



**CONCESSION  
DE DISTRIBUTION PUBLIQUE  
D'ENERGIE ELECTRIQUE  
DE TAHITI NORD**

**CONCLUE ENTRE  
LA POLYNESIE FRANCAISE  
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>6</b>
1.1 - Le système électrique polynésien-----	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession-----	12
1.3 - Le cadre juridique et contractuel-----	21
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b> -----	<b>23</b>
➤ <b>Aspects commerciaux</b> -----	<b>24</b>
2.1 - Mode de détermination des tarifs-----	24
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2021-----	24
2.3 - Chiffre d'affaires énergie-----	25
2.4 - Autres produits d'exploitation-----	26
2.5 - Statistiques de ventes-----	26
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord-----	29
2.7 - Gestion des impayés-----	30
2.8 - Services offerts à la clientèle-----	30
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie-----	38
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b> -----	<b>40</b>
➤ <b>Bilan technique</b> -----	<b>41</b>
3.1 - Production-----	41
3.2 - Qualité de la fourniture-----	43
3.3 - Réseau de transport et de distribution-----	45
3.4 - Raccordement solaire-----	48
3.5 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif-----	48
3.6 - Transition énergétique : Projet PUTU UIRA-----	48
3.7 - Gestion de l'équilibre-----	50
3.8 - Travaux significatifs - faits marquants-----	51
<b>4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b> -----	<b>62</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée-----	63
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique-----	70
4.3 - Comptes de la concession-----	75
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés-----	84
4.5 - Annexes-----	89
<b>5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES</b> -----	<b>93</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier-----	94
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public-----	96
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements-----	97
5.4 - Dépenses de renouvellement-----	104
5.5 - Méthode relative aux charges calculées-----	107
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année-----	113
5.7 - Indemnités de fin de concession-----	113
5.8 - Plan de Renouvellement-----	114
<b>6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC</b> -----	<b>115</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 Tahiti Nord**

### **Contentieux provision**

Malgré la signature de l'avenant 18b et dès le 5 août 2020, la Polynésie adressait à son concessionnaire une nouvelle mise en demeure visant à se faire remettre une somme de 1,475 milliards de francs CFP correspondant aux reprises de provisions et d'amortissement comptabilisées en 2015 dans le cadre de la mise en œuvre de l'avenant 17 de décembre 2015 ou plus précisément de l'approche par composants des réseaux de distribution de Tahiti Nord organisée par cet avenant.

Cette mise en demeure a été suivie d'un recours auprès du TA en date du 23 décembre 2020.

Par plusieurs mémoires en défense, EDT a démontré que les reprises effectuées étaient légales, parfois contrebalancées par des dotations, validées par les commissaires aux comptes, et sans préjudice pour le concédant ou les consommateurs.

Aucune provision n'a été comptabilisée à ce titre.

Le jugement du Tribunal administratif de la Polynésie Française rendu le 24 mai 2022 a rejeté la requête de la Polynésie française.

### **Programme de renouvellement des ouvrages de production**

La loi de Pays n° 2018-34 impose aux délégataires de service public de faire valider par leurs autorités délégantes, le programme de renouvellement des biens de retour de leurs concessions. A défaut, les provisions de renouvellement considérées comme « sans objet » doivent être inscrites au bilan en « droit du concédant », et ne peuvent plus servir à financer des investissements.

Pour Tahiti Nord, malgré les très nombreux échanges réalisés avec le service des énergies depuis près de trois ans, malgré la refonte complète de ce plan pour prendre en compte les hypothèses et les souhaits de la Polynésie, seule une partie du programme de renouvellement des ouvrages de production est validée (Punaruu 2025, et Putu Uira).

Le reste du programme à savoir tout ce qui touche aux moyens de production stricto sensu reste en attente et notamment le rétrofit des groupes Pielstick et le 3ème site.

En égard au vieillissement des ouvrages existants et aux délais de mise en œuvre des nouveaux moyens de production, l'absence de validation à court terme par la Polynésie risque de remettre en cause la sécurité de fourniture et obliger le concessionnaire à des dépenses importantes pour prolonger des moteurs surannés notamment ceux de la centrale de la Vairaatoa.

### **Sortie du capital de la TEP**

Conformément aux orientations voulues par le Pays, se traduisant notamment par une obligation légale pour EDT de quitter le capital de la TEP, notre société a cédé à la Polynésie française l'intégralité de ses actions au sein de l'opérateur de transport, le 10 septembre 2021, pour un montant de 655 MF, soit 9.330 F/action.

### **Clientèle :**

- Les ventes d'électricité enregistrent une baisse de -1,1% pour s'établir à 411,8 GWh à comparer à 416,2 GWh vendus en 2020 (soit une baisse de -4,4 GWh).
- Cette évolution résulte d'une décroissance des ventes en basse tension (qui représentent 54% des volumes) de -1,0% (-2,2 GWh), conjugué à une baisse des ventes en moyenne tension de -1,1% (-2,2 GWh) lié à l'impact sur l'économie de la crise COVID pour la seconde année consécutive.
- Le nombre de contrats sur la concession de Tahiti Nord s'établit à 55 094, soit une hausse de 1,4% (+759 contrats), marquée principalement par l'augmentation du nombre de clients en tarif « usage professionnel » pour la basse tension (+2,3% soit 139 contrats) et du nombre de clients « usage domestique » soit +249 contrats en tarif « petit consommateur » et +363 contrats en tarif « classique ».
- Le nombre d'appels téléphoniques reçus à la plateforme du Centre de Relation Client est passé de 110 269 à 61 219 entre 2020 et 2021, soit une baisse 56% (après une hausse de +79% en 2020).

## Principaux indicateurs

		TAHITI NORD				
		2021		2020		
CLIENTS	<b>Nombre de contrats clients</b>	<b>55 094</b>		<b>54 335</b>		
	BT	54 564	99,04%	53 811	99,04%	
	MT	530	0,96%	524	0,96%	
	<b>Puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>421 625</b>		<b>433 012</b>	
	BT	373 124	88,50%	365 902	84,50%	
	MT	48 501	11,50%	67 110	15,50%	
	<b>Puissance maximale appelée (*)</b>	<b>MW</b>	<b>82,69</b>		<b>84,86</b>	
	<b>Nombre de kWh vendus total</b>		<b>411 790 139</b>		<b>416 207 248</b>	
	BT	223 082 150	54,17%	225 312 798	54,13%	
	MT	188 707 989	45,83%	190 894 450	45,87%	
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>15 015 226 291</b>		<b>15 198 662 372</b>	
	BT : Total		8 788 201 525	58,53%	8 899 605 272	58,56%
	BT : par client		161 062		165 386	
	BT : par kVA de puissance souscrite		23 553		24 322	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		1 760 359 364	20,03%	1 735 151 567	19,50%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		7 027 842 161	79,97%	7 164 453 705	80,50%
	MT : Total		6 227 024 766	41,47%	6 299 057 100	41,44%
	MT : par client		11 749 103		12 021 101	
	MT : par kVA de puissance souscrite		128 390		93 862	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		1 274 527 662	20,47%	1 287 368 313	20,44%
MT : part variable en XPF et % du CA total		4 952 497 104	79,53%	5 011 688 787	79,56%	
<b>Prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>36,46</b>		<b>36,52</b>		
BT		39,39		39,50		
MT		33,00		33,00		
TECHNIQUES	<b>Rendement réseaux (s/production nette)</b>	<b>0,95</b>		<b>0,95</b>		
	<b>Energie achetée</b>					
	Energie solaire kWh	15 589 117	3,58%	14 560 603	3,31%	
	Energie hydroélectrique kWh	122 920 938	28,25%	138 140 433	31,39%	
	Energie thermique kWh	296 567 626	68,16%	287 351 287	65,30%	
	Energie totale achetée	435 077 681		440 052 323		
	<b>Temps moyen de coupure</b>					
	global	0h59		0h32		
	origine production	0h28		0h03		
origine transport	0h03		0h07			
origine distribution	0h28		0h22			
FINANCIERS	<b>Patrimoine</b>					
	<b>Longueur du réseaux hors branchement</b>	<b>Km</b>	<b>1 565</b>		<b>1 540</b>	
	<b>Valeur d'origine</b>	<b>k XPF</b>	<b>44 554 028</b>		<b>43 290 909</b>	
	<b>Valeur économique des actifs gérés (**)</b>	<b>k XPF</b>	<b>16 938 539</b>		<b>16 543 060</b>	
	<b>Travaux réalisés</b>					
	<b>Dépenses de renouvellement</b>	<b>k XPF</b>	<b>1 249 893</b>		<b>424 729</b>	
	<b>Dépenses d'améliorant</b>	<b>k XPF</b>	<b>685 870</b>		<b>917 675</b>	
	<b>Indemnité de fin de concession</b>	<b>k XPF</b>	<b>13 409 990</b>		<b>12 983 623</b>	
	<b>Coût du service pour les usagers (RA)</b>	<b>k XPF</b>	<b>12 757 901</b>		<b>12 680 741</b>	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	5 705 634		5 743 058	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	7 052 267		6 937 683	
	<b>Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)</b>	<b>k XPF</b>	<b>723 300</b>		<b>631 245</b>	
<b>Ecart RA - CA de l'année (+) =&gt; à récupérer dans les tarifs N+1</b>	<b>k XPF</b>	<b>-2 257 325</b>		<b>-2 517 921</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 sur l'île de Tahiti
  - Production thermique, hydraulique, solaire,
  - Transport
  - Distribution

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

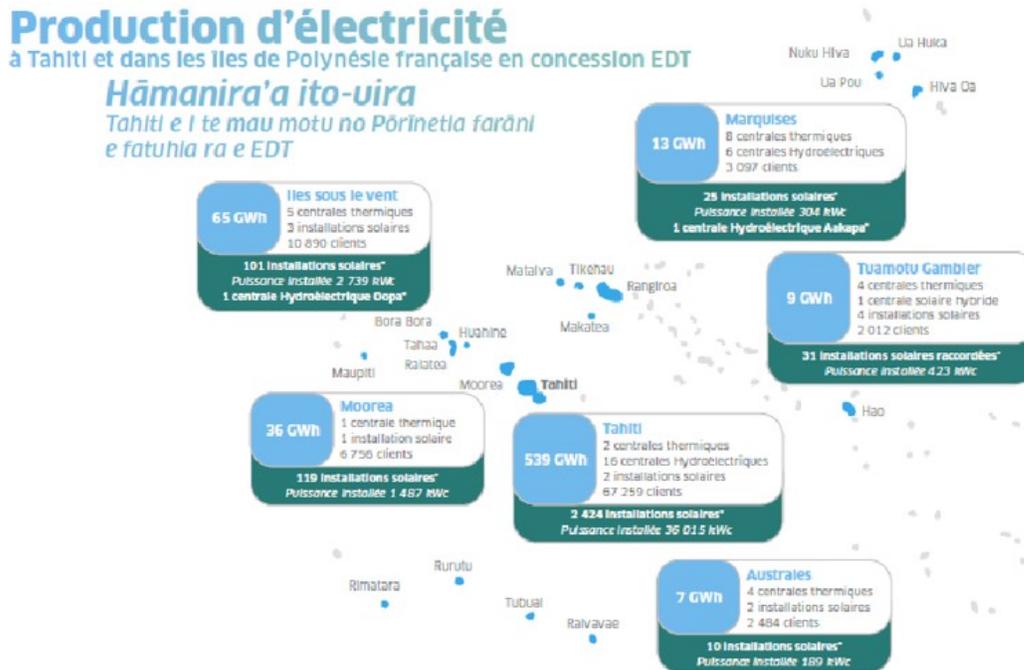
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

### **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.

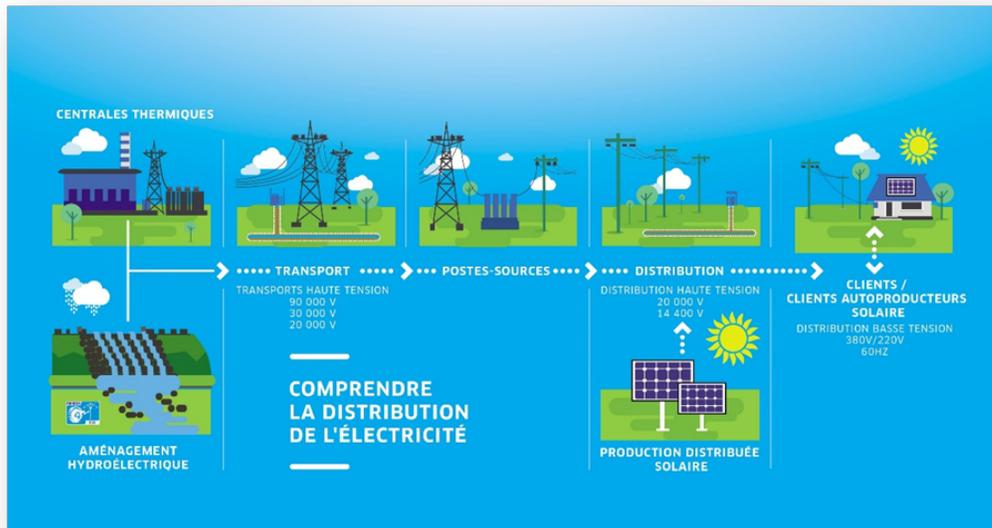
Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régies communales soit de petites installations privées.

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.

## 1.1.2 Le système électrique sur l'île de Tahiti

Le système comprend trois activités principales, la production d'électricité, son transport et sa distribution.

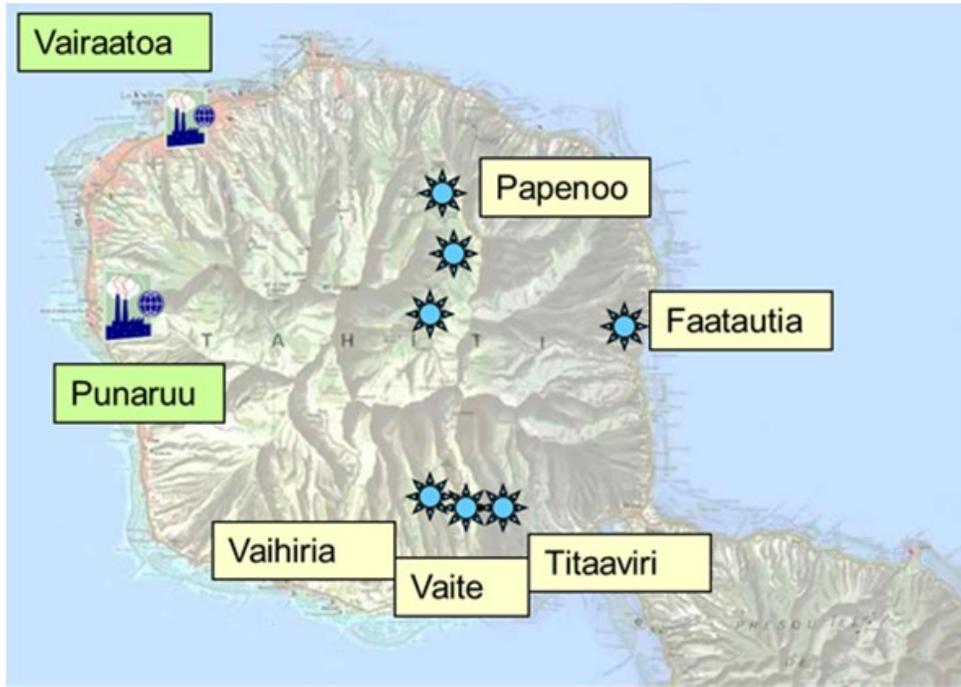


### 1.1.2.1 La production est composée à ce jour

- de 2 centrales thermiques assurant à la fois la garantie de puissance et l'équilibre des réseaux (tension fréquence) (en concession EDT)
- de 18 centrales hydro-électriques (Marama Nui, CHPP & SPEA)
- de 2 801 installations photovoltaïques (Privés hors concession)

Centrale	Puissance		Production brute	
Punaruu	122,0	MW		
Vairaatoa ( Secours)	26,0	MW		
<b>2 centrales thermiques</b>	<b>148,0</b>	<b>MW</b>	353,2	GWh 65,86%
Papenoo	28,4	MW		
Faatautia	7,6	MW		
Vaihiria	4,9	MW		
Vaite	2,4	MW		
Titaaviri	4,1	MW		
CHPP	0,6	MW	0,25	0,24%
SPEA	0,2	MW	0,01	
<b>18 centrales hydroélectriques</b>	<b>48,2</b>	<b>MW</b>	145,82	GWh 27,19%
2801 installations photovoltaïques	39,6	Mwcrète	16,64	GWh 3,10%
PV autoconsommé (estimé)			20,61	GWh 3,84%
<b>TOTAL</b>			<b>536,272</b>	<b>GWh 100,00%</b>
% ENR total				34,14%

*Situation géographique des centrales*



*Centrale thermique de la Punaruu*



### *Salle des machines*



La production thermique est assurée par EDT Engie au travers de son contrat de concession de Tahiti Nord.

La production hydro-électrique est assurée très majoritairement par la société Marama Nui au travers de 6 contrats de concession signés avec le territoire de la Polynésie française entre 1985 et 1995, ces contrats arrivant à échéance entre 2035 pour les plus anciens et 2050 pour les plus récents.

Ces contrats visent au financement, à la conception, à la réalisation puis à l'exploitation d'ouvrages hydrauliques dont la valeur dépasse les 20 milliards de francs

Marama Nui est astreinte à une obligation de puissance garantie modulée envers le distributeur lequel est astreint à absorber l'hydroélectricité en priorité par rapport à l'énergie thermique.

Les autres énergies renouvelables bénéficient aujourd'hui de la même priorité laquelle est hiérarchisée depuis l'arrêté 253 CM du 6 mars 2015 en fonction du prix des énergie en concurrence.

La production solaire issue de 2 801 installations bénéficie de contrats d'achats d'une durée de 25 ans leur garantissant une stabilité des prix.

Les enjeux à court terme de la production sont :

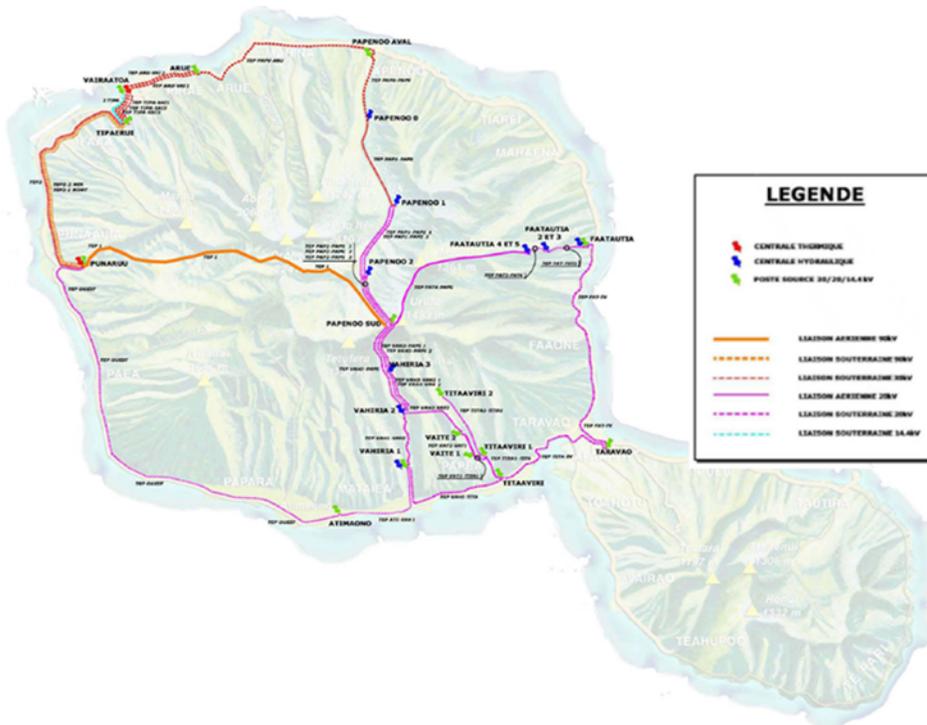
- En Polynésie :
  - Le développement d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux
- Sur l'île de Tahiti :
  - La réalisation d'un certain nombre de projets emblématiques
    - Putu Uira
    - Cote 95 coté Marama nui : le projet de Papenoo 0 – Hydromax Cote 95 fait partie d'un projet global dénommé « Hydromax ». Ce projet consiste, à partir des installations existantes de Marama Nui, à développer les capacités de production en optimisant les sites actuels.

- Ces projets devront être complétés par un important programme de renouvellement thermique et distribution :

Une réflexion devra être menée sur le choix du carburant de référence Punaaru et le maintien ou non des filières correspondantes (Fuel ou gasoil).

### 1.1.2.2 Le transport de l'énergie

Le transport de l'énergie des centres de production aux transformateurs de distribution a été confié à la SEM TEP en vertu d'un contrat de concession prenant fin au 31 décembre 2027.



### 1.1.2.3 La distribution d'électricité

Sur l'île de Tahiti, la distribution d'électricité a été confiée :

- pour la partie Nord, en 1960, par le gouvernement de la Polynésie à la société EDT ;
- pour la partie sud, en 2017, par le SECOSUD, à la Société TSE filiale d'EDT.

La concession de Tahiti Nord délègue à son concessionnaire des missions de production, de distribution, de placement de l'énergie, de conduite des réseaux et de stabilité du système électrique, elle prend fin au 30 septembre 2030.



C'est à partir de cette salle que sont réalisés à ce jour :

- Le placement de l'énergie, l'équilibre et la stabilité du système électrique
- L'assistance à la conduite du réseau de distribution
- La remontée des incidents du réseau de distribution au chargé d'exploitation et manœuvre des organes télécommandés pour son compte
- La conduite des centrales hydro, en dehors des heures ouvrables, pour le compte de Marama Nui

La concession du Secosud délègue à son concessionnaire les missions d'approvisionnement en énergie, de distribution et de gestion de clientèle, elle prend fin le 28 février 2034.

## **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 sociale 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.

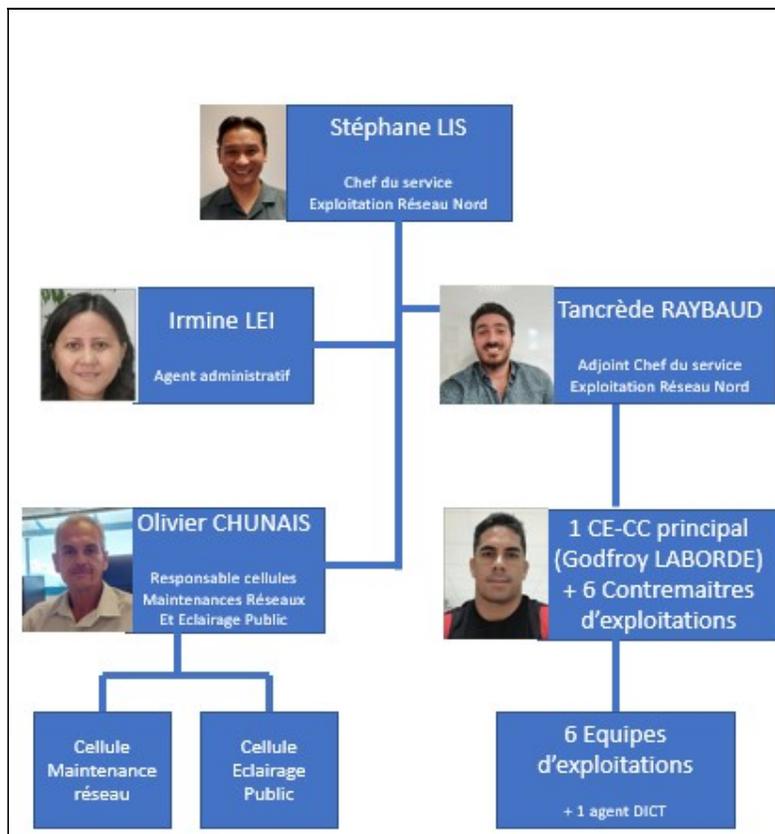
Pour le pôle énergie, il réalise en sous-traitance des opérations de maintenance des moteurs dans les îles et sur Tahiti des travaux sur les réseaux.

## 1.2.3. Les moyens affectés à la concession

L'effectif technique à la concession du Nord est de 206 salariés composant les services en 2021

- |                               |           |
|-------------------------------|-----------|
| • Exploitation Réseaux Nord : | 45 agents |
| • Gestion des énergies        | 16 agents |
| • Exploitation thermique,     | 83 agents |
| • Réseau clientèle,           | 15 agents |
| • Technico-commercial         | 47 agents |

## Service Exploitation Réseaux Nord



Dirigé par Monsieur Stéphane LIS, chef de service, et assisté par Monsieur Tançrède RAYBAUD, le Service d'exploitation Réseaux Nord de Tahiti est composé de 3 cellules :

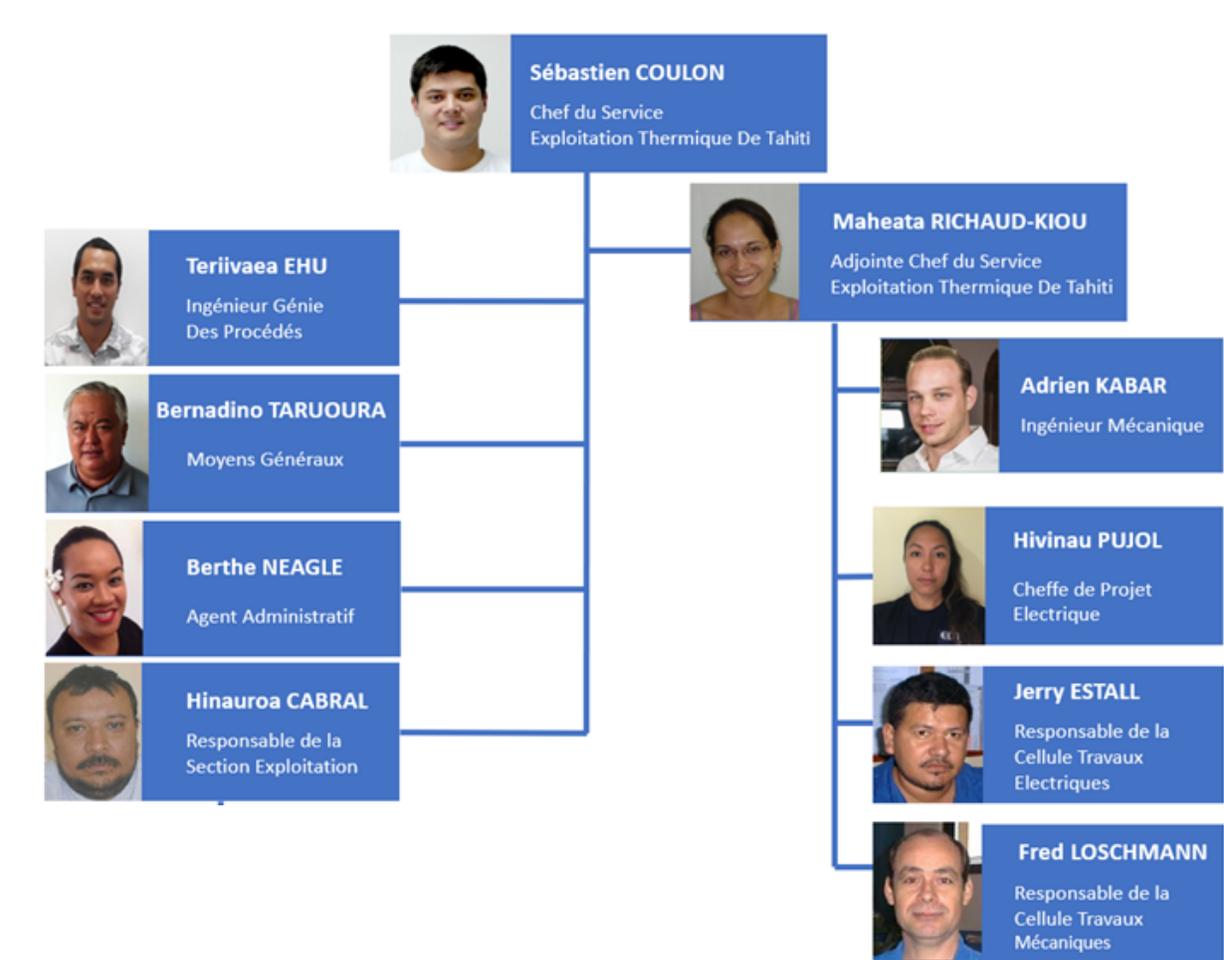
- La cellule ERT encadrée par Stéphane Lis,
- La cellule Maintenance encadrée par Olivier Chunais,
- La cellule Eclairage Public encadrée par Olivier Chunais.

Ce service, rattaché à la Direction Technique, compte un effectif total de 45 employés.

Ses missions :

- En tant qu'exploitant : fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (le Pays)
- Assurer une maintenance préventive au travers d'un programme à moyen terme validé par l'autorité concédante ;
- Au regard de l'éclairage public : veiller à l'entretien et au bon fonctionnement des lampadaires en contrat avec les communes, lotissements ou opérateurs.

## Service Exploitation Thermique

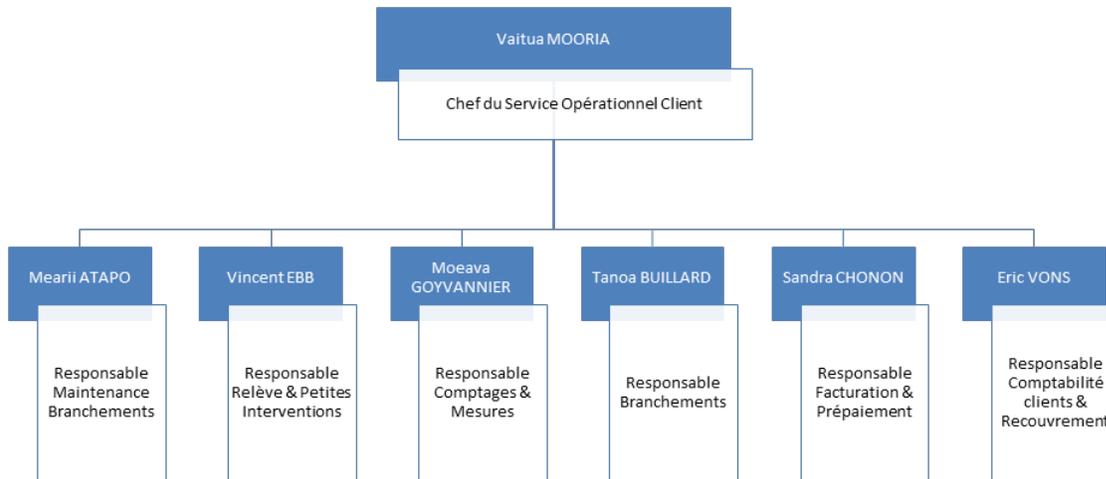


Le Service Exploitation Thermique de Tahiti situé à Punaaru, est dirigé par Monsieur Sébastien COULON, et comprend quatre cellules :

- La cellule Travaux Mécaniques
- La cellule Travaux électriques
- La cellule Exploitation et Conduite des Centrales
- La cellule Labo

Sa mission : assurer l'exploitation, la conduite et la maintenance des outils de production thermique de la centrale Vairaatoa et Punaaru, ainsi que du stockage de combustible de Papati.

## **Service Support Opérationnel Client (47 agents)**



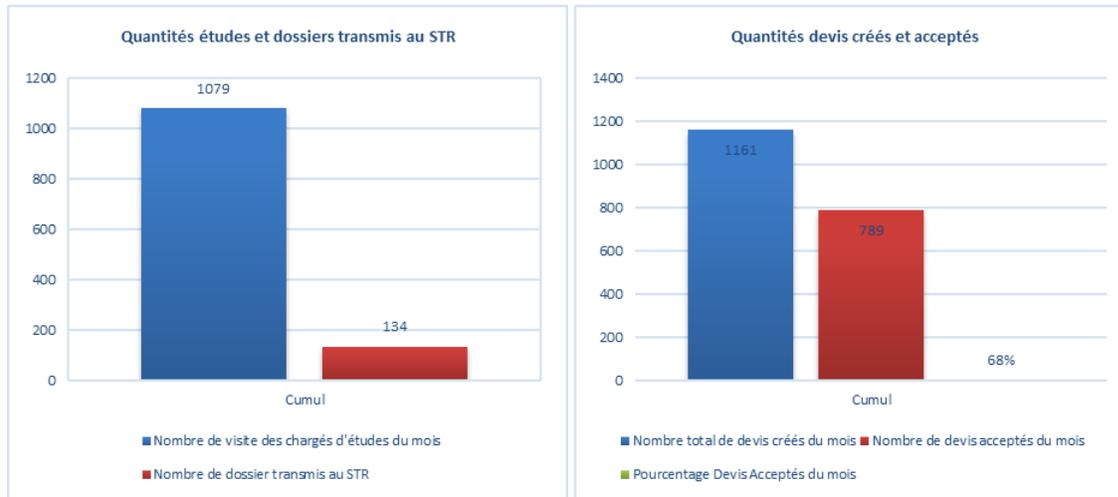
Le service est composé de six (6) cellules :

- Maintenance Branchements
- Relève et Petites Interventions
- Comptages & Mesures
- Branchements neufs
- Facturation & Prépaiement
- Comptabilité clients & Recouvrement

Ses principales missions :

- Assurer la relève aux compteurs des index de consommation d'énergie ainsi que les interventions liées aux contrats d'abonnement (changement de puissance, coupure après résiliation, mise sous tension, coupures pour impayés ...)
- Réaliser les nouveaux branchements sur le réseau de distribution et assurer leur maintenance ;
- Assurer le contrôle, la maintenance et la veille technologique des compteurs ;
- Assurer la gestion des facturations des contrats pour l'ensemble des concessions du groupe EDT ;
- Gérer la comptabilisation exhaustive des produits énergie et travaux, le suivi général des impayés et leur recouvrement.

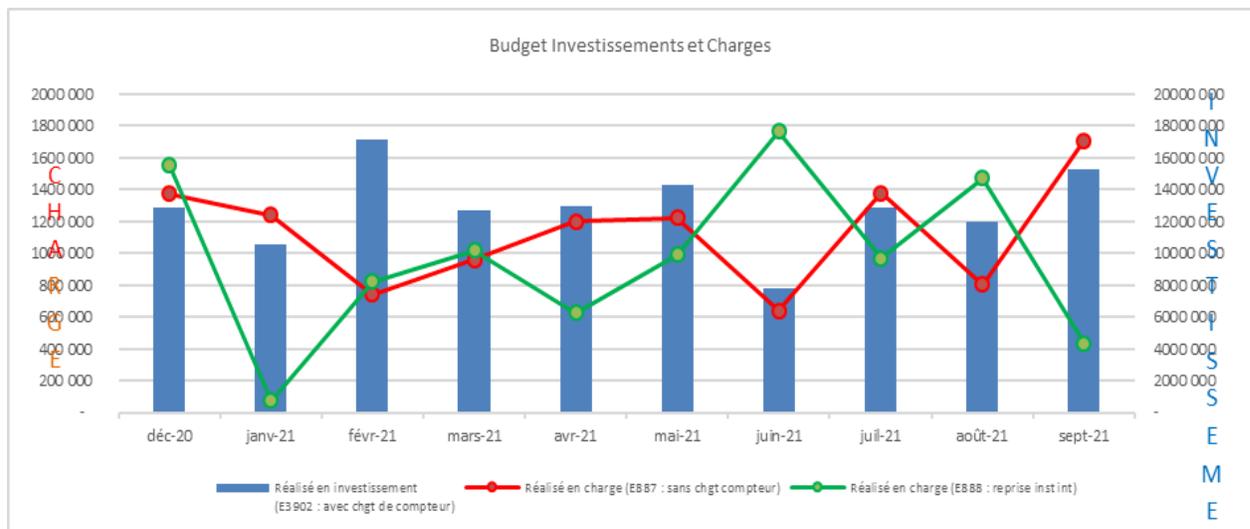
## Activité Branchements :



On constate globalement une hausse de l'activité sur l'année 2021 avec 1 079 études de terrain réalisées à fin décembre (+30 % par rapport à 2020) dont 134 demandes transférées au Service Travaux Réseaux. On totalise la réalisation de 964 branchements neufs, dont 441 en collectif liés essentiellement à des nouveaux immeubles résidentiels (+10 % par rapport à 2020), et le raccordement de 288 clients solaires < 36 kWc.

