	2 013 127
	F&P JAUGES NIVEAUX CUVES GO CENTRALE RAIATEA	R25700	526 721	0%	-	526 721
(1)	<b>TOTAL ACQUISITION PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>		<b>7 143 766</b>		<b>-</b>	<b>7 143 766</b>
	GROUPES TAPUTAPUATEA		(19 844 961)			
	DROITS INCORPORELS		(1 570 823)			
(2)	<b>TOTAL CESSION PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>		<b>(21 415 784)</b>			

Détail Distribution :

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
	14A1 CD/TM/JR/333/20 TAPU TAPUATEA QT RAITUPU OPOA	012620	483 192	100%	483 192	-
	14A1 CD/TM/JR/402/20 TAPU TAPUATEA QT TAVANAE FAAR	024480	722 810	100%	722 810	-
	14A1 CD/SB/2020/476 TAPUT APUATEA QT PIHAHUNA FAAR	028580	748 123	100%	748 123	-
	14A1 CD/SB/2020/453 TAPU QT BRODIEN AVERA TAPUTAP	027920	674 483	100%	674 483	-
	14A1 CD/SB/2020/453 TAPU QT BRODIEN AVERA TAPUTAP	027920	795 370	100%	795 370	-
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>		<b>3 423 978</b>		<b>3 423 978</b>	<b>-</b>
	RNV RSX BT FACE MAG AVERA RAHI AVERA TAPUTAPUA	025160	512 908	0%	-	512 908
	RNV RSX HT/BT PMT TAPUTAP UATEA	PM2500	10 955 904	0%	-	10 955 904
	RESEAUX CP TAPUTAP 2021 QP 15% EXTENS°	91912	68 536	100%	68 536	-
	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA TEA CP 2021	CP2021	2 869 842	22%	619 810	2 250 032
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>		<b>14 407 190</b>		<b>688 346</b>	<b>13 718 844</b>
	RSX AERIEN TIERS TAP 2021 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	823875	432 785	100%	432 785	-
	COMPTAGE TIERS TAPU 2021 FINANCEMENT TAPUTAPUATEA	BRT12/20	3 738 257	100%	3 738 257	-
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS TAPUTAPUATEA</b>		<b>4 171 042</b>		<b>4 171 042</b>	<b>-</b>
(3)	<b>TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>		<b>22 002 210</b>		<b>8 283 366</b>	<b>13 718 844</b>
	RESEAUX TAPUTAPUATEA		(1 309 797)			
	DROITS INCORPORELS		(1 488 053)			
	<b>TOTAL CESSION CONCESSIONNAIRE</b>		<b>(2 797 850)</b>	<b>-</b>		<b>-</b>
	RESEAUX TAPUTAPUATEA 1996		(1 895 489)			
	COMPTAGE TAPU 1995		(1 527 818)			
	<b>TOTAL CESSION TIERS ET CONCEDANT</b>		<b>(3 423 307)</b>			<b>-</b>
(4)	<b>TOTAL CESSION DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>		<b>(6 221 157)</b>			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 0.4 MF contre 3.8 MF fin 2020 soit une diminution de 3.4 MF.

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

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
AMENAGEMENT TERRAIN TAPU	R25025	01/04/2003	48	18 728 800	-	7 359 882	-	11 368 918
AMNGT ESPACE VERT TAPU	R25301	01/01/2004	47	2 735 000	-	1 048 085	-	1 686 915
AGENCEMENT TERRAIN	R25904	01/01/2010	41	230 954	-	67 627	-	163 327
F&P ENROCHEMENT FAAROA	R25113	30/03/2013	38	4 302 619	-	996 511	-	3 306 108
ENROCHEMENT CENT FAAROA	R25300	01/01/2014	37	673 025	-	145 569	-	527 456
CONST ATELIER MAINT TAPU	R25305	01/01/2004	35	29 563 263	-	15 213 220	-	14 350 043
GENIE CIVIL CENTRALE TAPU	R25021	01/01/2004	35	89 597 653	-	46 106 847	-	43 490 806
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	R25501	09/08/2006	32	3 047 447	-	1 448 546	-	1 598 901
AGENCEMENT CENT FAAROA	R25904	01/01/2010	29	1 073 020	-	444 211	-	628 809
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	R25901	01/06/2010	29	165 000	-	66 922	-	98 078
AGENCT BAT FAAROA	R25106	01/09/2011	27	1 976 270	-	747 680	-	1 228 590
MOTEUR FG WILSON P750 TAP	R25604	01/01/2017	5	8 027 351	-	8 027 351	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	R25605	01/06/2017	7	22 558 947	-	14 780 304	-	7 778 643
MOTEUR CUMMINS QST30 FAAR	R25902	03/04/2020	7	25 657 867	-	6 396 893	-	19 260 974
MOTEUR PERKINS P750 TAPU	R25900	01/04/2019	7	7 879 255	-	3 099 276	-	4 779 979
PERKINS MOTEUR P750 TAPU	R25600	01/06/2016	7	10 269 018	-	8 195 118	-	2 073 899
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	R25200	23/05/2012	7	10 682 061	-	10 682 061	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	R25602	01/05/2017	7	23 169 446	-	15 461 411	-	7 708 035
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	R25604	01/01/2017	5	2 321 249	-	2 321 249	-	-
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	R25108	01/07/2010	12	6 247 192	-	6 209 207	-	37 985
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	R25501	01/07/2010	10	6 247 192	-	6 247 192	-	-
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	R25606	18/04/2016	7	2 512 024	-	2 047 963	-	464 061
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	R25903	01/01/2020	7	3 342 122	-	954 892	-	2 387 230
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	R25200	01/05/2012	9	3 088 904	-	3 088 904	-	-
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	R25904	01/01/2010	12	6 247 192	-	6 247 192	-	-
ACCESSOIRE WILS P750 TAPU	R25604	01/01/2017	5	4 081 827	-	4 081 827	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	R25108	01/07/2010	11	27 793 072	-	27 793 072	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	R25501	01/07/2010	11	29 222 593	-	29 222 593	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	R25105	07/07/2010	9	5 974 100	-	5 974 100	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	R25101	01/02/2010	11	6 970 318	-	6 970 318	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	R25200	01/05/2012	9	4 559 321	-	4 559 321	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	R25904	01/01/2010	11	32 746 387	-	32 746 387	-	-
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	R25501	09/08/2006	22	232 503	-	159 831	-	72 672
COMB. F&P GRPE QST30 RAI/A	R25904	01/01/2010	25	3 759 606	-	1 805 435	-	1 954 171
COMB.F&P QST30 FAAROA	R25108	01/07/2010	25	4 495 355	-	2 069 588	-	2 425 767

