



**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 2019**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS</b>	<b>3</b>
<b>1 - PRESENTATION</b>	<b>11</b>
1.1 - Le système électrique polynésien	12
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	18
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	23
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b>	<b>25</b>
2.1 - Mode de détermination des tarifs	26
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019	26
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	27
2.4 - Autres produits d'exploitation	28
2.5 - Statistiques de ventes	28
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord	31
2.7 - Gestion des impayés	32
2.8 - Services offerts à la clientèle	32
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	35
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b>	<b>37</b>
3.1 - Production	38
3.2 - Qualité de la fourniture	39
3.3 - Réseau de transport et de distribution	41
3.4 - Raccordement solaire	42
3.5 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif	42
<b>4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b>	<b>43</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	44
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	53
4.3 - Comptes de la concession	57
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	66
4.5 - Annexes	69
<b>5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES</b>	<b>79</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	80
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	82
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	84
5.4 - Dépenses de renouvellement	88
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	93
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année	97
5.7 - Indemnités de fin de concession	98
5.8 - Plan de Renouvellement	99
<b>6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC</b>	<b>101</b>

## 0 - FAITS MARQUANTS

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

#### **A) Projet industriel 2018 – 2030 : une ambition au service des Polynésiens**

**15 octobre 2018** : Présentation au Pays du projet industriel d'EDT ENGIE, pourvu d'une enveloppe de financement prévisionnelle de 10 milliards FCFP jusqu'en 2030. Il vise à atteindre l'indépendance énergétique et favoriser le développement économique de la Polynésie française, tout en luttant contre le réchauffement climatique qui menace ses îles, et se décline en 5 axes :

1. *Contribuer au plan de transition énergétique du Pays*
2. *Développer le tissu économique du Fenua*
3. *Proposer des services de proximité*
4. *Accompagner Tahiti vers la « Smart Island »*
5. *Poursuivre la formation et l'embauche des Polynésiens*

Ce projet industriel met l'accent sur le développement des EnR pour une croissance décarbonée, avec des investissements d'EDT ENGIE :

- Sur Tahiti entre 6 et 8 milliards FCFP d'ici à 2030
- Dans les îles, 4,5 milliards FCFP, pour une production de 16,2 GWh EnR supplémentaires

Ce développement est complété par le projet hydro-électrique de la cote 95, de MARAMA NUI dans la vallée de la Papenoo.

**L'année 2019 et le début 2020** se sont illustrés par de nombreux échanges avec la Polynésie visant à obtenir l'autorisation de lancer ces projets, ce qui n'a pu être obtenu à ce jour.

Les avancées se limitent à des aspects techniques permettant de lancer des études approfondies sur un scénario de renouvellement des moyens de production de Tahiti qui s'articulera comme suit :

- Mise en place de nouveaux moyens de production « ENR » :
  - Régulateur de production
  - Projet hydroélectrique de la cote 95
  - Mise en service d'une turbine fonctionnant au propane proche de la ville
- Modernisation et prolongation de l'actuelle centrale thermique de la Punaruu :
  - Renouvellement à l'identique des G1/G3P
  - Rétrofit poussé G2P
  - Modernisation des groupes G4 à G8 P et de leurs auxiliaires
  - Mise en place d'aéro réfrigérants sur G7/8 P

#### **B) Loi de pays sur les provisions :**

La loi de pays relative aux provisions pour renouvellement adoptée par l'Assemblée, a été promulguée le 30 octobre 2018 laissant 6 mois aux concessionnaires pour se mettre en conformité.

Cette loi de Pays très sommaire dans sa rédaction était susceptible de poser des difficultés significatives de mise en œuvre aussi il était espéré que l'exercice 2019 permette à la Polynésie de préciser les modalités d'application de cette loi de sorte à la rendre applicable.

En septembre 2019, le ministère de la modernisation de l'administration nous adressait un document appelé « Méthodes comptables applicables aux charges calculées dans les concessions de distribution d'électricité ».