Le taux d'acceptation des devis en revanche est resté à peu près stable à 68 % (contre 67 % en 2020).

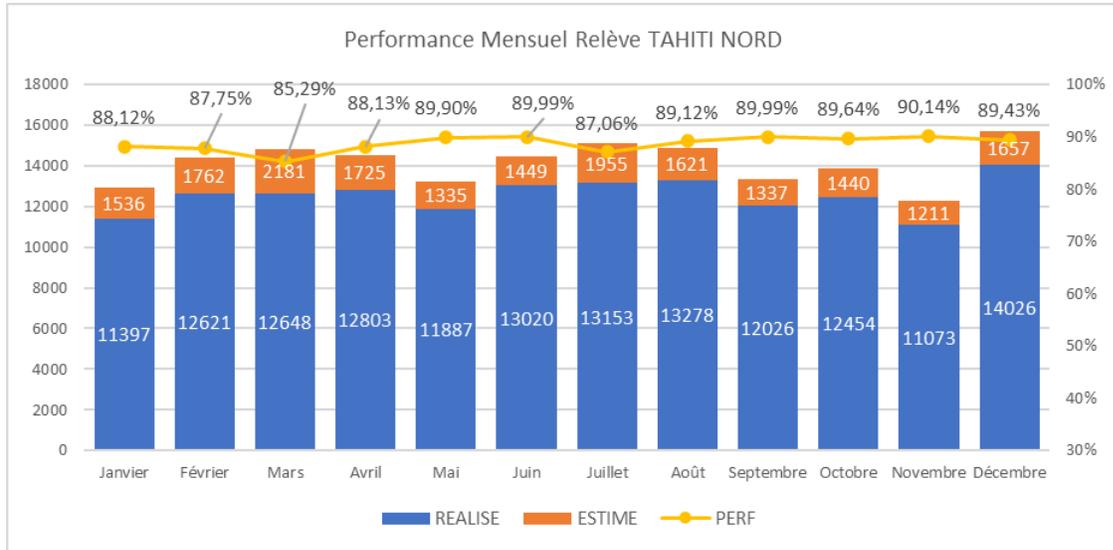
## Activité Maintenance Branchements :



L'activité de maintenance totalise un coût total d'investissement de 156 MF (contre 127,5 MF en 2020) et comptabilise 2 445 interventions (toutes maintenances confondues).

A noter qu'une campagne de contrôle de conformité sur un échantillon de 300 compteurs a été menée par le Service d'Exploitation. Cette campagne vise à initier une démarche à plus long terme d'audit du parc de compteurs dans la concession Nord.

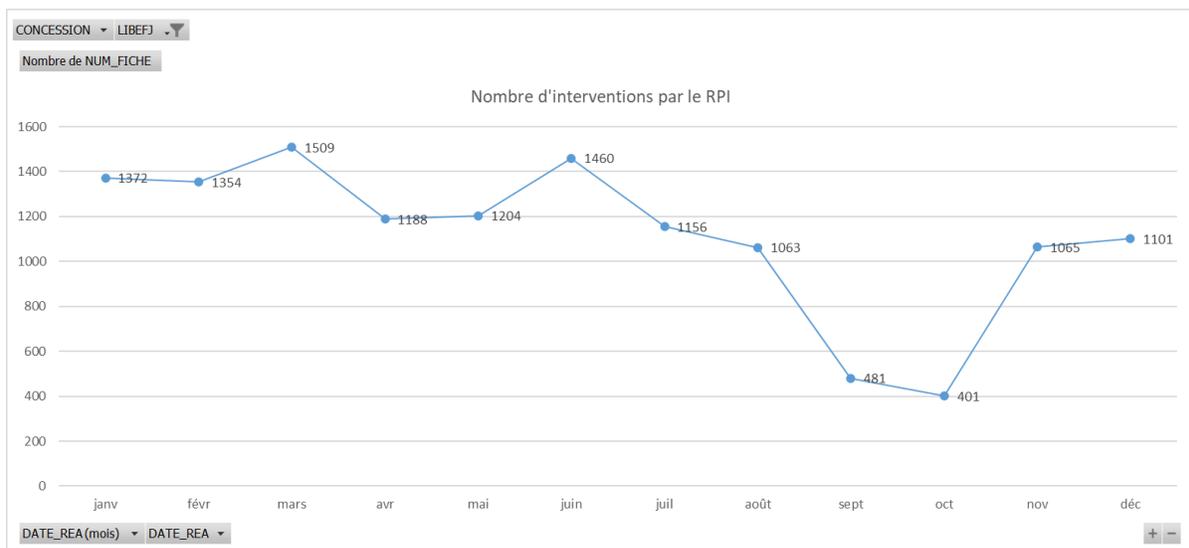
## Activité Relève et Petites Interventions :



En janvier 2021, les agents releveurs sont passés du scooter à la voiture 4X4, en concordance avec les règles de sécurité du Groupe ENGIE. Cette évolution a nécessité un redécoupage des tournées de relèves et le renforcement de l'équipe de releveurs.

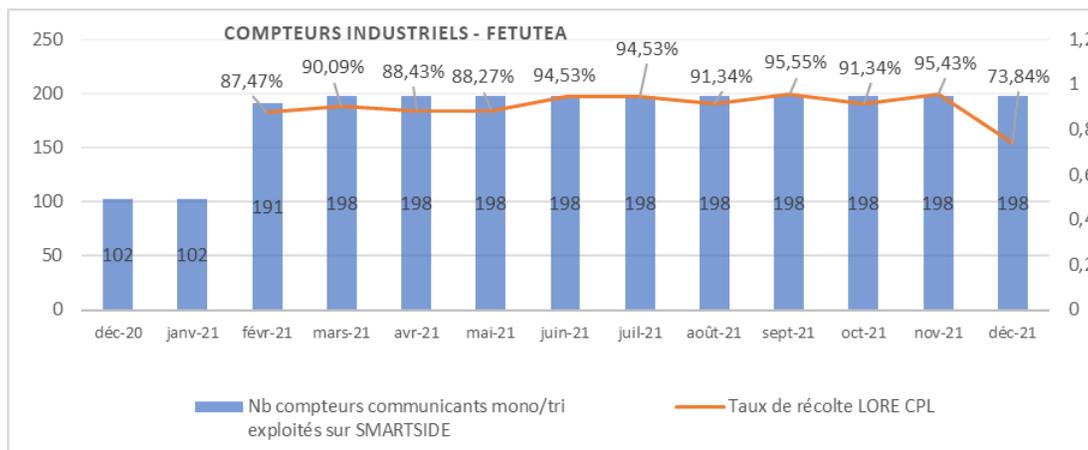
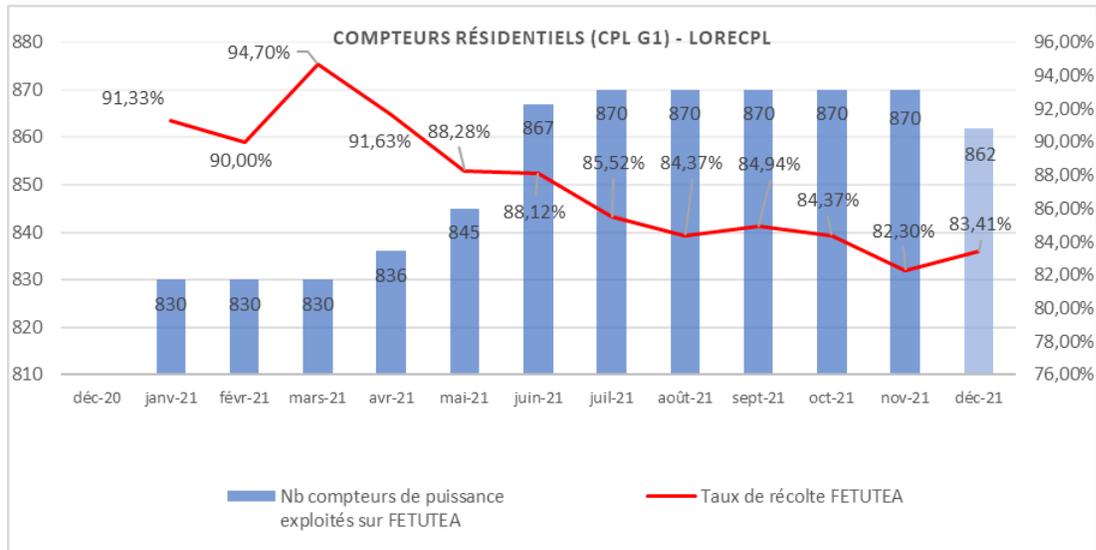
Le véhicule retenu, compact et tout-terrain, répond aux contraintes de stationnement et d'accès aux compteurs pour la relève des clients de l'île de Tahiti.

La performance de relève a pu être maintenue avec une moyenne de 86% sur l'année 2021 (82,5% en 2019 en occultant 2020 dû à la période de confinement).



L'activité comptabilise 13 354 interventions aux compteurs sur l'année (changement de puissance, coupure après résiliation, mise sous tension, coupures pour impayés ...).

## Activité Comptages & Mesures



La cellule assure la gestion du parc des compteurs en télérelève, réalise la maintenance des compteurs industriels et assure la veille technologique associée au comptage.

Le taux de performance de la télérelève est de 90 % sur l'ensemble du parc.

On prévoit pour les compteurs industriels un remplacement des systèmes informatiques de télérelève en raison de leur obsolescence.

Une prospection a été réalisée et un pilote sera programmé courant 2022 avec la solution Advance de Landis & Gyr (qui fournit également les compteurs).

## Activité Facturation & Prépaiement :

La cellule a pour principale mission la gestion des facturations des contrats pour l'ensemble des concessions de Tahiti et des îles.

La cellule gère également l'ensemble des contrats de prépaiement via l'outil Suprima, intervient en support des utilisateurs internes et externes pour la vente des tickets et contribue ponctuellement à des projets de

déploiement de la solution de prépaiement en lien avec les services techniques et informatiques dans les îles hors concessions.

### **Activité Comptabilité Clients & Recouvrement :**

La cellule a pour missions la comptabilisation exhaustive des produits énergie et travaux, le suivi général des impayés et leur recouvrement pour l'ensemble des concessions de Tahiti et des îles.

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

### **1.3.1 La convention de concession**

#### **1.3.1.1. Historique**

La concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti a été confiée par la Polynésie française à ELECTRICITE DE TAHITI (autrefois Etablissements Emile MARTIN), par une convention du 27 Septembre 1960, conclue pour une durée initiale de 40 ans, prolongée au 30 septembre 2030.

Le cahier des charges de cette convention a été modifié par 22 fois depuis son origine, essentiellement afin de mettre à jour les éléments de rémunération prévus par la formule tarifaire de l'article 11.

#### **Avenants :**

- n°1 du 06 décembre 1966 : Modifie les articles 5 et 11.
- n°2 du 13 septembre 1972 : Modifie l'article 1er.
- n°3 du 15 juillet 1976 : Modifie l'article 1er.
- n° « 3 bis » du 17 février 1983 : Modification unilatérale (par délibération) des articles 11, 15 et 16.
- n°4 du 22 mai 1987 : Modifie l'article 11, et reprend les modifications des articles 15 et 16 faites par l'avenant n°3 bis.
- n°5 du 05 mai 1988 : Modifie l'article 11.
- n°6 du 11 janvier 1989 : Modifie les articles 11 et 14.
- n°7 du 12 décembre 1990 : Refonte quasi-totale du Cahier des Charges, en prévoyant notamment l'association des communes concédantes et une prorogation à 2020.
- n°8 du 17 janvier 1992 : Modifie l'article 11.
- n°9 du 31 mai 1994 : Modifie l'article 11.
- n°10 du 09 septembre 1997 : Modifie l'article 11.
- n°11 du 06 décembre 1999 : Modifie les articles 2, 5, 8, 11 et 21 (prorogation à 2030).
- n°12 du 05 juin 2001 : Modifie l'article 11.
- n°13 du 15 février 2005 : Modifie l'article 11.
- n°14 du 30 juin 2008 : Modifie l'article 11
- n°15 du 06 février 2009 : Modifie l'article 11 (nouvelles tranches).
- n°16 du 16 mars 2012 : Modifie les articles 7,11 et 13
- Jugement du Tribunal Administratif du 3 juillet 2013 : modifie l'article 11
- n°16 B du 31 septembre 2013 : Modifie l'article 11
- n°16 C du 23 février 2015 : Modifie les articles 11 et 18
- n°17 du 29 décembre 2015 : Modifie l'article 5 de la convention de concession et les articles 11, 22, 23, 24, 27 et 28 du cahier des charges, et crée un article 12 bis
- n°17 B du 26.02.2016 : Etablit une grille tarifaire temporaire, dans l'attente de l'application de la formule prévue à l'avenant 17
- n°18 du 11.02.2019 : Etablit une nouvelle grille tarifaire temporaire, reconnaît le manque à gagner du concessionnaire au titre de la hausse des coûts des hydrocarbures et du transport non répercutés dans les prix entre le 1er mars 2016 et le 31 décembre 2018, et annonce un avenant 19.
- n°18b du 20.07.2020 : impact les comptes 2019 sur 3 points :
  - o Reconnaît de façon définitive le manque à gagner du concessionnaire au titre de la hausse des coûts des hydrocarbures et du transport non répercutés dans les prix, et en fixe les modalités de règlement.

- Traite du devenir des provisions pour renouvellement du réseau de distribution de Tahiti Nord
- Valide la méthode lissée des « charges calculées économiques » telle qu'appliquée dans les comptes de délégation depuis 2017.

- n°19 du 29.12.2021 : simple mise à jour de la grille tarifaire, pour tenir compte notamment du nouveau mécanisme de solidarité tarifaire inter-îles.

### 1.3.1.2 Le cas de l'extension aux îles

Par conventions n° 90-1178 du 14 décembre 1990, et n° 99-3858 du 6 décembre 1999, la Polynésie française a demandé à EDT d'élargir son champ d'intervention géographique à l'ensemble de la Polynésie française, par étapes successives. Cette prise en concession des services publics de l'électricité des îles a été encadrée par les services de l'Etat (Haut-commissariat de la République), et s'est accompagnée d'un mécanisme de péréquation des prix, qui a permis aux usagers des systèmes électriques concernés, de bénéficier d'une qualité de service digne des pays les plus avancés, pour un tarif unique aligné sur celui de l'agglomération de Papeete (concession de « Tahiti Nord).

Courant 2021, un mécanisme de péréquation tarifaire réglementaire a été mis en place, en vue de remplacer à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022 le système de péréquation « interne » jusque-là limité aux seules concessions d'EDT. Chaque système électrique (concession ou régie municipale) est désormais redevable envers le Pays d'une Contribution de Solidarité sur l'Electricité, assise sur le nombre de kWh facturés. En retour, ces systèmes reçoivent une compensation de solidarité adaptée à leurs niveaux de charges. Toutefois, dans la poursuite des accords contractuels ci-dessus, toujours en vigueur, l'ensemble du périmètre sous concession EDT reste soumis à une grille tarifaire unique et à un Revenu Autorisé global.

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

- a)** Convention de fourniture de Gasoil pour l'île de Tahiti (EDT – Pacifique Petroleum et Services)
- b)** Convention de fourniture d'hydroélectricité (EDT – MARAMA NUI)
- c)** Accord de puissance garantie (EDT – MARAMA NUI)
- d)** Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque (producteurs multiples)
- e)** Contrat de versement de la redevance de transport d'énergie (EDT - T.E.P.)
- f)** Convention de transferts d'ouvrages en provenance de la TEP
- g)** Principaux baux de la concession
- h)** Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- i)** Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et Electra.
- j)** Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- k)** 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 Tahiti Nord
  - 2.7 Gestion des impayés
  - 2.8 Services offerts à la clientèle
  - 2.9 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 le 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

Redevance	Prix unitaire XPF
<b>Transport TEP</b>	<b>2,75 / kWh</b>

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 totale (kVA)	Prime totale (XPF)	Puissance au 31/12/2021 (kVA)	Total kWh vendus 2020
BT Usage social 1ère tranche	P0	36 286 045	615 657 144	726 677	190 915 970	60 983	36 386 426
BT Usage social 2ème tranche	P1	5 642 871	196 325 210				6 094 980
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	70 138 715	1 802 059 767	2 322 868	1 018 332 316	195 711	71 110 604
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	35 208 456	1 432 579 406				38 790 336
BT Eclairage public	P4	4 003 236	142 116 375	60 122	24 048 680	5 030	4 177 781
BT Usage professionnel	P5	71 726 083	2 833 214 904	1 317 715	527 062 398	111 283	68 684 443
MT Tarif jour	P6	121 000 495	3 327 515 670	579 021	968 119 254	48 501	122 919 564
MT Tarif nuit	P7	67 707 494	1 624 981 434	226 132	306 408 408		67 974 886
Prépaiement		76 744	2 367 283	1 300		117	68 228
<b>Total</b>		<b>411 790 139</b>	<b>11 976 817 193</b>	<b>5 233 835</b>	<b>3 034 887 026</b>	<b>421 625</b>	<b>416 207 248</b>

EP - G1

3 522 072

**CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL**

**15 015 226 291**

**Prix moyen**

36,46

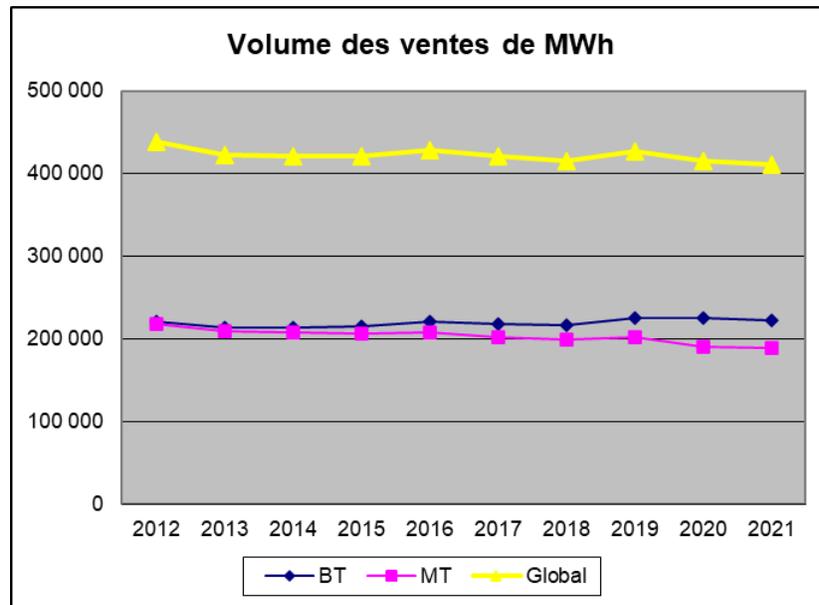
\* Ce tableau inclut les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

## 2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	26 227 815 XPF
- Frais de relance :	29 116 902 XPF
- Total	<u>55 344 717 XPF</u>

## 2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité diminuent de -1,1% (soit près de -4,4 GWh) entre 2020 et 2021 sur la concession Tahiti Nord et s'établissent à un volume global de **411,8 GWh** sur 2021. Cette baisse générale correspond à l'effet conjugué des ventes en basse tension qui diminuent par rapport à 2020 (qui représentent 54% du volume global) de -1,0% (-2,2 GWh) et d'une baisse des ventes en moyenne tension (46% des volumes) de -1,1% (-2,2 GWh).

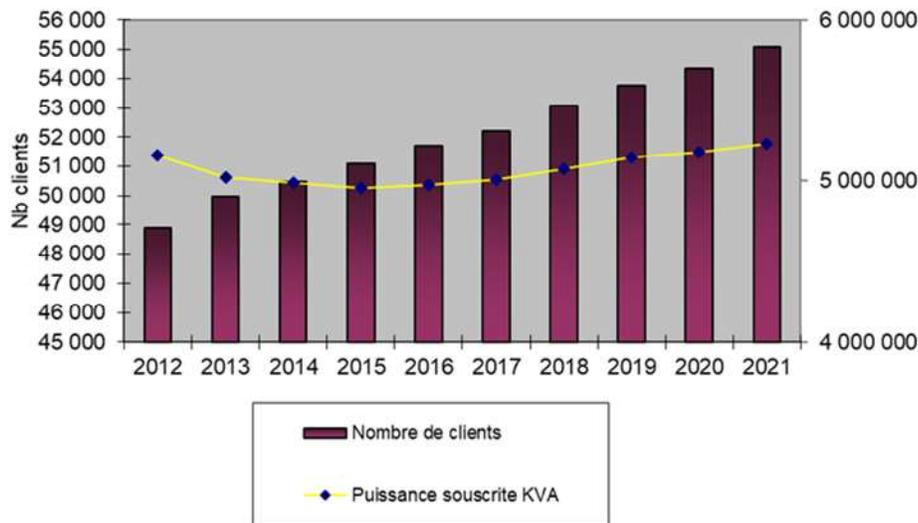
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui représente 66% des volumes basse tension, a connu une baisse de -3,3% (-5,0 GWh). Sous l'effet, d'une part que la consommation en électricité des ménages avait été très importante notamment sur la tranche tarifaire la plus élevée lors du premier confinement en 2020. Et d'autre part, que l'équipement des ménages en panneaux photovoltaïques dans un objectif d'autoconsommation et de baisse de leur facture d'électricité s'accélère, avec 316 nouvelles installations de puissance  $\leq 10\text{kWc}$  sur 2021.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent 32,2% des ventes basse tension, ont augmenté de + 4,4% (+3,0 GWh) et enregistrent près de 139 nouveaux contrats contre 34 nouveaux contrats en 2020.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,8% des ventes en basse tension, poursuivent leur tendance baissière (en raison de passage en LEDs sur plusieurs Communes de Tahiti Nord) et diminuent de - 4,2% (-0,2 GWh) pour s'établir à environ 4,0 GWh vendus sur 2021.

Les ventes en moyenne tension diminuent de - 1,1% en 2021 (-2,2 GWh), cette diminution est liée à principalement à l'effet conjugué de l'autoconsommation avec les nouvelles installations solaires ou augmentations de puissance des installations solaires existantes et de la démarche globale de réduction de la consommation électrique des entreprises.

### Nombre de clients et puissance souscrite



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

Contrats souscrits aux tarifs basse tension	54 564	variation /2020 ( <i>nombre de contrats</i> )
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>530</u>	+1,4% (+ 753 contrats)
	55 094	+1,1% (+ 6 contrats)
		+1,4% (+ 759 contrats)

Les principales évolutions concernent :

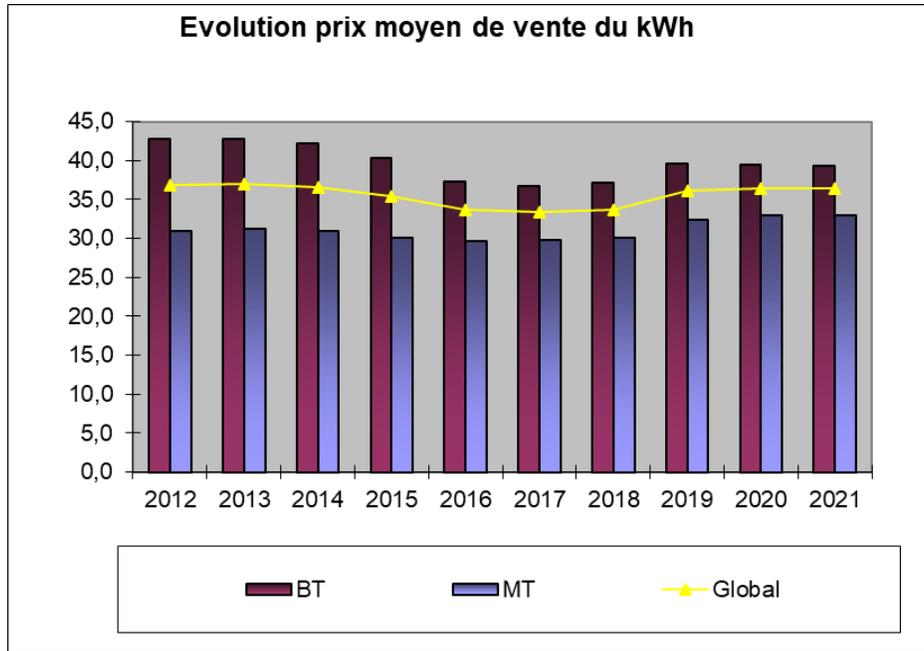
- la hausse de 1,4% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 249 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 34% du nombre total d'abonnés.
- la hausse de 1,3% du nombre de clients en tarif « classique », avec 363 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Les clients en tarif « classique » représentent aujourd'hui 52% du nombre total d'abonnés.
- la hausse de 2,3% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui représentent 11% du nombre total d'abonnés, avec 139 contrats supplémentaires par rapport à 2020.
- La hausse du nombre de clients moyenne tension de +1,1% en 2021 (+6 contrats), qui représentent 1% du nombre total d'abonnés.

La puissance souscrite facturée s'élève à 5 233 835 kVA, soit une hausse modérée de 1% par rapport à 2020.

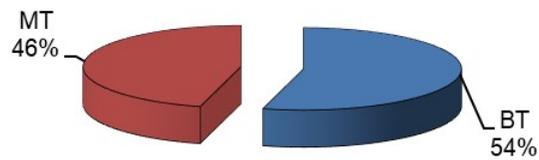
Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :

Tarifs basse tension	39,4 Fcp	variation / 2020
Tarifs moyenne tension	<u>33,0 Fcp</u>	- 0,3%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	36,5 Fcp	+0,0%
		- 0,1%

Le prix moyen de vente du kWh diminue de -0,1% et s'établit à 36,5 Fcp/kWh, en raison des baisses observées du prix moyen dans les tarifs basse tension (-0,3%).

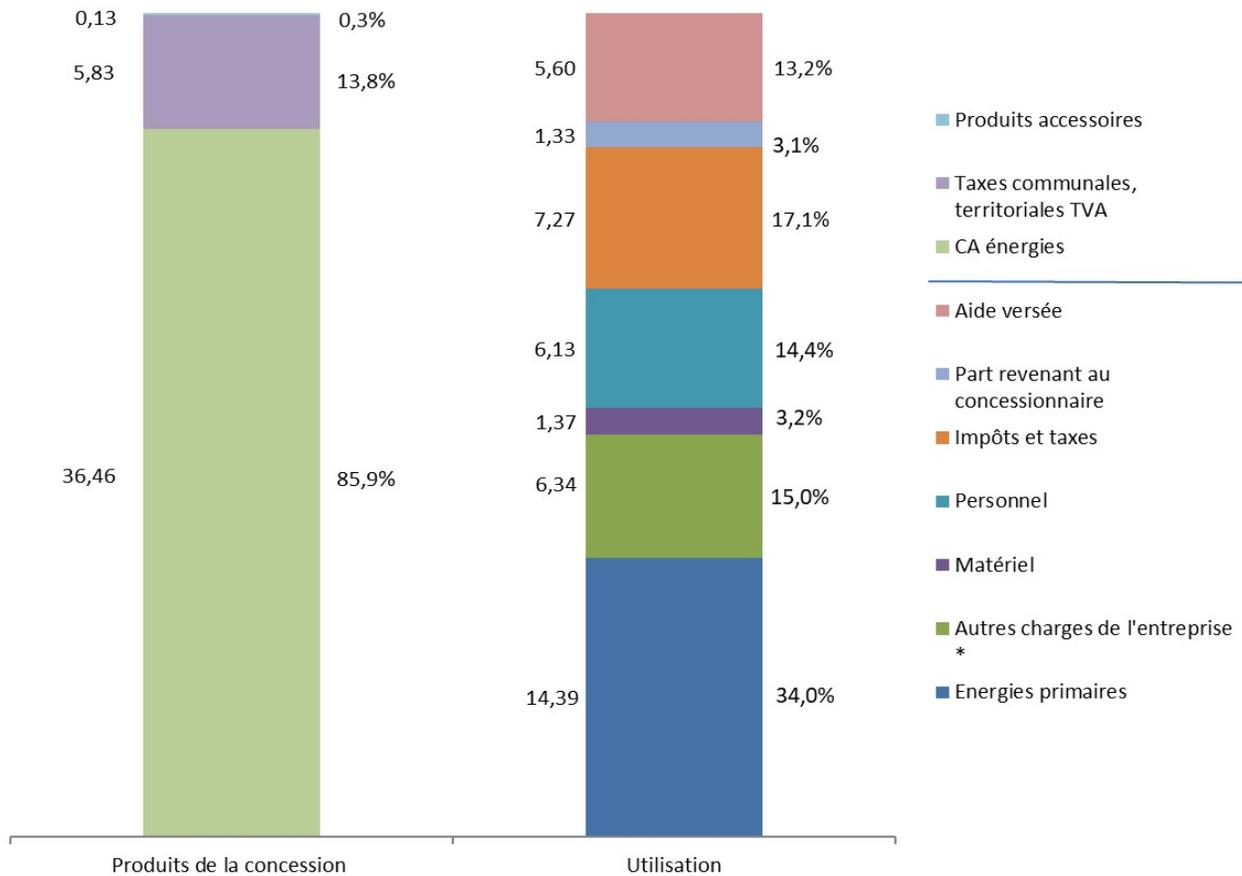


### Répartition des ventes BT / MT



La répartition entre les ventes en basse tension et en moyenne tension reste stable, avec 54% du volume global vendu en basse tension et 46% en moyenne tension.

## 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord 2021 (en F/kWh et en pourcentage) hors activité annexes



\*Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend la redevance transport (TEP : 2,75 F/kWh), les frais de siège, le coût financier, l'interface clientèle, les charges de maintenance & fonctionnement hors main œuvre, etc.

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- le prix de vente HT de l'électricité,
- les taxes communales,
- les taxes territoriales,
- 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,
- les taxes territoriales,
- 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 hydroélectricité et solaire,
- le coûts des huiles.

## **2.7 - Gestion des impayés**

A fin 2021, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Tahiti Nord, 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 3,2 Milliards Fcp, ce qui représente 18% du chiffre d'affaires 2021, soit un délai de créances clients de 66 jours, contre 69 jours en 2020, soit une diminution de 3 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 Tahiti Nord, en moyenne 5 524 clients (4 353 clients en 2020, soit augmentation de 1 171 clients) sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 10% 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 Tahiti Nord, en moyenne le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 324 clients par mois (215 clients par mois en 2020, soit une augmentation de 50,7%), soit 0,6% 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, près de 27,00 Millions Fcp (26,0 Millions Fcp en 2020) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tahiti Nord, soit 0,16% du chiffre d'affaires réalisé sur 2021.

## **2.8 - 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 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 roue.



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, Taiarapu 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) :**

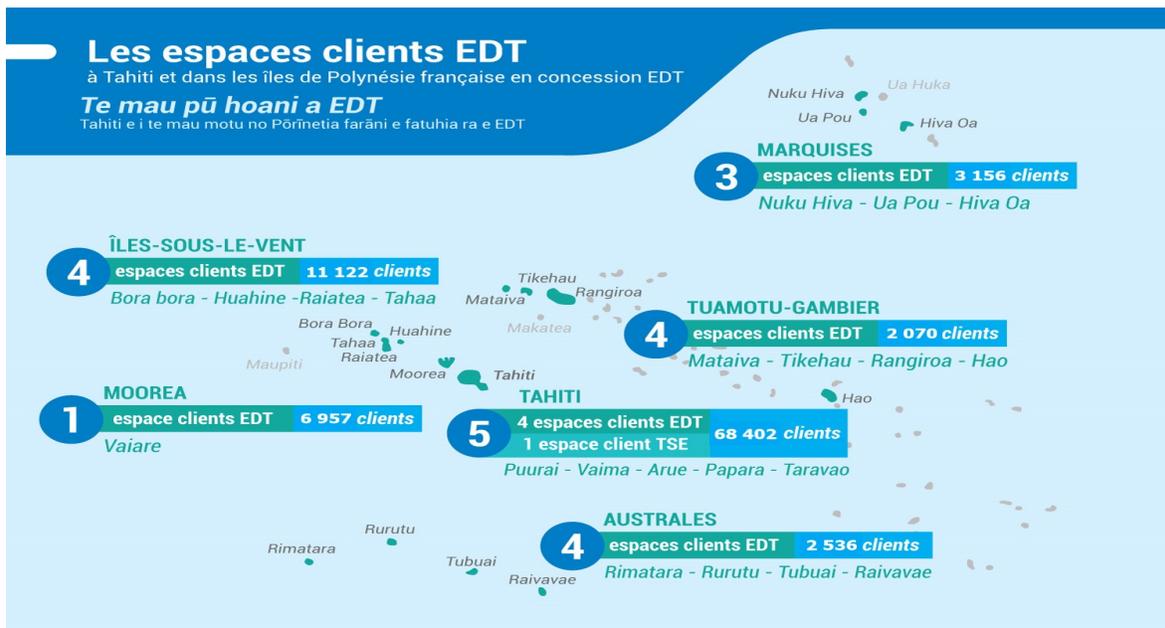
## Le sens du service client Te tāvinira'a i te hōani



**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



**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
Tahiti Nord	14 049	25%

## 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 :

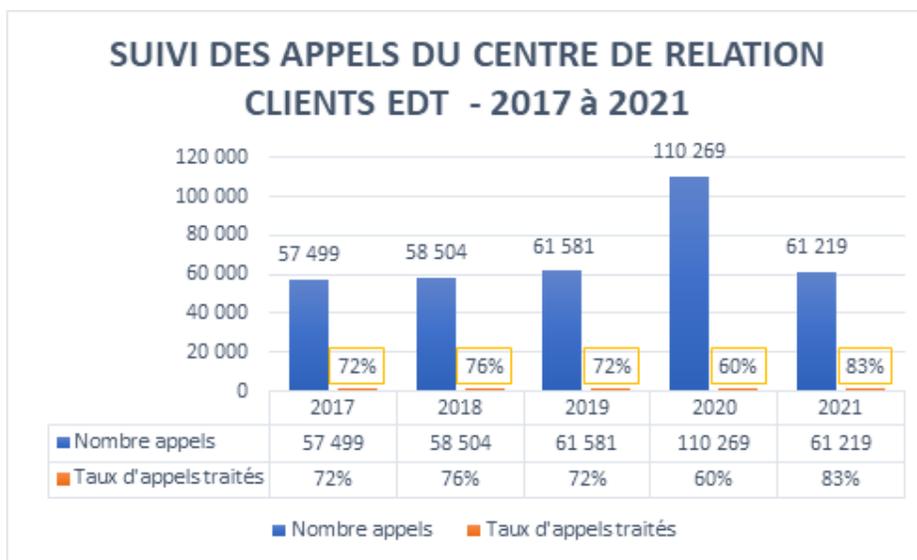
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

### 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

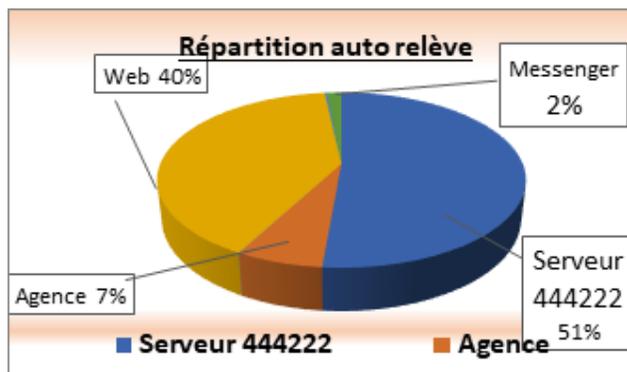
EDT déploie progressivement HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, afin d'améliorer la qualité de service fournie aux abonnés.