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU	R25107	01/01/2011	25	1 379 250	-	607 172	-	772 078
FIL COMB F&P QST30 FAAROA	R25103	30/04/2011	25	2 328 589	-	994 722	-	1 333 867
FIL COMB REFONTE FAAROA	R25111	01/08/2011	25	5 160 438	-	2 151 832	-	3 008 606
EAU F&P GRPE QST30 RAIATE	R25904	01/01/2010	25	319 764	-	153 557	-	166 207
EAU-F&P QST30 FAAROA	R25108	01/07/2010	25	3 945 679	-	1 816 526	-	2 129 153
FIL EAU F&P QST30 FAAROA	R25103	30/04/2011	25	2 043 857	-	873 091	-	1 170 766
SECTIONNEMENT TGBT FAAROA	R25404	01/06/2005	24	10 469 575	-	7 368 006	-	3 101 569
ENERGIE F&P GPE QST30 RAI	R25904	01/01/2010	25	6 532 940	-	3 137 243	-	3 395 697
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	R25901	01/06/2010	25	11 689 175	-	5 419 934	-	6 269 241
ENERGIE-F&P QST30 FAAROA	R25108	01/07/2010	25	6 570 770	-	3 025 074	-	3 545 696
SUPERVISION GE SEPAM ITI	R25902	01/01/2011	25	7 704 553	-	3 391 692	-	4 312 861
FIL ENER F&P QST30 FAAROA	R25103	30/04/2011	25	3 567 849	-	1 524 107	-	2 043 742
COFFRETS COMPTAGES FAAROA	R25201	01/08/2013	25	1 829 590	-	616 346	-	1 213 244
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	R14007	01/02/2015	24	165 139	-	47 779	-	117 360
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU	R25500	01/01/2016	23	546 691	-	142 680	-	404 011
LUB F&P GRPE QST30 RAIATE	R25904	01/01/2010	25	149 376	-	71 733	-	77 643
REHAUSSE CHEMINEES CENT	R25801	16/12/2008	20	6 147 604	-	4 011 101	-	2 136 503
ENV T F&P GRPE QST30 RAIAT	R25904	01/01/2010	25	2 135 850	-	1 025 676	-	1 110 174
CORPS FILTRANT FAAROA	R25100	01/05/2010	25	738 971	-	345 150	-	393 821
ENV.F&P QST30 FAAROA-RAI	R25108	01/07/2010	25	3 945 678	-	1 816 525	-	2 129 153
FIL ENVT F&T QST30 FAAROA	R25103	30/04/2011	25	2 043 857	-	873 091	-	1 170 766
FIL ENVT REFONTE FAAROA	R25111	01/08/2011	25	2 532 032	-	1 055 823	-	1 476 209
FILIERE ENVT STOCKAGE	R25106	01/09/2011	25	3 558 180	-	1 471 624	-	2 086 556
PROTECTION INCENDIE TAPU	R25304	01/01/2004	25	1 727 141	-	1 244 299	-	482 842
PROTECTION INCENDIE TAPU	R25304	01/01/2004	13	7 336 712	-	7 336 712	-	-
INSONORISAT.FAAROA TAPU	R25021	01/01/2004	25	15 374 940	-	11 076 696	-	4 298 244
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	R25501	09/08/2006	22	494 402	-	339 871	-	154 531
EXTINCT AUTO PROTECTION	R25800	01/05/2008	21	5 235 048	-	3 465 549	-	1 769 499
MIS.OEUVR.NEW SSI EXTINC°	R25900	30/07/2009	25	13 955 320	-	6 938 662	-	7 016 658
SECU F&P GRPE QST30 RAIAT	R25904	01/01/2010	25	84 651	-	40 651	-	44 000
MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	R25102	01/02/2010	25	338 687	-	161 493	-	177 194
SECU F&P QST30 GPE FAAROA	R25108	01/07/2010	25	543 677	-	250 300	-	293 377
FIL SECU F&P QST30 FAAROA	R25103	30/04/2011	25	281 624	-	120 304	-	161 320
FIL SECU REFONTE FAAROA	R25111	01/08/2011	25	1 318 993	-	550 002	-	768 991
INST EVENTS CENT FAAROA	R25203	01/04/2012	25	194 457	-	75 886	-	118 571



Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
INSTALLATION CAMERA IP	R25204	01/09/2015	23	2 812 234	-	763 870	-	2 048 364
RNV CUVE INCENDIE N°1 TAP	R25901	20/08/2020	18	1 950 999	-	144 591	-	1 806 409
REALISATION ZONE STOCKAGE	R25023	01/07/2005	24	24 693 351	-	17 350 840	-	7 342 511
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	R25901	01/06/2010	25	816 223	-	378 459	-	437 764
MOTEUR FG WILS P750 TAPU	G25210	30/10/2021	7	2 922 135	-	70 909	-	2 851 226
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	G25210	30/10/2021	7	2 160 591	-	52 429	-	2 108 162
ACCESS FG WILS P750 TAPU	G25210	30/10/2021	7	2 222 492	-	53 931	-	2 168 561
F&P JAUGES NIVEAUX CUVES	R25700	01/01/2021	18	581 500	-	32 217	-	549 283
<b>TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>				<b>580 728 537</b>		<b>375 174 742</b>	<b>-</b>	<b>205 553 795</b>
AUT.COMP.DP MARTIN AVERA		01/05/2010	25	62 290	-	29 094	-	33 196
TRANSFO DP MARTIN AVERA		01/05/2010	25	571 820	-	267 079	-	304 741
TRANSFO SOCLE TAPUTAPUATE		01/07/2014	25	-	2 115 345	-	635 183	1 480 162
TRANSFO TAPU 89		01/01/1989	25	3 380 087	-	3 380 087	-	-
TRANSFO TAPU 91		01/01/1991	25	84 176	-	84 176	-	-
TRANSFO TAPU 94		01/01/1994	25	1 792 319	-	1 792 319	-	-
TRANSFO TAPU 95		01/01/1995	25	1 207 665	-	1 207 665	-	-
TRANSFO TAPU 96		01/01/1996	25	1 312 775	-	1 312 775	-	-
TRANSFO TAPU 97		01/01/1997	25	1 595 378	-	1 595 378	-	-
TRANSFO TAPU 98		01/01/1998	25	2 344 198	-	2 251 715	-	92 483
TRANSFO TAPU 2001		01/01/2001	25	514 185	-	432 141	-	82 044
TRANSFOS CP TAPU 2005		01/07/2005	25	465 526	-	307 477	-	158 049
TRANSFO POSTE CP DP TAPU		01/07/2006	25	556 262	-	345 157	-	211 105
POSTE DP61 FAAROA TAPU		15/06/2007	25	977 838	-	569 343	-	408 495
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU		08/07/2008	25	1 501 944	-	810 474	-	691 470
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU		08/07/2008	25	1 432 199	-	772 838	-	659 361
TRANSFO VALLEE FAAREPA		31/05/2010	25	2 204 604	-	1 022 453	-	1 182 151
RENFORC POSTE P1061 TAPU		01/01/2011	25	827 747	-	364 390	-	463 357
TRANSFO P1061 HAMOA TAPU		01/01/2011	25	554 069	-	243 912	-	310 157
CREATION POSTE AVERA TAPU		01/01/2011	25	1 567 005	-	689 826	-	877 179
CREAT TRANSFO AVERA TAPU		01/01/2011	25	556 866	-	245 143	-	311 723
RENFORC POSTE P1052 TAPU		01/01/2011	25	1 292 651	-	569 050	-	723 601
TRANSFO P1052 AVERA TAPU		01/01/2011	25	547 578	-	241 054	-	306 524
TRANSFO Q7051 PORLIER TAP		01/01/2012	25	1 847 672	-	739 474	-	1 108 198
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA		22/08/2012	25	1 322 632	-	495 425	-	827 207
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA		22/08/2012	25	1 322 632	-	495 425	-	827 207