Le 14 février 2020, la Polynésie introduisait une requête devant le tribunal administratif visant à obtenir la classification en « provision sans objet », des provisions pour renouvellement relatives au réseau de distribution de Tahiti Nord lequel réseau s'était vu attribuer une indemnité de fin de concession dans le cadre de l'avenant 17 du 28 décembre 2015.

### **C) Péréquation inter îles :**

En l'absence d'avancée de Polynésie française sur la mise en place d'un mécanisme de péréquation tarifaire ouvert à tous aucune des concessions arrivant à échéance en 2020 n'est en capacité de mener à son terme une procédure de mise en concurrence.

Par ailleurs, et en l'absence de cette péréquation qui est une condition suspensive, la formule de rémunération du concessionnaire n'est toujours pas applicable.

### **D) Formule tarifaire, prix de vente de l'électricité et rémunération du concessionnaire :**

Profitant de ce que la formule tarifaire n'était pas applicable, la Polynésie a instauré un gel des tarifs de l'électricité depuis 2016 et ce malgré la forte augmentation des cours des produits pétroliers depuis cette date.

Ce n'est qu'en fin d'exercice 2018, alors que le préjudice du concessionnaire se creuse à raison de 200 M CFP supplémentaires chaque mois qu'un accord se dessine,

Cet accord matérialisé par l'avenant numéro 18 du 11 février 2019, acte pour l'avenir d'une hausse des tarifs de l'électricité au 15 février et pour le passé d'une créance d'énergie du concessionnaire.

En raison de la remise en cause par le ministre, dès septembre 2019 des modalités de calcul de l'avenant 18, cette créance qui s'élève à 2.270 MF a dû être provisionnée.

Ce n'est qu'avec la signature de l'avenant 18b reconnaissant définitivement le montant de la créance du concessionnaire au titre de son préjudice et fixant les modalités de son règlement que la provision s'y rapportant a pu être reprise par résultat.

### **Sécurité :**

Nous enregistrons sur l'année 2019 écoulée :

- 0 accidents de travail avec arrêt (hors trajet)
  - o Taux de fréquence = 0
  - o Taux de gravité = 0
- 2 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 3 accidents de trajet, dont 2 avec arrêt (26 jours d'interruption du travail).

## Spécifiques à la concession de Tahiti Nord

### Clientèle :

- En baisse depuis 2016, les ventes d'électricité connaissent un regain en 2019 et enregistrent une progression de +2,8% pour s'établir à 427,1 GWh, à comparer aux 415,7 GWh vendus en 2018 (soit une hausse de près de +11,5 GWh).
- Cette évolution résulte d'une croissance des ventes en basse tension (qui représentent 53% des volumes) de +4,0% (+8,8 GWh), ainsi que d'une augmentation des ventes en moyenne tension de +1,4% (+2,7 GWh). La progression des ventes aux domestiques représente plus de 60% de l'augmentation observée sur le segment basse tension, en raison d'un climat particulièrement chaud.
- Le nombre de contrats sur la concession de Tahiti Nord s'établit à 53 772, soit une hausse de 1,3%, particulièrement marquée par l'augmentation du nombre de clients en tarif « petits consommateurs » pour la basse tension (+4,4% soit 763 contrats).

### Technique - Production :

#### Punaruu :

Poursuite du développement de l'instrumentation des groupes pour satisfaire aux meilleures pratiques disponibles (rendement, surveillance, environnement) : mission WARTSILA, installation d'un oscilloperturbographe.

Audits d'amélioration des équipements en cours (MAN pour la régulation, NALCO pour le traitement de l'eau, HUG ENGINEERING pour l'automatisation du denox SCR).

#### Centrale de Vairaatoa :

Le pont roulant de la salle des machines 1 a été remplacé (G2V et G3V)

Une étude du passage au propane avec ajout d'un cycle ORC de la centrale de Vairaatoa est en cours

Le quart de 6h à 22h a été remis en place jusqu'en juillet 2020 à minima

#### Avarie G6P :

Le 23 février 2019, le groupe 6 Punaruu (G6P) subit une avarie majeure (Grippage Bielles – Arbre Manivelle).