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

## 2.9 - 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 le 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 Production
- 3.2 Qualité de la fourniture
- 3.3 Réseau de transport et de distribution
- 3.4 Raccordement solaire
- 3.5 Achat d'énergie solaire en kWh par tarif
- 3.6 Transition énergétique : Projet Putu Uira
- 3.7 Gestion de l'équilibre
- 3.8 Travaux significatifs – faits marquants

## ➤ Bilan technique

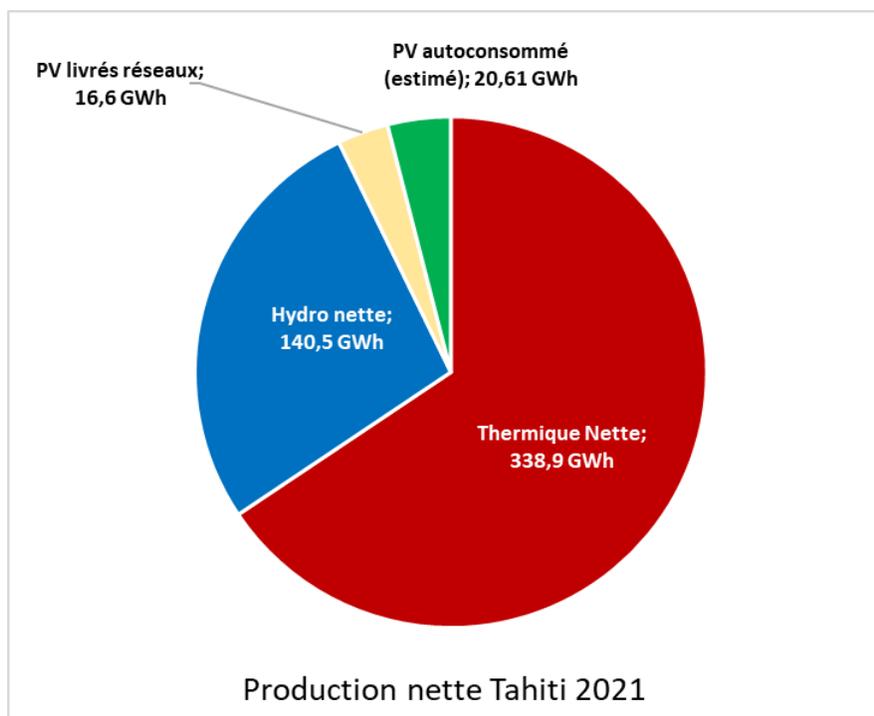
### 3.1 – Production

Total Production 2021	Tahiti		
	Production	% sur total	% sur 2020
Thermique Nette	338,9 GWh	68,3%	3,5%
Hydro nette (MN+CHPP+SPEA)	140,5 GWh	28,3%	-10,7%
PV livrés réseaux	16,6 GWh	3,3%	8,5%
<b>Total production Nette</b>	<b>496 GWh</b>	<b>100,0%</b>	<b>-0,8%</b>
PV autoconsommé (estimé)	20,61 GWh	4,0%	9,0%
<b>TOTAL avec auto consommation</b>	<b>516,61 GWh</b>		

Ventes (kWh livrés aux clients)	470,1 GWh	-0,8%
---------------------------------	-----------	-------

NB : les données de ventes incluent les ventes réalisées dans la concession du SECOSUD par la filiale TSE.



La production livrée aux réseaux en 2021 a été de 496 GWh, en légère baisse de -0,8 points comparé à 2020 et 516,6 GWh en tenant compte de l’autoconsommation.

La part des énergies renouvelables a été de 31,7% (hors PV auto consommée) principalement grâce une production d’hydroélectricité : 140,5 GWh en production nette.

2 801 installations solaires étaient raccordées en 2021 dont 2 569 raccordements au nord et 232 raccordements au sud correspondant à une puissance totale de 39,5 MWc.

La production thermique nette a été en 2021 de 338,9 GWh, +3,5 points par rapport à 2020.

### Heures de marches des groupes

Le total d'heures de marche des moyens de production thermique est comme les années précédentes, très soutenu pour l'année 2021, avec 33 117 heures pour la centrale Emile MARTIN de la Punaruu et 1 644 heures pour la centrale de Vairaatoa.

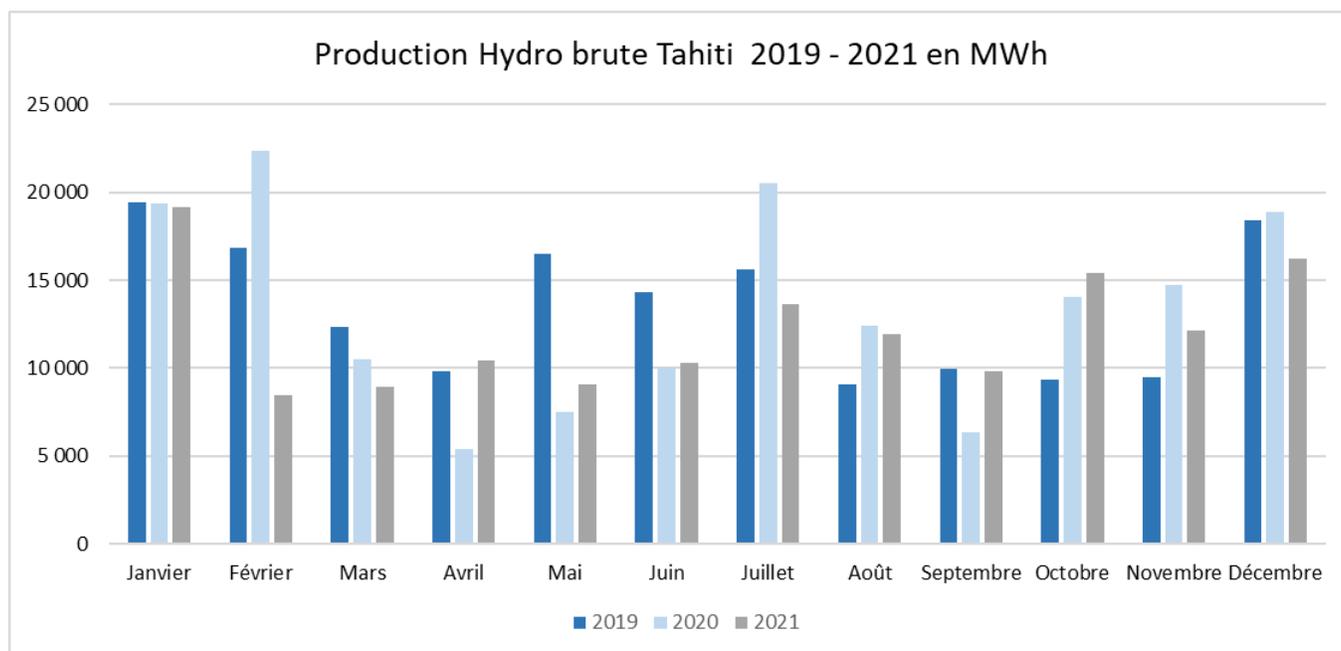
Cette sollicitation ne permet pas d'assurer le planning de révisions dans les délais préconisés par les constructeurs,

Groupes	Hdm 2021	Hdm cumulées
G1P	1 687	156 924
G2P	2 506	156 692
G3P	5 841	159 972
G4P	4 362	128 790
G5P	5 630	91 643
G6P	4 556	90 217
G7P	5 341	58 639
G8P	3 194	60 339

Nombre d'arrêts/démarrages des groupes de la Punaruu

Année	Total
2018	629
2019	542
2020	438
2021	405

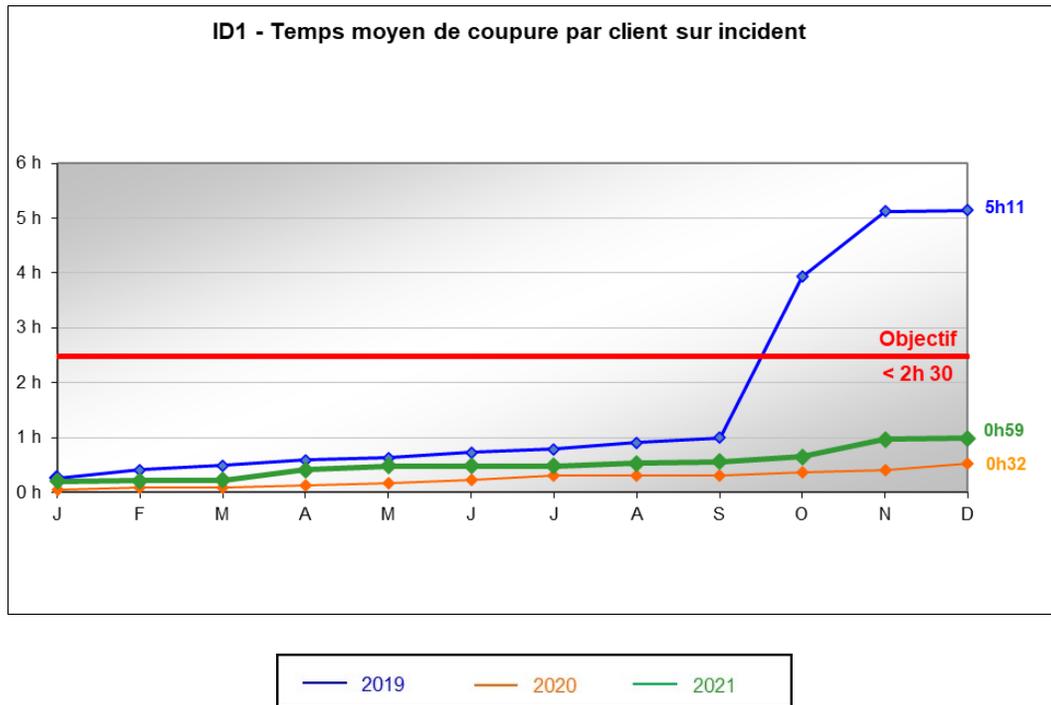
Un programme ambitieux de mobilisation des équipes est en cours afin de stabiliser ce nombre sous la barre des 400 démarrages par an



\* Source PVRE

### 3.2 - Qualité de la fourniture

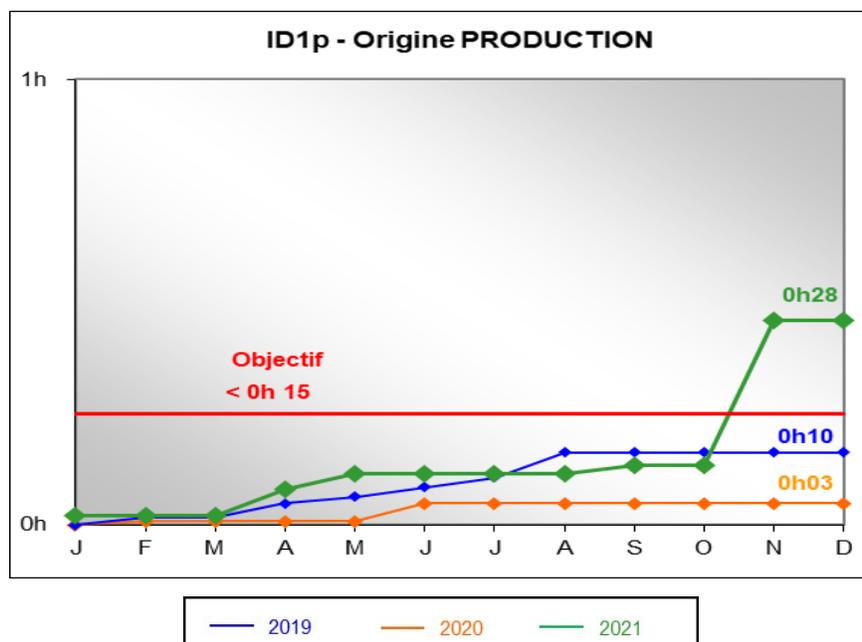
Le Temps Moyen de Coupure (TMC) global sur incidents de Tahiti Nord a été, à fin décembre 2021, de 59 mn.



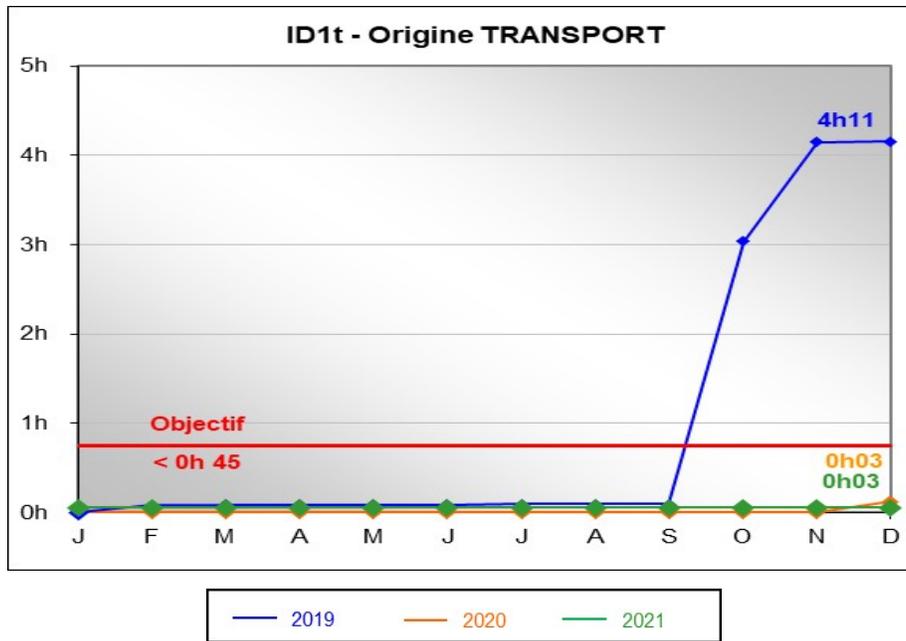
La décomposition de ce temps de coupure par processus donne :

- Production : 28 minutes
- Transport : 3 minutes
- Distribution : 28 minutes

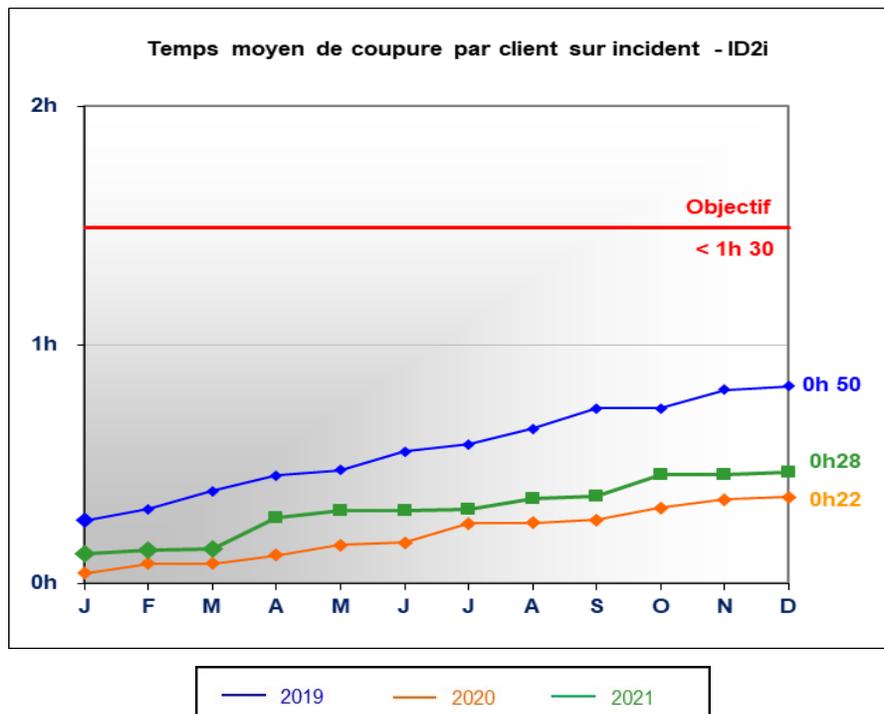
#### Origine production : 28 minutes



### Origine Transport : 3 minutes



### Origine Distribution : 28 minutes



L'année 2021 a été une année marquée par des incidents majeurs sur les câbles HTA souterrains qui ont impacté le Temps Moyen de Coupure d'origine Distribution avec 28 minutes. La répartition des incidents de l'année 2021 indique que les principales causes d'incidents sont d'origines externes avec les chutes d'arbres sur le réseau aérien et matériels avec le vieillissement de câbles souterrains.

Les efforts se poursuivent sur l'amélioration du renouvellement d'ouvrages de distributions (Génie civil, cellules HTA, câbles souterrains, Transformateur DP...) et l'amélioration des organes télécommandés afin de réduire le TMC.

### 3.3 - Réseau de transport et de distribution

- **Maintenance des réseaux de distribution**

Le programme de maintenance des réseaux de distributions vise essentiellement le renouvellement des ouvrages de poteaux bois termités, de Tableau Urbain (TUR), des cellules et transformateurs. Ainsi, en 2021, malgré un contexte difficile lié au COVID pour la seconde année consécutive, 300 poteaux BT, 73 poteaux HTA, 14 TUR et 7 transformateurs ont été remplacés.

Ce programme de renouvellement, en collaboration avec le concédant, est en cours de refonte afin de trouver un accord sur l'état de restitution des ouvrages en fin de concession 2030. Il sera mis en place durant l'année 2022.



#### Incidents distribution 2021

Les incidents d'origine Distribution ont été causés par :

- ✓ Des défaillances de matériel (câble souterrain vieillissant par exemple) (39%),
- ✓ Des chutes d'arbres ou intempérie (48%),
- ✓ Des travaux tiers (9%),
- ✓ Des défauts non identifiés (il s'agit souvent de végétation sur les lignes HTA non retrouvée sur les lieux du défaut) (4%)



- **Contrat Eclairage Public**

Récapitulatif des contrats en cours

- 4 communes sous contrats de EP gérés : ARUE, PUNAAUIA, FAA'A et PAEA
- 4 syndicats/lotissements sous contrat EP : ZI PUNARUU, ADT, TE TAVAKE et ERIMA
- 1 marché négocié avec la Commune de PAPEETE pour la rénovation de 58 points lumineux en LED dans le quartier de TAUNOA (janvier 2021).

Un marché remporté sous appel d'offre d'éclairage public d'un montant de 16,8MF XPF a été signé avec la Commune de Teva i Uta en décembre 2020. Ce contrat a consisté au renouvellement en technologie LED de 170 points lumineux. Les travaux se sont déroulés dans le respect du planning contractuel et se sont achevés en avril 2021.



- **Plan de renouvellement réseau distribution**

- **Renouvellement poste DP**

Dans le cadre du renouvellement de 2030 mais aussi pour garantir la sécurité des agents qui interviennent dans les postes, un grand programme de rénovation a été lancé après état des lieux. Au total, près de 300 postes sont concernés, qu'ils soient maçonnés ou métalliques.



## Renouvellement câbles souterrains

Dans le cadre du programme de renouvellement des câbles HTA de la concession Tahiti Nord, Le plan de renouvellement prévoit un volume d'investissement de 1,6 milliard FCFP sur la décennie à venir, afin d'entretenir le réseau électrique.

### Les 3 défauts majeurs de câbles souterrains avec un impact clientèle important en 2021 :

- Le week-end du samedi 09 janvier 2021, un défaut d'un câble HTA souterrain impacte le lotissement Taapuna soit 904 clients dans la commune de Punaauia sur l'île de Tahiti. L'intervention dure 24h et nécessite la pose de 5 groupes électrogènes. Le renouvellement d'un tronçon de câble HTA de 150m a été nécessaire.

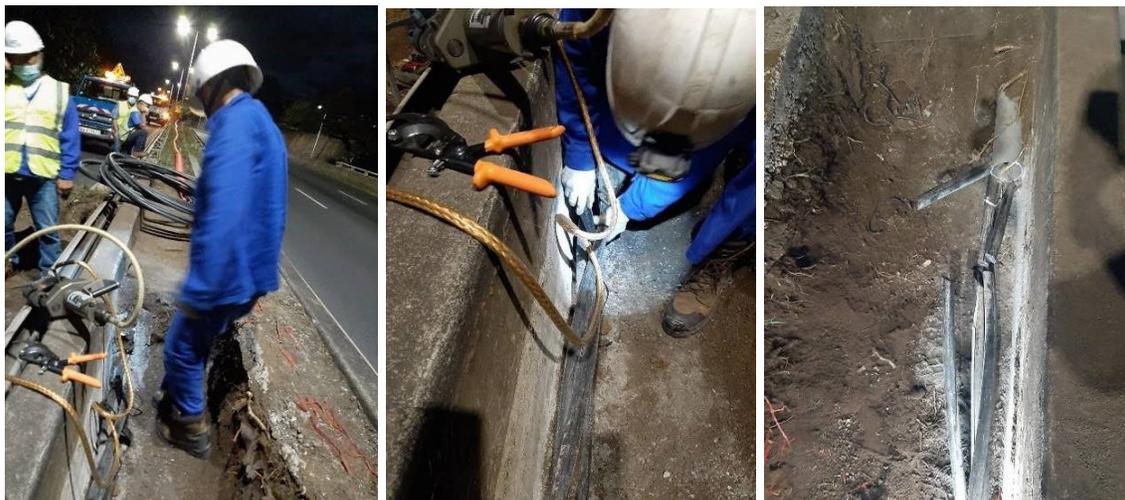


- Le mercredi 20 janvier 2021, un défaut câble HTA souterrain impacte le lotissement Te Tavake dans la même commune à Punaauia. Malgré une météo défavorable, les agents EDT interviennent immédiatement, la pose de 3 Groupes électrogènes est nécessaire.

Les recherches de défaut et les réparations sont immédiatement lancées. Trois jours plus tard, le dimanche, le même câble HTA souterrain est de nouveau en défaut et oblige les agents d'astreinte EDT à réinstaller les 3 GE. Le renouvellement du câble HTA sur l'ensemble du lotissement a été réalisé pour un montant global de 40MF.



- Le week-end du dimanche 01 aout 2021, un défaut câble HTA souterrain impacte toute la zone St Hilaire (commune de Faa'a) où est implanté le radar de l'aviation civil. Des autorisations de voiries avec les autorités locales ont été nécessaires pour bloquer les 2X2 voies durant la nuit et permettre les travaux. Le renouvellement d'un tronçon de câble HTA de 60m a été réalisé.



### **3.4 - Raccordement solaire**

Code CS	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
1	Tahiti Nord	2 569	35 322,5	346	2 909,7	316	20	9	1	15,98	6	142,8

### **3.5 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif**

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	15,98 F/kWh	40F/kWh Electra
<b>Tahiti Nord</b>	1 059 971	3 051 842	1 549 608	9 748 128	179 569

### **3.6 - Transition énergétique : Projet PUTU UIRA**

Pour mémoire, le projet Putu Uira est une batterie de 10 MWh fonctionnant avec des onduleurs et permettant d'obtenir une puissance active de +/-15MW pendant 20 mn et réactive de +/-20MVAR.

Elle permettra d'assurer la réserve tournante actuellement assurée par la thermique. Ainsi une économie d'au moins 6000 h de marche par an est attendue sur les groupes de Punaruu.

La commande a été passée au fournisseur Kokam/SOLAR Edge basée en Corée du Sud pour la partie batteries/onduleurs et à SPI en France pour le poste Haute tension. Kokam a sous-traité la partie onduleurs à Siemens Chine.



*Intérieur d'un conteneur Batteries*



*Deux des quatre conteneurs Onduleurs*



*Intérieur d'un conteneur Onduleur*

Le génie civil est terminé et les transformateurs sont en place ainsi que le conteneur poste et les conteneurs onduleurs. Les conteneurs Batteries arriveront début mai 2022.



*Chantier Putu Uira : dalles conteneurs et transformateurs*

Tous les câbles de raccordement ont été commandés et ont été livrés fin décembre 2021.

Le planning prévoyant une mise en service en décembre 2022 est donc bien respecté pour le moment.

En termes de budget, le montant prévu des Capex hors droit d'entrée de 1 550 MFCFP est respecté. Le Pays nous ayant refusé l'exonération des droits d'entrée, il convient d'intégrer 152 MFCFP ce qui portera le budget total 1 710 MCFP en incluant les pièces de rechanges.

### **3.7 - Gestion de l'équilibre**

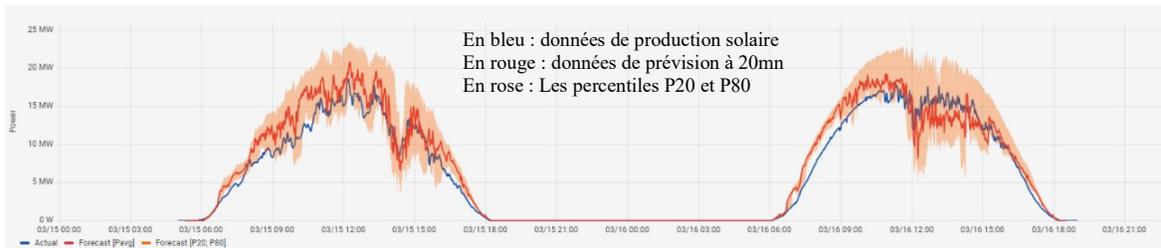
- **Passation à la TEP du rôle de responsable d'équilibre**

Au 1er janvier 2022, la passation du rôle de responsable d'équilibre à la TEP s'est bien passée. Les dispatcheurs avaient bien préparé ce changement. Ils assurent leur rôle de gestionnaire d'équilibre avec l'intégration de plus en plus importante de la production solaire fatale.

- **Projet Mata Ara**

Fin 2021, Tahiti possédait 2 801 producteurs pour 39 558 kWc de puissance solaire installée. Cette puissance solaire fatale impacte la stabilité du réseau d'où le projet « Mata Ara » (caméra qui scrute le ciel). Ce projet, avec l'aide d'une société française Steady Sun, nous permet d'avoir des prévisions de production solaire. La mise en place de ces prévisions solaires à très court terme permettra d'anticiper l'amplitude et la durée des variations de production d'énergie solaire afin d'adapter et optimiser les arrêts et démarrages des groupes thermiques pour la stabilité du réseau. Ce projet est toujours en cours d'adaptation et devrait être mis en exploitation pour fin avril 2022.

L'investissement de ce projet est de 30 MF notamment pour les caméras installées sur l'ensemble de Tahiti avec des Opex de 7.2 MF par an.



Exemples des courbes des prévisions à 20mn

- **Projet supervision de placement de l'énergie**

Une refonte de la supervision de la gestion du placement est également à l'étude. Cette supervision servira au contrôle, à la gestion de l'équilibre et du placement de l'énergie sur l'île de Tahiti en intégrant tous les producteurs. L'objectif est de visualiser toutes les valeurs mesurées en temps réel. Dans le cas d'une dérive d'un paramètre, le dispatcheur (gestionnaire de l'équilibre) pourra réagir rapidement et efficacement. Actuellement ces données sont dispatchées sur des supervisions différentes. L'investissement de ce projet est de 12 MF avec des Opex de 1,2 MF par an.

### **3.8 – Travaux significatifs – faits marquants**

#### **Technique - Production**

##### Centrale Punaruu

Les heures de marche réalisées en 2021 sont de 33 117h.

Evolution des heures de marche de la centrale Punaruu :

Centrale Punaruu	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Heures de marche	31 475	33 586	33 957	32 069	33 022	31 641	33 117

Le projet Putu uira devrait permettre de réduire de 6000h par an à partir de 2023.

- **Plan Punaruu 2025**

Le déploiement du Plan Punaruu 2025 de modernisation et de maintien des filières de la centrale, validé par le territoire, d'un cout global de 1,775 milliards de Francs se poursuit :

- Renouvellement du 2e échangeur d'eau surchauffée :

L'échangeur d'eau surchauffée entre les tranches 1 et 3 a été renouvelé en janvier 2022. Cette opération vient fiabiliser et améliorer les échanges calorifiques entre les 2 tranches d'eau surchauffée.



*Avant travaux*



*Après travaux*

Les 2 échangeurs d'eau surchauffée de la centrale sont ainsi remplacés.

- Renouvellement d'un 2<sup>ème</sup> régulateur de tension des alternateurs Alsthom :

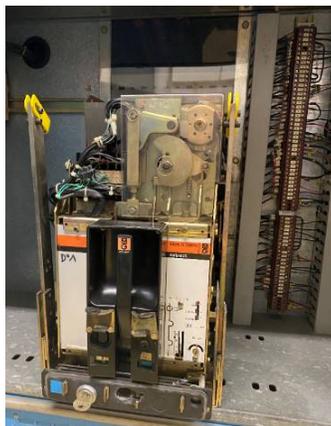
Un missionnaire de General Electric est intervenu au mois d'Août 2021 sur une durée de 3 semaines pour l'installation et la mise en service du nouveau régulateur de tension du G2P à l'occasion de sa grande révision R24.

Il reste 2 régulateurs à renouveler dont les missions sont programmées lors des prochaines grandes révisions des groupes concernés :

- Renouvellement des disjoncteurs BT des tableaux électriques principaux :

Un missionnaire de Schneider Electric a effectué une mission de 2 mois à la centrale de Punaruu d'octobre à décembre 2021 pour le remplacement des disjoncteurs BT ancienne génération dont les pièces de rechange ne sont plus disponibles sur le marché.

Au total, 20 disjoncteurs ont été renouvelés.



*Ancien disjoncteur BT – Selpact Merlin Gerin – 1985*



*Nouveau disjoncteur BT – Masterpact  
Schneider Electric*

Les prochains tableaux électriques qui seront renouvelés sont ceux des auxiliaires groupes G1P et G4P. En effet, les pièces de rechanges des tiroirs (mécanismes de roulement, broches, matériel électrique etc.) ne sont plus disponibles sur le marché.

- Achat d'un alternateur Wartsilä en échange du G6P

Un contrat a été passé avec Wartsilä pour l'achat d'un alternateur de rechange ABB compatible avec les 4 moteurs Wartsilä de la centrale de Punaruu.

Il servira à remplacer l'actuel alternateur du G6P lors de sa grande révision au 2nd semestre 2022. L'ancien alternateur du G6P sera reconditionné et stocké en tant que pièce de sécurité.



*Alternateur ABB*

• **Révision R24000 du G8P**

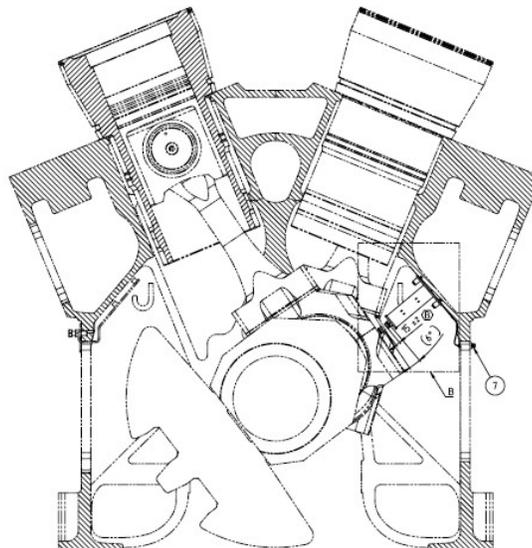
En octobre 2021, le groupe W46 (WARTSILA) G8P a été arrêté pour réaliser sa révision R24 000.

Cette grande révision et les travaux additionnels ont duré 4 mois. Cette révision permet de garantir un cycle complémentaire de 24 000 heures soit environ 5 à 6 années d'exploitation.

2 agents WARTSILA sont intervenus au cours de cette révision pour la mise en place de capteurs température des têtes de bielles



*Boitier de report d'informations*



*Températures têtes de bielles*

- **Environnement**

Les nouvelles stations de mesures environnementales ont été mises en service en août 2021.

Avec une quatrième station proche du littoral et des stations météo opérationnelles, les nouveaux analyseurs vont non seulement permettre de mesurer les principaux polluants contenus dans l'air ambiant (NOx, SO2, CO, O3, PM10) mais aussi de donner une image plus fine de la situation.

Deux projets associés ont suivi, une analyse statistique des données pour identifier les potentielles corrélations qui existent entre les activités industrielles de la zone et les polluants mesurés ainsi que la mise en place d'une application web qui diffuserait en direct des indices de qualité de l'air de la vallée aux principales parties prenantes.



- **Renouvellement de la climatisation**

Des travaux de renouvellement de la climatisation et du traitement d'air du bâtiment principal et son extension ont été lancés en avril 2021 et devraient s'achever en mai 2022.

Un système centralisé va venir remplacer les nombreux climatiseurs en place et va permettre une baisse de la consommation électrique de 50% soit 400 MWh, équivalent à la production de la turbine de la Maroto.



- **Remise en exploitation de la cuve 1020**

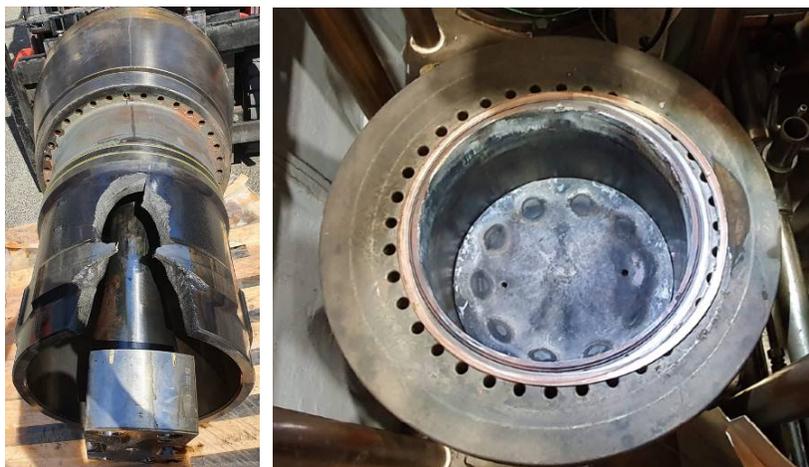
A la suite de son inspection réalisée en avril dernier, la cuve 1020 a été remise en exploitation afin de stocker les effluents liquides de la centrale pendant les phases transitoires avant évacuation vers la Nouvelle-Zélande.



- **Incidents :**

En juillet 2021, un incident est survenu sur le groupe G7P.

Les bielle, chemise et piston du cylindre B3 ont été endommagés suite à la fissure de la culasse, à l'origine d'une fuite d'eau dans la chambre de combustion. Cet incident a engendré l'indisponibilité du groupe durant 4 semaines.



Le montant des réparations est d'environ 20 MXPF.

4 mois après cette avarie, une fuite d'eau a été décelée dans une autre culasse de même fourniture.

Une expertise métallurgique de la culasse par l'Institut de la soudure est en cours, et une mission WARTSILA s'est tenue en décembre 2021 pour déterminer la cause du dysfonctionnement des protections moteurs. Nous sommes en attente du compte-rendu du constructeur.

Il est à noter que les rapports avec le motoriste WARTSILA se dégradent progressivement du fait de l'absence de réponse à nos demandes :

- Tour de ruissellement : difficulté d'avoir des données constructeur afin de finaliser les études.
- Contrôle bon fonctionnement du virage lent, qui aurait dû éviter la casse moteur du G7
- Pas de retour d'information concernant un flottage inexpliqué des groupes G5 et G6 qui a eu pour conséquence un délestage de près de 40% de la clientèle de Tahiti.

### Centrale de Vairaatoa

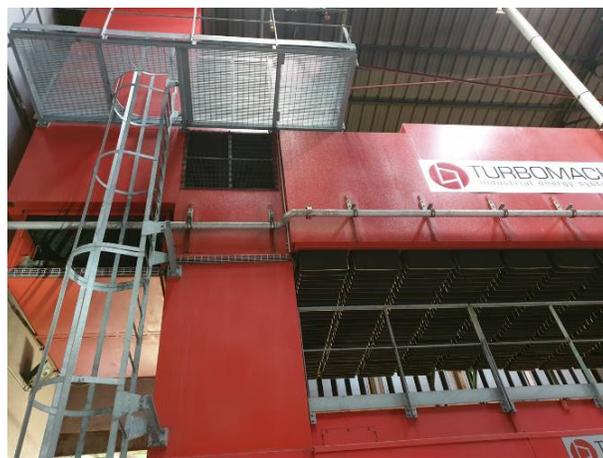
- **Maintenance de la Turbine T1V TITAN 130 :**

2 agents de TURBOMACH, assurant la maintenance des turbines pour le compte de SOLAR TURBINES, sont intervenus durant 2 semaines pour réaliser la maintenance annuelle niveau 3 de la turbine de 12 MW de Vairaatoa.