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
CREAT DP P1084 AVERA TAPU		26/06/2013	25	1 723 638	-	587 454	-	1 136 184
TRANSFO P1084 AVERA TAPUT		26/06/2013	25	427 513	-	145 706	-	281 807
POSTE TAPU 1990		01/01/1990	25	-	3 388 241	-	3 388 241	-
POSTE TAPU 94		01/01/1994	25	305 152	-	305 152	-	-
POSTE TAPU 95		01/01/1995	25	142 101	-	142 101	-	-
POSTE TAPU 97		01/01/1997	25	267 892	-	267 892	-	-
POSTE TAPU 98		01/01/1998	25	3 952	-	3 796	-	156
POSTE TAPU 2001		01/01/2001	25	3 571 643	-	3 001 746	-	569 897
POSTE TAPU 2002		01/01/2002	25	1 280 411	-	1 024 890	-	255 521
POSTE TAPU 2003		01/01/2003	25	2 238 312	-	1 702 098	-	536 214
MINI SUPERVISION RAIATEA		31/03/2005	25	3 951 572	-	2 649 827	-	1 301 745
SUPERVISION TAPUTAPUATEA		01/07/2006	25	1 090 380	-	676 573	-	413 807
POSTE DP TAPU 2008		01/07/2008	25	757 860	-	409 535	-	348 325
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA		22/08/2012	25	1 818 465	-	681 152	-	1 137 313
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA		22/08/2012	25	1 818 465	-	681 152	-	1 137 313
POSE IAT BOUCLAGE HOTOPU		08/07/2008	15	223 230	-	200 764	-	22 466
REMPLE DDR P108B/NULEC		01/01/2012	15	3 382 600	-	2 256 302	-	1 126 298
RNV IACM PAR IAM TAPUTAPU		01/01/2019	15	5 151 992	-	1 030 398	-	4 121 593
RES.AERIEN TAPU 97		01/01/1997	25	12 124 409	-	12 124 409	-	-
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1997		01/01/1997	25	-	252 359	-	252 359	-
RES.AERIEN TAPU 98		01/01/1998	25	9 413 277	-	9 041 904	-	371 373
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1998		01/01/1998	25	-	1 432 559	-	1 376 042	56 517
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999		01/01/1999	25	-	918 118	-	845 172	72 946
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999		01/01/1999	25	-	481 997	-	443 701	38 296
RES.AERIEN TAPU 2000		01/01/2000	25	4 889 308	-	4 305 270	-	584 038
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000		01/01/2000	25	-	6 689 383	-	5 890 322	799 061
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000		01/01/2000	25	-	22 401 500	-	19 725 595	2 675 905
RES.AERIEN TAPU 2001		01/01/2001	25	1 255 237	-	1 054 949	-	200 288
RES.AERIEN TAPU 2002		01/01/2002	25	2 123 744	-	1 699 926	-	423 818
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002		01/01/2002	25	-	2 296 317	-	1 838 060	458 257
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002		01/01/2002	25	-	6 007 883	-	4 808 940	1 198 943
RES.AERIEN TAPU 2003		01/01/2003	25	7 398 356	-	5 625 994	-	1 772 362
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003		01/01/2003	25	-	1 445 664	-	1 099 338	346 326
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003		01/01/2003	25	-	1 232 726	-	937 412	295 314
RESEAU BTA CENTRALE TAPU		01/01/2004	25	6 135 200	-	4 420 033	-	1 715 167

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
RESEAU BTA TAMAITITAHIO		30/06/2004	25	1 593 525	-	1 116 428	-	477 097
RESEAU BTA TERII TEMOEHA		30/06/2004	25	251 564	-	176 246	-	75 318
RESEAU CP41906 2004 TAPU		01/07/2004	25	739 668	-	518 132	-	221 536
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004		01/07/2004	25	-	4 518 536	-	3 165 204	1 353 332
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004		01/07/2004	25	-	622 352	-	435 953	186 399
RESEAU BTA FAAROA TETUIRA		10/09/2004	25	84 423	-	58 481	-	25 942
RESEAU BTA FAAROA TRIIPAI		10/09/2004	25	100 211	-	69 417	-	30 794
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005		01/06/2005	25	-	1 780 434	-	1 181 818	598 616
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005		01/06/2005	25	-	67 231	-	44 627	22 604
RESEAUX CP 51906 2005 TAPU		01/06/2005	25	245 571	-	163 005	-	82 566
RESEAUX HTA/BTA COM TAPU		02/07/2005	25	3 988 920	-	2 634 217	-	1 354 703
EXT BTA ATENI PASCAL RAI		17/01/2006	25	154 224	-	98 484	-	55 740
RESEAU BTA TAPUTAPUATEA		31/03/2006	25	60 320	-	38 036	-	22 284
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006		01/07/2006	25	-	346 031	-	214 710	131 321
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006		01/07/2006	25	-	4 737 669	-	2 939 691	1 797 978
RESEAU 15% EXT TAPU 06		01/07/2006	25	548 803	-	340 529	-	208 274
EP COMMUNE TAPUTAPUATEA		01/01/2007	25	1 716 791	-	1 030 639	-	686 152
EXT RES QT BONNO TAPUTAPU		08/01/2007	25	961 157	-	576 273	-	384 884
RESEAUX QTIER MAIRAU FAAR		15/06/2007	25	1 043 186	-	607 391	-	435 795
RESEAUX FAAROA TAPU		15/06/2007	25	1 819 418	-	1 059 350	-	760 068
RESEAUX CP TAPUTAPU 2007		01/07/2007	25	10 537 974	-	6 117 222	-	4 420 752
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007		01/07/2007	25	-	1 199 390	-	696 238	503 152
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007		01/07/2007	25	-	3 551 761	-	2 061 773	1 489 988
15% QUOTE PART EDT 2007		01/07/2007	25	442 602	-	256 927	-	185 675
RESEAUX QTIER MOU KAM TSE		21/09/2007	25	217 976	-	124 575	-	93 401
EXT BTA TERII TAUTAPUATEA		21/09/2007	25	105 092	-	60 061	-	45 031
DPLCT RES STAT° POMPAGE		04/10/2007	25	444 393	-	253 341	-	191 052
RESEAU 2008 CONCEDANT		01/01/2008	25	-	36 480	-	20 441	16 039
6 DOSSIERS PRIS EN CHARGE		29/02/2008	25	1 057 407	-	585 659	-	471 748
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2008		01/07/2008	25	38 506 627	-	20 808 348	-	17 698 279
RESEAUX 2008 TIERS		01/07/2008	25	-	1 781 581	-	962 737	818 844
EXT.EP ARATOA/FAAROA/OPOA		01/01/2009	25	2 620 335	-	1 363 149	-	1 257 186
BRCHMT CPTEUR EP S/POTEAU		01/01/2009	25	452 981	-	235 649	-	217 332
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2009		01/07/2009	25	6 389 664	-	3 197 283	-	3 192 381