Impacts sur la bielle du cylindre B2 et le cylindre B7 - Contrôle de l'arbre manivelle par magnétoscopie



Ressuage du maneton 7



Usinage du maneton 7

Une équipe de WÄRTSILÄ Suède est intervenue pour les réparations.

L'usinage du maneton n°7 a été nécessaire. Après un traitement thermique et un contrôle par magnétoscopie, le groupe a été remis en service en juillet, soit un temps d'indisponibilité de 4 mois.

Aucun détarage n'est n'a été nécessaire, la puissance du groupe reste inchangée à 17MW.

#### Maintenance :

Le groupe G5P est sorti de révision  
R36000h après 5 mois d'intervention.



Intervention sur l'arbre à cames

Le groupe G3P a subi un début de grippage en juillet.

Une reprise de la soie du maneton 3 par MAN a été nécessaire. L'avarie de l'arbre manivelle été évitée grâce au retour d'expérience du G5P et à la bonne réactivité du chef de quart qui a arrêté en urgence le groupe après apparition de l'alarme température haute de l'huile de lubrification du moteur.

Le démontage du G3P pour la reprise du maneton 3 a conduit à la prise en révision R24000 au lieu de la R12000 prévu initialement.

Suite à l'intervention du technicien MAN pour contrôler le maneton n°3, il a été constaté une usure anormale « fretting » entre le bâti moteur et les chemises. L'usure a été constaté sur 5 cylindres un

G3P déculassé



second technicien du constructeur MAN est venu pour usiner le bâti moteur et installer une pièce intermédiaire.

Les différents travaux amènent à une remise en exploitation du G3P prévue en Mars 2020, soit une indisponibilité de 8 mois, décalant les révisions prévues des autres groupes.

Les dernières demandes de prix auprès des fournisseurs indiquent des délais d'approvisionnement de 71 semaines pour certaines pièces. Un travail a été réalisé sur la révision du stock de kits de révisions et de pièces réparables qui permettra de mieux anticiper les besoins de réapprovisionnement des pièces et de réduire le délai d'indisponibilité des groupes pendant les maintenances.

#### Hydrocarbures :

Le renouvellement du contrat d'approvisionnement de carburant des centrales thermiques de Tahiti arrivant à échéance le 31 décembre 2019 a fait l'objet d'un groupe de travail regroupant le Service des Energies et EDT.

Une étude par l'Institut Français du Pétrole (IFP) a mis en évidence l'impact important de la nouvelle réglementation maritime IMO 2020 sur le coût du fuel 1% de soufre actuellement utilisé. La mise en place d'essais complémentaires et du passage en comptage massique ont également été confirmées.

L'autorité concédante s'est prononcée sur le choix du carburant à 2% de soufre suite aux résultats reçus de l'appel d'offre lancé par EDT. Depuis le mois de janvier 2020 le contrat de fourniture du gasoil a été confié à total, celui du fioul à PPS.

#### Heures de marches des groupes

Le total d'heures de marche des moyens de production thermique est encore très soutenu pour l'année 2019, avec 33 023 heures pour la centrale Emile MARTIN de la Punaruu et 1 483 heures pour la centrale de Vairaatoa.

Cette sollicitation ne permet pas d'assurer le planning de révisions dans les délais préconisés par les constructeurs, d'autant plus qu'avec l'âge des groupes, les durées de révisions s'allongent.

Groupes	Hdm 2019	Hdm cumulées
G1P	3 220	152 319
G2P	3 822	151 386
G3P	2 341	149 037
G4P	5 796	121 249
G5P	3 293	81 566
G6P	2 299	80 937
G7P	5 352	50 252
G82P	6 899	51 705

Il devient urgent de décider des solutions techniques pour permettre la maintenance préventive des groupes.