Cette intervention a été l'occasion d'effectuer des formations des agents de maintenance et d'exploitation.

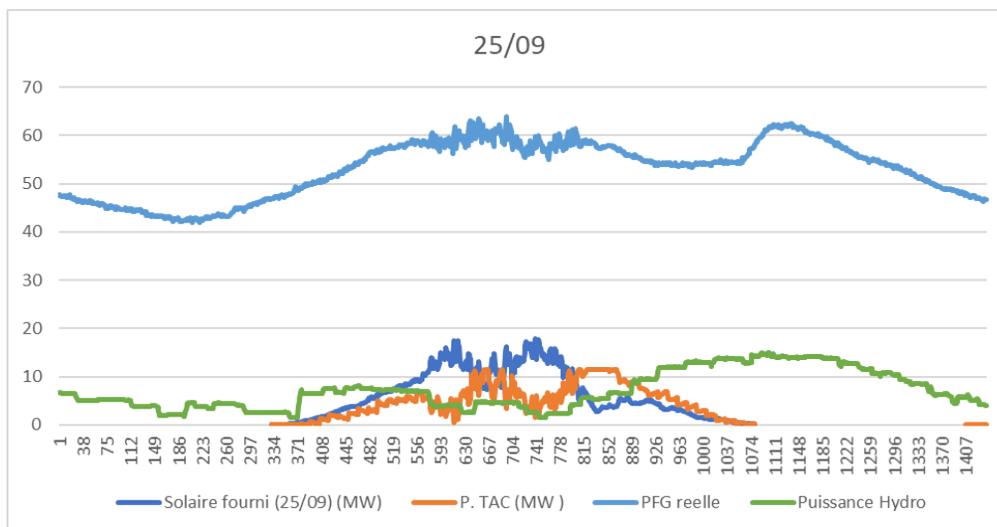


*Injecteurs T1V à reconditionner*



*Turbine T1V de 12 MW*

Fin 2021, des essais de lissage solaire ont été réalisés afin de contrôler la capacité de la turbine à réguler les variations des centrales solaires. Les essais sont encourageants



- **Démantèlement des G4V et G5V**

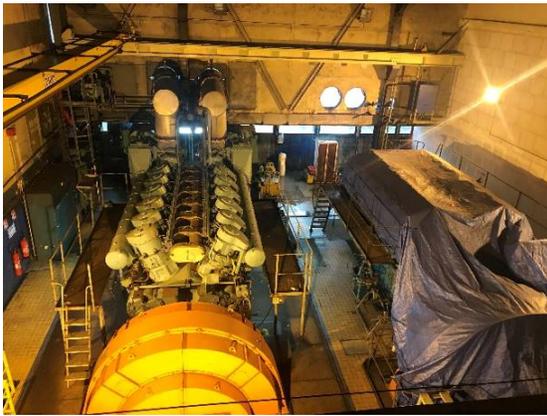
Les travaux de démantèlement des groupes G4V et G5V situés dans la salle des machines n°2 ont commencé et devraient prendre fin en 2023.

A ce jour le G4V ainsi que ces auxiliaires (transformateur, pompes, tableaux électriques, tuyauterie etc.) ont été démantelés et évacués.

Quant au G5V, tous ces auxiliaires ont été démontés et évacués. Le moteur et l'alternateur sont en cours de démantèlement.

Le coût du démantèlement est de 140 M XPF, un bilan sera fait à l'issue de cette opération pour revoir le coût global de démantèlement du site.

L'ensemble des équipements déposés sera dépollué et traité dans les filiales de déchets concernées.



*Avant travaux de démantèlement*

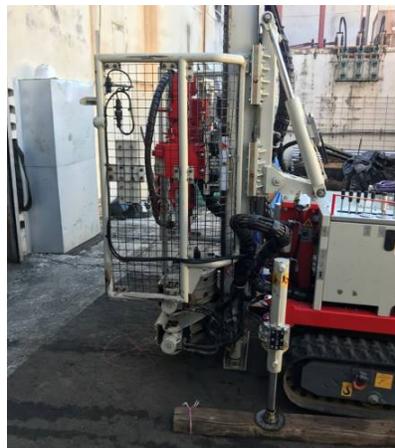


*Avancement au 15 mars 2022*

- **Dépollution**

En parallèle des travaux de démantèlement, deux campagnes d'analyses du sol et d'eau souterraines ont été effectuées en mai et novembre 2021 dans le cadre de la future dépollution du site.

Ces premiers résultats vont permettre de connaître l'état de pollution actuel du site et d'entamer les discussions avec le Pays sur le niveau de dépollution à atteindre en fonction de l'utilisation future du site de Vairaatoa.



*Equipement de carottage*

- **Etude d'un 3e site de production**

Après plusieurs présentations et échanges avec l'Autorité concédante, le choix du 3<sup>e</sup> site de production se précise sur le site de Papenoo.

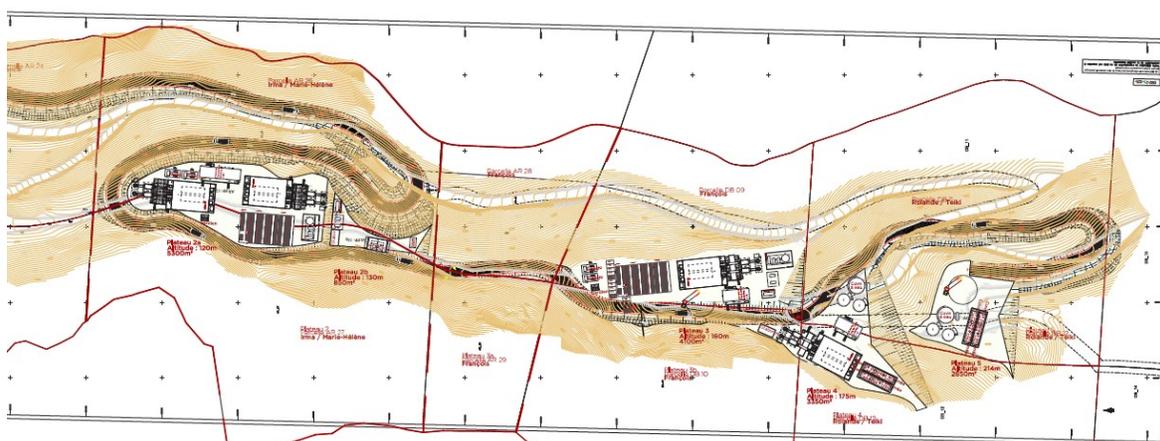
Ce projet de centrale de 20 MW composée de 2 moteurs constituera un moyen souple et réactif de lissage de la production fatale solaire, permettant aux moteurs de la Punaruu de fonctionner à des rendements optimaux.

Suite à l'annonce de WARTSILA de suspension de la commercialisation du moteur flex-fuel consommant propane et gazole, initialement pressenti pour ce nouveau site de production, le choix de la molécule reste à valider.

Une consultation a été lancée en 2022 auprès des fournisseurs locaux et du Pacifique Sud, pour le coût de fourniture et d'approvisionnement du propane dans le cadre de ce projet.

Les résultats reflètent la flambée des prix des hydrocarbures observée suite aux crises COVID et Ukrainienne actuelles.

Les consultations des différents motoristes et les études d'aménagement du site de Papenoo se poursuivent



*Ebauches de plans d'installations de production sur le site de Papenoo*

### **Hydrocarbures :**

La centrale de la Punaruu fonctionne uniquement au gazole depuis 2 années consécutives, en 2021 et 2022. Ces deux années ont permis de réduire de manière considérable le volume d'effluents liquides et gazeux produits par la centrale.

Nous souhaitons valider rapidement avec le Pays un abandon définitif du Fuel lourd.



## Sécurité & Formations

- Aucun accident n'a été à déplorer en 2021, les équipes sont sensibilisées à la remontée des PAT et situations à risques (5 PAT ou SICR remontés)
- Malgré un contexte sanitaire compliqué avec la crise de la covid-19, une formation sur les centrifugeuses d'huile a été organisée avec le fournisseur ALFA LAVAL à l'occasion de la mise en service des nouvelles centrifugeuses issues du plan Punaruu 2025.



- La formation sécurité SafePilot a été dispensée à une 1<sup>ère</sup> partie de l'encadrement de la centrale. D'autres sessions suivront en 2022 pour l'ensemble des managers.



Ces formations permettent le maintien des compétences professionnelles spécifiques des agents de la centrale.

Et enfin un grand Merci adressé à Vanaga BELLAIS, contremaître principal mécanicien, qui après 47 ans passé au sein du service, aura mérité une bonne retraite.

**Maururu Vanaga et Faaitoito pour ta nouvelle vie !**



## Technique - Distribution

### Renouvellements des câbles souterrains en sortie du poste source TIPAERUI :

Dans le cadre du programme de renouvellement des câbles HTA de la concession Tahiti Nord, le renouvellement des câbles souterrains en sortie du postes sources TIPAERUI a été l'un des chantiers les plus importants.

Malgré le pic de l'épidémie COVID et un couvre-feu en place à cette période, ces renouvellements de câbles souterrains ont été réalisés pour 9 feeders (câbles) distributions de ce poste source en soirée et durant 2 mois (juillet et aout) pour un budget de 30 millions de francs.

Ce programme de renouvellement a pour objectif d'assurer un service de qualité en toute sécurité à nos clients tout en s'engageant à rendre les ouvrages en bon état au Pays, à la fin de notre contrat de concession en 2030.



### Dégâts sur le réseau de distribution de la presqu'île :

Les équipes exploitations et les équipes TSE, sont intervenues au fenua Aihere à Teahupoo en août 2021 afin de procéder à la mise en sécurité puis à la remise en état du réseau.

De fortes houles ayant duré plusieurs jours a provoqué de nombreux dégâts : coffrets arrachés, courts-circuits aux compteurs, chute de poteaux ...

Les opérations ont été effectuées après l'accalmie afin de réalimenter rapidement les riverains.



*Inondations Presqu'île de Tahiti*

Traitement amiante et réhabilitation d'un poste de distribution publique :

Dans le cadre du plan de renouvellement du réseau de distribution électrique, les équipes du service Exploitations Réseau Nord ont en charge les travaux de « génie civil » des postes de distribution public.

En amont des travaux, des diagnostics d'amiante, de plombs et de structures sont effectués par des organismes agréés afin d'évaluer l'état du poste. Depuis le début des diagnostics, un poste DP sur une trentaine a été diagnostiqué positif à l'amiante.

Face à cette problématique, les travaux se sont déroulés en plusieurs étapes :

- La mise en place d'un poste provisoire pour transférer les équipements électriques et permettre la continuité de service public ;
- Le désamiantage par une entreprise spécialisée ;
- La réhabilitation du génie civil ;
- La remise à l'état initial de tous les équipements dans le poste initial.

Le poste DP ne représente plus de danger, il a été réhabilité et sert maintenant de référence pour les autres postes de distribution publiques ayant des problématiques similaires.



*Poste DP à traiter et à rénover*



*Mise en place d'un poste provisoire*



*Transfert des équipements électriques au poste provisoire*



*Réalisation des travaux de rénovation*

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

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

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

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

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

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

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

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

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

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

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

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de Taputapuataea 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) Le principe de la prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Tahiti Nord, en 2021 :

- les imputations directes concernent 86% du total des dépenses de la concession de Tahiti Nord. 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 14% restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, exploitation réseaux Tahiti, des services de back office clientèle.

TAHITI NORD	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	86%	0%	86%
Frais répartis sur la concession	9%	4%	14%
Total	96%	4%	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 :

##### **PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE**

- Les autres coûts de maintenance comprennent des reprises de provisions de 2 333 758 F au titre de l'avarie du G7P, de 3 199 743 F au titre du démantèlement de la centrale Vairaatoa, de 18 108 217 F au titre du démantèlement du groupe G4 et G5 et des produits à recevoir dont 8 020 715 F au titre des coûts de l'avarie du G7P, 1 568 241 F sur la filière eau, 681 046 F au titre des travaux généraux et 510 328 F au titre de l'avarie sur l'échangeur TR1/TR2
- Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent une reprise de provision pour dépréciation de stock de 33 067 246 F. A noter qu'une provision pour dépréciation de stock a été comptabilisée pour - 51 810 161 F. Des produits de gestion pour 17 108 F ont également été comptabilisés.
- Les coûts des fonctions support\* comprennent des produits pour 6 384 144 F.
- Les coûts des frais de siège\* comprennent des produits pour 36 190 693 F.

A noter que ces montants représentent la quote-part des coûts du processus "production thermique Tahiti" affectée à Tahiti Nord.

La quote-part affectée au Sud se retrouve sur la rubrique "Coûts sur revente énergie".

#### **CHARGES VARIABLES DE PRODUCTION**

- Les autres coûts de maintenance comprennent un remboursement de 1 142 640 F d'un fournisseur, une reprise de provision pour révision des groupes de 168 832 522 F. Une dotation pour provision révision des groupes a été comptabilisée pour un total de 220 627 611 F.

#### **PRODUCTION ACTIVITES ANNEXES**

- Les autres coûts directs comprennent 5 327 339 F.

#### **DISPATCHING**

- Les coûts des fonctions support\* comprennent des produits pour 4 959 F.
- Les coûts des frais de siège\* comprennent des produits pour 2 771 348 F.

#### **DISTRIBUTION D'ELECTRICITE**

- Les autres coûts de maintenance comprennent des produits annexes de 271 981 F
- Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent des produits pour un total de 36 045 111 F dont 20 815 000 F de reprise de provision au titre d'un litige sur le réseau, 6 398 F de prestations et produits divers et 15 223 713 F de reprise de provision pour dépréciation de stock de marchandises. Des provisions pour dépréciation de stocks de marchandises ont également été saisies pour - 19 217 655 F.
- Les autres coûts directs des activités annexes tiennent compte de produit de variation de travaux en cours pour - 111 204 894 F et des produits au titre des prestations effectuées par EDT pour TSE de 1 876 091 F.
- Les coûts des fonctions support\* comprennent des produits pour 13 403 704 F.
- Les coûts des frais de siège\* comprennent des produits pour 46 860 830 F.

#### **FOURNITURE D'ELECTRICITE**

- Les autres coûts de la gestion administrative comprennent 150 564 F de reprise de provision pour dépréciation clients.
- Les autres coûts des activités annexes incluent une variation de travaux en cours pour 2 981 478 F et des produits au titre des prestations effectués par EDT pour TSE de 51 964 F.
- Les coûts des fonctions support\* comprennent des produits pour 385 678 F.
- Les coûts des frais de siège\* comprennent des produits pour 904 481 F.

#### **GESTION DE CLIENTELE**

- Les autres coûts de fonctionnement comprennent des produits divers de gestion courant de 12 584 788 F et une reprise de provision pour dépréciation clients de 13 289 784 F.
- Les coûts des fonctions support\* comprennent des produits pour 1 145 461 F.
- Les coûts des frais de siège\* comprennent des produits pour 8 949 727 F.

\* 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	00
	Mise à disposition personnel	24 181 957
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	104 584 578
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	59 262 942
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	19 083 665

## Marama Nui

Libellé	Description	00
Achat de l'hydroélectricité.	EDT achète de l'hydroélectricité à MN, au prix de 12,06K/kwh avant le 1er mars 2016 puis les tarifs ont changé par vallées soit 10 xpf pour Vaihiria, 12,66 xpf pour la Vaite, 13,65 xpf pour Titaaviri, 10,10 xpf pour Faatautia, 14,05 xpf pour la haute PPNOO et 14,34 xpf pour la moyenne PPNOO.	1 756 550 675
Dispatching	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre MNui et EDT. L'aide à la conduite du réseau de distribution du SECOSUD intègre des activités de contrôle des flux depuis le réseau de transport, de respect des capacités nominale des ouvrages et de proposition d'adaptation du schéma du réseau aux diverses contraintes de continuité de service aux utilisateurs du réseau de distribution.	9 492 144

## Electra

Libellé	Description	00
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	7 182 760
Convention de mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures	Mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures appartenant à EDT au profit de la société ELECTRA pour la réalisation d'unités de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne. Cette mise à disposition est consentie pour 18 années. A l'expiration du contrat, les installations seront de plein droit remises à EDT soit à titre gratuit soit au franc symbolique.	888 000
Contrat de mandat d'exploitation et maintenance	Il s'agit d'un contrat de mandant relatif à l'exploitation et la maintenance des installations photovoltaïques et éoliennes. Aucune rémunération n'est prévue au titre de ce contrat. Seuls les frais et charges afférents à l'exploitation et la maintenance des installations font l'objet d'une refacturation annuelle, sur présentation des justificatifs nécessaires.	3 913 269

## Tahiti Sud Energie

Libellé	Description	00
Vente d'énergie	Contrat de fourniture d'énergie électrique au système de distribution publique d'énergie électrique du SECOSUD	1 244 597 409
Convention d'exploitation déléguée (art 7.1) - Dépenses engagées au titre de l'exploitation opérationnelle du réseau	Les prestations d'exploitations réalisés par EDT pour le compte de TSE sont refacturées à TSE au franc le franc, sur la base des charges réellement supportées telles que comptabilisées dans les comptes analytiques s'y rapportant.	55 132 531
Convention d'exploitation déléguée (art 7.2) - Travaux de modernisation et ou de renouvellement des ouvrages	Les travaux d'extention, de modification, déplacement, modernisation et/ou de gros entretien, renouvellement des ouvrages nécessaires à la poursuite de la bonne exploitation du réseau, exigent une compétence et des moyens dépassant ceux de l'exploitation courante. Ils sont réalisés sous forme de délégation de maîtrise d'ouvrage	55 411 116
Convention d'exploitation déléguée (art 7.4) - Rémunération prestations	En qualité d'exploitante déléguée, EDT est rémunérée au titre de ses prestations au taux de 2% des "dépenses engagées". Ces dépenses engagées correspondent : - à l'ensemble des charges de TSE à l'exception des achats d'énergie, la redevance transport TEP, du contrat de prestation techniques d'aide à la conduite (dispatching), des dotations aux amortissements et provisions, des frais financiers, de l'IS - aux dépenses comptabilisées directement en immobilisation le cas échéant, sans passer par un compte de charge	1 928 055
Dispatching - conduites	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre TSE et EDT. L'aide à la conduite du réseau de distribution du SECOSUD intègre des activités de contrôle des flux depuis le réseau de transport, de respect des capacités nominale des ouvrages et de proposition d'adaptation du schéma du réseau aux diverses contraintes de continuité de service aux utilisateurs du réseau de distribution,	9 427 290
NRJ du personnel	TSE refacture à EDT la part d'NRJ des agents dédiés au sud	9 324 462

## Autres parties liées

Libellé	Description	0
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	129 115 470
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	282 050 250

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

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

Les avenants 17 et 17b des 29 décembre 2015 et 26 février 2016 introduisaient une nouvelle formule de rémunération du concessionnaire, par concession et activité basée sur un mécanisme de revenu autorisé, les forfaits avaient été arrêtés de sorte à ce que le revenu autorisé de l'année de référence, soit 2015, soit équivalent aux facturations émises sur la même période au titre de l'énergie.

Les comptes des concessions des exercices 2016 ont été arrêtés sur cette base.

A compter de 2017, la Polynésie a contesté l'application de cette formule arguant notamment d'un niveau de rémunération trop élevé.

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

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

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

N/A

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

Cf paragraphe 4.3 Comptes de la concession.

## **4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique**

### **4.2.1) Méthodologie d'établissement des comptes**

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 86 % 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 14 % 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

#### **4.2.2. Principes de répartition des coûts indirects**

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

##### **4.2.2.1 Les frais de siège :**

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

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

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

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

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

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

##### **4.2.2.3 Les coûts de production :**

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

#### **4.2.2.4 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

#### **4.2.2.5 Les coûts informatiques :**

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

#### **4.2.2.6 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

#### **4.2.2.7 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).

#### **4.2.2.8 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  
Tahiti Nord**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Tahiti Nord en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tahiti Nord
Frais de siège	1 324,0	1 116,1			725,0	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	65%
Exploitation des îles	390,7	388,8	0,5	-0,1	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 088,8	1,5
Clientèle îles	44,1	44,1				Nombre d'abonnés îles	27 841	
Exploitation hydro	109,6	0,7	0,7		0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	254,0	254,0
Gestion des énergies	70,4	70,0	63,3	-1,1	62,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	88,1	79,5
Réseau Nord	243,9	243,2	243,2	0,1	243,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	385,3	385,3
Transition énergétique	8,7	5,8	5,8		5,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	28,8	28,8
Exploitation thermique Tahiti	473,7	473,7	473,6	-0,1	473,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	503,4	503,2
Suivi et développement	58,4	56,2	31,1	1,3	32,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	42,1	23,3
Suivi du patrimoine	64,6	64,1	56,7	-0,6	56,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	41,3	36,5
Travaux réseau	83,4	83,4	65,2	-1,1	64,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	95,5	74,7
Dispatching	23,8	23,8	23,8		23,8	Longueur de réseau HTA	80,8	80,8
Clientèle Tahiti	161,3	130,0	130,0		130,0	Nombre d'abonnés Tahiti	55 094	55 094
Relève Intervention Branchement	290,9	283,6	281,8	-1,0	280,8	Temps pointé par la cellule	165,4	164,3
Raccordements solaires	13,2	13,2	13,2		13,2	100% Tahiti	1,0	1,0
Gestion administrative du solaire	22,5	20,9	18,5	0,0	18,5	Contrats solaires	2 892	2 569
Service Grand compte	41,4	36,9	23,8	0,1	23,8	Contrats grands comptes	5 333	3 431
Marketing & E-services	70,8	60,8	41,4	0,0	41,4	Nombre d'abonnés	80 935	55 094
Animation & réseaux proximité	16,5	14,2	9,7	0,0	9,7	Nombre d'abonnés	80 935	55 094
Reseau Tahiti Sud	50,2	2,0	2,0	-0,1	1,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1,3	1,3
Comptabilité client et recouvrement	1,3	1,1	0,8	0,0	0,8	Nombre d'abonnés	80 985	55 094
Magasins	-11,8	-11,2	-9,3	-0,1	-9,4	Sorties de stock valorisées	1 227 096	1 016 366
Support Direction financière	6,2	4,5			4,4			
Support Direction technique	1,9	1,2			1,2			
Support Direction juridique	1,1							
Support Direction Des Iles	3,3							
Support DSI sur production immobilisée	22,1	1,8			1,3			
<b>Total support externe</b>					<b>1 479,8</b>			
Support interne de l'île					0,1			
<b>Total Support</b>					<b>1 479,8</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)

Ces montants comprennent les quote-part de support et frais de siège associées à la refacturation du P1/P2 à TSE.

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	Tahiti Nord	
	2021	2020
Immobilisations concédées *	44 554 528 235	43 290 908 841
- Production	20 682 170 327	20 179 481 073
- Distribution	23 872 357 908	23 111 427 768
Immobilisations privées	2 917 830 303	3 349 558 109
Immobilisations en-cours	1 952 626 971	1 319 612 416
- Production	1 105 027 803	381 272 174
- Distribution	459 603 514	652 547 219
- Privées	387 995 654	285 793 023
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>49 424 985 509</b>	<b>47 960 079 366</b>
Amortissements et provisions **	-30 524 015 710	-30 531 569 375
- Production	-15 838 837 817	-15 543 458 142
- Distribution	-12 049 003 578	-11 882 326 214
- Privés	-2 323 472 642	-2 818 004 586
- Dépréciation immobilisations	-312 701 673	-287 780 433
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>18 900 969 799</b>	<b>17 428 509 991</b>
Stock	2 894 749 161	2 679 567 959
Avances et acomptes	397 658 557	346 857 705
Créances clients	3 732 672 857	3 805 282 741
Autres créances	1 797 143 329	2 679 389 514
Charges constatées d'avance	52 241 901	36 835 099
Provisions pour dépréciation	-567 198 858	-554 649 466
<b>Stock et créances nets</b>	<b>8 307 266 947</b>	<b>8 993 283 553</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>6 747 247 223</b>	<b>8 779 098 520</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>33 955 483 969</b>	<b>35 200 892 064</b>

\* Immobilisations concédées

	2020	2021
<b>Production</b>		
Concessionnaire	19 057 657 319	19 560 346 573
<b>Total concessionnaire</b>	<b>19 057 657 319</b>	<b>19 560 346 573</b>
<b>Total Tiers et concédant</b>	<b>1 121 823 754</b>	<b>1 121 823 754</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>20 179 481 073</b>	<b>20 682 170 327</b>

\*\* Amortissements et provisions

	2020	2021
<b>Production</b>		
Concessionnaire	-14 738 153 714	-15 001 881 457
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-14 738 153 714</b>	<b>-15 001 881 457</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-805 304 428</b>	<b>-836 956 360</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-15 543 458 142</b>	<b>-15 838 837 817</b>

	2020	2021
<b>Distribution</b>		
Concessionnaire	19 195 696 449	19 903 609 443
<b>Total concessionnaire</b>	<b>19 195 696 449</b>	<b>19 903 609 443</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>3 915 731 319</b>	<b>3 968 748 465</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>23 111 427 768</b>	<b>23 872 357 908</b>

	2020	2021
<b>Distribution</b>		
Concessionnaire	-9 673 893 999	-9 829 050 099
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-9 673 893 999</b>	<b>-9 829 050 099</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-2 208 432 215</b>	<b>-2 219 953 479</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-11 882 326 214</b>	<b>-12 049 003 578</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	Tahiti Nord	
	2021	2020
Résultat	723 299 735	631 245 127
<b>Capitaux propres</b>	<b>723 299 735</b>	<b>631 245 127</b>
Droits des tiers et concédant apports gratuit	2 033 662 380	2 023 818 430
- Production	284 867 394	316 519 326
- Distribution	1 748 794 986	1 707 299 104
Provisions devenues sans objet	4 176 010 118	4 589 615 561
- PR devenues sans objet TN Distrib	4 174 296 615	4 587 902 058
- Autres PR devenues sans objet	1 713 503	1 713 503
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>6 209 672 498</b>	<b>6 613 433 991</b>
Caducité	5 556 814 687	6 174 238 541
- Distribution	5 556 814 687	6 174 238 541
Autres provisions	1 962 046 877	1 945 382 982
- PIDR	1 046 034 675	963 530 603
- Autres provisions	916 012 202	981 852 379
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>7 518 861 564</b>	<b>8 119 621 523</b>
Clients - avances sur consommation	728 878 443	612 453 516
Fournisseurs	2 420 950 693	2 288 524 862
Dettes fiscales et sociales	2 266 189 811	2 582 804 230
Passif de renouvellement	13 884 667 424	13 609 274 085
- Production	13 083 461 838	12 888 551 998
- Distribution	801 205 586	720 722 087
Autres dettes	153 093 579	545 699 925
Produits constatés d'avance	49 870 222	197 834 805
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>19 503 650 172</b>	<b>19 836 591 423</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>33 955 483 969</b>	<b>35 200 892 064</b>

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

### 4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Tahiti Nord 2020			Tahiti Nord 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>							
<b>P1</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	2 421 412 337		2 421 412 337	2 352 420 380		2 352 420 380
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	109 275		109 275	108 382		108 382
	- Forfait FP1	22 159		22 159	22 256		22 256
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-1 779 994 896	57 025 479	-1 722 969 417	-1 784 325 336	-9 093 541	-1 793 418 877
	par UO : Puissance maximale majorée	16 289		15 767	16 463		16 547
	- Maintenance	-429 096 087	61 027 986	-368 068 101	-489 377 761	-9 103 568	-498 481 329
	- AC	-66 267 408	-15 610 857	-81 878 265	-68 018 239	-3 494 959	-71 513 198
	- ACE	-110 406 040	-21 388 850	-131 794 890	-134 843 810	-2 446 459	-137 290 269
	- MO	-294 540 742		-294 540 742	-304 051 640	-4 674 372	-308 726 012
	- AUTRES	42 118 103	98 027 694	140 145 797	17 535 928	1 512 222	19 048 150
	- Conduite et Fonctionnement	-260 570 196		-260 570 196	-226 799 976		-226 799 976
	- AC	-3 242 019		-3 242 019	-5 625 874		-5 625 874
	- ACE	-120 221 292		-120 221 292	-104 701 207		-104 701 207
- MO	-704 190		-704 190	-6 288 541		-6 288 541	
- AUTRES	-136 402 695		-136 402 695	-110 184 354		-110 184 354	
- Amortissement des actifs de concession	-515 161 637		-515 161 637	-543 598 963		-543 598 963	
- Dotation amortissement biens au bilan	-316 699 308		-316 699 308	-372 594 306		-372 594 306	
- Dotation / reprise de lissage	-198 462 329		-198 462 329	-171 004 657		-171 004 657	
- Quote part des activités support affectées	-575 166 977	-4 002 507	-579 169 483	-524 548 636	10 026	-524 538 610	
- Fonctions supports	-326 535 905		-326 535 905	-287 290 516	-3 899 142	-291 189 658	
- Frais de siège	-248 631 072	-4 002 507	-252 633 579	-237 258 120	3 909 168	-233 348 952	
<b>P2</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	793 322 661		793 322 661	763 954 549		763 954 549
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	298 882 156		298 882 156	287 351 287		287 351 287
	- Forfait FP2	2,654		2,654	2,669		2,669
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-869 164 435	-402 040	-869 566 475	-630 663 059	453 705	-630 209 355
	par UO : kWh produits sortie de centrale	2,908		2,909	2,195		2,193
	- Maintenance	-665 499 189		-665 499 189	-508 583 784		-508 583 784
	- AC	-486 846 226		-486 846 226	-265 243 596		-265 243 596
	- ACE	-109 297 215		-109 297 215	-104 595 179		-104 595 179
	- MO	-103 823 010		-103 823 010	-88 092 560		-88 092 560
	- AUTRES (provision rév groupes...)	34 467 263		34 467 263	-50 652 449		-50 652 449
	- Traitement des effluents	-126 835 536		-126 835 536	-17 842 140		-17 842 140
	- Quote part des activités support affectées	-76 829 710	-402 040	-77 231 750	-104 237 135	453 705	-103 783 431
	- Fonctions supports	-51 855 476		-51 855 476	-76 700 563		-76 700 563
- Frais de siège	-24 974 234	-402 040	-25 376 274	-27 536 572	453 705	-27 082 868	
<b>Matières consommées</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Matières consommées</b>	3 710 482 137		3 710 482 137	3 983 126 138		3 983 126 138
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	12,41		12,41	13,86		13,86
	- Consommations	-3 710 482 142		-3 710 482 142	-3 998 694 810		-3 998 694 810
	- Fioul	-3 296 093 171		-3 296 093 171	-167 746 720		-167 746 720
	- Gasoil	-285 699 861		-285 699 861	-3 709 241 652		-3 709 241 652
	- Huile	-115 135 730		-115 135 730	-119 623 023		-119 623 023
- Urée	-13 553 380		-13 553 380	-2 083 415		-2 083 415	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	6 370 396		6 370 396	888 000		888 000
	- Coûts directs	-865 974		-865 974	-10 194 393		-10 194 393
	- AC	-36 034		-36 034			
	- ACE	9 779		9 779	-10 194 393		-10 194 393
	- MO	-56 340		-56 340			
	- AUTRES	-783 379		-783 379			
	- Quote part des activités support affectées	-69 770	-218	-69 988	-331 216		-331 216
	- Fonctions supports	-56 239		-56 239	-331 216		-331 216
	- Frais de siège	-13 531	-218	-13 749			
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>	951 505 666		951 505 666	1 024 629 421		1 024 629 421
	- Coûts sur revente energie	-872 340 095	7 384 387	-864 955 708	-910 767 740	-1 206 395	-911 974 135
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	463 925 237		463 925 237	1 333 923 507		1 333 923 507
	- Coûts directs	-450 768 788		-450 768 788	-1 278 805 499		-1 278 805 499
	- AC	-344 348 769		-344 348 769	-894 466 913		-894 466 913
- ACE	-75 401 801		-75 401 801	-292 608 067		-292 608 067	
- MO	-31 029 215		-31 029 215	-97 012 544		-97 012 544	
- AUTRES	10 997		10 997	5 282 025		5 282 025	
- Quote part des activités support affectées	-19 514 437		-19 514 437	-66 990 730		-66 990 730	

		Tahiti Nord 2020			Tahiti Nord 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	8 347 018 434		8 347 018 434	9 458 941 995		9 458 941 995
	MARGE AVANT IS	643 817 898	64 007 609	707 825 506	778 169 212	-9 846 232	768 322 980
	- I.S.	-301 196 949	-29 944 642	-331 141 591	-339 276 306	4 292 888	-334 983 418
	MARGE NETTE CONCESSION	342 620 949	34 062 967	376 683 915	438 892 906	-5 553 344	433 339 562
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	291 227 806	28 953 522	320 181 328	373 058 970	-4 720 342	368 338 628
	En % des produits	3%		4%	4%		4%
<b>TRANSPORT</b>							
T	PRODUIT AUTORISE :	1 138 566 555		1 138 566 555	1 122 431 677		1 122 431 677
	Par kWh xxx						
	- Redevance TEP	-1 138 566 555		-1 138 566 555	-1 126 818 877		-1 126 818 877
	MARGE AVANT IS				-4 387 200		-4 387 200
	- I.S.				1 912 788		1 912 788
	MARGE NETTE CONCESSION				-2 474 412		-2 474 412
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE				-2 103 250		-2 103 250
	En % des produits				0%		0%
<b>DISPATCHING</b>							
D1	PRODUIT AUTORISE :	90 536 463		90 536 463	91 099 124		91 099 124
	COUTS DU DISPATCHING	-143 217 193	-285 842	-143 503 035	-159 656 773	334 092	-159 322 681
	- Conduite et Fonctionnement	-90 039 169		-90 039 169	-104 238 855		-104 238 855
	- AC	-119 016		-119 016	116 989		116 989
	- ACE	-10 173 890		-10 173 890	-21 274 926		-21 274 926
	- MO	-79 746 263		-79 746 263	-83 080 918		-83 080 918
	- Amortissement des actifs de concession	-9 535 373		-9 535 373	-9 535 373		-9 535 373
	- Dotation amortissement biens au bilan	-8 291 880		-8 291 880	-8 291 880		-8 291 880
	- Dotation / reprise de lissage	-1 243 493		-1 243 493	-1 243 493		-1 243 493
	- Quote part des activités support affectées	-43 642 651	-285 842	-43 928 493	-45 882 545	334 092	-45 548 453
	- Fonctions supports	-25 886 456		-25 886 456	-25 605 577		-25 605 577
	- Frais de siège	-17 756 195	-285 842	-18 042 037	-20 276 968	334 092	-19 942 876
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>							
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	42 649 915		42 649 915	18 919 434		18 919 434
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-1 098 128		-1 098 128	260 437		260 437
	- Fonctions supports	-1 098 128		-1 098 128	260 437		260 437
	- Frais de siège						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	480 134		480 134	4 922 192		4 922 192
	- Coûts directs	-400 158		-400 158	-4 208 984		-4 208 984
	- AC				-4 604 053		-4 604 053
	- ACE	77 321		77 321	1 472 811		1 472 811
	- MO	-477 479		-477 479	-1 077 742		-1 077 742
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-79 976		-79 976	-713 208		-713 208
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	133 666 512		133 666 512	114 940 750		114 940 750
	MARGE AVANT IS	-11 128 943	-285 842	-11 414 785	-49 377 778	334 092	-49 043 686
	- I.S.	5 206 447	133 725	5 340 172	21 528 364	-145 662	21 382 702
	MARGE NETTE CONCESSION	-5 922 496	-152 117	-6 074 613	-27 849 414	188 430	-27 660 984
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-5 034 122	-129 299	-5 163 421	-23 672 002	160 166	-23 511 836
	En % des produits	4%		4%	21%		20%