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
EXT.BTA ALIM.FAAROA QTIER		02/10/2009	25	137 923	-	67 609	-	70 314
RESEAUX 2009 CONCEDANT		01/12/2009	25	-	413 069	-	199 767	213 302
RESEAUX 2009 TIERS		01/12/2009	25	-	3 346 532	-	1 618 438	1 728 094
DEPL.POST.P1021/RENF.CABL		20/12/2009	25	3 071 767	-	1 479 161	-	1 592 606
CONF HT/BTA ZONE P2111		01/01/2010	25	2 421 668	-	1 162 931	-	1 258 737
EXT BTA QT TEINAURI CINDY		01/01/2010	25	121 950	-	58 563	-	63 387
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTE		01/01/2010	25	143 125	-	68 731	-	74 394
EXT BTA QT PORUTU ELISABE		01/01/2010	25	148 253	-	71 194	-	77 059
EXT HT/BTA VALLEE FAAREPA		31/05/2010	25	2 442 666	-	1 132 862	-	1 309 804
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA		01/07/2010	25	8 029 195	-	3 696 509	-	4 332 686
RESEAUX 2010 CONCED TAPU		01/07/2010	25	-	133 230	-	61 337	71 893
RESEAUX 2010 TIERS TAPU		01/07/2010	25	-	813 870	-	374 692	439 178
EXT BTA QT TEIHOTUA AVERA		01/07/2010	25	239 306	-	110 173	-	129 133
RENF CABLE BTA RTE AVERA		01/01/2011	25	833 396	-	366 877	-	466 519
RENF CABLE BTA AVERA DU		01/01/2011	25	1 050 683	-	462 531	-	588 152
RENF RESEAU BTA AVERA		01/01/2011	25	1 468 477	-	646 452	-	822 025
DEPL RESEAU HTA AVERA ZON		21/01/2011	25	4 102 585	-	1 797 045	-	2 305 540
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA		01/07/2011	25	27 532 475	-	11 574 200	-	15 958 275
RESEAUX 2011 CONCED TAPU		01/07/2011	25	-	38 930	-	16 366	22 564
RESEAUX 2011 TIERS TAPUTA		01/07/2011	25	-	517 547	-	217 568	299 979
EXT FD BTA QT PUNAA,TENIA		01/01/2012	25	661 163	-	264 610	-	396 553
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA		01/07/2012	25	27 673 763	-	10 523 612	-	17 150 151
RESEAUX 2012 TIERS TAPU		01/07/2012	25	-	1 202 133	-	457 140	744 993
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA		01/07/2013	25	25 578 200	-	8 703 596	-	16 874 604
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA		01/07/2013	25	148 131	-	50 405	-	97 726
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTA		06/08/2013	25	436 441	-	146 788	-	289 653
EXT 14A1 QT SANQUER TAPU		01/01/2014	25	556 403	-	178 110	-	378 293
EXT14A1 BT BASSIN TAPU		28/02/2014	25	397 763	-	124 799	-	272 963
ART14A/CD/TM/RB/629		28/02/2014	25	419 810	-	131 717	-	288 094
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA		01/07/2014	25	23 458 025	-	7 043 834	-	16 414 190
RESEAUX 2014 CONCED TAPU		01/07/2014	25	-	99 172	-	29 779	69 393

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14		01/07/2014	25	232 519	-	69 819	-	162 700
RESEAUX CP TAPUTAP 2014		01/07/2014	25	1 030 515	-	309 437	-	721 078
ART14A/CD/TM/RB/251/14		08/07/2014	25	394 849	-	118 260	-	276 589
ART14A/CD/TM/RB/276/14		31/08/2014	25	220 828	-	64 833	-	155 995
ART14A/CD/TM/RB/251/14		10/10/2014	25	449 756	-	130 072	-	319 684
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA		01/07/2015	25	10 329 983	-	2 688 626	-	7 641 358
RESEAUX 2015 CONCED TAP		01/07/2015	25	-	76 771	-	19 981	56 790
RESEAUX 2015 TIERS TAP		01/07/2015	25	-	427 632	-	111 301	316 331
RESEAUX BTA TM/RB/107/14		30/01/2016	25	1 011 613	-	239 683	-	771 930
RESEAUX CP TAPU 2016		01/07/2016	25	16 157 968	-	3 557 409	-	12 600 559
RESEAUX 2016 CONCED TAPU		01/07/2016	25	-	439 153	-	96 686	342 467
RESEAUX 2016 TIERS TAPU		01/07/2016	25	-	633 395	-	139 451	493 944
EXT LOT TUARIIHIONOA MANA		01/01/2017	25	106 675	-	21 335	-	85 340
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAP		01/01/2017	25	257 757	-	51 551	-	206 205
14A1 LC420/15 AVERA TAPU		01/01/2017	25	702 008	-	140 402	-	561 606
14A1 CB/EB 2017/378 AVERA		19/06/2017	25	641 857	-	116 484	-	525 373
RESEAUX CP TAPU 2017		01/07/2017	25	28 289 756	-	5 096 806	-	23 192 950
RSX AERIEN TIERS TAP 2017		01/07/2017	25	-	195 552	-	35 232	160 320
CD/TM/JR/N°842/16 TAPU		01/10/2017	25	8 346 240	-	1 419 547	-	6 926 693
14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER		01/01/2018	25	621 143	-	99 383	-	521 760
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018		01/07/2018	25	317 615	-	44 518	-	273 097
RSX AERIEN TIERS TAP 2018		01/07/2018	25	-	126 996	-	17 800	109 196
14A1 LC569/17 TAPUTAPUATE		01/01/2019	25	398 890	-	47 867	-	351 023
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT		01/01/2019	25	17 782 292	-	2 133 875	-	15 648 417
14A1 LC CD/TM/RJ/341/18		12/03/2019	25	477 225	-	53 606	-	423 619
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019		01/07/2019	25	4 349 152	-	435 630	-	3 913 522
RSX AERIEN TIERS TAP 2019		01/07/2019	25	-	110 142	-	11 032	99 110
14A1 LC18/20 CD/TM/JR		07/05/2020	25	635 811	-	42 016	-	593 795
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT		30/10/2020	25	17 196 647	-	804 709	-	16 391 939
RESEAU SOUT CENTRALE TAPU		01/01/2004	35	3 599 319	-	1 852 205	-	1 747 114
EXT SOUT BTA NOUVEAU SERV		01/01/2008	35	1 204 783	-	482 196	-	722 587