#### Technique - Distribution

##### Deux Black Out sur l'île de Tahiti

Le premier a eu lieu le 10 Octobre 2019 de 15h25 à 19h10 et a eu pour origine un défaut sur un sectionneur d'aiguillage au poste PIM 90kV de la TEP. La ligne de secours TEP 3 reliant la Punaruu à Papeete était également hors service ce qui a considérablement retardé la reprise du réseau.

Cette ligne a connu 10 défauts et n'a été disponible que 30% du temps sur l'année 2019, elle a plus de 34 ans et nos demandes de renouvellement auprès du transporteur se font toujours attendre.

Le second black-out a eu lieu le 26 Novembre 2019 de 9h40 à 11h30 et a eu pour origine une erreur humaine lors d'une consignation sur le réseau de transport au poste source ARUE 30kV. Cet incident a mis en évidence le manque de protection sélective du réseau de transport, une erreur de ce type n'aurait dû provoquer que la perte du poste source d'Arue.

#### Temps Moyen de coupure

L'année 2019 a été une très bonne année en termes de Temps Moyen de Coupure d'origine Distribution avec 50 minutes seulement. Les efforts menés sur l'amélioration des protections du réseau de distribution ainsi que le renouvellement et l'amélioration des organes télécommandés ont permis la réduction de ce TMC. Les principales causes d'incidents restent toujours les chutes d'arbres sur le réseau aérien et le vieillissement de certains tronçons de câbles souterrains.

#### Incidents Distribution

Les incidents d'origine Distribution ont été causés par des défaillances de matériel (câble souterrain vieillissant par exemple) (26%), par des chutes d'arbres ou intempérie (25%), par des défauts d'élagage ou lianes grimpantes (23%), par des travaux tiers (11%), de mauvaises mises en œuvre (9%), par des défauts non identifiés (il s'agit souvent de végétation sur les lignes HTA non retrouvée sur les lieux du défaut) (4%) et enfin par la faune (oiseaux, lézard, rats...) (2%).

#### Contrat avec le réseau de transport TEP

Le contrat de maintenance des ouvrages de Transport a été arrêté le 31 Mai 2019 et la maintenance a été reprise par les équipes de la TEP avec un succès très mitigé, notamment sur les lignes aériennes dont le suivi de l'élagage est inexistant. La baisse du volume des interventions TEP est un sujet qui nous interpelle et devra faire l'objet d'un suivi rigoureux

Les contrats de conduite et d'exploitation ont été renouvelés pour des périodes renouvelables de 6 mois. Ils se sont déroulés sans difficulté particulière

#### Amélioration des postes sources

Au mois d'août 2019, pose d'un nouveau transformateur TR 212V 32 MVA au poste source de Vairaatoa en remplacement du 20 MVA qui a été transféré au poste source de Punaruu 14,4Kv et renommé TR 216P. Le cœur de la ville de Papeete et la zone ouest de Tahiti bénéficient désormais de bonnes capacités pour faire face à la charge en mode normal et en mode dégradé.

#### Création d'un nouveau tableau distribution nord au poste source d'Atimaono

Les travaux se poursuivent pour la création du nouveau tableau HTA de distribution nord au poste d'Atimaono, le nouveau tableau est en place et le nouveau transformateur de 10 MVA a été mis sur sa fosse de rétention. Les câblages sont en cours et la mise sous tension est prévue pour le mois de mars 2020.