		Tahiti Nord 2020			Tahiti Nord 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	<b>1 710 957 521</b>		<b>1 710 957 521</b>	<b>1 728 183 935</b>		<b>1 728 183 935</b>
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	1 521		1 521	1 530		1 530
	- Forfait FD2	1 124 524		1 124 524	1 133 680		1 133 680
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	<b>-1 479 977 485</b>	<b>-5 215 687</b>	<b>-1 485 193 172</b>	<b>-1 410 669 994</b>	<b>5 398 164</b>	<b>-1 405 271 830</b>
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	972 713		976 141	921 789		918 262
	- Maintenance	-680 715 586		-680 715 586	-687 571 131		-687 571 131
	- AC	-47 101 536		-47 101 536	-42 856 019		-42 856 019
	- ACE	-217 173 041		-217 173 041	-177 517 437		-177 517 437
	- MO	-416 441 009		-416 441 009	-467 469 656		-467 469 656
	- AUTRES				271 981		271 981
	- Conduite et Fonctionnement	-20 299 087		-20 299 087	-582 810		-582 810
	- AC	-2 741 243		-2 741 243	-3 583 492		-3 583 492
	- ACE	-16 270 904		-16 270 904	-11 357 911		-11 357 911
	- MO	-859 687		-859 687	-1 766 610		-1 766 610
	- AUTRES	-427 253		-427 253	16 125 203		16 125 203
- Amortissement des actifs de concession	-48 025 641		-48 025 641	-12 785 839		-12 785 839	
- Reprise lissée caducité	617 423 854		617 423 854	617 423 854		617 423 854	
- Dotation amortissement biens au bilan	-537 635 222		-537 635 222	-550 969 658		-550 969 658	
- Dotation / reprise de lissage	-127 814 273		-127 814 273	-79 240 035		-79 240 035	
- Quote part des activités support affectées	-730 937 171	-5 215 687	-736 152 858	-709 730 214	5 398 164	-704 332 050	
- Fonctions supports	-406 944 742		-406 944 742	-382 100 868		-382 100 868	
- Frais de siège	-323 992 429	-5 215 687	-329 208 116	-327 629 346	5 398 164	-322 231 182	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	<b>32 266 010</b>		<b>32 266 010</b>	<b>34 081 469</b>		<b>34 081 469</b>
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>499 503 439</b>		<b>499 503 439</b>	<b>542 738 262</b>		<b>542 738 262</b>
	- Coûts directs	-328 096 569		-328 096 569	-415 594 866		-415 594 866
	- AC	-191 536 143		-191 536 143	-137 921 400		-137 921 400
	- ACE	-138 800 231		-138 800 231	-110 538 139		-110 538 139
	- MO	-79 574 060		-79 574 060	-88 990 018		-88 990 018
	- AUTRES	81 813 865		81 813 865	-78 145 309		-78 145 309
	- Quote part des activités support affectées	-125 939 607	-247 707	-126 187 314	-109 685 046	251 897	-109 433 149
	- Fonctions supports	-110 552 358		-110 552 358	-94 396 718		-94 396 718
	- Frais de siège	-15 387 249	-247 707	-15 634 956	-15 288 328	251 897	-15 036 431
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>739 730 226</b>		<b>739 730 226</b>	<b>913 905 751</b>		<b>913 905 751</b>
	- Coûts directs	-651 076 097		-651 076 097	-797 661 417		-797 661 417
	- AC	-219 618 848		-219 618 848	-284 882 922		-284 882 922
	- ACE	-327 378 377		-327 378 377	-348 041 771		-348 041 771
	- MO	-91 778 395		-91 778 395	-117 160 465		-117 160 465
- AUTRES	-12 300 477		-12 300 477	-47 576 259		-47 576 259	
- Quote part des activités support affectées	-111 057 029		-111 057 029	-121 101 360		-121 101 360	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>2 982 457 196</b>		<b>2 982 457 196</b>	<b>3 218 909 417</b>		<b>3 218 909 417</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>286 310 409</b>	<b>-5 463 394</b>	<b>280 847 015</b>	<b>364 196 733</b>	<b>5 650 061</b>	<b>369 846 795</b>	
- I.S.	-133 944 430	2 555 936	-131 388 494	-158 787 216	-2 463 387	-161 250 603	
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>152 365 978</b>	<b>-2 907 457</b>	<b>149 458 521</b>	<b>205 409 518</b>	<b>3 186 674</b>	<b>208 596 192</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>129 511 082</b>	<b>-2 471 339</b>	<b>127 039 743</b>	<b>174 598 090</b>	<b>2 708 673</b>	<b>177 306 763</b>	
En % des produits	4%		4%	5%		6%	
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>ACHAT AUX PRODUCTEURS</b>	<b>PRODUIT AUTORISE et redevance solaire</b>	<b>10 206 094 336</b>		<b>10 206 094 336</b>	<b>10 263 349 769</b>		<b>10 263 349 769</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	6 925 217 135		6 925 217 135	7 099 501 067		7 099 501 067
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	1 722 400 336		1 722 400 336	1 533 791 447		1 533 791 447
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	366 234 141		366 234 141	385 459 846		385 459 846
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)	240 737 058		240 737 058	219 967 988		219 967 988
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)	951 505 666		951 505 666	1 024 629 421		1 024 629 421
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	<b>-10 206 094 335</b>		<b>-10 206 094 335</b>	<b>-10 270 851 463</b>		<b>-10 270 851 463</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-7 876 722 801		-7 876 722 801	-8 124 130 488		-8 124 130 488
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)	-1 952 043 990		-1 952 043 990	-1 756 550 675		-1 756 550 675
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-11 093 403		-11 093 403	-3 203 824		-3 203 824
	- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-366 234 141		-366 234 141	-386 966 476		-386 966 476
	<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	<b>-30 548 877</b>	<b>-38 103</b>	<b>-30 586 980</b>	<b>-25 156 563</b>	<b>25 279</b>	<b>-25 131 284</b>
	- Produits de la Redevance solaire						
	- Coûts de Fonctionnement	-13 946 195		-13 946 195	-4 871 072		-4 871 072
	- ACE	-4 199 497		-4 199 497	-4 261 485		-4 261 485
- MO	-588 660		-588 660	-760 151		-760 151	
- AUTRES	-9 158 038		-9 158 038	150 564		150 564	
- Quote part des activités support affectées	-16 602 682	-38 103	-16 640 785	-20 285 491	25 279	-20 260 212	
- Fonctions supports	-14 235 785		-14 235 785	-18 751 217		-18 751 217	
- Frais de siège	-2 366 897	-38 103	-2 405 000	-1 534 274	25 279	-1 508 995	

		Tahiti Nord 2020			Tahiti Nord 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>29 435 546</b>		<b>29 435 546</b>	<b>34 620 936</b>		<b>34 620 936</b>
	- Coûts directs	-27 927 795		-27 927 795	-27 937 322		-27 937 322
	- AC	-3 957 266		-3 957 266	-1 693 716		-1 693 716
	- ACE	-2 132 033		-2 132 033	-4 755 840		-4 755 840
	- MO	-19 980 799		-19 980 799	-24 520 329		-24 520 329
	- AUTRES	-1 857 697		-1 857 697	3 032 563		3 032 563
	- Quote part des activités support affectées	-27 794 703	-81 111	-27 875 814	-34 755 802	83 758	-34 672 044
	- Fonctions supports	-22 756 198		-22 756 198	-29 672 271		-29 672 271
	- Frais de siège	-5 038 505	-81 111	-5 119 616	-5 083 531	83 758	-4 999 773
	<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	<b>894 385 727</b>		<b>894 385 727</b>	<b>907 487 887</b>	
- UO UC : Nombre d'abonnés -1		53 772		53 772	54 335		54 335
- Forfait FC		16 633		16 633	16 767		16 767
<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>		<b>48 163 468</b>		<b>48 163 468</b>	<b>55 344 717</b>		<b>55 344 717</b>
- Frais de relance		21 572 534		21 572 534	29 116 902		29 116 902
- Frais de perception de taxe		26 590 934		26 590 934	26 227 815		26 227 815
<b>COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>		<b>-690 765 493</b>	<b>-1 166 453</b>	<b>-691 931 946</b>	<b>-722 272 547</b>	<b>1 057 492</b>	<b>-721 215 055</b>
par UO : Nombre d'abonnés		-12 846		-12 868	-13 293		-13 273
- Affranchissements		-51 796 068		-51 796 068	-65 070 619		-65 070 619
- Fonctionnement		-295 083 560		-295 083 560	-281 956 923		-281 956 923
- AC		-12 604 676		-12 604 676	-9 931 488		-9 931 488
- ACE		-49 794 888		-49 794 888	-55 002 999		-55 002 999
- MO		-173 138 301		-173 138 301	-206 978 541		-206 978 541
- AUTRES		-59 545 695		-59 545 695	-10 043 895		-10 043 895
- Quote part des activités support affectées		-343 885 865	-1 166 453	-345 052 318	-375 245 005	1 057 492	-374 187 513
- Fonctions supports	-271 427 144		-271 427 144	-311 062 894		-311 062 894	
- Frais de siège	-72 458 721	-1 166 453	-73 625 174	-64 182 111	1 057 492	-63 124 619	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>42 088 555</b>		<b>42 088 555</b>	<b>33 173 114</b>		<b>33 173 114</b>
	- Frais de coupure	42 088 555		42 088 555	33 173 114		33 173 114
	- Coûts directs	-11 007 816		-11 007 816	-6 010 355		-6 010 355
	- AC	-2 169 755		-2 169 755	477 406		477 406
	- ACE	-440 805		-440 805	-670 963		-670 963
	- MO	-8 397 553		-8 397 553	-5 817 677		-5 817 677
	- AUTRES	297		297	879		879
	- Quote part des activités support affectées	-15 795 018	-35 021	-15 830 039	-11 113 166	21 418	-11 091 748
	- Fonctions supports	-13 619 530		-13 619 530	-9 813 235		-9 813 235
	- Frais de siège	-2 175 488	-35 021	-2 210 509	-1 299 931	21 418	-1 278 513
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>11 220 167 632</b>		<b>11 220 167 632</b>	<b>11 293 976 423</b>		<b>11 293 976 423</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>210 233 595</b>	<b>-1 320 688</b>	<b>208 912 907</b>	<b>195 879 203</b>	<b>1 187 949</b>	<b>197 067 152</b>	
- I.S.	-98 353 459	617 857	-97 735 603	-85 401 956	-517 937	-85 919 893	
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>111 880 136</b>	<b>-702 831</b>	<b>111 177 304</b>	<b>110 477 248</b>	<b>670 011</b>	<b>111 147 259</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>95 098 115</b>	<b>-597 407</b>	<b>94 500 709</b>	<b>93 905 660</b>	<b>569 510</b>	<b>94 475 170</b>	
En % des produits	-1%		-1%	-1%		-1%	
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>							
<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>							
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh fournis aux client finaux							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
<b>MARGE AVANT IS</b>							
- I.S.							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>							
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>							
En % des produits							

	Tahiti Nord 2020			Tahiti Nord 2021		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>RESULTAT FINANCIER</b>						
<b>PRODUIT AUTORISE</b>	-167 556 397		-167 556 397	-159 725 920		-159 725 920
- Intérêts sur emprunts bancaires						
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	53 149 989		53 149 989	47 670 504		47 670 504
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	114 406 408		114 406 408	112 679 730		112 679 730
<b>MARGE AVANT IS</b>				<b>624 314</b>		<b>624 314</b>
- I.S.				-272 196		-272 196
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>				<b>352 117</b>		<b>352 117</b>
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>				<b>299 300</b>		<b>299 300</b>
En % des produits						
<b>TOTAL CONCESSION</b>						
<b>TOTAL DES PRODUITS (*)</b>	<b>15 777 597 131</b>		<b>15 777 597 131</b>	<b>16 925 343 853</b>		<b>16 925 343 853</b>
<b>TOTAL DES CHARGES (*)</b>	<b>-14 648 364 172</b>	<b>56 937 684</b>	<b>-14 591 426 488</b>	<b>-15 640 239 369</b>	<b>-2 674 130</b>	<b>-15 642 913 499</b>
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>1 129 232 959</b>	<b>56 937 684</b>	<b>1 186 170 643</b>	<b>1 285 104 484</b>	<b>-2 674 130</b>	<b>1 282 430 354</b>
- I.S.	-528 288 392	-26 637 123	-554 925 516	-560 296 521	1 165 902	-559 130 619
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>600 944 566</b>	<b>30 300 561</b>	<b>631 245 127</b>	<b>724 807 963</b>	<b>-1 508 228</b>	<b>723 299 735</b>
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>510 802 882</b>	<b>25 755 477</b>	<b>536 558 358</b>	<b>616 086 769</b>	<b>-1 281 994</b>	<b>614 804 775</b>
En % des produits	<b>3,2%</b>		<b>3,4%</b>	<b>3,6%</b>		<b>3,6%</b>

(\*) : 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)

#### 4.3.4. COMMENTAIRES SUR LES ETATS FINANCIERS

##### 4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : -10 MF**
  - -8 MF au titre d'un incident moteur survenu sur le groupe G7P en juillet 2021.
  - -6 MF au titre d'une avarie sur l'alternateur du groupe G6P en janvier 2021.
  - +4 MF de reprises de provisions pour risques (en frais de siège).
- **Distribution : +6 MF**
  - +6 MF de reprises de provisions pour risques (en frais de siège).
- **Fourniture : +1 MF**
  - + 1 MF de reprises de provisions pour risques (en frais de siège).

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

###### Commentaires sur la variation des produits : +1148 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 **+27 MF**

Les ventes d'énergie à d'autres concessions augmentent de **+52 MF** :

- +73 MF au titre de la production thermique
- -21 MF au titre de la production hydraulique

Les explications relatives aux autres produits augmentent de **+1068 MF** sont :

- **Production : +865 MF**
  - +870 MF sur les travaux immobilisés dont :
    - +513 MF au titre du projet Putu Uira (travaux de génie civil et mise en place des transformateurs, conteneur poste et conteneurs onduleurs)
    - +190 MF lié aux révisions des groupes (révision 24000h du G1P et G2P)
    - +94 MF au titre du renouvellement des stations environnementales en 2021
    - +73 MF autres investissement de renouvellement
  - -5 MF sur les travaux vendus
  
- **Dispatching : -19 MF**
  - -23 MF au titre des travaux vendus
  - +4 MF sur les travaux immobilisés
  
- **Distribution : +219 MF**
  - +174 MF sur les travaux immobilisés lié à la hausse des travaux de renouvellement du réseaux Tahiti Nord (support HT/BT ; poteaux ; transformateur...)
  - + 45 MF sur les travaux vendus dont :
    - +75 MF au titre des travaux d'électrification des quartiers, extensions des réseaux et déplacements des coffrets.
    - +63 MF lié aux travaux de déplacement des réseaux sous-terrain et branchement.
    - +31 MF autres travaux vendus
    - -124 MF lié aux travaux de rénovation d'éclairage public de Tairapu Est effectués en 2020.
  
- **Fourniture : +3 MF**
  - +7 MF sur les produits de relance
  - +5 MF sur les études et raccordement d'installations solaires
  - -9 MF au titre des travaux vendus

Commentaires sur la variation des charges : +992 MF

- **Production : +977 MF**
  - +875 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
    - +513 MF au titre des travaux effectués pour le projet Putu Uira dont la date de mise en service est prévue en décembre 2022.
    - +190 MF lié aux révisions des groupes (révision 24000h du G1P et G2P et révision 6000h du G3P)
    - +94 MF au titre du renouvellement des stations environnementales en 2021
    - +78 MF autres investissement de renouvellement.
  - +288 MF au titre des matières consommées (fioul, gasoil, huiles...).
  - +38 MF au titre des coûts de production thermique « revendus » à la concession du Sud.
  - +10MF au titre des travaux vendus
  - +4 MF au titre de la maintenance des centrales et la conduite et fonctionnement dont :
    - +49 MF au titre des études liées au plan Punaruu 2025 (3<sup>ème</sup> site de production, rétrofit sur les groupes G1P à G4P)
    - +28 MF sur les charges calculées
    - +19 MF au titre des provisions pour stocks
    - +16 MF lié aux travaux d'entretien des filières

- -45 MF lié à la baisse de la provision TAC en 2021
  - -24 MF au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
  - -13 MF sur les coûts d'entretien des centrales Vairaatoa et Punaruu
  - -11 MF au titre des frais de siège
  - -15 MF autres écarts
- -238 MF au titre de la maintenance des moteurs dont :
  - -109 MF au titre du vidage des boues et traitement des effluents effectués en 2020.
  - -129 MF liés aux révisions des groupes.
- **Transport : -12 MF** lié à la baisse des kwh vendus sur Tahiti Nord.
- **Dispatching : +20 MF**
  - +4 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés
  - +16 MF au titre de la conduite et fonctionnement du dispatching dont :
    - +8 MF au titre des coûts d'entretien des caméras solaires liés au projet « Mata Ara » (prévisions de production solaire).
    - +4 MF au titre de la conduite du dispatching
    - +2 MF au titre de l'entretien matériel du dispatching
    - +2 MF au titre des frais de siège
  - -1MF au titre de la réalisation des travaux vendus
- **Distribution : +159 MF**
  - +157 MF sur les travaux immobilisés lié à la hausse des travaux de renouvellement du réseaux Tahiti Nord (support HT/BT ; poteaux ; transformateur...)
  - +71 MF au titre des travaux vendus dont :
    - +66 MF au titre des travaux d'électrification des quartiers, extensions des réseaux et déplacements des coffrets
    - +55 MF lié aux travaux de déplacement des réseaux sous-terrain et branchement
    - +20 MF au titre des provisions clients pour travaux
    - +11 MF au titre des travaux de raccordement et branchement des postes privés
    - +3 MF autres coûts
    - -84 MF lié aux travaux de rénovation d'éclairage public de Tairapu Est effectués en 2020.
  - -69 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
    - -51 MF lié à la baisse des coûts de sous-traitance sur l'entretien du réseau Tahiti Nord (entretien préventif, travaux d'élagages...)
    - -35 MF au titre des charges calculées
    - -22 MF au titre des provisions pour litige réseau (reprises en 2021)
    - +27 MF au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports liés aux travaux d'entretien préventif du réseau et des postes sources, de la conduite de l'exploitation et des interventions de mise à jour du SIG.
    - +4 MF au titre des frais de siège.
    - +8 MF autres écarts.
- **Fourniture : +23 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
  - + 32 MF au titre du coût de l'interface clientèle dont :
    - +40 MF au titre des fonctions support.
    - +34 MF lié à la hausse d'activité sur la relève des compteurs et des petites interventions.
    - +13 MF au titre de l'augmentation des tarifs d'affranchissements à partir de 2021.

- -44 MF sur les provisions des créances clients et des pertes sur créances irrécouvrables.
    - -8 MF au titre des frais de siège
    - -3MF autres écarts.
  - +7 MF lié à la hausse des travaux au titre des raccordements des auto-producteurs solaires
  - -5 MF au titre de la gestion administrative du solaire
  - -10 MF au titre des travaux vendus lié à la baisse des interventions de coupures pour impayés.
- **Achat des énergies renouvelables : -183 MF**
    - -195 MF au titre des achats d'origine hydraulique Marama Nui
    - -8 MF au titre des achats d'origine hydraulique CHPP
    - + 20 MF au titre des achats d'origine solaire
  - **Financier : +7 MF**

Commentaires sur la variation de la marge : +156 MF

La marge récurrente s'améliore de 156 MF impactée principalement par :

- Une hausse de 27 MF du revenu autorisé ;
- Une baisse des coûts de 263 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la Production (hors charges calculées) ;
- Une baisse de 162 MF au titre des achats d'électricité d'origine hydraulique et solaire ;
- Une hausse de 35 MF sur la marge avant IS au titre de la revente d'énergie ;
- Une baisse des coûts de 34 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la Distribution (hors charges calculées) ;
- Une diminution des coûts du transport TEP de 12MF liée à la baisse du nombre de kwh vendus ;
- Une baisse des charges calculées de 7 MF ;
- Une hausse de 4MF au titre des autres produits ;
- Une hausse de 288 MF sur les matières consommées ;
- Une perte de 51 MF sur la marge avant IS des activités annexes ;
- Une hausse des coûts de 32 MF au titre du fonctionnement de la Clientèle ;
- Une hausse des coûts de 16 MF au titre de la maintenance et fonctionnement du Dispatching ;

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

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

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

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

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

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

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

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 67,41 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élève à 49.672.102 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élève à 49.672.102 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 ».

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

$$12.757.901.164 = 5.705.634.490 + 7.052.266.674 - 0$$

##### 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	109 275	108 382	-0,8%	22 159	22 256	0,4%	2 421 397 398	2 412 149 792	-0,4%
Nb de kWh produits	298 882 156	287 351 287	-3,9%	2,654	2,669	0,6%	793 337 600	766 940 585	-3,3%
Ajustement TAC Avenant 18b								-50 534 609	
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA	575,7	575,7		90 536 465	91 455 199	1,0%	90 536 465	91 455 199	1,0%
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	1 521,495	1 530,360	0,6%	1 124 524	1 133 680	0,8%	1 710 957 520	1 734 938 812	1,4%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	53 772	54 335	1,0%	16 633	16 767	0,8%	894 385 729	911 034 945	1,9%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>5 910 614 712</b>	<b>5 865 984 724</b>	<b>-0,8%</b>
Résultat financier							-167 556 398	-160 350 234	-4,3%
Partage des gains de rendement									
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>5 743 058 314</b>	<b>5 705 634 490</b>	<b>-0,7%</b>

##### 4.4.1.2) Coûts d'Energie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2020			2021		
		Qté	Prix	XPF	Qté	Prix	XPF
Carburant : GO	C	4 388 703	65,10	285 699 860	71 320 265	52,01	3 709 241 651
Carburant : Fuel	C	61 158 560	53,89	3 296 093 167	3 039 991	55,18	167 746 720
Urée	U			13 553 380			2 083 415
Huiles	H	378 465	304,22	115 135 730	397 606	300,86	119 623 024
Energie achetée Hydro	E	138 140 433	12,47	1 722 400 336	122 920 938	12,53	1 539 786 511
Energie achetée Solaire	E	14 560 603	25,15	366 234 141	15 589 117	24,82	386 966 476
Prod ENR EDT							
Transport	T	416 207 248	2,74	1 138 566 555	411 790 139	2,74	1 126 818 877
<b>CE Total</b>				<b>6 937 683 169</b>			<b>7 052 266 674</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	3 128 555 768	-12 180 840	3 116 374 928
Activité de dispatching	91 455 199	-356 075	91 099 124
Activité de distribution	1 734 938 812	-6 754 877	1 728 183 935
Activité de fourniture	911 034 945	-3 547 058	907 487 887
Résultat financier	-160 350 234	624 314	-159 725 920
Partage des gains de rendement	0	0	0
<b>Sous total (1)</b>	<b>5 705 634 490</b>	<b>-22 214 536</b>	<b>5 683 419 954</b>
Carburant : GO	3 876 988 371	-15 094 815	3 861 893 556
Carburant : Fuel			0
Urée	2 083 415	-8 112	2 075 303
Huiles	119 623 024	-465 745	119 157 279
Energie achetée Hydro	1 539 786 511	0	1 539 786 511
Energie achetée Solaire	386 966 476	-7 501 694	379 464 782
Prod ENR EDT	0	0	0
Transport	1 126 818 877	-4 387 200	1 122 431 677
<b>Sous total (2)</b>	<b>7 052 266 674</b>	<b>-27 457 566</b>	<b>7 024 809 108</b>
<b>Total (1)+(2)</b>	<b>12 757 901 164</b>	<b>-49 672 102</b>	<b>12 708 229 062</b>

		Tahiti Nord						
		2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
<b>CA facturé dans la concession</b>	A	<b>15 015 226 291</b>	<b>15 198 662 372</b>	<b>15 475 281 072</b>	<b>14 022 263 792</b>	<b>14 089 892 126</b>	<b>14 417 770 195</b>	<b>14 920 683 705</b>
Péréquation	B	n/a	n/a	-2 370 400 086	-2 215 095 727	-2 193 696 071	n/a	-2 477 746 396
<b>CA péréqué</b>	C=A+B	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>13 104 880 986</b>	<b>11 807 168 065</b>	<b>11 896 196 055</b>	<b>n/a</b>	<b>12 442 937 309</b>
Ecart RA/CA		-2 257 325 127	-2 517 920 889	n/a	n/a	543 563 105	-2 756 372 455	n/a
<b>Revenu autorisé</b>		<b>12 757 901 164</b>	<b>12 680 741 483</b>	<b>13 367 980 270</b>	<b>12 919 694 065</b>	<b>12 439 759 160</b>	<b>-2 756 372 455</b>	<b>12 442 937 309</b>
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	-543 563 105	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	350 909 308	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA		-49 672 102						
<b>Produits comptabilisés</b>		<b>12 708 229 062</b>	<b>12 680 741 483</b>	<b>13 104 880 986</b>	<b>11 807 168 065</b>	<b>12 247 105 362</b>	<b>-2 756 372 455</b>	<b>12 442 937 309</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

## 4.5 - Annexes

### 4.5.1) Annexe détail des charges d'énergie

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2021	Réalisé 2020
Nombre de kWh vendus Tahiti Nord	411 790 139	416 207 248
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	92,0%	91,9%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	1 059 971	1 073 412
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	3 051 842	3 031 907
Achat Photovoltaïque à 35 F/kWh	1 549 608	1 369 722
Achat Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	9 748 128	8 938 735
Achat electra 40F/kWh	179 569	146 826
<b>Total Production Photovoltaïque</b>	<b>15 589 117</b>	<b>14 560 603</b>
Achat hydro Marama Nui Vaite	7 796 908	8 817 191
Achat hydro Marama Nui Vaihiria	13 318 333	14 668 096
Achat hydro Marama Nui Faatautia	21 593 472	24 496 564
Achat hydro Marama Nui Titaaviri	12 857 595	15 864 337
Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	48 449 002	51 985 589
Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	18 673 179	21 501 606
Achat production hydro CHPP et SPEA	232 450	807 051
<b>Total Production Hydro</b>	<b>122 920 938</b>	<b>138 140 433</b>
<b>Total achat production EnR</b>	<b>138 510 055</b>	<b>152 701 036</b>
% répartition production Punaruu	97,4%	98,0%
% répartition production Vairaatoa	2,6%	2,0%
Production brute thermique Punaruu	301 021 183	294 064 524
Production brute thermique Vairaatoa	8 084 050	5 951 965
<b>Total production thermique (sortie alternateur)</b>	<b>309 105 232</b>	<b>300 016 489</b>
<b>Total Achat energie (EDT et autres) en kWh</b>	<b>447 615 288</b>	<b>452 717 525</b>
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique Punaruu (en réalisé global punaruu)	0,027	0,218
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa TAC	0,417	0,415
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa - Groupe	0,281	0,276
Fioul Centrale thermique Punaruu	0,027	0,218
<u>Stock Matières Premières GO volume</u>		
Stock Initial	2 868 690	459 830
achat Matière premiere	72 481 566	6 805 335
stock Final	4 029 991	2 876 462
consommation Matière 1iere	71 320 265	4 388 703
<u>Stock Matières Premières Fioul volume</u>		
Stock Initial	1 297 364	2 793 989
achat Matière premiere	1 742 628	59 665 449
stock Final		1 300 878
consommation Matière 1iere	3 039 991	61 158 560
<u>Stock Matières Premières volume</u>		
Stock Initial	4 166 054	3 253 819
achat Matière premiere	74 224 194	66 470 784
stock Final	4 029 991	4 177 340
consommation Matière 1iere en litre	74 360 256	65 547 263
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	<b>0,241</b>	<b>0,218</b>

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2021	Réalisé 2020
<u><i>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</i></u>		
Prix du gasoil	52,008 F	65,099 F
Prix du fioul	55,180 F	53,894 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaite	12,27 F	12,21 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaihiria	9,85 F	9,81 F
Prix Achat hydro Marama Nui Faatautia	9,93 F	9,89 F
Prix Achat hydro Marama Nui Titaaviri	13,40 F	13,33 F
Prix Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	13,70 F	13,65 F
Prix Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	13,90 F	13,84 F
Achat production hydro CHPP	12,06 F	12,06 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 15,98 F/kWh	15,98 F	15,98 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
<u><i>Coût de l'énergie achetée ou consommée en KF Tahiti</i></u>		
<u><i>Stock Matières Premières GO XPF</i></u>		
Stock Initial	144 933 237	34 208 306
achat Matière premiere	3 773 719 171	396 817 437
stock Final	209 410 757	145 325 884
Consommation GO XPF	3 709 241 651	285 699 860
<u><i>Stock Matières Premières Fioul XPF</i></u>		
Stock Initial	71 588 524	146 259 725
achat Matière premiere	96 158 195	3 221 615 910
stock Final		71 782 469
Consommation Fioul XPF	167 746 720	3 296 093 167
Huile	119 623 024	115 135 730
Urée	2 083 415	13 553 380
<b>(CUHPF) Combustible, urée, huiles.....</b>	<b>3 998 694 810</b>	<b>3 710 482 137</b>
Hydro Marama Nui Vaite	95 669 076	107 682 298
Hydro Marama Nui Vaihiria	131 202 744	143 823 489
Hydro Marama Nui Faatautia	214 464 553	242 150 946
Hydro Marama Nui Titaaviri	172 269 240	211 498 275
Hydro Marama Nui Haute Papenoo	663 742 983	709 836 317
Hydro Marama Nui moyenne Papenoo	259 634 567	297 675 979
Hydro CHPP & SPEA	2 803 349	9 733 033
<b>Hydroélectricité</b>	<b>1 539 786 511</b>	<b>1 722 400 336</b>
Photovoltaïque	386 966 476	366 234 141
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en kWh</b>	<b>1 926 752 987</b>	<b>2 088 634 477</b>
transport TEP	2,74	2,74
<b>(T) Cout total transport en XPF</b>	<b>1 126 818 877</b>	<b>1 138 566 555</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>7 052 266 674</b>	<b>6 937 683 169</b>

#### 4.5.2) Annexe Détail de la production thermique Tahiti

		Tahiti 2021			Tahiti Nord 2021			Secosud 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>PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	<b>2 352 420 380</b>		<b>2 352 420 380</b>	<b>2 352 420 380</b>		<b>2 352 420 380</b>			
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	123 533		123 533	108 382		108 382			
	- Forfait FP1	22 256		22 256	22 256		22 256			
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>	<b>341 707 724</b>		<b>341 707 724</b>						
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	<b>-2 033 760 788</b>	<b>-10 364 751</b>	<b>-2 044 125 539</b>	<b>-1 784 325 336</b>	<b>-9 093 541</b>	<b>-1 793 418 877</b>	<b>-249 435 452</b>	<b>-1 271 210</b>	<b>-250 706 662</b>
	par UO : Puissance maximale majorée	16 463		16 547	16 463		16 547			
	<b>- Maintenance</b>	<b>-557 789 144</b>	<b>-10 376 179</b>	<b>-568 165 323</b>	<b>-489 377 761</b>	<b>-9 103 568</b>	<b>-498 481 329</b>	<b>-68 411 383</b>	<b>-1 272 611</b>	<b>-69 683 994</b>
	- AC	-77 526 685	-3 983 528	-81 510 213	-68 018 239	-3 494 959	-71 513 198	-9 508 446	-488 569	-9 997 015
	- ACE	-153 693 975	-2 788 456	-156 482 431	-134 843 810	-2 446 459	-137 290 269	-18 850 165	-341 997	-19 192 162
	- MO	-346 555 805	-5 327 814	-351 883 619	-304 051 640	-4 674 372	-308 726 012	-42 504 165	-653 442	-43 157 607
	- AUTRES	19 987 321	1 723 619	21 710 940	17 535 928	1 512 222	19 048 150	2 451 393	211 397	2 662 790
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>-258 504 931</b>		<b>-258 504 931</b>	<b>-226 799 976</b>		<b>-226 799 976</b>	<b>-31 704 955</b>		<b>-31 704 955</b>
	- AC	-6 412 330		-6 412 330	-5 625 874		-5 625 874	-786 456		-786 456
	- ACE	-119 337 659		-119 337 659	-104 701 207		-104 701 207	-14 636 452		-14 636 452
	- MO	-7 167 632		-7 167 632	-6 288 541		-6 288 541	-879 091		-879 091
	- AUTRES	-125 587 310		-125 587 310	-110 184 354		-110 184 354	-15 402 956		-15 402 956
	<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-619 590 067</b>		<b>-619 590 067</b>	<b>-543 598 963</b>		<b>-543 598 963</b>	<b>-75 991 104</b>		<b>-75 991 104</b>
	- Dot. Amortissement Technique									
	- Dot. Amortissement Caducité									
	- Dot. Provision pour Renouvellement									
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles										
- Reprise Provision pour Renouvellement										
- Dotation provision pour risque										
- Reprise lissée caducité										
- Dotation amortissement biens au bilan	-424 680 227		-424 680 227	-372 594 306		-372 594 306	-52 085 921		-52 085 921	
- Dotation / reprise de lissage	-194 909 840		-194 909 840	-171 004 657		-171 004 657	-23 905 183		-23 905 183	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-597 876 646</b>	<b>11 428</b>	<b>-597 865 218</b>	<b>-524 548 636</b>	<b>10 026</b>	<b>-524 538 610</b>	<b>-73 328 010</b>	<b>1 402</b>	<b>-73 326 608</b>	
- Fonctions supports	-327 451 600	-4 444 213	-331 895 813	-287 290 516	-3 899 142	-291 189 658	-40 161 084	-545 071	-40 706 155	
- Frais de siège	-270 425 046	4 455 641	-265 969 405	-237 258 120	3 909 168	-233 348 952	-33 166 926	546 473	-32 620 453	

		Tahiti 2021			Tahiti Nord 2021			Secosud 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
P2 Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	763 954 549		763 954 549	763 954 549		763 954 549			
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	327 513 903		327 513 903	287 351 287		287 351 287			
	- Forfait FP2	2,669		2,669	2,669		2,669			
	Facturation P2 autres distributeurs	111 683 512		111 683 512						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-720 757 162	518 519	-720 238 643	-630 663 059	453 705	-630 209 355	-90 094 103	64 814	-90 029 288
	par UO : kWh produits sortie de centrale	2,201		2,199	2,195		2,193			
	- Maintenance	-581 238 110		-581 238 110	-508 583 784		-508 583 784	-72 654 326		-72 654 326
	- AC	-303 135 277		-303 135 277	-265 243 596		-265 243 596	-37 891 681		-37 891 681
	- ACE	-119 537 245		-119 537 245	-104 595 179		-104 595 179	-14 942 066		-14 942 066
	- MO	-100 677 125		-100 677 125	-88 092 560		-88 092 560	-12 584 565		-12 584 565
	- AUTRES (provision rév groupes...)	-57 888 463		-57 888 463	-50 652 449		-50 652 449	-7 236 014		-7 236 014
	- Traitement des effluents	-20 391 000		-20 391 000	-17 842 140		-17 842 140	-2 548 860		-2 548 860
	- Quote part des activités support affectées	-119 128 052	518 519	-118 609 533	-104 237 135	453 705	-103 783 431	-14 890 917	64 814	-14 826 102
- Fonctions supports	-87 657 711		-87 657 711	-76 700 563		-76 700 563	-10 957 148		-10 957 148	
- Frais de siège	-31 470 341	518 519	-30 951 822	-27 536 572	453 705	-27 082 868	-3 933 769	64 814	-3 868 954	
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE : Matière consommées	3 983 126 138		3 983 126 138	3 983 126 138		3 983 126 138			
	Facturation autres distributeurs	571 238 185		571 238 185						
	Par kWh produits sortie de centrale	12,16		12,16	13,86		13,86			
	- Consommations	-4 569 932 995		-4 569 932 995	-3 998 694 810		-3 998 694 810	-571 238 185		-571 238 185
	- Fioul	-191 710 372		-191 710 372	-167 746 720		-167 746 720	-23 963 652		-23 963 652
	- Gasoil	-4 239 129 670		-4 239 129 670	-3 709 241 652		-3 709 241 652	-529 888 018		-529 888 018
	- Huile	-136 711 909		-136 711 909	-119 623 023		-119 623 023	-17 088 886		-17 088 886
- Urée	-2 381 044		-2 381 044	-2 083 415		-2 083 415	-297 629		-297 629	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	888 000		888 000	888 000		888 000			
	- Coûts directs	-10 194 393		-10 194 393	-10 194 393		-10 194 393			
	- Quote part des activités support affectées	-331 216		-331 216	-331 216		-331 216			
	- Fonctions supports	-331 216		-331 216	-331 216		-331 216			
	- Frais de siège									
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES				1 024 629 421		1 024 629 421			
	- Coûts sur revente energie				-910 767 740	-1 206 395	-911 974 135			
	MARGE AVANT IS				113 861 681	-1 206 395	112 655 286			
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 333 923 507		1 333 923 507	1 333 923 507		1 333 923 507			
	- Coûts directs	-1 278 805 499		-1 278 805 499	-1 278 805 499		-1 278 805 499			
- AC	-894 466 913		-894 466 913	-894 466 913		-894 466 913				
- ACE	-292 608 067		-292 608 067	-292 608 067		-292 608 067				
- MO	-97 012 544		-97 012 544	-97 012 544		-97 012 544				
- AUTRES	5 282 025		5 282 025	5 282 025		5 282 025				
- Quote part des activités support affectées	-66 990 730		-66 990 730	-66 990 730		-66 990 730				
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>										
	TOTAL DES PRODUITS	9 458 941 995		9 458 941 995	9 458 941 995		9 458 941 995			
	MARGE AVANT IS	778 169 212	-9 846 232	768 322 980	778 169 212	-9 846 232	768 322 980			
	- I.S.	-339 276 306	4 292 888	-334 983 418	-339 276 306	4 292 888	-334 983 418			
	MARGE NETTE CONCESSION	438 892 906	-5 553 344	433 339 562	438 892 906	-5 553 344	433 339 562			

## **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

### Principe comptable

Les dépenses d'investissement (1<sup>er</sup> établissement ou renouvellement) relatives aux immobilisations sont comptabilisées :

- en immobilisation à partir du jour de leur mise en service ;
- en immobilisation en-cours en l'attente, à ce stade elles ne sont pas incluses à l'inventaire.