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
BOUCLAGE ZONE HOTOPU		08/07/2008	35	1 594 315	-	614 513	-	979 802
BOUCLAGE ZONE HOTOPU A14		08/07/2008	35	36 085 150	-	13 908 672	-	22 176 478
EXT.BTAS ALIM.AVERA PROPR		01/08/2009	35	367 919	-	130 608	-	237 311
EXT HT/BTS VALLEE FAAREPA		31/05/2010	35	9 770 662	-	3 236 747	-	6 533 915
FOURN TPC160&63 AVERA TAP		08/04/2011	35	7 081 606	-	2 172 986	-	4 908 620
MES HTA ZONE PORLIER TAPU		01/01/2012	35	11 621 291	-	3 322 188	-	8 299 103
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI		01/01/2012	35	6 703 388	-	1 916 303	-	4 787 085
RESEAUX 2013 TIERS TAPU		01/07/2013	35	-	1 184 700	-	287 945	896 755
ART14A1/CD/TM/RB/569/13		06/06/2014	35	376 342	-	81 455	-	294 887
RESEAU SOUT CONCED TAPUTA		01/07/2014	35	-	3 268 730	-	701 082	2 567 648
RESEAUX SOUT TIERS TAPU		01/07/2014	35	-	1 081 915	-	232 051	849 864
RSX SOUT TIERS TAPU 2019		01/07/2019	35	-	1 717 726	-	122 896	1 594 830
COMPTAGE TAPU 1995		01/01/1995	20	-	1 805 427	-	1 805 427	-
COMPTAGE TAPU 96		01/01/1996	20	635 000	-	635 000	-	-
COMPTAGE TAPU 1996		01/01/1996	20	-	2 849 132	-	2 849 132	-
COMPTAGE TAPU 97		01/01/1997	24	834 726	-	834 726	-	-
COMPTAGE TAPU 1997		01/01/1997	24	-	4 247 385	-	4 247 385	-
COMPTAGE TAPU 98		01/01/1998	23	921 109	-	921 109	-	-
COMPTAGE TAPU 1998		01/01/1998	23	-	6 220 370	-	6 220 370	-
COMPTAGE TAPU 99		01/01/1999	22	1 753 382	-	1 753 382	-	-
COMPTAGE TAPU 1999		01/01/1999	22	-	4 967 312	-	4 967 312	-
COMPTAGE TAPU 2000		01/01/2000	21	2 019 688	-	2 019 688	-	-
COMPTAGE TAPU 2000		01/01/2000	21	-	4 773 652	-	4 773 652	-
COMPTAGE TAPU 2001		01/01/2001	20	427 945	-	427 945	-	-
COMPTAGE TAPU 2001		01/01/2001	20	-	4 666 972	-	4 666 972	-
COMPTAGE TAPU 2002		01/01/2002	20	2 067 668	-	2 067 668	-	-
COMPTAGE TAPU 2002		01/01/2002	20	-	3 879 512	-	3 879 512	-
COMPTAGE TAPU 2003		01/01/2003	20	-	4 134 052	-	3 929 615	204 437
CASH POWER 2004 TAPU		01/01/2004	20	133 250	-	119 998	-	13 252
POSE COMPTEUR 2004 TAPU		01/07/2004	20	1 001 302	-	876 756	-	124 546
BRANCHEMENT TAPU 2004		01/07/2004	20	-	5 548 048	-	4 857 962	690 086

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
COMPATGE TAPU 2005		01/06/2005	20	-	4 232 500	-	3 511 815	720 685
POSE COMPTEURS TAPU 2005		01/07/2005	20	1 121 755	-	926 139	-	195 616
ARMOIRE COMMANDE & CPTAGE		01/06/2006	20	119 822	-	93 428	-	26 394
BRCHT/CPTAGES CP TAPU		01/07/2006	20	1 630 534	-	1 264 669	-	365 865
BRCHT TAPUTAPUATEA 2006		01/07/2006	20	-	3 973 316	-	3 081 769	891 547
BRCHT/CPTAGES CP TAPU 07		01/07/2007	20	2 826 905	-	2 051 249	-	775 656
BRCHT TAPUTAPUATEA 2007		01/07/2007	20	-	4 259 302	-	3 090 620	1 168 682
BRCHT/CPTAGES CP TAPUTAP.		01/07/2008	20	1 991 459	-	1 345 190	-	646 269
BRCHT 2008 FINANC TIERS		01/07/2008	20	-	4 658 230	-	3 146 539	1 511 691
BRCHT/CPTAGE TAPUTAPUATEA		01/07/2009	20	2 757 861	-	1 724 985	-	1 032 876
BRCHT 2009 FINANC.TIERS		01/12/2009	20	-	2 632 338	-	1 591 302	1 041 036
BRCHT/CPTAGE TAPUTAP 2010		01/07/2010	20	6 785 219	-	3 904 754	-	2 880 465
COMPTAGE TIERS TAP 2010		01/07/2010	20	-	2 746 280	-	1 580 428	1 165 852
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA		01/07/2011	20	8 340 646	-	4 382 838	-	3 957 808
COMPTAGE TIERS TAPU 2011		01/07/2011	20	-	2 140 248	-	1 124 656	1 015 592
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE		01/07/2012	20	5 355 385	-	2 545 642	-	2 809 743
COMPTAGE TIERS TAPU 2012		01/07/2012	20	-	2 895 880	-	1 376 535	1 519 345
CPTEURS SOLAIRE TAP 2012		01/07/2012	20	-	26 954	-	12 812	14 142
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA		01/07/2013	20	3 562 831	-	1 515 423	-	2 047 408
COMPTAGE TIERS TAPU 2013		01/07/2013	20	-	1 910 961	-	812 813	1 098 148
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT		01/07/2014	20	5 893 618	-	2 212 125	-	3 681 493
COMPTAGE TIERS TAPU 2014		01/07/2014	20	-	1 668 636	-	626 310	1 042 326
CPTEURS SOLAIRE TAP 2014		01/07/2014	20	-	81 199	-	30 477	50 722
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA		01/07/2015	20	3 756 077	-	1 222 011	-	2 534 066
COMPTAGE TIERS TAP 2015		01/07/2015	20	-	2 084 727	-	678 250	1 406 477
BRCHT/COMPTAGES TAPU		01/07/2016	20	3 630 530	-	999 142	-	2 631 388
COMPTAGE TIERS TAPU 2016		01/07/2016	20	-	3 010 324	-	828 458	2 181 866
CD/TM/JR/N°270/17 TAPU		19/06/2017	20	770 639	-	174 819	-	595 820
COMPTAGE TIERS TAPU 2017		01/07/2017	20	-	3 028 477	-	682 030	2 346 447
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA		01/07/2017	20	2 775 252	-	625 002	-	2 150 250
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA		01/07/2018	20	2 037 865	-	357 045	-	1 680 820