## Principaux indicateurs

		TAHITI NORD				
		2019		2018		
<b>CLIENTS</b>	<b>Nombre de contrats clients</b>	<b>53 772</b>		<b>53 075</b>		
	BT	53 245	99,02%	52 552	99,01%	
	MT	527	0,98%	523	0,99%	
	<b>Puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>431 657</b>		<b>425 234</b>	
	BT	361 648	83,78%	355 900	83,70%	
	MT	70 009	16,22%	69 334	16,30%	
	<b>Puissance maximale appelée</b>	<b>MW</b>	<b>84,27</b>		<b>83,24</b>	
	<b>Nombre de kWh vendus total</b>		<b>427 142 163</b>		<b>415 649 661</b>	
	BT		225 089 300	52,70%	216 335 709	52,05%
	MT		202 052 863	47,30%	199 313 952	47,95%
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>15 475 281 072</b>		<b>14 022 263 792</b>	
	BT : Total		8 928 637 197	57,70%	8 038 704 385	57,31%
	BT : par client		167 690		152 967	
	BT : par kVA de puissance souscrite		24 689		22 587	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		1 708 635 041	19,14%	1 537 175 577	19,13%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		7 220 002 156	80,86%	6 501 528 808	80,87%
	MT : Total		6 546 643 875	42,30%	5 983 559 407	42,67%
	MT : par client		12 422 474		11 440 840	
	MT : par kVA de puissance souscrite		93 511		86 301	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		1 301 068 721	19,87%	1 209 634 729	20,22%
MT : part variable en XPF et % du CA total		5 245 575 154	80,13%	4 773 924 678	79,78%	
<b>Prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>36,23</b>		<b>33,74</b>		
BT		39,67		37,16		
MT		32,40		30,02		
<b>TECHNIQUES</b>	<b>Rendement réseaux (s/production nette)</b>	<b>0,95</b>		<b>0,94</b>		
	<b>Energie achetée</b>					
	Energie solaire	kWh	11 891 180	2,65%	11 165 262	2,54%
	Energie hydroélectrique	kWh	138 438 289	30,82%	142 451 489	32,35%
	Energie thermique	kWh	298 882 156	66,53%	286 735 054	65,11%
	Energie totale achetée		449 211 625		440 351 805	
	<b>Temps moyen de coupure</b>					
	global		5h11		1h11	
origine production		0h10		0h01		
origine transport		4h11		0h05		
origine distribution		0h50		1h05		
<b>FINANCIERS</b>	<b>Patrimoine</b>					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	1 521		1 514	
	Valeur d'origine	k XPF	42 602 344		42 305 272	
	Valeur nette économique	k XPF	16 441 191		11 896 513	
	<b>Travaux réalisés</b>					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	474 610		612 052	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	205 176		283 556	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	13 916 769		12 904 454	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A		N/A	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A		N/A	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	7 543 238		7 143 942	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	488 141		224 841	
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A		N/A		

	<b>Tahiti Nord</b>
Puissance maxi appelée en MW (1)	84,27
Nb de kWh vendus	427 142 163
Nb de km de réseaux hors branchements (2)	1 533,77
Nombre d'abonnés (BT et HT)	53 772
Nb de kWh solaire acheté	11 891 180

(1) La puissance maximale appelée Tahiti Nord est mesurée au niveau des départs distribution. Elle est de 80,05 MW pour 2019.

Le Pmax de production brute estimé, sur la base d'un rendement Production-Transport de 95% est de 84,27 MW.

(2) L'écart entre l'unité d'œuvre « longueur de réseaux » et les valeurs du tableau « Répartition des longueurs de réseau » provient du fait que, depuis l'avenant 17, l'unité d'œuvre ne prend pas en compte les corrections d'erreurs effectuées dans notre SIG. Seules les extensions terrain sont intégrées.