### Production

	2020	Acquisition	Cession	Total bilan 2021
Production Tahiti Nord	20 179 481 073	666 838 903 (1)	-164 149 649 (2)	20 682 170 327

(1) Dont 464 MF Groupes et 202 MF Filières

Détail des acquisitions de production :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
RNV TURBO G4P PC4 PUNARUU	R19011	GROUPE	23 098 152		-	23 098 152
RNV TURBO PC4 PUNARUU	R19011	GROUPE	22 830 753		-	22 830 753
TVX AMELIORANTS G2P R2400	G20008	GROUPE	183 761 643	100%	183 761 643	-
CPLT TVX AMEL G2P R2400	G20015	GROUPE	67 387 500	100%	67 387 500	-
RNV TURBO G3P PC4 PUNARUU	R19011	GROUPE	22 275 831		-	22 275 831
PANOPLIE PIECES PC4	G21209	GROUPE	144 826 626	100%	144 826 626	-
RNV ECHANGEUR TR1/TR2 EAU	GP2518	FILIERE	20 650 817		-	20 650 817
RNV SYSTEME TENS°AVR G2P	GP2509	FILIERE	18 251 075		-	18 251 075
RNV AUTOMATE G2P PMT 2025	GP2532	FILIERE	8 383 460		-	8 383 460
RNV CENTRIFUGEUSE HUILE	GP2512	FILIERE	16 338 969		-	16 338 969
RNV CENTRIFUGEUSE HUILE	GP2507	FILIERE	16 104 956		-	16 104 956
RNV STATIONS ENVIRONNEMEN	GP2519	FILIERE	100 764 313		-	100 764 313
COMPRESSEUR AIR 30B G1P	GP2523	FILIERE	7 390 371		-	7 390 371
COMPRESSEUR AIR 30B G2P	GP2524	FILIERE	7 384 612		-	7 384 612
COMPRESSEUR AIR 30B G3P	GP2525	FILIERE	7 389 825		-	7 389 825
<b>TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)</b>			<b>666 838 903</b>		<b>395 975 769</b>	<b>270 863 134</b>
<b>TOTAL ACQUISITIONS PRODUCTION TAHITI NORD</b>			<b>666 838 903</b>		<b>395 975 769</b>	<b>270 863 134</b>

(2) Les cessions de production sont relatives aux renouvellements de composants des groupes pour 28,6 MF et du bâtiment/filières pour 135.6MF.

## Distribution

	2020	Acquisition	Cession	Total bilan 2021
Distribution	23 111 427 768	1 268 924 119 (3)	-507 993 979 (4)	23 872 357 908

(3) dont 901 MF Réseaux, 181 MF Comptages, 129 MF Postes/Transfos, 30 MF Poste source, 19 MF dispatching et 8 MF sur les organes de coupure.

(4) Les cessions de distribution sont relatives principalement aux renouvellements des réseaux pour 189 MF, des comptages pour 150 MF et des postes/transfos pour 103 MF.

composants	Acquisitions (concessionnaire)			Acquisitions (tiers)			Cessions et transferts (concessionnaire & tiers)			Variation		
	Qté	Coût en MF	Total	Qté	Coût en MF		Qté	Coût en MF		Qté	Coût en MF	
<b>postes cabines</b>			<b>39</b>			<b>10</b>			<b>31</b>			<b>18</b>
enveloppes	502	19		2	4		4	4		500	20	
transformateur	19	20		2	1		34	27		-13	-6	
autres					4						4	
<b>postes aériens</b>			<b>79</b>			<b>1</b>			<b>48</b>			<b>32</b>
transformateur	13	13		0	1		14	9		-1	4	
armement poste		66					2 604	39			27	
<b>poste source</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		<b>23</b>	<b>23</b>		<b>6</b>	<b>6</b>
<b>organes de coupure aérien</b>			<b>8</b>			<b>0</b>			<b>0</b>			<b>8</b>
IAT	0	7								0	7	
IAM	0	1									1	
<b>télécommandes</b>			<b>0</b>			<b>0</b>			<b>0</b>		<b>0</b>	<b>0</b>
<b>réseau aérien</b>			<b>323</b>			<b>24</b>	<b>30 845</b>		<b>166</b>			<b>182</b>
poteaux BT	1 060	133		0	7		8 391	69		-8 391	71	
poteaux HT	156	55		0	0		180	5			50	
câbles aériens BT	18 657	23		3 985	11		3 437	4		23 191	30	
câbles aériens HT	1 261	5		0	0		1 353	4		-92	1	
armements autres		107			6		17 484	83			30	
<b>réseau souterrain</b>	<b>24 518</b>	<b>431</b>	<b>431</b>	<b>1 280</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>247</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>4 763</b>	<b>531</b>	<b>531</b>
<b>comptages</b>	<b>3 255</b>		<b>181</b>			<b>0</b>	<b>23 722</b>		<b>150</b>			<b>31</b>
monophasés	2 951	147					21 760	132		-18 809	15	
triphasés	189	13					1 350	11			2	
ZMD	85	20					580	6			14	
solaires monophasés	24	1					24	0		0	0	
solaires triphasés	6						8	1		-2	-1	
solaires ZMD											0	
<b>autres distribution</b>			<b>0</b>			<b>0</b>		<b>64</b>	<b>64</b>		<b>-64</b>	<b>-64</b>
<b>dispatching</b>	<b>0</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>20</b>	<b>3</b>	<b>3</b>		<b>17</b>	<b>17</b>
<b>Total</b>		<b>1 111</b>	<b>1 111</b>		<b>157</b>	<b>157</b>			<b>508</b>			<b>760</b>

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

### Production, inventaire des biens gérés

NATURE	Puissance en MW	date de mise en service	heure de marche 12/2021	Valeur Brute d'origine - MF	Amortissement économique	Valeur nette économique
Terrain				772	0	772
Bâtiment renouvelable				1 310	1 235	75
Bâtiment non-renouvelable				1 172	562	611
G1P	12,6	01/01/1986	156 924	968	968	0
G2P	13,7	01/01/1988	156 692	1 395	1 150	244
G3P	13,1	01/01/1989	159 972	1 210	983	227
G4P	13,7	01/01/1994	128 790	1 374	1 374	0
G5P	17,00	01/05/2003	91 643	1 182	980	202
G6P	17,00	01/05/2003	90 217	1 195	977	218
G7P	17,00	22/12/2008	58 639	1 187	887	300
G8P	17,00	22/12/2008	60 339	1 203	876	326
GS				180	52	127
Pièces sécurité et reconditionnées				598	301	297
Filières				4 177	2 310	1 867
Cellules Production				57	57	0
<b>TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)</b>				<b>17 978</b>	<b>12 711</b>	<b>5 267</b>
Terrain				0	0	0
Bâtiment				404	404	0
G2V	HS	01/01/1995		199	199	0
G3V	7,40	01/01/1995		193	193	0
TAC	9,6	17/10/2007		816	634	182
GS				12	12	0
Pièces sécurité et reconditionnées				50	50	0
Filières				794	794	0
Cellules Production				13	13	0
<b>TOTAL CENTRALE VAIRAATO A</b>				<b>2 482</b>	<b>2 299</b>	<b>182</b>
<b>TOTAL AUTRES PRODUCTIONS TAHITI NORD</b>				<b>222</b>	<b>29</b>	<b>192</b>
<b>TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION</b>				<b>20 682</b>	<b>15 040</b>	<b>5 642</b>

Ces biens font, sauf exception, l'objet d'un amortissement de caducité.

## Distribution : inventaire des biens gérés

composants	VO au 31/12/2021		Amortissement économique	Valeur nette économique
	Qté	Coût en MF		
<b>postes cabines</b>			<b>1 179</b>	<b>896</b>
enveloppes	1 040	686	459	227
transformateur	477	472	237	235
autres		917	483	434
<b>postes aériens</b>			<b>289</b>	<b>150</b>
transformateur	455	377	271	106
armement poste	0	63	18	45
<b>poste source</b>	0	2 206	<b>1 172</b>	<b>1 034</b>
<b>organes de coupure aérien</b>			<b>73</b>	<b>35</b>
IAT	27	62	35	27
IAM	65	45	37	8
<b>télécommandes</b>	0	18	<b>11</b>	<b>7</b>
<b>réseau aérien</b>			<b>5 313</b>	<b>3 359</b>
poteaux BT	10 454	2 056	1 006	1 050
poteaux HT	5 175	1 604	847	757
câbles aériens BT	1 009 527	1 396	1 034	362
câbles aériens HT	182 613	304	248	56
armements autres	0	3 312	2 178	1 134
<b>réseau souterrain</b>	4 763	6 388	<b>2 264</b>	<b>4 125</b>
<b>comptages</b>			<b>2 224</b>	<b>1 614</b>
monophasés	34 350	3 370	2 012	1 358
triphasés	3 370	283	156	126
ZMD	1 014	133	40	92
solaires monophasés	1 367	33	9	23
solaires triphasés	217	19	6	13
solaires ZMD	5	0	0	0
<b>autres distribution</b>	0	3	<b>0</b>	<b>3</b>
<b>dispatching</b>	0	126	<b>51</b>	<b>75</b>
<b>Total</b>			<b>12 575</b>	<b>11 297</b>
dont tiers :			<b>2 220</b>	<b>1 749</b>

Sauf exception, ces biens font l'objet d'un amortissement technique sur leur durée de vie.

### 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

#### Production :

Cf 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

## Distribution :

### 1. Extensions réalisées dans le cadre l'article 14.

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	020490	14A1 LC 0320/MEF FAA'A QT SANFORD - MR TEHAU SANFORD	412 348	412 348	-
00	021030	14A1 LC 597/MEF PUNAAUIA MR PATII YVES - PK 16 C/MONT	537 545	537 545	-
00	037310	14A1 LC 894/MEF MAHINA QT PLATEAU FAARIPO - MME LEILA HOMAI	947 662	947 662	-
00	037260	14A1 LC 597/MEF PUNAAUIA LOT TEFAUTEA MR GOUPIL FABRICE - PK 11 C/MONT	412 583	412 583	-
00	917200	14A1 LC 691/MAE PUNAAUIA QT TEISSIER PUNAVAI	476 931	476 931	-
00	929750	14A1 LC 1410/MAE PAPERNOO QT MAEMAE - PK 18,700 C/MONT	834 050	834 050	-
00	007210	14A1 LC 246/MAE PAPARA QT STEVEN CAHIR - PK 36,500 C/MONT	721 052	721 052	-
00	008490	14A1 LC 255/MAE PUNAAUIA VALLEE DE MATATIA QT DEGAGE LOT 202	1 578 425	1 578 425	-
00	024230	14A1 LC 878/MAE PAEA DEGAGE GILLES & HEIUI - PK 28,500 C/MONT	682 695	682 695	-
00	024330	14A1 LC 133/MEF PAEA ANIHIA France - PK 22,9 C/MONT	696 890	696 890	-
00	030400	14A1 LC 551/MEF PAPARA QT DROLLET MR TAAHITINI JACQUET - PK 35 C/MONT	1 528 262	417 086	1 111 176
00	101410	14A1 LC 597/MEF PAPERNOO MR TAUARII ROGER - PK 17,5 C/MER	291 875	291 875	-
00	036480	14A1 LC 503/MEF/SDE PUNAAUIA M. TATARATA TOARII - PK 14,2 C/MONT LOT SAGE	1 702 829	1 702 829	-
00	102520	14A1 LC 1111/MEF/SDE MAHINA MADEMOISELLE LETANG	1 065 262	1 065 262	-
00	113100	14A1 LC 1111/MEF/SDE PAPARA MADAME TUOHE SHEILA	998 453	899 570	98 883
00	030730	14A1 LC 1374/MEF/SDE PAPARA MONSIEUR POHERA JEAN-PIERRE QT LUCKY - PK 36 C/MONT	330 513	330 513	-
00	034880	14A1 LC 303/MEF PUNAAUIA MATATIA MME BONNET MELANIE MAIRE	636 310	636 310	-
00	102300	14A1 LC 774/MEF PAPARA MONSIEUR TIARE VINCENT - PK 29 C/MONT	626 705	626 705	-
00	102990	14A1 LC 1016/MEF PAEA QT BRILLANT PITO MONSIEUR MARAEARIA ARSENE - PK 22,500 C/MONT	665 028	665 028	-
00	103820	14A1 LC 503/MEF/SDE PAPARA MADAME TEIHO PASCALINE QT VERNAUDON - PK 34,9 C/MONT	688 560	688 560	-
00	109840	14A1 LC 1111/MEF/SDE PAPARA MADAME RIMAONO HEREMITI	912 577	912 577	-
00	107550	14B EXT RSX BT FAA'A PK 6,5 C/MER VAITUPA	1 922 155	1 922 155	-
		<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14a - travaux à l'initiative de l'autorité concédante</b>	<b>18 668 710</b>	<b>17 458 651</b>	<b>1 210 059</b>

### 2. Extensions réalisées dans le cadre l'article 2

Pas de travaux en 2021

### 3. Extensions réalisées dans le cadre l'article 13 : obligation de raccordement des clients et de qualité de fourniture

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	D20002	RENV RSX BT PAPERNOO	308 790	-	308 790
00	D20003	RENF TRANSFO DP H61 M1201 MAHINA	1 921 282	863 815	1 057 467
00	D20005	RENV RSX BT POSTE HELLEMONT FARIIPITI PAPEETE	198 229	-	198 229
00	D20006	RENV RSX BT VAIPOOPOO ARUE	198 570	-	198 570
00	D20007	RENV RSX BTS FAA'A	1 449 318	-	1 449 318
00	D20008	RENV RSX HT ARUE	856 563	-	856 563
00	D20009	RENV RSX BT FARE UTE PAPEETE	233 749	-	233 749
00	D20012	RENV RSX BTS PIAFAU FAA'A	504 177	-	504 177
00	D20018	RENV RSX BT PK 20,8 PAEA	132 611	-	132 611
00	D20019	RENV RSX BT PAMATAI FAA'A	255 227	-	255 227
00	D20020	RENV RSX BT PPT ESTALL	238 340	-	238 340
00	D20021	RENV RSX BT ECOLE NORMAL PIRAE	252 140	-	252 140
00	D20022	RENV RSX BT PUNAAUIA	225 230	-	225 230
00	D20024	RENV RSX BT DP F0478 PUURAI FAA'A	291 347	-	291 347
00	D20026	RENV RSX HT ANTENNE APATEA PAPARA	852 221	-	852 221
00	D20031	RENV RSX BT PIRAE	421 816	-	421 816
00	D20034	RENV RSX BTS CITE DE L'AIR FAA'A	2 125 757	-	2 125 757
00	D70038	RENV RSX BT GRILLE AIG PAPEETE	768 276	-	768 276
00	D70039	RENV RSX BT GRILLE AH7 PAPEETE	599 630	-	599 630
00	D70040	RENV RSX BT GRILLE AG6 PAPEETE	1 245 038	-	1 245 038
00	D70073	RENF RSX BT TUIHO MAHINA	142 493	66 307	76 187
00	D80009	RENV RSX BT TAFAROA ARUE	172 663	-	172 663
00	D80015	RENF TRANSFO DP U0930 LOT MIRI PUNAAUIA	1 378 593	751 175	627 418
00	D80037	RENV RSX BT PAEA	268 942	-	268 942
00	D80041	RENV RSX BT OLDHAM ARUE	222 735	-	222 735

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	D80052	RENV RSX BT MAIRIE FAAA	166 564	-	166 564
00	D80058	RENV RSX BT ROUTE DE LA CARRIERE PAPARA	101 572	-	101 572
00	D80111	RENV RSX BT MAHINA	268 281	-	268 281
00	D90019	RENV RSX BT DP F0323 FAAA	304 461	-	304 461
00	D90025	RENV COFFRET GFC MAHINA	382 537	-	382 537
00	D90033	RENV RSX HT DPR3515 PAPARA	547 134	-	547 134
00	D90038	RENV RSX BT ARUE	286 540	-	286 540
00	D90040	RENV RSX BT PAEA	336 765	-	336 765
00	D90045	RENV RSX BT VALLEE DES COCHONS FAAA	327 379	-	327 379
00	D90047	RENV RSX BT ANTENNE FAAA	113 291	-	113 291
00	D90049	RENV RSX BT SERVITUDE GRAFF PUNAAUIA	505 753	-	505 753
00	D90051	RENV RSX BT DP P3004 COTE STATION TOTAL FATAUA PAPEETE	163 576	-	163 576
00	D90056	RENV RSX BT 840AA84 ARUE	122 814	-	122 814
00	D90061	RENV RSX BT PIRAE	158 272	-	158 272
00	D90069	RENV RSX BT PK41 PAEA	212 542	-	212 542
00	M20012	RENV TIPI DP P0002 IM LUIINE AVENUE PRINCE HINOI PAPEETE	835 584	-	835 584
00	M20013	RENV TIPI DP U0055 MOTU UTA FARE UTE DIGUE EST SOCIETE SHELL PPT	428 620	-	428 620
00	M70103	RENV RSX BT FEEDER PAP MER ANTENNE TUAURU	309 326	-	309 326
00	M70130	RENV RSX HT/BT DP F0640 FAAA	1 720 470	-	1 720 470
00	M80048	RENV RSX ANTENNE PIAFAU VERS PONT RDO FAAA	3 815 232	-	3 815 232
00	M80063	RENV CELL RM6 DP P4401 ECOLE ST THERESE TAUNOA PAPEETE	3 760 280	-	3 760 280
00	M80074	RENF TRANSFO DP T0017 IM CHANG KI SANG PAPEETE	1 182 107	425 559	756 548
00	M80081	RENV RSX BT DP E2101 PAEA PK41	1 661 599	-	1 661 599
00	M80088	RENF TRANSFO DP F0311 FEEDER RDO MONT FAAA	1 380 642	515 047	865 595
00	M80123	RENV RSX BT LOT TEANA C/MER DP R3516 PAPARA	631 743	-	631 743
00	M80128	RENV TRANSFO DP P2710 QUINCAILLERIE PAPEETE	823 079	-	823 079
00	M90005	RENV TUR8 TIPI DP F0104 LOT SANFORD FAAA	611 558	-	611 558
00	M90006	RENV CELL RM6 DP P8301 TIPAERUI PAPEETE	759 560	-	759 560
00	M90007	RENV TUR8 PAR TIPI8 & COFFRET ITI DP U0723 LAI WOA PUNAAUIA	1 369 082	-	1 369 082
00	M90010	RENV TUR/TIPI8 DP U1416 ZI PUNARUU PUNAAUIA	670 798	-	670 798
00	M90013	RENV TUR/TIPI8 DP F0510 LOT CITE DE L'AIR FAAA	770 618	-	770 618
00	M90018	RENV TUR8/TIPI8 DP A0320 PRES IRD ROND POINT RIMAP	1 104 476	-	1 104 476
00	M90019	RENV TUR8/TIPI4 DP P7479 LOT MAMAIA PAPEETE	460 924	-	460 924
00	M90024	RENV COFFRET ITI DP A0706 ROND POINT LAFAYETTE ARUE	1 279 264	-	1 279 264
00	M90026	RENV TUR4/TIPI4 DP F0509 LOT CITE DE L'AIR FAAA	341 582	-	341 582
00	M90029	RENV TUR8 IM LES HORIZONS/LE GRAND LARGE DPP5901/P4902 PAPEETE	1 220 736	-	1 220 736
00	M90030	RENV TUR4/TIPI DP P5003 IM TERRASSE OCEAN URANIE PAPEETE	342 141	-	342 141
00	M90032	RENV TRANSFO DP R3401 ANTENNE POINTE ERIC PAPARA	1 215 781	-	1 215 781
00	M90035	RENV CELL RM6 + RSX HT DP V0026 SCI BILL MAMAIA PAPEETE	1 787 377	-	1 787 377
00	M90036	RENV TIPI DP U0836 PRES FRATERNITE CHRETIENNE PUNAAUIA	580 773	-	580 773
00	M90040	RENV RSX BT DP I0116 PIRAE	1 637 151	-	1 637 151
00	M90044	RENV TIPI DP P5801 LOT TEANUANUA RTE CIMETIERE URANIE TIPAERUI PPT	409 812	-	409 812
00	M90045	RENV TIPI DP P0401 IM DEFLESSELLE PAPEETE	562 752	-	562 752
00	M90049	RENV CELLULE RM6 DP M1022 LOT ATIMA MAHINA	1 815 445	-	1 815 445
00	M90051	RENV TIPI DP U0904 LOTUS PUNAAUIA	579 821	-	579 821
00	M90052	RENV RSX BT DP I0201 ECOLE MATERNELLE PIRAE	476 687	-	476 687
00	M90057	RENV DP F0489 MT MARAU FA	486 452	-	486 452
00	M90063	RENV IPT DP P9003 VALLEE TIPAERUI PAPEETE	407 447	-	407 447
00	M90064	RENV RSX BT + TIPI DP A0468 FACE RIMAP C/MER ARUE	1 100 403	-	1 100 403
00	M90068	RENV TRANSFO DP IV104 LOT VETEA PIRAE	1 216 403	-	1 216 403
00	M90069	RENV TIPI DP V0025 MAMAIA IMM GIGA PAPEETE	822 963	-	822 963
00	M90073	RENV TIPI DP N0033 IMM FARE TONY PAPEETE	1 434 522	-	1 434 522
00	M90076	RENV IPT + TIPI DP F0357 FAA'A	1 262 314	-	1 262 314
00	M90077	RENV TIPI + RSX HT/BT DP P2001 PAPEETE	1 913 368	-	1 913 368
00	M90082	RENV RSX BT DP U1030 TAAPUNA PUNAAUIA	221 847	-	221 847
00	M90083	RENV TRANSFO DP U1418 ZI PUNARUU PUNAAUIA	905 619	-	905 619
00	M90084	RENV TRANSFO DP S0033 FEEDER VILLE VILLE SUD PAPEETE	775 936	-	775 936
00	M90085	RENF RSX BT QT PUGIBET PTE VENUS MAHINA	898 067	224 517	673 550
00	M90086	RENV RSX BT DP M0803 CITE JAY TAHARA'A MAHINA	849 847	-	849 847
00	M90088	RENV RSX BT DP N0019 IMPRIMERIE OFFICIELLE PAOFAI PAPEETE	1 023 421	-	1 023 421
00	M90098	RENV TIPI DP P0124 IMM PAPINEAU PAPEETE	869 210	-	869 210
00	M90100	RENV TRANSFO DP A0320 ARAHIRI ARUE	713 096	-	713 096
00	M90121	RENV RSX BT DP U1327 PUNAAUIA	292 323	-	292 323
00	M90122	RENF RSX HT/BT IA018 à IA701 PAPENOO	3 179 854	181 587	2 998 267
00	M90123	RENV RSX BT SERVITUDE BUNKLEY TANSEAU C/MER PUNAAUIA	167 077	-	167 077
00	D20017	RENV RSX BT PIC ROUGE PAPEETE	404 657	-	404 657
00	736690	RENV RSX DP F0312 à F0318 PAMATAI FAA'A (SUITE AMNGMT DEQ)	14 532 746	-	14 532 746
00	813000	RENV RSX SOUT 3ème VOIE OUTUMAORO-TAINA FEEDER RDP MER MONT	33 250 261	-	33 250 261
00	820130	RENV RSX BT CITE GRAND PIRAE (BATIMENTS A01, B02, C03)	3 452 947	-	3 452 947
00	904790	RENF RSX IMMEUBLE CERAN PAPEETE	4 944 137	3 986 802	957 335

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	915600	RENF RSX HT PK 11,300 C/MONT LOT SUPERMAHINA	11 073 791	10 526 448	547 343
00	009550	RENF RSX BT DP 01706 PLATEAU ATOHEI PAPANOO	1 911 196	178 570	1 732 626
00	009690	RENF RSX BT IMM BRAULT MAMA O PAPEETE	1 258 569	1 034 712	223 857
00	022780	RENF RSX HT/BT AVENUE POMARE V PAPEETE	4 407 685	3 117 081	1 290 604
00	027460	RENF RSX BT COLLECTIF APAHERE MAMA O	1 508 273	-	1 508 273
00	102710	RENF RSX BT RESIDENCE OPH TUTUAPARE	599 544	-	599 544
00	001180	EXT RSX BT SOUT QT SAGE PUNAAUIA	2 138 467	2 138 467	-
00	020830	RENF RSX HT DP V0182 RTE TITIORO PAPEETE	1 981 993	-	1 981 993
00	029540	RENF RSX BT SERVITUDE BENETT 2 PUNAAUIA	275 483	-	275 483
00	102590	RENF RSX HT/BT VAIPOI PAPA RA	598 263	-	598 263
00	M90003	RENF IAT509 + RSX ANTENNE MATATIA PUNAAUIA	4 954 987	-	4 954 987
00	M90110	RENF RSX BT DP E1909 PK 41 PAEA	1 259 162	212 898	1 046 264
00	M90114	RENF RSX HT RT1 PK 46 PAPA RA	1 359 516	-	1 359 516
00	M90119	RENF RSX BT DP A0303 ARUE	8 130 305	-	8 130 305
00	R18011	MATERIELS DE SECURITE POSTES SOURCES (PUNARUU, TIPAERUI, VAIRAATO A, ARUE)	3 303 140	-	3 303 140
00	R18029	RENOVATION POSTE SOURCE PAPANOO AVAL	2 868 940	-	2 868 940
00	G20011	EVOLUTION LOGICIEL MISTRAL LTR9020	3 481 680	3 481 680	-
00	R18000	PREVISION DE PRODUCTION SOLAIRE STEADYSUN	14 216 732	14 216 732	-
00	G21207	RENF 2 ONDULEURS DISPATCHING	1 694 008	-	1 694 008
00	002190	RENF RSX HTS ENTRE DP M1131 - M1107 MAHINARAMA	39 292 530	-	39 292 530
00	003080	EXT RSX BT IMM HOTTAM RUE DES HALL PAPEETE	1 670 849	1 670 849	-
00	009570	RENF RSX BT DP A0477 DOMAINE PIHATARIOE MONTHABOR ERIMA ARUE	1 736 278	-	1 736 278
00	009590	RENF RSX BT TIPAERUI PAPEETE	1 574 262	-	1 574 262
00	009660	RENF RSX BT COLLECTIF QT GRAFFE COURS UNION SACRE TAUNOA PAPEETE	661 064	-	661 064
00	009670	RENF RSX HT LOT ERIMA ARUE	2 494 462	-	2 494 462
00	009710	RENF RSX IMM TIHONI DP V0105 RTE TITIORO PRES DU MAGASIN FIT PAPEETE	1 958 433	-	1 958 433
00	010030	RENF RSX BT COLLECTIF DP P0124 PAPEETE	1 589 909	-	1 589 909
00	011150	RENF RSX BT SERVITUDE SANFORD PTE VENUS MAHINA	406 770	-	406 770
00	015800	RENF RSX BT QT CAHIR STEVEN PK 36,500 C/MONT PAPA RA	840 600	-	840 600
00	016620	RENF RSX BTS LOT TEMARUATA PUNAAUIA	3 424 884	1 055 764	2 369 120
00	016830	RENF RSX HT RESIDENCE TAIMITI RTE MONT MARAU FAA'A	1 411 121	-	1 411 121
00	019530	RENF RSX BT IMM PARAITA EN FACE DU QUAI DE PAPEETE	853 748	-	853 748
00	020630	RENF RSX BT RUE COOK PAPEETE	1 402 666	-	1 402 666
00	026460	RENF RSX HT HANGAR CHIN FOO TITIORO PAPEETE	756 026	-	756 026
00	033790	RENF RSX BT IMM SARRAH MAHINA	369 297	-	369 297
00	034380	RENF RSX BT SERVITUDE LENOIR PK 24,100 C/MONT PAEA	530 423	-	530 423
00	034550	RENF RSX BT QT SANFORD FAA'A	233 481	-	233 481
00	037450	RENF RSX HTS PAMATAI HILLS	3 290 220	-	3 290 220
00	037540	RENF RSX BT AEROSOUT PK 2,2 C/MER PAEA	274 685	-	274 685
00	037870	RENF RSX HTS CITE DE L'AIR FAA'A	3 568 797	-	3 568 797
00	038590	RENF RSX BT PAPA RA	412 321	395 556	16 765
00	039550	RENF RSX BTS LOT LOTUS LOT 131 à 137 PUNAAUIA	3 728 085	-	3 728 085
00	039560	RENF RSX BT IMMEUBLE MOU TSOUN CHEMIN VICINAL DE PATUTOA TAUNOA PAPEETE	1 716 485	-	1 716 485
00	102580	COFFRET ITI DP COLLEGE DE PAPA RA	1 374 416	1 374 416	-
00	103960	RENF RSX BTS CITE GRAND PIRAE	2 612 917	-	2 612 917
00	104830	RENF RSX BT LOT SOCIAL TAAPUNA LOT N° 90 PUNAAUIA	812 395	-	812 395
00	108200	RENF RSX BT QT KAYNE PAMATAI FAA'A	2 273 044	156 399	2 116 645
00	110390	RENF RSX BT FACE AU MAGASIN DORA FAA'A	1 013 556	-	1 013 556
00	804400	RENF RSX HTA SOUT HAUT UNIVERSITE OUTUMAORO GREEN VALLEY PUNAAUIA	51 360 547	-	51 360 547
00	827360	RENF RSX BT CHAPELLE MORMONE PUURAI FAA'A	7 191 794	5 539 554	1 652 240
00	904800	RENF RSX BT AERIEN SERVITUDE MARCONTONI PAMATAI FAA'A - DIR 17-09	2 964 638	566 362	2 398 276
00	939930	RENF RSX RTE DE RFO PAMATAI	23 871 803	-	23 871 803
00	D80045	F&P GFC LOTUS PUNAAUIA	98 447	98 447	-
00	D90055	RENF GFC TETAVAKE PUNAAUIA	206 198	-	206 198
00	M20009	RENF TIPI + RSX BT DP U1204 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	2 118 423	-	2 118 423
00	M20010	RENF TIPI DP M1138 & M1139 FEEDER TAHARAMONT LOT LES HAMMEAUX MAHINARAMA	1 335 537	-	1 335 537
00	M20016	RENF TIPI + RSX BT DP A0001 FEEDER ARUE3 PAPEETE	2 323 185	-	2 323 185
00	M20017	RENF TIPI + RSX BT DP I0118 FEEDER ARUE3 PIRAE	1 080 182	-	1 080 182
00	M20023	RENF TIPI DP I0215 FEEDER GADIOT LOT AUTE PIRAE	577 060	-	577 060
00	M20026	RENF RSX HT/BT LOT HAMUTA PIRAE	4 497 764	-	4 497 764
00	M90093	RENF TRANSFO DP U0927 FEEDER RDPMT PUNAAUIA	1 243 457	-	1 243 457
00	M90105	RENF COFFRET ITI DP I0144 FEEDER FARIIPITI PIRAE	908 856	-	908 856
00	117300	RENF RSX BT IM. TAUNOA SERVITUDE AHNNE PAPEETE	618 008	-	618 008
00	D20010	RENF RSX BT RUE CHARLES VIENOT DP S0004 EX CPS PAPEETE	369 983	-	369 983
00	D20013	RENF RSX BT DP I0116 FEEDER ARUE2 PIRAE	465 496	-	465 496
00	D20016	EXT RSX BT PAMATAI FAA'A	158 274	158 274	-
00	D20025	RENF RSX HT/BT DP P1206 PAPEETE	644 303	-	644 303
00	D20032	RENF RSX HT/BT ETAYER DP P0007 FEEDER FATAUJAMER PAPEETE	198 902	-	198 902
00	D20036	RENF RSX BT RTE TUAURU MAHINA	212 701	-	212 701
00	D20039	RENF RSX BT PK 15 C/MER PUNAAUIA	245 926	-	245 926