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
COMPTAGE TIERS TAPU 2018		01/07/2018	20	-	4 164 763	-	729 689	3 435 074
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT		01/07/2019	20	2 465 076	-	308 641	-	2 156 435
COMPTAGE TIERS TAPU 2019		01/07/2019	20	-	3 197 071	-	400 291	2 796 780
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA		01/07/2020	20	3 715 552	-	278 921	-	3 436 631
COMPTAGE TIERS TAPU 2020		01/07/2020	20	-	4 697 728	-	352 651	4 345 077
CELLULES CENTRALE TAPU		01/01/2004	25	20 463 137	-	14 742 429	-	5 720 708
RNV RSX BT FACE MAG AVERA		16/02/2021	25	566 250	-	19 733	-	546 517
14A1 CD/TM/JR/333/20 TAPU		26/02/2021	25	533 444	-	18 006	-	515 438
14A1 CD/TM/JR/402/20 TAPU		30/03/2021	25	797 982	-	24 136	-	773 846
14A1 CD/SB/2020/476 TAPUT		30/03/2021	25	825 928	-	24 981	-	800 946
14A1 CD/SB/2020/453 TAPU		26/04/2021	25	744 629	-	20 319	-	724 310
RSX AERIEN TIERS TAP 2021		01/07/2021	25	-	432 785	-	8 679	424 106
RNV RSX HT/BT PMT TAPUTAP		31/10/2021	25	12 095 318	-	80 856	-	12 014 462
14A1 CD/SB/2020/453 TAPU		26/04/2021	35	878 088	-	17 115	-	860 973
RESEAUX CP TAPUTAP 2021		01/07/2021	35	75 664	-	1 084	-	74 580
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA		01/07/2021	20	3 168 306	-	79 425	-	3 088 881
COMPTAGE TIERS TAPU 2021		01/07/2021	20	-	3 738 257	-	93 712	3 644 545
<b>TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>				<b>604 328 543</b>	<b>181 802 590</b>	<b>261 674 165</b>	<b>123 671 277</b>	<b>400 785 692</b>
<b>TOTAL TAPUTAPUATEA</b>				<b>1 185 057 080</b>	<b>181 802 590</b>	<b>842 402 701</b>	<b>123 671 277</b>	<b>606 339 486</b>

	Production	Distribution	Total
Valeur Brute Concessionnaire*	580 728 537	604 328 543	1 185 057 080
Valeur Brute Tiers	-	181 802 590	181 802 590
Immobilisations incorporelles	70 867	67 133	138 000
Valeur brute total immo concédées	580 799 404	786 198 266	1 366 997 670

\*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

Dotation de l'article 14 A1 :

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	5 170 105	11 364 368	16 534 473
2019	8 164 312	30 202 172	38 366 484
2020	32 057 395	20 127 755	52 185 150
2021	7 143 766	13 718 844	20 862 610
régul TVA à reverser	-4 401 798	10 017 406	5 615 608
<b>Cumul</b>	<b>48 133 780</b>	<b>85 430 545</b>	<b>133 564 325</b>

#### Reste à faire sur plan 2018 / 2020

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2020	82 691 008	31 321 162	114 012 170
- Réalisé	(48 133 780)	(85 430 545)	(133 564 325)
<b>Reste à faire</b>	<b>34 557 228</b>	<b>(54 109 383)</b>	<b>(19 552 155)</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.

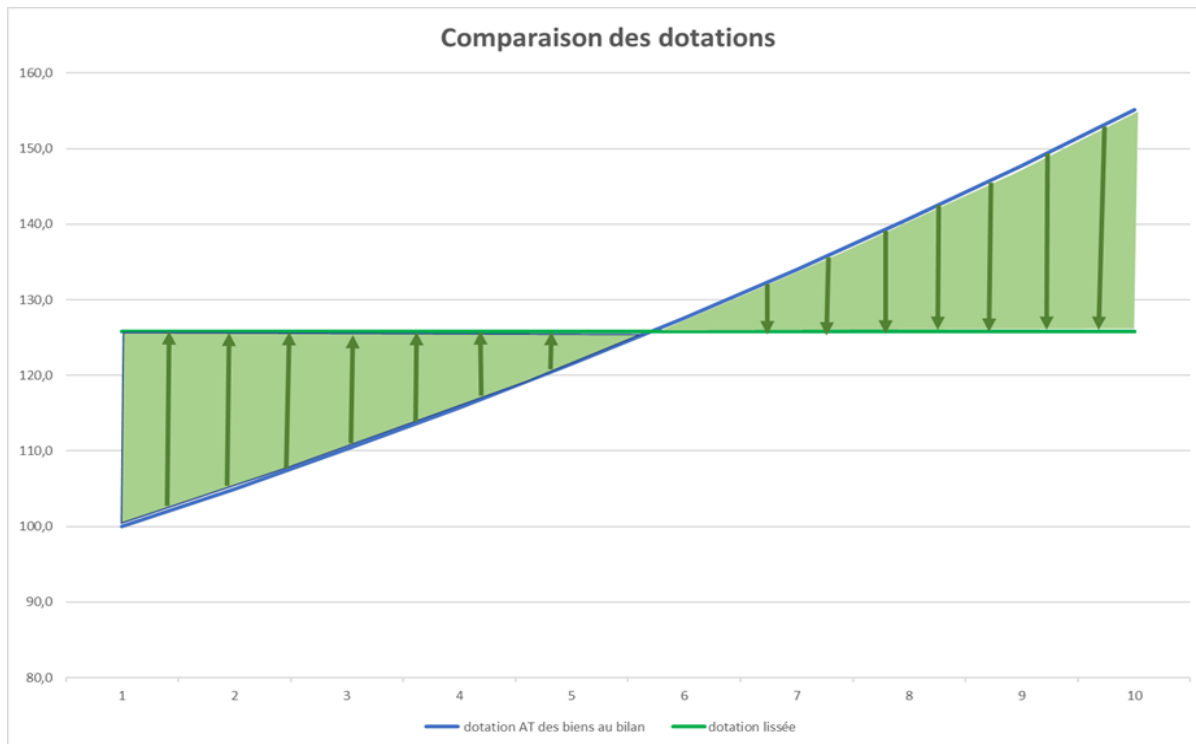
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 :

<b>Traitement de l'existant y/c renouvellement</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
		<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
VO Ouverture incorporel	0	1 432 731	1 641 690	1 641 690	1 641 690
acquisitions	43 468 054	5 170 105	8 164 312	28 369 376	7 143 766
acquisitions financement Tiers					
transferts et TVA à reverser		-	-	3 688 019	(4 401 798)
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)
					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>
- Financements tiers cumul	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan clôture	(34 356 558)	(35 605 615)	(35 605 615)	(18 984 813)	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(34 356 558)	(35 605 615)	(35 605 615)	(18 984 813)	(8 748 503)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(34 356 558)	(35 605 615)	(35 605 615)	(18 984 813)	(8 748 503)
<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>
cumul doté à l'ouverture	432 599 125	459 505 495	466 405 088	498 430 588	519 213 944
réintégration AT sur incorporel		1 090 713			-
sortie AT sur sortie immo		(42 059 475)	(10 368 668)	(24 632 802)	(21 415 784)
reste à amortir	107 625 480	124 043 370	84 548 286	90 832 315	58 394 435
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation cpta dans Taputapuatea	14 404 900	26 356 403	22 715 084		
dotation cpta dans Tumara	12 501 470	21 511 952	19 679 085		
dotation exercice	26 906 370	47 868 355	42 394 169	45 416 157	58 394 435
<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>
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 ouverture	(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)
<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>
moyenne des dotations	(22 372 650)	(22 372 650)	(22 372 650)	(22 372 650)	(22 372 650)
écart sur moyenne exercice	(7 692 712)	(17 705 592)	(8 149 250)	3 742 368	29 805 187
écart sur moyenne en cumulé	(7 692 712)	(25 398 304)	(33 547 555)	(29 805 187)	-
<b>Traitement de l'améliorant</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>VO Ouverture</b>	-	<b>13 717 136</b>	15 858 306	15 858 306	15 858 306
acquisitions financement concession	13 717 136	2 141 170			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>
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice					
	0%	0%		0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-
	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>
cumul dot à l'ouverture	0	(3 429 284)	(7 572 291)	(11 715 299)	(13 786 802)
reste à amortir	13 717 136	12 429 022	8 286 015	4 143 007	2 071 504
nb années restantes	4	3	2	2	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>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>
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>