## **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**

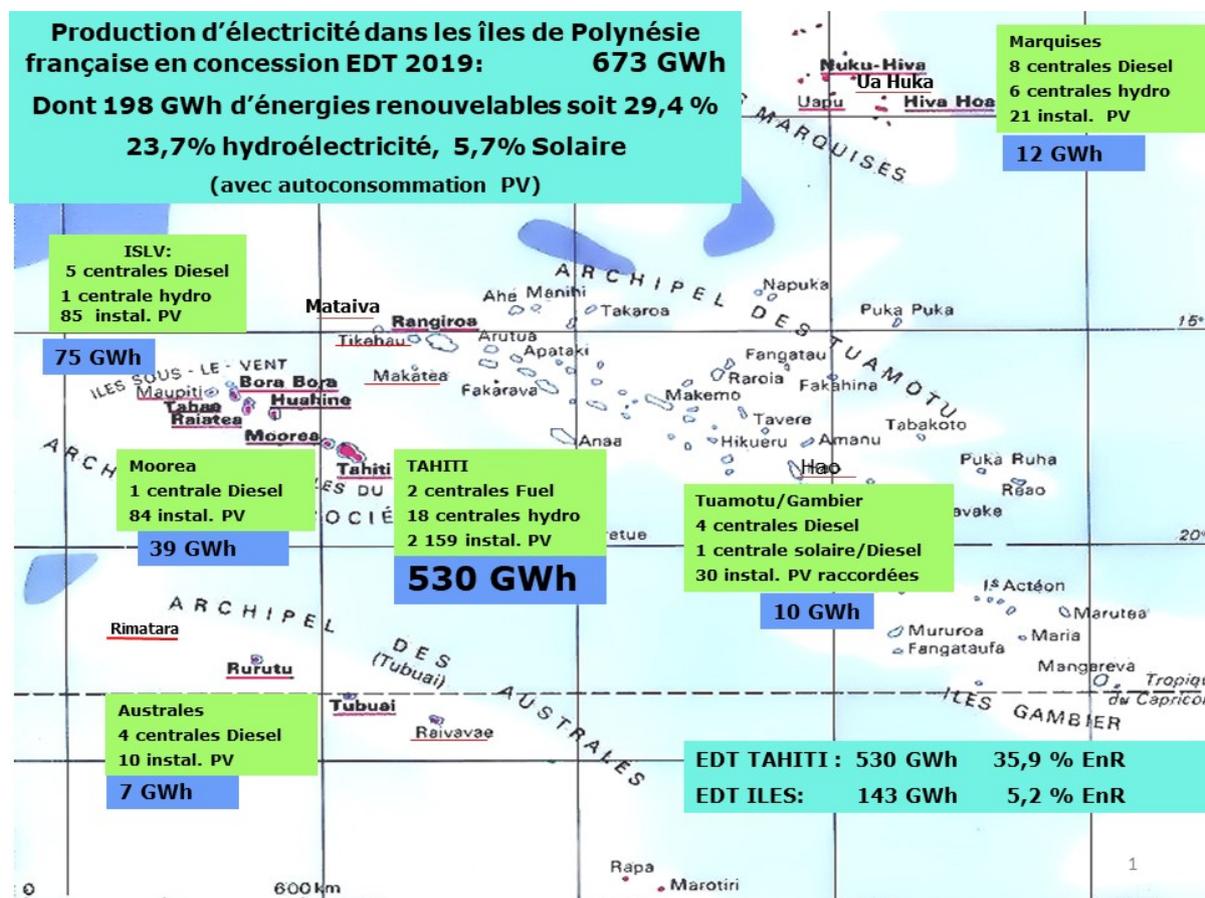
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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

- La convention de concession
- Les autres contrats
  - Cf. paragraphe :
  - 6- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

## 1.1 - Le système électrique polynésien

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



\* Production net d'électricité (en GWh)

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.