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	D20068	RENV RSX BT DP I0259 FEEDER GADIOT PIRAE	276 675	-	276 675
00	D20069	RENV RSX HT/BT EX MAGASIN PUNARUU NUI PUNAAUIA	262 504	-	262 504
00	D20071	RENV RSX BT DP A0327 FEEDER CONTINENT ARUE	326 258	-	326 258
00	D20080	RENV RSX BT DP P0122 FEEDER VILLESUD2 PAPEETE	177 655	-	177 655
00	D20081	RENV RSX BT DP IV245 FEEDER NAHOATA PIRAE	694 408	-	694 408
00	D20082	RENV RSX BT SERVITUDE CADOUSTEAU PAEA	888 360	-	888 360
00	D20084	RENV RSX BT A18-151 DP IV126 FEEDER ARUE4 PIRAE	274 687	-	274 687
00	D20085	RENV RSX BT A18-154/A18-167 DP IV127 FEEDER ARUE4 PIRAE	469 111	-	469 111
00	D20087	RENV RSX BT AF11-75 DP A0516 FEEDER TAHARAAMER ARUE	197 477	-	197 477
00	D20089	RENV RSX BT DP U1323 PUNAVAI PUNAAUIA	331 736	-	331 736
00	M90096	RENV RSX HT/BT DP T0006 FEEDER TAUNOA PAPEETE	2 143 471	-	2 143 471
00	D20027	RENV TRANSFO DP M1205 FEEDER PAPPER MAHINA	816 455	-	816 455
00	D20028	RENV TRANSFO DP M0806 FEEDER HYATT LOT JAY ARUE	1 047 035	-	1 047 035
00	D20088	RENV RSX BTS SERVITUDE SANFORD PAMATAI FAA'A	559 415	-	559 415
00	D20095	RENV RSX BT RTE DE LA CARRIERE PAPARA	330 409	-	330 409
00	D20096	RENV RSX BT DP U0710 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	313 065	-	313 065
00	D20097	RENV RSX BT DP U1304 FEEDER PK13MER PUNAAUIA	267 546	-	267 546
00	D20100	RENV RSX BT SUITE CHUTE D'ARBRE HAMUTA PIRAE	152 103	-	152 103
00	D20102	RENV GFC COFFRET BTAS RESIDENCE LE PARC A TIPAERUI	207 167	-	207 167
00	D20103	RENV RSX BT DP U0704 FEEDER PK13MONT NINA PEATA PUNAAUIA	206 376	-	206 376
00	D20104	RENV RSX BT DP U0705 FEEDER PK13MONT SERVITUDE TOERAUROA NINA PEATA PUNAAUIA	181 716	-	181 716
00	D20105	RENV RSX BT DP U0712 FEEDER PK13MONT AROA TEIVIROA 11 NINA PEATA PUNAAUIA	125 514	-	125 514
00	D20108	RENV RSX BT DP V0003 FEEDER FAUTAUAMONT PAPEETE	149 750	-	149 750
00	D20111	RENV RSX BT DP IV248 FEEDER NAHOATA RTE BELVEDERE PIRAE	153 200	-	153 200
00	D20113	RENV RSX BT DP IV215 FEEDER NAHOATA RTE BELVEDERE PIRAE	152 648	-	152 648
00	D20114	RENV RSX BT DP IV219 FEEDER NAHOATA RTE BELVEDERE PIRAE	214 836	-	214 836
00	D20116	RENV RSX BT DP V0002 FEEDER FAUTAUAMER DERRIERE IM VAN BASTOLER PAPEETE	171 068	-	171 068
00	106800	RENV RSX HTS DP U1022 - U1029 LOT TAAPUNA (HAUTS DE MATATIA) PUNAAUIA	2 411 199	-	2 411 199
00	823110	RENF RSX BT RTE DES MARAICHERS APRES LE BASSIN PAMATAI FAA'A	6 900 076	5 512 396	1 387 680
00	M20020	RENV TUR8 PAR TIPI8 DP M0807 FEEDER HYATT LOT JAY ARUE	546 741	-	546 741
00	M20022	RENV TRANSFO H59 DP M1123 FEEDER TAHARAAMONT MAHINA	1 327 864	-	1 327 864
00	M20031	RENV TUR8 PAR TIPI8 DP M1015 FEEDER HYATT LOT ATIMA MAHINA	753 916	-	753 916
00	M20032	RENV TUR/TIPI8 DP U0936 FEEDER RDPMONT PUNAAUIA	649 962	-	649 962
00	M20034	RENV RSX BT DP E1906 FEEDER PK21 PAEA	381 471	-	381 471
00	D20127	RENV RSX HT DP P1328 FEEDER FARIPIITI PAPEETE	700 812	-	700 812
00	D20107	RENV RSX BT DP S0002 FEEDER VILLESUD2 PAPEETE	326 222	-	326 222
00	D20134	RENV RSX BT SERVITUDE HAUATA PRES DU MAGASIN TEFANA FAA'A	250 448	-	250 448
00	D20136	RENV RSX BTS DP U0910 FEEDER RDPMONT RESIDENCE LOTUS PUNAAUIA	789 143	-	789 143
00	D20138	RENV RSX BT DP F0316 FEEDER ZIT2 PAMATAI FAA'A	324 448	-	324 448
00	934810	RENV RSX HTS DU FENG SHUI AU POSTE SOURCE ARUE	26 304 359	-	26 304 359
00	938580	POSE TPC RESERVE RTE TIPAERUI SUITE DEMANDE MAIRIE DE PAPEETE	17 816 172	-	17 816 172
00	G21203	RENV 3 DISJONCTEURS POSTE SOURCE VAIRAATO	2 446 019	-	2 446 019
00	101970	RENV RSX HTA SOUTERRAIN LOT TE TAVAKE DP U0922 à U0906 PUNAAUIA	38 623 844	-	38 623 844
00	110750	RENV RSX LOT PURE ORA MISSION	6 617 077	-	6 617 077
00	011300	RENV RSX BT QT GRAND PK 30,950 C/MONT PAPARA	1 634 878	-	1 634 878
00	036730	RENV RSX BT IMM ELCEGE LAINE 2 FAA'A	1 017 383	-	1 017 383
00	100040	RENF RSX SERVITUDE TEHEI TEIHOTUA - PK 11,9 C/MONT PUNAAUIA	616 001	562 554	53 447
00	110770	EXT RSX BT LOCA TAHITI ET GARAGE PAPEAVA PAPEETE	722 765	722 765	-
00	932970	RENF TRANSFO DP H61 O1506 + RSX VALLEE FAARIPO PK 15 C/MONT PAPERNOO	3 359 251	2 333 123	1 026 128
00	M20024	RENV TIPI4 + RSX BT DP P2101 FEEDER VILLESUD5 PAPEETE	772 004	-	772 004
00	M20027	RENV RSX HT/BT DP F0427 FEEDER RDOMER FAA'A	2 837 026	-	2 837 026
00	M20028	RENV RSX BT DP U0836 OUTUMAORO PUNAAUIA	416 417	-	416 417
00	M20029	RENV RSX BT DP N0029 LYCEE PAUL GAUGUIN PAPEETE	1 850 111	-	1 850 111
00	M20030	RENV TUR/TIPI8 + TRANSFO DP M1126 FEEDER TAHARAAMONT MAHINA	2 042 167	-	2 042 167
00	M20033	RENV RSX BT + TIPI DP M1037 FEEDER HYATT MAHINA	1 603 049	-	1 603 049
00	M20035	RENV TRANSFO + TUR/TIPI4 DP U0815 FEEDER RDPMONT TAINA PUNAAUIA	1 901 260	-	1 901 260
00	M20036	RENV COFFRET IPT DP U0827 FEEDER PK13MER LOT AINAHEUNUI TAINA PUNAAUIA	859 045	-	859 045
00	M20037	RENV CELLULES HT VM6 PAR RM6 + RSX DP S0102 SOCREDO PAPEETE	6 378 490	-	6 378 490
00	M20038	RENV RSX HT/BT DP M0937 FEEDER TAHARAAMER PTE VENUS MAHINA	5 868 857	-	5 868 857
00	M20039	RENV CELLULE HT FLUOKIT PAR RM6 DP M1122 FEEDER TAHARAAMONT ANT TOPARA MAHANA M	1 722 845	-	1 722 845
00	M20040	RENV RSX DP A0407 FEEDER COWAN ARUE	495 299	-	495 299
00	M20041	RENV TRANSFO + RSX HT/BT DP N0128 FEEDER ZIT1 ZI TIPAERUI PAPEETE	825 123	-	825 123
00	M20042	RENV TRANSFO DP U0819 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	1 184 401	-	1 184 401
00	M20043	RENV TUR/TIPI DP IV130 FEEDER ARUE4 LOT VETEA PIRAE	1 476 784	-	1 476 784
00	M20044	RENV RSX HT/BT DP R6311 - R6315 FEEDER ATIMAONO1 PAPARA	1 358 124	-	1 358 124
00	M20045	RENV RSX BT DP N0102 FEEDER VILLESUD3 PAPEETE	431 890	-	431 890
00	M20046	RENV RSX HT/BT DP A0513 FEEDER COWAN ARUE	1 092 722	-	1 092 722
00	M20047	RENV RSX HT/BT DP R4003 FEEDER ATIMAONO1 PAPARA	5 794 841	-	5 794 841
00	M20048	RENV TRANSFO + RSX BT DP E2203 FEEDER PK41 PAEA RT1	5 462 765	-	5 462 765
00	M20049	RENV RSX BT DP P0125 FEEDER VILLESUD1 IMM. PANERAI PAPEETE	913 938	-	913 938

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	M20050	RENV CELLULE HT FLUOKIT PAR RM6 DP S0033 FEEDER VILLESUD2 DECIAN PAPEETE	3 226 131	-	3 226 131
00	M20051	RENV VM6/ RM6 DP U0923 FEEDER PK13MER TETAVAKE PUNAAUIA	1 617 078	-	1 617 078
00	M20052	RENV CELLULE HT IMM DP V0181 FEEDER FAUTAUAMONT + RSX HT/BT VALLEE DE TITIORO PPT	7 291 766	-	7 291 766
00	M20053	RENV RSX BT DP P0701 FEEDER VILLESUD1 ANT VILLIERME OROVINI PAPEETE	1 472 605	-	1 472 605
00	M20056	RENV RSX HT/BT DP M1121 FEEDER PAPMER MAHINA	10 880 241	-	10 880 241
00	M20057	RENV RSX HT/BT ANT AUFFRAY DP U0840 FEEDER PK13MONT OUTUMAORO PUNAAUIA	7 050 114	-	7 050 114
00	M20059	RENV RSX BT DP F0459 FEEDER FAAA2 LOT PUURAI FAA'A	2 007 965	-	2 007 965
00	M20060	RENV RSX BT DP U1219 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	712 241	-	712 241
00	M20061	RENV TRANSFO + RSX HT/BT DP O1401/O1501 FEEDER PAPMER PAPERNOO	8 508 608	-	8 508 608
00	M20063	RENV IAM006/IAT005 + RSX HT/BT DP M1007 PAPMER ANTENNE TUAURU MAHINA	9 706 693	-	9 706 693
00	M20067	RENV RSX BT DP A0609 FEEDER TAHARAAMONT ARUE	2 165 548	-	2 165 548
00	M20072	RENV RSX BT DP E2208 FEEDER PK41 LOT VAITERUPE PAEA	4 561 836	-	4 561 836
00	M20073	RENV BT DP O1807 FEEDER HITIAA PAPERNOO	1 568 394	-	1 568 394
00	M20074	RENV RSX HT/BT BELVEDERE PIRAE	6 963 580	-	6 963 580
00	M20075	RENV RSX HT/BT DP M0934 - IA013 ANT TUAURU MAHINA	8 924 703	-	8 924 703
00	M20079	RENV CELLULES HTA VM6 PAR RM6 DP IV104 FEEDER NAHOATA VETEA PIRAE	1 871 682	-	1 871 682
00	M20081	RENV COFFRET IPT DP F0357 FEEDER ZIT2 RTE DE L'URANIE PAPEETE	1 003 135	-	1 003 135
00	M21012	RENV RSX BT DP F0639 FEEDER FAAA3 LOT TEROMA	5 502 040	-	5 502 040
00	M21014	RENV RSX BT DP A0332 FEEDER NAHOATA LOT TERUA ARUE	4 204 589	-	4 204 589
00	M21019	RENV TRANSFO + RSX BT DP N0110 FEEDER ZIT1 PAPEETE	2 414 813	-	2 414 813
00	M90039	RENV RSX DP U1315 FEEDER PUNAVAI LOT TOAROTURAH/LEQUERRE PUNAAUIA	3 256 252	-	3 256 252
00	M90125	RENV RSX BT RT1 PK 37 PAPARA	8 950 846	-	8 950 846
00	M90126	RENV RSX HT/BT LOT SOCREDO HAUT PAMATAI FAA'A	9 601 252	-	9 601 252
00	M20062	RENV RSX BT DP V0003 FEEDER FATAUAMER IMM. VONGE PAPEETE	683 268	-	683 268
00	M21026	RENV TUR8 PAR TIPI4 DP U0202 FEEDER MOTUUTA2 QUAI DES PETROLIERS FARE UTE PAPEETE	600 593	-	600 593
00	D20014	RENV RSX BT DP M0937 FEEDER TAHARAAMER ANT PTE VENUS MAHINA	150 605	-	150 605
00	D20029	RENV RSX BT DP I0118 FEEDER ARUE4 PIRAE	401 966	-	401 966
00	D20030	RENV RSX BT DP IV126 FEEDER ARUE4 PIRAE	380 241	-	380 241
00	D20033	RENV RSX BT DP F0514 FEEDER RDPMER FAA'A	860 663	-	860 663
00	D20037	RENV RSX BT DP S0102 FEEDER VILLESUD1 PAPEETE	194 216	-	194 216
00	D20038	RENV RSX BT DP M1204 FEEDER PAPMER AHONU MAHINA	291 316	-	291 316
00	D20070	RENV RSX BT DP O1501 FEEDER PAPMER PAPERNOO	2 451 348	-	2 451 348
00	D20083	RENV RSX BT DP IV125 FEEDER FATAUAMER PIRAE	137 233	-	137 233
00	D20086	RENV RSX BT DP P5203 FEEDER TAUNOA PAPEETE	137 233	-	137 233
00	D20090	RENV RSX BT DP P6502 FEEDER PICROUGE PAPEETE	230 970	-	230 970
00	D20091	RENV RSX BT DP P7481 FEEDER PIC ROUGE PAPEETE	491 067	-	491 067
00	D20098	RENV COFFRETS BTS DP U0826 FEEDER PK13MONT ANTENNE LICHON PUNAAUIA	1 869 776	-	1 869 776
00	D20101	RENV RSX BT DP M0801 FEEDER HYATT OVIRI MAHINA	169 253	-	169 253
00	D20109	RENV COFFRET BT DP P3202 FEEDER FATAUAMONT TITIORO PAPEETE	1 401 581	-	1 401 581
00	D20115	RENV RSX BT DP U1602 FEEDER RIVENAC PUNAAUIA	373 829	-	373 829
00	D20124	RENV COFFRET DP U0843 FEEDER PK13MONT DEVANT BALEINE BLEUE PUNAAUIA	440 196	-	440 196
00	D20128	RENV COFFRETS BT SERVITUDE VANIZETTE/CERAN JERUSALEM STE AMELIE PAPEETE	918 164	-	918 164
00	D20130	RENV RSX BT DP IV175 FEEDER ARUE4 PIRAE	239 693	-	239 693
00	D20132	RENV COFFRET BT DP U1311 PUNAVAI MONTAGNE PUNAAUIA	1 052 429	-	1 052 429
00	G21202	RENV BATTERIES CHARGEURS POSTE SOURCE TIPAERUI	1 295 024	-	1 295 024
00	G21202	RENV BATTERIES CHARGEURS POSTE SOURCE VAIRAATO	1 026 040	-	1 026 040
00	G21202	RENV BATTERIES CHARGEURS POSTE SOURCE ARUE	713 987	-	713 987
00	G21215	RENOVATION POSTE SOURCE PAPERNOO AVAL (ETAPE FINALE)	18 117 726	-	18 117 726
00	009700	RENF RSX HT/BT PAKING MAGASIN LOUISE QT MISSION PAPEETE	3 035 178	1 633 285	1 401 893
00	016900	RENV RSX HT STADE BAMBRIDGE AU PS TIPAERUI PAPEETE	32 308 896	-	32 308 896
00	039570	RENV RSX BT COLLECTIF IMMEUBLE MARUKEA PK 6,700 C/MONT ARUE	711 211	-	711 211
00	102560	RENV RSX BT IMM SAT NUI FARE UTE PAPEETE	1 025 927	-	1 025 927
00	M20025	RENV TUR/TIPI8 DP P5101 FEEDER TAUNOA PAPEETE	1 533 823	-	1 533 823
00	M20064	RENV RSX HT/BT DP U1708 - E2015 FEEDER PK21 RT1 PAEA	9 811 557	-	9 811 557
00	M21001	RENV TRANSFO +RSX HT/BT DP I0239 FEEDER FARIIPITI PIRAE	2 756 665	-	2 756 665
00	M21004	RENV TUR8 PAR TIPI8 DP S0002 FEEDER VILLESUD2 LES NOUVELLES A PAPEETE	937 819	-	937 819
00	M21006	RENV RSX BT DP P1502 FEEDER FAUTAUAMONT IMMEUBLE VEHIARII TITIORO PAPEETE	1 291 531	-	1 291 531
00	M21007	RENV RSX HT/BT DP U0704 FEEDER PK13MONT NINA PEATA PUNAAUIA	9 182 585	-	9 182 585
00	M21021	RENV RSX BT DP M0901 FEEDER TAHARAAMONT MAHINA	1 945 073	-	1 945 073
00	M21022	RENV TUR4/TIPI4 DP U1315 & U1319 FEEDER PUNAVAI PUNAAUIA	1 463 239	-	1 463 239
00	M21023	RENV RSX HT/BT DP M0903 FEEDER TAHARAAMONT MAHINA	1 794 531	-	1 794 531
00	M21027	RENV TUR8 PAR TIPI8 DP F0633 FEEDER RDPMONT TEROMA FAA'A	789 453	-	789 453
00	M21029	RENV TUR8 DP S0107 FEEDER VILLESUD3 SCI AORAI PAPEETE	823 545	-	823 545
00	M21038	RENV TRANSFO + RSX HT/BT DP IV123 FEEDER FAUTAUAMER ANT HYPER U PIRAE	5 023 570	-	5 023 570
00	924710	RENF RSX HT/BT CEP/CONTINENT ET MISE EN SOUT GADIOT ENTRE NAHOATA ET FENG SHUI	51 503 151	12 385 002	39 118 149
00	D20112	RENV RSX BT DP IV127 FEEDER ARUE4 RTE BELVEDERE PIRAE	165 647	-	165 647
00	D20117	RENV TRANSFO DP M0801 FEEDER HYATT CITE JAY ARUE	812 225	-	812 225
00	D20135	RENV RSX BT DP N0022 FEEDER VILLESUD4 PAPEETE	1 262 730	-	1 262 730
00	D20139	RENV RSX BT DP F0404 FEEDER FAAA2	819 901	-	819 901
00	D20140	RENV RSX BT DP F0369 FEEDER FAAA2	1 466 077	-	1 466 077

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	D20141	RENV RSX BT DP F0302 FEEDER FAAA1	1 145 724	-	1 145 724
00	M20065	RENV RSX BT DP U1204 FEEDER PK13MONT SERVITUDE SCHOLERMANN PUNAAUIA	3 413 864	-	3 413 864
00	M20071	RENV RSX HT/BT DP I0248 ANT GADIOT PIRAE	2 999 444	-	2 999 444
00	M20078	RENV IAT701 + RSX BT PAPERNOO	10 709 955	-	10 709 955
00	M21008	RENV RSX BT DP F0301 FEEDER FAAA2 HOTUAREA FAA'A	3 327 550	-	3 327 550
00	M21020	RENV RSX BT DP P0122 FEEDER VILLESUD2 MEGASTORE PAPEETE	301 661	-	301 661
00	D90079	RENV TRANSFO + RSX HT/BT DP N0150 FEEDER PICROUGE RTE EXPRESSE PIC VERT TIPAERUI	3 133 183	-	3 133 183
00	M20058	RENV POSTE DP U0628 FEEDER RDPMONT HAUT OUTUMAORO PUNAAUIA	4 794 567	-	4 794 567
00	M21009	RENV TRANSFO DP F0622 FEEDER FAAA3 ANTENNE FAUGERAT	2 013 497	-	2 013 497
00	M21010	RENV TUR4 DP U1418 FEEDER ZIPUNARRU	463 987	-	463 987
00	M21015	RENV TRANSFO DP F0459 FEEDER FAAA2	1 753 101	-	1 753 101
00	M21017	RENV TUR/TIPI8 DP F0360 FEEDER RDOMONT TE AVA NUI FAA'A	1 093 264	-	1 093 264
00	M21032	RENV TRANSFO + RSX HT/BT DP N0130 FEEDER ZIT1 PAPEETE	5 965 900	-	5 965 900
00	M21035	RENV RSX HT/BT RTE DE CEINTURE RT2 PAPERNOO	6 285 727	-	6 285 727
00	M21036	RENV TRANSFO DP F0201 FEEDER FAAA1 AUAE SHERATON	1 246 947	-	1 246 947
00	M21039	RENV TUR8/TIPI8 DP A0517 FEEDER TAHARAAMER LOT SCI HINATEA ARUE	851 358	-	851 358
00	CP2021	RENV/NVEAU COMPTEUR TAHITI NORD	201 909 434	27 884 174	174 025 260
00	91912	QUOTE PART 15% EXTENSION	11 312 961	11 312 961	-
		<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>1 093 102 938</b>	<b>115 283 278</b>	<b>977 819 660</b>
		<b>TOTAL FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE DISTRIBUTION TAHITI NORD</b>	<b>1 111 771 648</b>	<b>132 741 929</b>	<b>979 029 719</b>

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchements	Extensions
00	002015	EXT + BRCHT 78 LOTS DU LOTISSEMENT PAMATAI HILLS FAA'A	19 182 881	7 374 498	11 808 383
00	002415	BRCHT COLL STE GRPE THISSE SARL PAPEETE	691 015	691 015	0
00	004825	EXT RSX IMAGERIE ELIORA RUE LAGARDE DP P0808 FEEDER VILLESUD1 PAPEETE	3 601 435	0	3 601 435
00	008855	EXT + BRCHT ANTENNE VODAFONE DP P9004 FEEDER ZIT1 ZI TIPAERUI	508 078	130 092	377 986
00	009205	EXT + BRCHT RSX BTS 8 LOTS PROPRIETE M. YU HUNG TAI PAUL RTE TEFAUTEA PUNAAUIA	3 488 796	967 149	2 521 647
00	018095	EXT + BRCHT COLLECTIF IMM SARAH MAHINA	1 852 943	490 131	1 362 812
00	023825	EXT + BRCHT PARCELLE COMMUNE DE PAPEETE	1 609 694	69 597	1 540 097
00	025145	EXT + BRCHT RSX BT RTE POINTE VENUS MAHINA	677 463	0	677 463
00	025635	EXT + BRCHT LOT FERDICEL DOMAINE TUERA ARUE	1 483 975	583 331	900 644
00	027335	EXT + BRCHT LOT 518 LOTISSEMENT MIRI PUNAAUIA	440 859	21 179	419 680
00	039655	EXT + BRCHT RSX BT AUTE 3 PIRAE	250 592	33 862	216 730
00	104885	BRCHT CHANTIER BOYER AMOUY TITIRO PAPEETE	429 908	429 908	0
00	105765	EXT RSX BT AERO-SOUT PARCELLE H-633 (M. THOMAS NICOLAS) DP F0415 FEEDER FAAA3	468 189	0	468 189
00	113315	BRCHT RSX BT DP U1006 FEEDER PK13MONT M. TAMATEA SHAYNE MAGASIN OROHITI PUNAAUIA	241 620	241 620	0
00	115015	EXT + BRCHT LOT SAGE PK 14.200 C/MONT MME SAGE LAMBERTY TATIANA	1 147 873	164 346	983 527
00	120435	EXT + BRCHT RSX BT PROPRIETE M. CHRISTOPHER MALARDE VAIPOPO	286 531	69 597	216 934
00	121485	BRCHT RSX BT POUR BOYER PROJET OPHI TITIRO ITI PAPEETE	448 345	448 345	0
00	121505	CREATION D'UN POSTE DE DISTRIBUTION PUBLIC PK 35 C/MONT PAPARA	2 822 175	0	2 822 175
00	725015	EXT + BRCHT RSX BT RESIDENCE OPH TUTUPARE	712 814	293 681	419 133
00	810755	EXT + BRCHT 15 LOTS LOTISSEMENT FARE MOANA CITE JAY ARUE	4 582 690	917 302	3 665 388
00	825465	EXT RSX BT PROPRIETE BROTHERS HELOISE TEARAPAE ARUE	811 577	0	811 577
00	832275	EXT + BRCHT RSX BT LOTISSEMENT SAGE PROPRIETE SAGE LEONNE PUNAAUIA	400 273	119 324	280 949
00	903805	EXT + BRCHT RESIDENCE KUMUHEI NUI RUE COOK PAPEETE	9 405 659	1 969 968	7 435 691
00	916055	EXT + BRCHT RSX IMM. KUMUHEI NUI RESIDENCE TE PAHI RUE COOK PAPEETE	6 446 160	2 621 085	3 825 075
00	917225	EXT + BRCHT RSX RESIDENCE KOOKA NUI RUE DEFLESSELLE MISSION PAPEETE	2 262 185	1 276 221	985 964
00	923925	EXT + BRCHT RSX VILLA PAMATAI FAA'A	2 866 336	733 100	2 133 236
00	927306	EXT RSX LOT TEFAUTEA PUNAAUIA	12 623 384	0	12 623 384
00	932575	EXT + BRCHT RSX BT PAMATAI HILLS FAA'A	11 667 841	2 792 590	8 875 251
00	934845	EXT RSX BT PROPRIETE HENRI JAY (AS 126) LOT JAY - PK 8,2 C/MONT ARUE	465 797	0	465 797
00	936105	EXT + BRCHT RSX HANGARS EX EVAAM & SOPOM ZI FARE UTE PAPEETE	387 798	0	387 798
00	003285	EXT + BRCHT RSX BT PROPRIETE LAI FAT VANDA FAA'A	632 392	114 139	518 253
00	005825	EXT RSX BT PROPRIETE M. CHE FAT ALVAN FAA'A	668 610	0	668 610
00	010195	EXT + BRCHT RSX BT CIMETIERE COMMUNALE ST HILAIRE FAA'A	535 407	105 491	429 916
00	013205	BRCHT COLL DOMAINE PAMATAI LOT 5 PARCELLE 4 PROPRIETE LEO LILAS FAA'A	412 368	412 368	0
00	013575	BRCHT COLL BAT 1 HÔTEL LAFAYE PEARL BEACH RESORT & SPA ARUE	1 676 964	1 676 964	0
00	013745	EXT + BRCHT RSX BT ANTENNE VITI PK 37 C/MONT PAPARA	859 407	105 491	753 916
00	013925	EXT RSX BT MARAE MAHAIA TEA PK 39 C/MER PAPARA	673 860	0	673 860
00	015375	EXT RSX BT PROPRIETE MME ATIU GEORGINA LOT MATATIA LOT 5 PUNAAUIA	430 271	0	430 271
00	017165	EXT + BRCHT SRA TEMARUATA PUNAAUIA	427 196	69 597	357 599
00	020695	EXT + BRCHT RSX BT FOYERS DES JEUNES FILLES PAOFAI PAPEETE	466 681	151 382	315 299
00	021365	EXT RSX BT CLINIQUE VETERINAIRE PAOFAIRUE DES POILUS TAHITIEN PAPEETE	573 265	0	573 265
00	006375	EXT RSX BT QT AMARU - PK 7,200 C/MER ARUE	294 953	0	294 953
00	023975	BRCHT NEUF COMPTEUR TRI 90A AMOE 1 MAHINA	334 521	334 521	0
00	804355	EXT + BRCHT RSX BT 13 LOGEMENTS OPH ATIMA 2 MAHINA	2 609 880	606 086	2 003 794
00	CP2020	BRANCHMT & COMPTAGE TN	54 291 810	54 291 810	0
		<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS DISTRIBUTION TAHITI NORD</b>	<b>157 152 471</b>	<b>80 305 790</b>	<b>76 846 681</b>

## **5.4 - Dépenses de renouvellement**

### **5.4.1 Réalisé de l'exercice**

#### **Production :**

Cf 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

#### **Distribution :**

	<b>Réalisé</b>		
	<b>coût unitaire renouvellement</b>	<b>quantité</b>	<b>Montant renouvellement</b>
POTEAUX BT	125 826	990	124 505 091
POTEAUX HT	353 203	152	53 659 511
CABLES BT	1 254	17 410	21 838 416
CABLES HT	3 618	1 250	4 522 249
COFFRET TELECOM (ITI)	0	0	0
COMPTEURS	64 037	2 401	153 753 074
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)			19 454 346
IMMOS DISPATCHING			1 694 008
IAT	2 238 447	3	6 715 341
IAM	1 375 997	1	1 375 997
POSTE SOURCE			29 770 876
RESEAU SOUTERRAIN	17 251	21 420	369 515 800
TELECOM (POSTE DP)			0
TRANSFO	932 478	13	11 929 354
ARMEMENT RESEAUX AERIENS			97 490 627
ARMEMENTS POSTES	0	0	64 519 819
AUTRES COMPOSANTS (DP)			18 285 211
<b>TOTAL RENOUVELLEMENT</b>			<b>979 029 720</b>

Les dépenses de renouvellement immobilisées dans l'exercice sur les réseaux s'élèvent à 979 MF à comparer à une prévision de 871,6 MF.

Les principaux écarts portent sur :

- les compteurs pour -137 MFP
- les poteaux réseaux BT pour +50MFP
- le réseau souterrain pour +126 MFP
- les autres composants (postes DP) pour - 14,1 MFP
- les câbles réseaux BT pour -10,8 MFP

## 5.4.2 Suivi des renouvellements réalisés

### Production :

Nature	Désignation	Date de mise en service	Durée de vie en année	Date de fin de vie	chantier	Valeur brute - renouvellement
GROUPE	RNV TURBO G4P PC4 PUNARUU	01/01/2021	15	01/01/2036	R19011	23 098 152
GROUPE	RNV TURBO PC4 PUNARUU	01/01/2021	15	01/01/2036	R19011	22 830 753
GROUPE	TVX AMELIORANTS G2P R2400	05/08/2021	7	05/08/2028	G20008	-
GROUPE	CPLT TVX AMEL G2P R2400	05/08/2021	7	05/08/2028	G20015	-
GROUPE	RNV TURBO G3P PC4 PUNARUU	01/01/2021	15	01/01/2036	R19011	22 275 831
PIECES GROUPE	PANOPLIE PIECES PC4	31/12/2021	8	31/12/2029	G21209	-
EAU	RNV ECHANGEUR TR1/TR2 EAU	20/08/2021	22,33	20/12/2043	GP2518	20 650 817
ENERGIE	RNV SYSTEME TENS°AVR G2P	04/08/2021	22,33	04/12/2043	GP2509	18 251 075
ENERGIE	RNV AUTOMATE G2P PMT 2025	04/08/2021	22,33	04/12/2043	GP2532	8 383 460
LUBRIFIANT	RNV CENTRIFUGEUSE HUILE	04/08/2021	22,33	04/12/2043	GP2512	16 338 969
LUBRIFIANT	RNV CENTRIFUGEUSE HUILE	01/10/2021	22,16	01/12/2043	GP2507	16 104 956
ENVIRONNEMENT	RNV STATIONS ENVIRONNEMEN	09/09/2021	22,25	09/12/2043	GP2519	100 764 313
AIR	COMPRESSEUR AIR 30B G1P	01/08/2021	22,33	01/12/2043	GP2523	7 390 371
AIR	COMPRESSEUR AIR 30B G2P	01/08/2021	22,33	01/12/2043	GP2524	7 384 612
AIR	COMPRESSEUR AIR 30B G3P	01/08/2021	22,33	01/12/2043	GP2525	7 389 825
						<b>270 863 134</b>

### Distribution :

#### Suivi des coûts unitaires :

	Coût unitaire			
	Réalisé	Prévu	écarts (xpf)	écarts (%)
POTEAUX BT	125 826	133 282	- 7 457	-6%
POTEAUX HT	353 203	355 809	- 2 606	-1%
CABLES BT	1 254	1 922	- 668	-35%
CABLES HT	3 618	3 578	40	1%
COFFRET TELECOM (ITI)	-			
COMPTEURS	64 037	122 157	- 58 120	-48%
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	-			
IMMOS DISPATCHING	-			
IAT	2 238 447	1 191 196	1 047 251	88%
IAM	1 375 997	1 088 766	287 231	26%
POSTE SOURCE	-			
RESEAU SOUTERRAIN	17 251	16 438	812	5%
TELECOM (POSTE DP)	-			
TRANSFO	932 478	2 213 693	- 1 281 215	-58%

#### Suivi des quantités :

	unités	quantité			
		Réalisé	Prévu	écarts (xpf)	écarts (%)
POTEAUX BT	nombre	990	545	445	82%
POTEAUX HT	nombre	152	130	22	17%
CABLES BT	mètres	17 410	5 659	11 752	208%
CABLES HT	mètres	1 250	3 874	- 2 624	-68%
COMPTEURS	nombre	2 401	2 353	48	2%
IAT	nombre	3	6	- 3	-48%
IAM	nombre	1	4	- 3	-74%
RESEAU SOUTERRAIN	mètres	21 420	14 615	6 805	47%
TRANSFO	nombre	13	13	- 0	-2%

Transformateurs : le renouvellement des transformateurs est principalement curatif et est donc relativement variable selon les années.

## 5.4.3 Besoin de renouvellement

### 5.4.3.1 Evolution du besoin de renouvellement

#### Production :

Le plan de renouvellement soumis au concédant le 15 avril 2019 s'élevait à 15.308.465.467 F CFP.

Il fait depuis l'objet de nombreuses études et discussions de sorte à mieux répondre aux besoins de la transition énergétique

Les orientations de ce nouveau plan consistent à prolonger la durée de vie des moyens thermiques existants et à mettre en place des technologies modernes permettant l'économie des ressources (combustibles, eau) et l'accueil de plus grandes quantités d'énergies renouvelables.

#### Distribution :

Le plan présenté par EDT le 25 septembre 2019 et validé par le ministère ref 390/MAE du 18 mai 2020 s'élevait à 10.938.894.885 CFP et couvrait la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2030.

composants	qté estimative	unité	Durée amort.	Total avec TVA à reverser
<b>postes distribution</b>				
enveloppes & GC	20	U	35	116 554 167
tableaux hta	70	U	25	233 108 333
tableau BT TUR	170	U	25	116 554 167
transfos cabine	100	U	35	116 554 167
coffret de télécommande	99	U	15	58 277 083
<b>postes sources</b>				
transfos puissance	2	U	35	228 580 000
tableaux hta et bt	2	U	25	285 725 000
batteries	10	U	10	11 655 417
protections	50	U	15	58 277 083
génie civil	2	U	35	34 287 000
télécommande et auxiliaires	10	U	15	58 277 083
<b>réseau télécommunication (Fibre O)</b>	10 000	ml	25	17 483 125
<b>reseau aérien</b>				
organes de coupure télécommandé et armement	60	U	15	81 587 917
organes de coupure manuel et armement	40	U	25	51 283 833
transformateurs et armement	150	U	30	349 662 500
poteaux HTA et armements bois	900	U	30	524 493 750
poteaux HTA et armements métallique	300	U	25	174 831 250
poteaux HTA et armements composite	200	U	50	116 554 167
poteaux BT et armements bois	5 300	U	30	1 158 257 031
poteaux BT et armements métallique	600	U	25	131 123 438
poteaux BT et armements composite	400	U	50	87 415 625
cables HTA	40 000	ml	25	233 108 333
cables BT	90 000	ml	25	244 763 750
<b>reseau sous terrain</b>				
cables HTA	136 000	ml	35	2 331 083 333
cables BT	17 000	ml	35	407 939 583
Grille et enveloppe	1 000	U	10	174 831 250
<b>comptage et branchement</b>				
comptages mécaniques	15 000	U	25	2 331 083 333
comptages numériques	7 500	U	10	582 770 833
enveloppes et grilles et cables	5 000	U	10	582 770 833
Dispatching : équipements	2	U	5	40 001 500
<b>TOTAL</b>				<b>10 938 894 885</b>

Remarque : la valorisation de ces plans pourrait être sérieusement remise en cause au cas où l'envolée des prix des matériels consécutive aux crises Covid et guerre d'Ukraine viendrait à se maintenir.

### 5.4.3.2 Reste à faire

Réalisé			
	Production	Distribution	Total
2018	42 953 542	569 098 068	612 051 610
2019	115 879 663	358 730 053	474 609 716
2020	40 865 620	383 863 609	424 729 229
2021	270 863 134	979 029 720	1 249 892 854
cumul	470 561 959	2 290 721 450	2 761 283 409

Reste à faire sur plan	2018 - 2030	2019 - 2030	
	Production	Distribution	Total
plan 2018 / 2030	15 308 465 467	10 938 894 885	26 247 360 352
- réalisé	(470 561 959)	(1 721 623 382)	(2 192 185 341)
+ ajustement du plan	-	-	-
Reste à faire	14 837 903 508	9 217 271 503	24 055 175 011

## 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 :

- de n'être applicable qu'aux seuls biens en remise gratuite en fin de concession ;
- Et pour les autres biens :
- d'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession (au fur et à mesure des renouvellements) <sup>1)</sup>;
  - 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

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.