## Distribution :

<b>Traitement de l'existant y/c renouvellement</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>VO Ouverture corporel</b>	703 854 485	703 941 271	714 074 569	725 438 557	741 877 256
VO Ouverture incorporel	-	1 764 145	1 555 186	1 555 186	1 555 186
acquisitions	29 020 004	1 961 561	27 038 651	17 812 173	13 718 844
acquisitions financement Tiers					
transferts et TVA à reverser		9 402 807	3 163 521	2 315 582	(7 908 719)
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)
- origine financement tiers	-	(1 028 566)	(1 394 494)	(1 412 798)	(3 423 307)
<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>
- Financements tiers cumul	(167 652 258)	(167 652 258)	(166 623 692)	(165 229 198)	(163 816 400)
- IFC biens au bilan clôture	(20 220 969)	(23 451 877)	(24 982 272)	(10 546 411)	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(20 220 969)	(23 451 877)	(24 982 272)	(10 546 411)	(10 546 411)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	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)
<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>
cumul doté à l'ouverture	478 884 346	488 180 271	487 076 202	503 117 641	534 249 108
réintégration AT sur incorporel		1 440 148			
sortie AT sur sortie immo		(29 135 722)	(17 443 690)	(2 276 258)	(2 797 850)
reste à amortir	37 183 698	64 249 883	65 755 267	66 815 450	37 207 341
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	9 295 925	26 591 505	33 485 130	33 407 725	37 207 341
<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>
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 ouverture	(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 clôture	(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)
<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>
moyenne des dotations	(17 671 702)	(17 671 702)	(17 671 702)	(17 671 702)	(17 671 702)
écart sur moyenne exercice	6 219 462	(323 934)	2 760 837	(4 328 182)	(4 328 182)
écart sur moyenne en cumulé	6 219 462	5 895 527	8 656 365	4 328 182	-
<b>Traitement de l'améliorant</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>VO Ouverture</b>	-	<b>14 023 591</b>	21 449 895	28 005 229	34 893 489
acquisitions financement concession	10 799 562	3 134 545	1 530 395	2 190 532	4 112 324
acquisitions autres financement Tiers	3 224 029	4 291 759	5 024 939	4 697 728	4 171 042
<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>
Financements tiers cumul	(3 224 029)	(7 515 788)	(12 540 727)	(17 238 455)	(21 409 497)
- IFC améliorant exercice				(13 612 759)	(4 009 187)
	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(13 612 759)	(17 621 946)
	0%	0%	0%	77%	81%
<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>
cumul doté à l'ouverture	0	(2 699 891)	(6 444 629)	(10 954 566)	(7 498 420)
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
<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>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>
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>

(1)

(1) dont seulement 12.524.924 F CFP reportés au compte de résultat / la régularisation sera faite sur 2022

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

Cf paragraphe 5.1 variation du patrimoine immobilier

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

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

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

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

### - Application de la formule

Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2011 au 31/12/2020 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+1)).

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

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverse	Nb de 10ème à déduire	IFC	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC
F&P ENROCHEMENT FAAROA	30/03/2013	4 302 619	100%	4 302 619	0	6	(1 721 048)	-	(1 721 048)
ENROCHEMENT CENT FAAROA	01/01/2014	673 025	100%	673 025	8 637	6	(265 799)	(3 411)	(269 210)
AGENCT BAT FAAROA	01/09/2011	1 976 270	100%	1 976 270	0	8	(395 254)	-	(395 254)
FIL COMB F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	2 328 589	46%	1 071 151	0	8	(214 230)	-	(214 230)
FIL COMB REFONTE FAAROA	01/08/2011	5 160 438	100%	5 160 438	0	8	(1 032 088)	-	(1 032 088)
FIL EAU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	2 043 857	46%	940 174	0	8	(188 035)	-	(188 035)
FIL ENER F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	3 567 849	46%	1 641 211	0	8	(328 242)	-	(328 242)
COFFRETS COMPTAGES FAAROA	01/08/2013	1 829 590	100%	1 829 590	0	6	(731 836)	-	(731 836)
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	165 139	100%	165 139	4 185	4	(96 634)	(2 449)	(99 083)
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU	01/01/2016	546 691	100%	546 691	20 521	4	(316 147)	(11 867)	(328 014)
FIL ENVT F&T QST30 FAAROA	30/04/2011	2 043 857	46%	940 174	0	8	(188 035)	-	(188 035)
FIL ENVT REFONTE FAAROA	01/08/2011	2 532 032	100%	2 532 032	0	8	(506 406)	-	(506 406)
FILIERE ENVT STOCKAGE	01/09/2011	3 558 180	100%	3 558 180	0	8	(711 636)	-	(711 636)
FIL SECU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	281 624	46%	129 547	0	8	(25 909)	-	(25 909)
FIL SECU REFONTE FAAROA	01/08/2011	1 318 993	100%	1 318 993	0	8	(263 799)	-	(263 799)
INST EVENTS CENT FAAROA	01/04/2012	194 457	100%	194 457	0	7	(58 337)	-	(58 337)
INSTALLATION CAMERA IP	01/09/2015	2 812 234	100%	2 812 234	71 265	4	(1 645 638)	(41 702)	(1 687 341)
<b>PRODUCTION TAPUTAPUATEA</b>		<b>35 335 444</b>		<b>29 791 925</b>	<b>104 608</b>		<b>(8 689 074)</b>	<b>(59 429)</b>	<b>(8 748 503)</b>
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 322 632	100%	1 322 632	0	7	(396 790)	-	(396 790)
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 322 632	100%	1 322 632	0	7	(396 790)	-	(396 790)
CREAT DP P1084 AVERA TAPU	26/06/2013	1 723 638	100%	1 723 638	0	6	(689 455)	-	(689 455)
TRANSFO P1084 AVERA TAPUT	26/06/2013	427 513	100%	427 513	0	6	(171 005)	-	(171 005)
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 818 465	100%	1 818 465	0	7	(545 540)	-	(545 540)
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 818 465	100%	1 818 465	0	7	(545 540)	-	(545 540)
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2011	27 532 475	0%	99 117	0	8	(19 823)	-	(19 823)
EXT FD BTA QT PUNAA,TENIA	01/01/2012	661 163	100%	661 163	0	8	(132 233)	-	(132 233)
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2012	27 673 763	1%	185 414	0	7	(55 624)	-	(55 624)
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	148 131	100%	148 131	0	6	(59 252)	-	(59 252)
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTA	06/08/2013	436 441	100%	436 441	0	6	(174 576)	-	(174 576)
EXT 14A1 QT SANQUER TAPU	01/01/2014	556 403	100%	556 403	7 140	6	(219 741)	(2 820)	(222 561)
EXT14A1 BT BASSIN TAPU	28/02/2014	397 763	100%	397 763	5 105	5	(196 361)	(2 520)	(198 881)
ART14A/CD/TM/RB/629	28/02/2014	419 810	100%	419 810	5 387	5	(207 246)	(2 660)	(209 905)
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14	01/07/2014	232 519	100%	232 519	2 984	5	(114 786)	(1 473)	(116 259)
RESEAUX CP TAPUTAP 2014	01/07/2014	1 030 515	100%	1 030 515	13 225	5	(508 729)	(6 529)	(515 257)
ART14A/CD/TM/RB/251/14	08/07/2014	394 849	100%	394 849	5 067	5	(194 923)	(2 501)	(197 425)
ART14A/CD/TM/RB/276/14	31/08/2014	220 828	100%	220 828	2 834	5	(109 015)	(1 399)	(110 414)
ART14A/CD/TM/RB/251/14	10/10/2014	449 756	100%	449 756	5 772	5	(222 029)	(2 849)	(224 878)
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2015	10 329 983	1%	77 475	261 773	4	(45 336)	(1 149)	(46 485)
RESEAUX BTA TM/RB/107/14	30/01/2016	1 011 613	100%	1 011 613	37 972	3	(682 510)	(25 619)	(708 129)