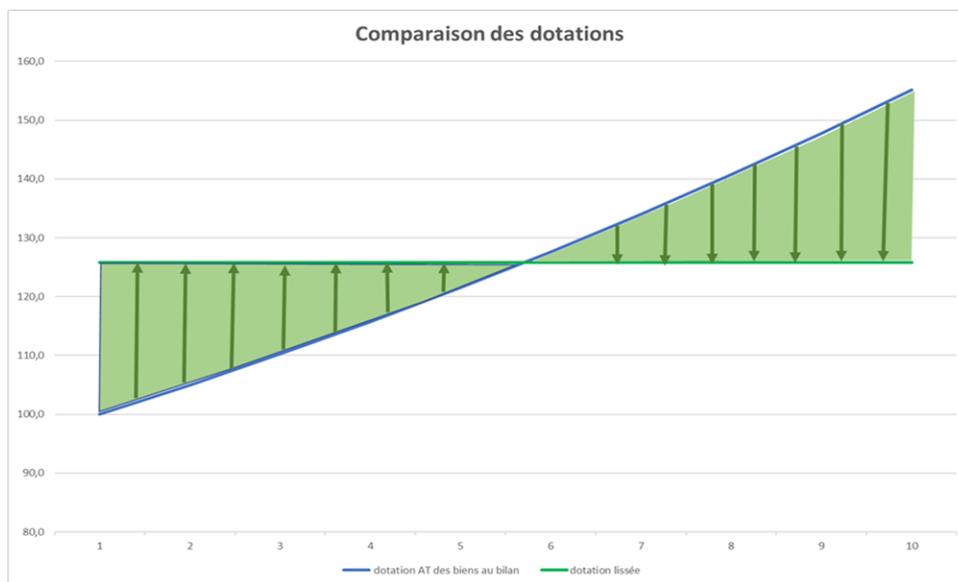
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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.

## Détail des calculs / Production :

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

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>VO Ouverture</b>	<b>19 666 164 770</b>	<b>19 828 229 018</b>	<b>19 761 438 337</b>	<b>19 786 109 905</b>	<b>19 451 297 260</b>	<b>19 557 757 627</b>	<b>21 180 995 023</b>
acquisitions	53 271 383	42 953 542	115 879 663	40 865 619	270 863 134	2 549 218 699	2 582 830 433
acquisitions financement Tiers							
transferts/réguls	162 064 250	(13 960 140)			(253 118)		
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(53 271 385)	(95 784 083)	(91 208 095)	(375 678 264)	(164 149 649)	(925 981 303)	(932 981 303)
<b>VO Clôture</b>	<b>19 828 229 018</b>	<b>19 761 438 337</b>	<b>19 786 109 905</b>	<b>19 451 297 260</b>	<b>19 557 757 627</b>	<b>21 180 995 023</b>	<b>22 830 844 153</b>
- Financements tiers cumul	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)
- IFC biens au bilan clôture	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC renouvellement exercice	n/a						
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
<b>base amortissable</b>	<b>17 970 315 309</b>	<b>17 903 524 628</b>	<b>17 928 196 196</b>	<b>17 593 383 551</b>	<b>17 699 843 918</b>	<b>19 323 081 314</b>	<b>20 972 930 444</b>
cumul doté à l'ouverture	14 117 357 097	14 392 568 398	14 519 230 388	14 719 147 552	14 638 916 039	14 797 274 143	14 477 047 115
sortie AT sur sortie immo		(159 463 627)	(91 208 095)	(375 678 264)	(164 149 649)	(925 981 303)	(932 981 303)
reste à amortir	3 852 958 212	3 670 419 857	3 500 173 903	3 249 914 263	3 225 077 528	5 451 788 474	7 428 864 632
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation sur TN	248 222 536	252 919 782	256 857 605				
dotation part du Sud	26 988 765	33 205 835	34 267 654				
dotation exercice	275 211 301	286 125 617	291 125 259	295 446 751	322 507 753	605 754 275	928 608 079
<b>dotations cumulées</b>	<b>14 392 568 398</b>	<b>14 519 230 388</b>	<b>14 719 147 552</b>	<b>14 638 916 039</b>	<b>14 797 274 143</b>	<b>14 477 047 115</b>	<b>14 472 673 891</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 577 746 911	3 384 294 240	3 209 048 644	2 954 467 512	2 902 569 775	4 846 034 199	6 500 256 553
<b>mécanisme de lissage des AT</b>							
Actif/Passif de renouvellement ouvert	(11 955 933 456)	(12 195 068 650)	(12 436 375 671)	(12 664 194 671)	(12 888 551 998)	(13 083 461 838)	(12 995 125 157)
dotations/reprises B	(239 135 194)	(241 307 021)	(227 819 000)	(224 357 327)	(194 909 840)	88 336 682	411 190 486
Actif/Passif de renouvellement clôture	(12 195 068 650)	(12 436 375 671)	(12 664 194 671)	(12 888 551 998)	(13 083 461 838)	(12 995 125 157)	(12 583 934 671)
dotation aux amortissements A	(275 211 301)	(286 125 617)	(291 125 259)	(295 446 751)	(322 507 753)	(605 754 275)	(928 608 079)
<b>dotation hors améliorant lissée A+B</b>	<b>(514 346 495)</b>	<b>(527 432 638)</b>	<b>(518 944 259)</b>	<b>(519 804 078)</b>	<b>(517 417 593)</b>	<b>(517 417 593)</b>	<b>(517 417 593)</b>
moyenne des dotations	(518 193 100)	(518 193 100)	(518 193 100)	(518 193 100)	(518 193 100)	(518 193 100)	(518 193 100)
écart sur moyenne exercice	3 846 605	(9 239 538)	(751 159)	(1 610 978)	775 507	775 507	775 507
écart sur moyenne en cumulé	3 846 605	(5 392 933)	(6 144 092)	(7 755 070)	(6 979 563)	(6 204 056)	(5 428 549)
<b>Traitement de l'améliorant</b>							
<b>VO Ouverture</b>	<b>-</b>	<b>66 105 032</b>	<b>208 426 727</b>	<b>254 013 929</b>	<b>728 183 811</b>	<b>1 124 159 580</b>	<b>1 159 159 580</b>
acquisitions financement concession	66 105 032	142 321 695	45 587 202	474 169 882	395 975 769	35 000 000	35 000 000
acquisitions autres financement Tiers							
<b>VO Clôture</b>	<b>66 105 032</b>	<b>208 426 727</b>	<b>254 013 929</b>	<b>728 183 811</b>	<b>1 124 159 580</b>	<b>1 159 159 580</b>	<b>1 194 159 580</b>
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	(7 000 000)	(10 500 000)
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	(7 000 000)	(17 500 000)
	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
<b>base amortissable</b>	<b>66 105 032</b>	<b>208 426 727</b>	<b>254 013 929</b>	<b>728 183 811</b>	<b>1 124 159 580</b>	<b>1 152 159 580</b>	<b>1 176 659 580</b>
cumul dot à l'ouverture	0	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(204 607 314)	(309 890 899)
reste à amortir	66 105 032	203 704 939	233 622 530	688 323 868	1 021 724 740	947 552 266	866 768 681
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
<b>dotation exercice</b>	<b>(4 721 788)</b>	<b>(15 669 611)</b>	<b>(19 468 544)</b>	<b>(62 574 897)</b>	<b>(102 172 474)</b>	<b>(105 283 585)</b>	<b>(108 346 085)</b>
<b>dotations cumulées</b>	<b>(4 721 788)</b>	<b>(20 391 399)</b>	<b>(39 859 943)</b>	<b>(102 434 840)</b>	<b>(204 607 314)</b>	<b>(309 890 899)</b>	<b>(418 236 984)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	61 383 244	188 035 328	214 153 986	625 748 971	919 552 266	842 268 681	758 422 596
<b>impact exercice(+) = produit</b>	<b>(519 068 283)</b>	<b>(543 102 249)</b>	<b>(538 412 803)</b>	<b>(582 378 975)</b>	<b>(619 590 067)</b>	<b>(622 701 178)</b>	<b>(625 763 678)</b>

## Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>VO Ouverture</b>	22 830 844 153	23 170 693 283	23 564 542 413	23 678 175 316	25 332 058 067	25 363 998 217	28 252 809 855
acquisitions	1 132 830 433	1 312 830 433	378 776 343	1 653 882 751	106 467 166	5 034 591 240	86 222 902
acquisitions financement Tiers							
transferts/réguls							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(792 981 303)	(918 981 303)	(265 143 440)	-	(74 527 016)	(2 145 779 601)	(60 356 031)
<b>VO Clôture</b>	<b>23 170 693 283</b>	<b>23 564 542 413</b>	<b>23 678 175 316</b>	<b>25 332 058 067</b>	<b>25 363 998 217</b>	<b>28 252 809 855</b>	<b>28 278 676 726</b>
- Financements tiers cumul	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)
- IFC biens au bilan clôture	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé	n/a						
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC renouvelInt exercice	n/a						
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
<b>base amortissable</b>	<b>21 312 779 574</b>	<b>21 706 628 704</b>	<b>21 820 261 607</b>	<b>23 474 144 358</b>	<b>23 506 084 508</b>	<b>26 394 896 146</b>	<b>26 420 763 017</b>
cumul doté à l'ouverture	14 472 673 891	14 770 133 585	15 160 398 352	16 280 256 251	18 078 728 278	19 838 162 344	22 043 639 444
sortie AT sur sortie immo	(792 981 303)	(918 981 303)	(265 143 440)	-	(74 527 016)	(2 145 779 601)	(60 356 031)
reste à amortir	7 633 086 987	7 855 476 422	6 925 006 695	7 193 888 107	5 501 883 246	8 702 513 404	4 437 479 604
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation sur TN							
dotation part du Sud							
dotation exercice	1 090 440 998	1 309 246 070	1 385 001 339	1 798 472 027	1 833 961 082	4 351 256 702	4 437 479 604
<b>dotations cumulées</b>	<b>14 770 133 585</b>	<b>15 160 398 352</b>	<b>16 280 256 251</b>	<b>18 078 728 278</b>	<b>19 838 162 344</b>	<b>22 043 639 444</b>	<b>26 420 763 017</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	6 542 645 989	6 546 230 352	5 540 005 356	5 395 416 080	3 667 922 164	4 351 256 702	-
<b>mécanisme de lissage des AT</b>							
Actif/Passif de renouvellement ouvertur	(12 583 934 671)	(12 010 911 265)	(11 219 082 788)	(10 351 499 042)	(9 070 444 609)	(7 753 901 120)	(3 920 062 011)
dotations/reprisesB	573 023 405	791 828 477	867 583 746	1 281 054 434	1 316 543 489	3 833 839 109	3 920 062 011
Actif/Passif de renouvellement cloture	(12 010 911 265)	(11 219 082 788)	(10 351 499 042)	(9 070 444 609)	(7 753 901 120)	(3 920 062 011)	0
dotation aux amortissements A	(1 090 440 998)	(1 309 246 070)	(1 385 001 339)	(1 798 472 027)	(1 833 961 082)	(4 351 256 702)	(4 437 479 604)
<b>dotation hors améliorant lissée A+B</b>	<b>(517 417 593)</b>						
moyenne des dotations	(518 193 100)	(518 193 100)	(518 193 100)	(518 193 100)	(518 193 100)	(518 193 100)	(518 193 100)
écart sur moyenne exercice	775 507	775 507	775 507	775 507	775 507	775 507	775 507
écart sur moyenne en cumulé	(4 653 042)	(3 877 535)	(3 102 028)	(2 326 521)	(1 551 014)	(775 507)	(0)

## Traitement de l'améliorant

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>VO Ouverture</b>	1 194 159 580	1 229 159 580	1 264 159 580	1 299 159 580	1 334 159 580	1 369 159 580	1 404 159 580
acquisitions financement concession	35 000 000	35 000 000	35 000 000	35 000 000	35 000 000	35 000 000	35 000 000
acquisitions autres financement Tiers							
<b>VO Clôture</b>	<b>1 229 159 580</b>	<b>1 264 159 580</b>	<b>1 299 159 580</b>	<b>1 334 159 580</b>	<b>1 369 159 580</b>	<b>1 404 159 580</b>	<b>1 439 159 580</b>
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	(14 000 000)	(17 500 000)	(21 000 000)	(24 500 000)	(28 000 000)	(31 500 000)	(35 000 000)
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	(31 500 000)	(49 000 000)	(70 000 000)	(94 500 000)	(122 500 000)	(154 000 000)	(189 000 000)
	3%	4%	5%	7%	9%	11%	13%
<b>base amortissable</b>	<b>1 197 659 580</b>	<b>1 215 159 580</b>	<b>1 229 159 580</b>	<b>1 239 659 580</b>	<b>1 246 659 580</b>	<b>1 250 159 580</b>	<b>1 250 159 580</b>
cumul doté à l'ouverture	(418 236 984)	(529 583 069)	(643 845 821)	(760 908 573)	(880 596 324)	(1 002 617 410)	(1 126 388 495)
reste à amortir	779 422 596	685 576 511	585 313 759	478 751 007	366 063 255	247 542 170	123 771 085
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
<b>dotation exercice</b>	<b>(111 346 085)</b>	<b>(114 262 752)</b>	<b>(117 062 752)</b>	<b>(119 687 752)</b>	<b>(122 021 085)</b>	<b>(123 771 085)</b>	<b>(123 771 085)</b>
<b>dotations cumulées</b>	<b>(529 583 069)</b>	<b>(643 845 821)</b>	<b>(760 908 573)</b>	<b>(880 596 324)</b>	<b>(1 002 617 410)</b>	<b>(1 126 388 495)</b>	<b>(1 250 159 580)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	668 076 511	571 313 759	468 251 007	359 063 255	244 042 170	123 771 085	-
<b>impact exercice(+) = produit</b>	<b>(628 763 678)</b>	<b>(631 680 345)</b>	<b>(634 480 345)</b>	<b>(637 105 345)</b>	<b>(639 438 678)</b>	<b>(641 188 678)</b>	<b>(641 188 678)</b>

## Détail des calculs / Distribution et dispatching :

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

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>VO Ouverture</b>	<b>22 092 241 675</b>	21 822 492 143	21 776 404 495	21 726 373 296	21 832 075 025	22 302 863 882	22 717 597 297
acquisitions - acquisitions financement Tiers	598 179 884	569 098 069	358 730 052	383 863 609	979 029 720	984 055 475	991 375 519
transferts	(162 064 250)	246 882	(43)				
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	-404 105 438	(569 322 059)	(573 557 047)
	57,9%	52,0%	54,3%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%
- origine financement tiers	(359 790 161)	(319 286 048)	(213 831 460)	(55 479 984)	-104 135 425		
<b>VO Clôture</b>	<b>21 822 492 143</b>	<b>21 776 404 495</b>	<b>21 726 373 296</b>	<b>21 832 075 025</b>	<b>22 302 863 882</b>	<b>22 717 597 297</b>	<b>23 135 415 770</b>
- Financements tiers cumul	(3 948 600 191)	(3 629 314 143)	(3 415 482 683)	(3 360 002 699)	(3 255 867 274)	(3 255 867 274)	(3 255 867 274)
- IFC biens au bilan clôture	(2 897 786 215)	(3 511 416 919)	(3 795 564 462)	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 778 894 710)	(4 757 568 880)	(4 757 568 880)	(5 428 864 605)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a			(671 295 725)	(713 833 153)
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 778 894 710)	(4 757 568 880)	(5 428 864 605)	(6 142 697 758)
				0,00%	0,00%	68,22%	72,00%
<b>base amortissable</b>	<b>15 040 827 934</b>	<b>14 751 678 140</b>	<b>14 716 532 055</b>	<b>14 693 177 616</b>	<b>14 289 427 728</b>	<b>14 032 865 418</b>	<b>13 736 850 737</b>
cumul doté à l'ouverture	8 713 767 144	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 609 453 769	9 713 756 271	9 687 593 235
sortie AT sur sortie immo	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	(404 105 438)	(569 322 059)	(573 557 047)
reste à amortir	6 673 135 795	6 221 068 480	5 883 231 185	5 592 071 543	5 084 079 396	4 888 431 207	4 622 814 549
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	459 064 072	497 620 958	490 487 100	508 347 696	508 407 940	543 159 023	577 851 819
<b>dotations cumulées</b>	<b>8 826 756 211</b>	<b>9 028 230 618</b>	<b>9 323 787 970</b>	<b>9 609 453 769</b>	<b>9 713 756 271</b>	<b>9 687 593 235</b>	<b>9 691 888 007</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	6 214 071 723	5 723 447 522	5 392 744 085	5 083 723 846	4 575 671 457	4 345 272 184	4 044 962 730
<b>mécanisme de lissage des AT</b>							
Actif/Passif de renouvellement ouvert	-	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 058)	(801 205 586)	(846 938 031)
dotations/reprises B	(249 162 726)	(216 538 187)	(125 963 409)	(129 057 736)	(80 483 528)	(45 732 445)	(11 039 649)
Actif/Passif de renouvellement clôture	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 058)	(801 205 586)	(846 938 031)	(857 977 680)
dotation aux amortissements A	(459 064 072)	(497 620 958)	(490 487 100)	(508 347 696)	(508 407 940)	(543 159 023)	(577 851 819)
<b>dotation hors améliorant lissée A+B</b>	<b>(708 226 798)</b>	<b>(714 159 145)</b>	<b>(616 450 509)</b>	<b>(637 405 433)</b>	<b>(588 891 468)</b>	<b>(588 891 468)</b>	<b>(588 891 468)</b>
moyenne des dotations	(611 796 897)	(611 796 897)	(611 796 897)	(611 796 897)	(611 796 897)	(611 796 897)	(611 796 897)
écart sur moyenne exercice	(96 429 900)	(102 362 248)	(4 653 612)	(25 608 535)	22 905 430	22 905 430	22 905 430
écart sur moyenne en cumulé	(96 429 900)	(198 792 148)	(203 445 760)	(229 054 295)	(206 148 866)	(183 243 436)	(160 338 007)
<b>Traitement de l'améliorant</b>							
<b>VO Ouverture</b>	<b>-</b>						
acquisitions financement concession	95 411 085	141 234 694	159 588 642	327 389 603	132 741 928		
acquisitions autres financement Tiers	128 769 777	193 586 458	117 256 529	116 115 956	157 152 471		
<b>VO Clôture</b>	<b>224 180 862</b>	<b>559 002 014</b>	<b>835 847 185</b>	<b>1 279 352 744</b>	<b>1 569 247 143</b>	<b>1 569 247 143</b>	<b>1 569 247 143</b>
Financements tiers cumul	(128 769 777)	(322 356 235)	(439 612 764)	(555 728 720)	(712 881 191)	(712 881 191)	(712 881 191)
- IFC améliorant exercice	(64 722 197)	(51 282 510)	(85 201 196)	(82 430 717)	-	-	-
	68%			71%	0%	68%	72%
- IFC biens au bilan cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)
	68%	49%	51%	39%	33%	33%	33%
<b>base amortissable</b>	<b>30 688 888</b>	<b>120 641 072</b>	<b>195 028 518</b>	<b>439 987 403</b>	<b>572 729 331</b>	<b>572 729 331</b>	<b>572 729 331</b>
cumul dot à l'ouverture	0	(2 192 063)	(11 303 526)	(26 613 942)	(64 193 347)	(115 046 946)	(165 900 544)
reste à amortir	30 688 888	118 449 008	183 724 992	413 373 462	508 535 984	457 682 386	406 828 787
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
<b>dotation exercice</b>	<b>(2 192 063)</b>	<b>(9 111 462)</b>	<b>(15 310 416)</b>	<b>(37 579 406)</b>	<b>(50 853 598)</b>	<b>(50 853 598)</b>	<b>(50 853 598)</b>
<b>dotations cumulées</b>	<b>(2 192 063)</b>	<b>(11 303 526)</b>	<b>(26 613 942)</b>	<b>(64 193 347)</b>	<b>(115 046 946)</b>	<b>(165 900 544)</b>	<b>(216 754 142)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	28 496 825	109 337 546	168 414 576	375 794 056	457 682 386	406 828 787	355 975 189
Caducité : reprise lissée	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	635 064 536	635 064 536
<b>impact exercice(+) = produit</b>	<b>(92 995 007)</b>	<b>(105 846 753)</b>	<b>(14 337 071)</b>	<b>(57 560 984)</b>	<b>(22 321 212)</b>	<b>(4 680 530)</b>	<b>(4 680 530)</b>

## Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>VO Ouverture</b>	23 135 415 770	23 558 171 825	23 984 674 705	24 416 217 797	24 851 585 591	25 292 098 358	25 736 515 324
acquisitions - acquisitions financement Tiers tranferts	1 003 091 131	1 011 981 380	1 023 940 502	1 033 015 535	1 045 223 230	1 054 486 889	1 070 101 842
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(580 335 076)	(585 478 500)	(592 397 411)	(597 647 741)	(604 710 463)	(610 069 922)	(619 103 902)
	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%
- origine financement tiers							
<b>VO Clôture</b>	<b>23 558 171 825</b>	<b>23 984 674 705</b>	<b>24 416 217 797</b>	<b>24 851 585 591</b>	<b>25 292 098 358</b>	<b>25 736 515 324</b>	<b>26 187 513 264</b>
- Financements tiers cumul	(3 255 867 274)	(3 255 867 274)	(3 255 867 274)	(3 255 867 274)	(3 255 867 274)	(3 255 867 274)	(3 255 867 274)
- IFC biens au bilan clôture	n/a						
- IFC améliorant cumulé	n/a						
- IFC hors biens améliorants	(6 142 697 758)	(6 902 130 113)	(7 706 350 007)	(8 558 097 487)	(9 456 153 129)	(10 403 725 206)	(11 399 169 930)
- IFC renouvelInt exercice	(759 432 355)	(804 219 894)	(851 747 481)	(898 055 641)	(947 572 077)	(995 444 724)	(1 050 113 114)
	75,71%	79,47%	83,18%	86,94%	90,66%	94,40%	98,13%
- IFC hors biens améliorants	(6 902 130 113)	(7 706 350 007)	(8 558 097 487)	(9 456 153 129)	(10 403 725 206)	(11 399 169 930)	(12 449 283 044)
<b>base amortissable</b>	<b>13 400 174 438</b>	<b>13 022 457 424</b>	<b>12 602 253 035</b>	<b>12 139 565 188</b>	<b>11 632 505 878</b>	<b>11 081 478 121</b>	<b>10 482 362 946</b>
cumul doté à l'ouverture	9 691 888 007	9 724 213 146	9 786 021 776	9 875 350 100	9 993 168 066	10 136 473 694	10 303 940 946
sortie AT sur sortie immo	(580 335 076)	(585 478 500)	(592 397 411)	(597 647 741)	(604 710 463)	(610 069 922)	(619 103 902)
reste à amortir	4 288 621 507	3 883 722 778	3 408 628 670	2 861 862 830	2 244 048 275	1 555 074 348	797 525 902
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	612 660 215	647 287 130	681 725 734	715 465 707	748 016 092	777 537 174	797 525 902
<b>dotations cumulées</b>	<b>9 724 213 146</b>	<b>9 786 021 776</b>	<b>9 875 350 100</b>	<b>9 993 168 066</b>	<b>10 136 473 694</b>	<b>10 303 940 946</b>	<b>10 482 362 946</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 675 961 292	3 236 435 648	2 726 902 936	2 146 397 122	1 496 032 183	777 537 174	-
<b>mécanique de lissage des AT</b>							
Actif/Passif de renouvellement ouvertu	(857 977 680)	(834 208 932)	(775 813 270)	(682 979 004)	(556 404 764)	(397 280 140)	(208 634 434)
dotations/reprisesB	23 768 748	58 395 662	92 834 266	126 574 240	159 124 624	188 645 707	208 634 434
Actif/Passif de renouvellement cloture	(834 208 932)	(775 813 270)	(682 979 004)	(556 404 764)	(397 280 140)	(208 634 434)	(0)
dotation aux amortissements A	(612 660 215)	(647 287 130)	(681 725 734)	(715 465 707)	(748 016 092)	(777 537 174)	(797 525 902)
<b>dotation hors améliorant lissée A+B</b>	<b>(588 891 468)</b>						
moyenne des dotations	(611 796 897)	(611 796 897)	(611 796 897)	(611 796 897)	(611 796 897)	(611 796 897)	(611 796 897)
écart sur moyenne exercice	22 905 430	22 905 430	22 905 430	22 905 430	22 905 430	22 905 430	22 905 430
écart sur moyenne en cumulé	(137 432 577)	(114 527 148)	(91 621 718)	(68 716 289)	(45 810 859)	(22 905 430)	-

## Traitement de l'améliorant

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>VO Ouverture</b>							
acquisitions financement concession							
acquisitions autres financement Tiers							
<b>VO Clôture</b>	<b>1 569 247 143</b>						
Financements tiers cumul	(712 881 191)	(712 881 191)	(712 881 191)	(712 881 191)	(712 881 191)	(712 881 191)	(712 881 191)
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
	76%	79%	83%	87%	91%	94%	98%
- IFC biens au bilan cumulé	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)
	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
<b>base amortissable</b>	<b>572 729 331</b>						
cumul dot à l'ouverture	(216 754 142)	(267 607 741)	(318 461 339)	(369 314 938)	(420 168 536)	(471 022 134)	(521 875 733)
reste à amortir	355 975 189	305 121 590	254 267 992	203 414 394	152 560 795	101 707 197	50 853 598
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
<b>dotation exercice</b>	<b>(50 853 598)</b>						
<b>dotations cumulées</b>	<b>(267 607 741)</b>	<b>(318 461 339)</b>	<b>(369 314 938)</b>	<b>(420 168 536)</b>	<b>(471 022 134)</b>	<b>(521 875 733)</b>	<b>(572 729 331)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	305 121 590	254 267 992	203 414 394	152 560 795	101 707 197	50 853 598	-
Caducité : reprise lissée	635 064 536	635 064 536	635 064 536	635 064 536	635 064 536	635 064 536	476 298 402
<b>impact exercice(+) = produit</b>	<b>(4 680 530)</b>	<b>(163 446 664)</b>					

## **5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année**

Cf paragraphe 5.1 Variation du patrimoine immobilier pour la production et 5.3 Suivi du programme contractuel d'investissement pour la distribution.

## **5.7 - Indemnités de fin de concession**

### **Article 22.1 Biens de production**

*L'article 22.1 « 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 clause ne sera effective que pour les biens améliorants mis en service à compter du 1er octobre 2019.

*Par dérogation aux alinéas ci-dessus, et compte tenu de l'absence d'amortissement sur les biens fonciers, les terrains servant d'assise aux biens de production, et listés en Annexe 4 de l'avenant 17 au présent cahier des charges, seront retournés au Concédant en contrepartie du versement d'une indemnité équivalente à leur valeur d'acquisition, telle que spécifiée dans ladite annexe.*

DESIGNATION	COMMUNE	TITRE DE PROPRIETE	REFERENCES	SURFACE (M2)	MONTANT DE L'INDEMNITE* (CFP)
Terrain principal Centrale Emile MARTIN	PUNAAUIA	Acte d'échange transcrit le 23.12.1985 (n°07, vol.1351)	Lots 115 à 123 et 134 à 142 du lotissement basse vallée de Punaruu	19.428	108 500 000
Terrain stockage principal PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 27.05.2005 (n°19,vol.2996)	Lot E lotissement BROTHERSON parcelle S 271	10.794	449 244 800
Terrain stockage supplémentaire PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 10.06.2008 (n°3,vol.3376)	Terre TUPAPAUPITI, parcelle S 281	3.006	168 845 155
					<b>726 589 955</b>

### **Article 22.2 Biens de distribution**

*L'article 22.2 « 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 pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.*

*La valeur non amortie des ouvrages justifiant du montant de l'indemnité de fin de concession sera égale au montant des dépenses immobilisées et justifiées par le Concessionnaire après déduction d'un amortissement calculé de façon linéaire sur la durée de vie contractuelle du bien auquel il se rapporte (cf. tableau des durées de vie en Annexe 5 de l'avenant 17).*

	VNC ou IFC		
	Sur biens issus du renouvellement	Sur biens existants au bilan au 31/12/2021 et non renouvelables	Total prévisionnel à fin de concession
ARMEMENTS POSTES		4 854 115	4 854 115
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	545 873 800	408 110 313	953 984 113
AUTRES COMPOSANTS (DP)	367 587 938	135 806 157	503 394 096
CABLE RESEAUX AERIENS	91 867 826	128 074 076	219 941 903
CARTOGRAPHIE	117 076 828	0	117 076 828
COFFRET TELECOM (ITI)	0	727 212	727 212
COMPTEURS	2 300 255 218	460 267 858	2 760 523 075
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	78 143 425	96 084 821	174 228 246
IMMOS DISPATCHING	16 391 309	6 899 855	23 291 165
INTERRUPTEURS AERIENS	50 157 065	4 681 435	54 838 499
PIECES DE SECURITE	31 616 626	0	31 616 626
POSTE SOURCE	514 324 633	489 349 621	1 003 674 254
POTEAUX RESEAUX	678 045 764	900 051 496	1 578 097 259
RESEAU SOUTERRAIN	432 842 783	2 217 467 921	2 650 310 704
TELECOM (POSTE DP)	2 151 440 711	13 136 116	2 164 576 826
TERRAIN ET AMENAG TERRAIN	12 269 016	0	12 269 016
TRANSFO	254 301 935	175 694 505	429 996 440
<b>Total général</b>	<b>7 642 194 877</b>	<b>5 041 205 500</b>	<b>12 683 400 377</b>

L'indemnité prévisionnelle de fin de concession est estimée à 12.683 MF contre 12.247 MF en 2020, soit une hausse de 4% soit +436 MF.

## **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 5.4.3 "Besoin de renouvellement".

**6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE  
PUBLIC**

## **Etats des engagements à incidence financière**

### **a) Conventions de fourniture de Gasoil pour les centrales de Punaruu et Vairaatoa (EDT – Pacifique Petroleum et Services)**

Permettent d'alimenter les deux centrales thermiques de Tahiti (Punaruu et Vairaatoa).

Durée : 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, avec application dérogatoires de tarifs préférentiels sur :

- Le premium (0,93\$/bbl pour Punaruu et 1,24 \$/bbl pour Vairaatoa)
- Les prestations locales (6,9 F/litre pour Punaruu et 7 F/litre pour Vairaatoa).

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

### **b) Convention de fourniture d'hydroélectricité (EDT – MARAMA NUI)**

Le contrat de fourniture d'hydroélectricité, signé le 30 novembre 2000 avec la société EDT, s'est poursuivi en 2021. Les prix de l'hydroélectricité sont distincts par concession, avec une formule d'actualisation annuelle.

Un avenant à cette convention, lui donnant une durée fixe de 10 ans, avec préavis de résiliation de 6 mois, a été conclu en 2021.

### **c) Accord de puissance garantie (EDT – MARAMA NUI)**

Une convention de puissance garantie a été signée le 3 mai 1999 avec la société EDT. Cette convention a fait l'objet d'un avenant en 2005 portant sur les nouvelles conditions d'application de la puissance garantie hydroélectrique modulée (PGHM) dont la valeur de référence évolue entre 9 MW, 12 MW et 18 MW selon 3 périodes saisonnières.

En cas d'incapacité propre à MARAMA NUI à fournir la PGHM, des pénalités peuvent être appliquées par EDT dans le cas où :

- EDT n'aurait pas pu, avec ses moyens thermiques disponibles, compenser le déficit de puissance hydroélectrique dans la limite des valeurs de référence de chaque période.
- L'énergie hebdomadaire hydroélectrique déjà utilisée serait inférieure à la valeur de l'énergie minimale potentielle hebdomadaire de la période correspondante.

La pénalité est égale au volume estimé d'énergie non livrée, limitée au maximum à la valeur de l'énergie minimale hebdomadaire correspondante, exprimée en kWh, multiplié par le prix de cession en vigueur du kWh hydroélectrique par MARAMA NUI à EDT.

Un avenant à cette convention, lui donnant une durée fixe de 10 ans, avec préavis de résiliation de 6 mois, a été conclu en 2021.

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

Au 31/12/2021, 2569 producteurs d'électricité photovoltaïque étaient raccordés au réseau de Tahiti Nord.

Les prix de rachat varient en fonction de la puissance installée, conformément à la réglementation.

La durée d'engagement de prix de rachat est de 25 ans.

La durée d'engagement d'EDT est cependant limitée à la date de fin de son contrat de concession, soit au 30 septembre 2030.

Cf. paragraphe :

## 2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Bilan technique : Raccordement solaire

### e) Contrat de versement de la redevance de transport d'énergie (EDT - T.E.P.)

Le contrat liant Electricité de Tahiti à la société T.E.P., relatif au versement de la redevance de transport, daté de 2012, a pris fin le 31 mai 2019. Un nouveau contrat similaire a pris effet à compter du 1<sup>er</sup> juin 2019, pour une période de 6 mois renouvelable par tacite reconduction.

Le montant de la redevance T.E.P. est établi à 2,75 F/kWh depuis le 1er septembre 2017, du fait de l'arrêté n° 2048 CM du 15 décembre 2016.

Cf. paragraphe :

## 4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- Bilan et comptes de résultat de la concession
  - Principe de la comptabilité appropriée
  - Les opérations effectuées avec les parties liées

### f) Convention de transferts d'ouvrages en provenance de la TEP

La TEP et EDT sont convenus, par un contrat en date du 23 décembre 2016, de transférer certains ouvrages de transformation électrique depuis la concession de transport vers la concession de Tahiti Nord. Le montant des transferts s'élève à 390.945.466 F CFP, dont 324.851.277 F CFP ont été versés à la date de signature, et ont été répercutés dans le Revenu Autorisé d'EDT. Ce transfert d'équipement implique des surcoûts de maintenance et de renouvellement pour la concession de Tahiti Nord, lesquels sont également pris en compte dans les revenus de la concession de Tahiti Nord. Le montant restant à verser, doit faire l'objet d'un avenant à la concession de distribution électrique pour permettre sa répercussion sur l'utilisateur.

### g) Principaux baux de la concession

Les principaux baux de la concession (hors maîtrise foncière des réseaux), concernent trois agences commerciales et un hangar :

- Agence Arue : Le Bail commercial avec la SCI Ra'imoana, daté du 1<sup>er</sup> août 2010, a pris fin le 31 juillet 2019. En raison d'un changement de propriétaire de l'immeuble, un nouveau bail a été signé avec la SCI GAYATRI à compter du 1<sup>er</sup> août 2019, pour une durée de 9 ans, renouvelables dans les conditions prévues au code de commerce. Loyer : 124.000 F/mois.
- Agence Vaima : deux baux commerciaux du 25/11/1982 et 31/07/1992, cédés le 16/10/1992 à EDT, tacitement reconduits pour une période indéfinie. Loyer : 295.931 F/mois. Les loyers ont été versés un temps sur un compte séquestre géré par le mandataire social M. TOURON, dans le cadre d'un litige sur l'identité du propriétaire du sol. Cette situation a pris fin en juin 2019.
- Agence Papara : loyer de 63.250 F/mois à la SCI TUNUI.
- Hangar Bodo, Z.I. Punaruu : le 10 juillet 2018, EDT a conclu avec M. Heimana BODO un bail commercial de 9 ans prenant effet le 1<sup>er</sup> août 2018, sur un hangar de 454 m<sup>2</sup>, à des fins de stockage. Le loyer est de 315.000 F/mois.

### h) 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.

**i) Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et ELECTRA.**

EDT accueille sur certains sites des installations photovoltaïques de sa filiale ELECTRA. Sur Tahiti Nord, cela représente 2 conventions de location :

- Toiture hangar Puurai : durée du 14/12/2009 au 13/12/2027
- Toiture atelier Punaruu : durée du 21/12/2010 au 20/12/2028

Cf. paragraphe :

**4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES**

- Bilan et comptes de résultat de la concession  
Principe de la comptabilité appropriée  
Les opérations effectuées avec les parties liées

**j) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle**

Cf. paragraphe :

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

- Aspects commerciaux

**k) 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. Ce sont ainsi près de 20.000 poteaux qui sont mis à disposition à Tahiti Nord.

La précédente convention a pris fin en décembre 2020, la nouvelle convention débutant au 1<sup>er</sup> janvier 2021 est encore en cours de négociation.