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	Nb de 10ème à déduire	IFC	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC
RESEAUX CP TAPU 2016	01/07/2016	16 157 968	4%	599 461	606 507	3	(404 441)	(15 181)	(419 622)
EXT LOT TUARIIHIONOA MANA	01/01/2017	106 675	100%	106 675	5 273	3	(71 155)	(3 517)	(74 672)
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAP	01/01/2017	257 757	100%	257 757	12 741	3	(171 931)	(8 499)	(180 430)
14A1 LC420/15 AVERA TAPU	01/01/2017	702 008	100%	702 008	34 700	3	(468 260)	(23 146)	(491 406)
14A1 CB/EB 2017/378 AVERA	19/06/2017	641 857	100%	641 857	31 727	2	(489 300)	(24 186)	(513 485)
RESEAUX CP TAPU 2017	01/07/2017	28 289 756	0%	31 119	1 398 353	2	(23 722)	(1 173)	(24 895)
CD/TM/JR/N°842/16 TAPU	01/10/2017	8 346 240	100%	8 346 240	412 552	2	(6 362 496)	(314 496)	(6 676 992)
14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER	01/01/2018	621 143	100%	621 143	37 910	2	(468 331)	(28 584)	(496 915)
14A1 LC569/17 TAPUTAPUATE	01/01/2019	398 890	100%	398 890	28 862	1	(334 778)	(24 223)	(359 001)
14A1 LC CD/TM/RJ/341/18	12/03/2019	477 225	100%	477 225	34 530	0	(445 025)	(32 200)	(477 225)
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019	01/07/2019	4 349 152	7%	303 571	314 688	0	(283 088)	(20 483)	(303 571)
14A1 LC18/20 CD/TM/JR	07/05/2020	635 811	100%	635 811	53 033	0	(586 861)	(48 950)	(635 811)
FOURN TPC160&63 AVERA TAP	08/04/2011	7 081 606	100%	7 081 606	0	8	(1 416 321)	-	(1 416 321)
MES HTA ZONE PORLIER TAPU	01/01/2012	11 621 291	27%	3 098 236	0	8	(619 647)	-	(619 647)
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI	01/01/2012	6 703 388	25%	1 675 847	0	8	(335 169)	-	(335 169)
ART14A1/CD/TM/RB/569/13	06/06/2014	376 342	100%	376 342	4 830	5	(185 787)	(2 384)	(188 171)
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA	01/07/2011	8 340 646	7%	616 374	0	8	(123 275)	-	(123 275)
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	01/07/2012	5 355 385	15%	813 483	0	7	(244 045)	-	(244 045)
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2013	3 562 831	3%	95 484	0	6	(38 194)	-	(38 194)
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2014	5 893 618	6%	328 864	75 634	5	(162 348)	(2 083)	(164 432)
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2015	3 756 077	19%	724 923	95 183	4	(424 204)	(10 750)	(434 954)
BRCHT/COMPTAGES TAPU	01/07/2016	3 630 530	18%	638 973	136 276	3	(431 099)	(16 182)	(447 281)
CD/TM/JR/N°270/17 TAPU	19/06/2017	770 639	100%	770 639	38 092	2	(587 473)	(29 039)	(616 512)
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2017	2 775 252	18%	504 263	137 180	2	(384 409)	(19 001)	(403 411)
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2018	2 037 865	23%	463 207	124 377	1	(392 906)	(23 980)	(416 886)
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2019	2 465 076	12%	297 288	178 364	0	(277 229)	(20 059)	(297 288)
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2020	3 715 552	40%	1 479 161	309 913	0	(1 365 283)	(113 878)	(1 479 161)
14A1 CD/TM/JR/333/20 TAPU	26/02/2021	533 444	100%	533 444	50 252	0	(487 518)	(45 926)	(533 444)
14A1 CD/TM/JR/402/20 TAPU	30/03/2021	797 982	100%	797 982	75 172	0	(729 282)	(68 700)	(797 982)
14A1 CD/SB/2020/476 TAPUT	30/03/2021	825 928	100%	825 928	77 805	0	(754 821)	(71 106)	(825 928)
14A1 CD/SB/2020/453 TAPU	26/04/2021	744 629	100%	744 629	70 146	0	(680 522)	(64 107)	(744 629)
14A1 CD/SB/2020/453 TAPU	26/04/2021	878 088	100%	878 088	82 718	0	(802 491)	(75 597)	(878 088)
RESEAUX CP TAPUTAP 2021	01/07/2021	75 664	100%	75 664	7 128	0	(69 150)	(6 514)	(75 664)
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2021	697 027	22%	697 027	298 464	0	(488 048)	(208 980)	(697 027)
<b>DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA</b>		<b>213 552 699</b>		<b>51 394 351</b>	<b>5 079 669</b>		<b>(26 795 914)</b>	<b>(1 372 443)</b>	<b>(28 168 357)</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA</b>		<b>248 888 143</b>		<b>81 186 275</b>	<b>5 184 276</b>		<b>(35 484 988)</b>	<b>(1 431 872)</b>	<b>(36 916 860)</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 : 1<sup>er</sup> décembre 2014 au 31 décembre 2020 prolongé jusqu'au 30 septembre 2021 par avenant signé le 24 novembre 2020.  
Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 1,35 xpf/litre sur les prestations locales.

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

- A compter du 1er octobre 2021 : contrat 2021-2026, signé le 27 septembre 2021, pour une durée maximum de 5 ans. Possibilité de résiliation anticipée par le successeur d'EDT dans les concessions qui changeraient d'exploitant en cours de contrat.  
Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, sauf sur tarifs préférentiels suivants : premium (2,50\$/bbl) et prestations locales de 7,2 F/l).  
Le contrat contient des clauses de garanties de stock, de livraison prioritaire, et d'adaptation aux demandes du client.

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

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

La durée des contrats est cependant limitée à la date de fin du contrat de concession attribué à EDT.

#### c) 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 2014 – 31 décembre 2020. La période 2021 est toujours en cours de négociation.