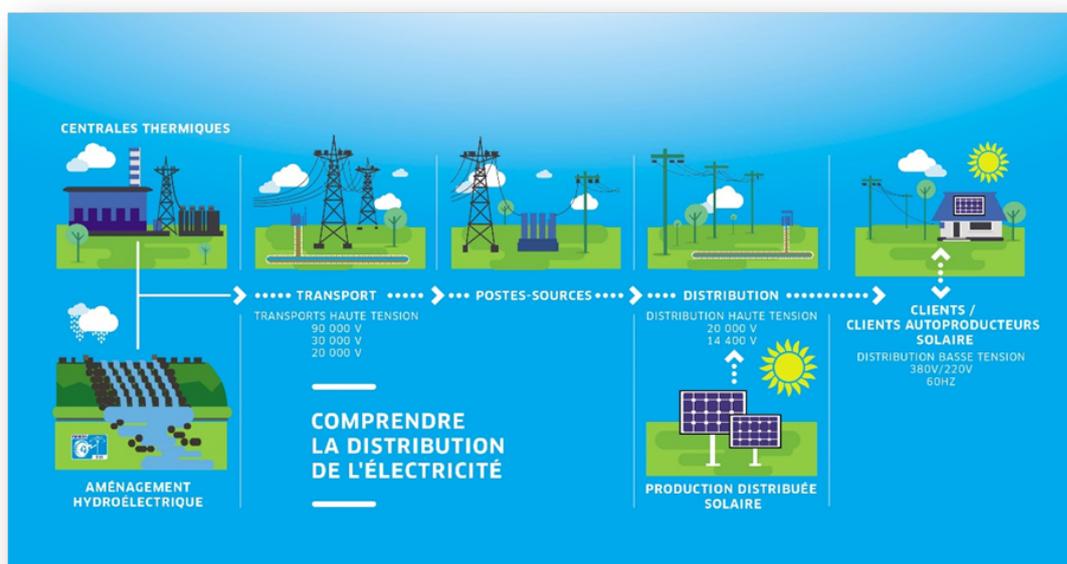
Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régies communales soit de petites installations privées.

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.

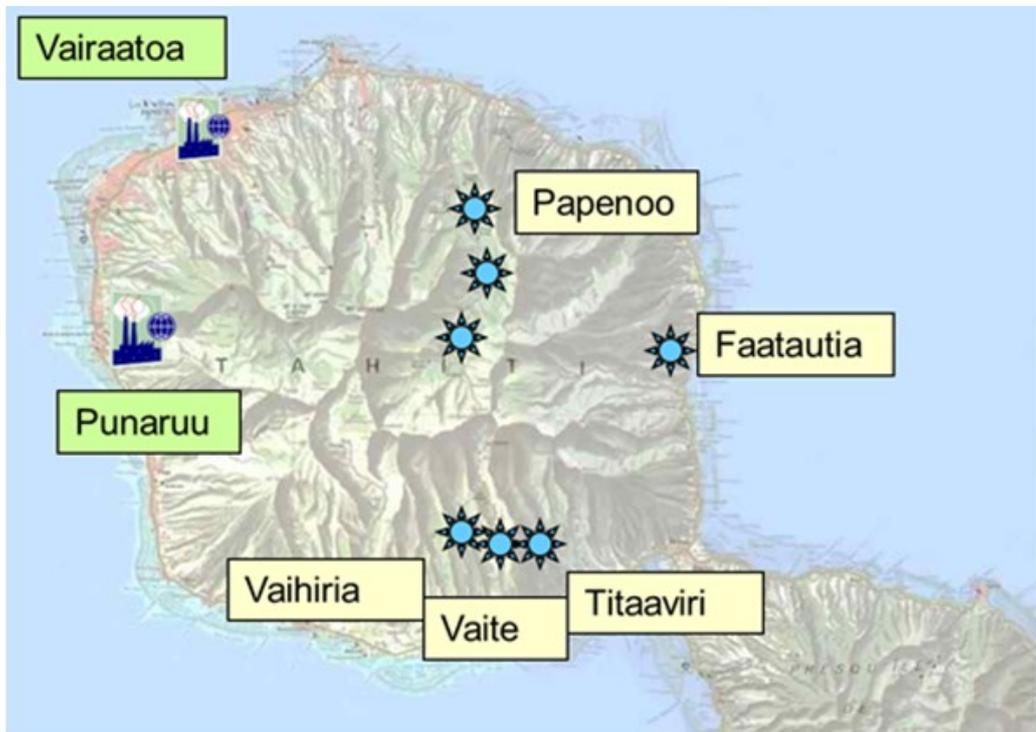


### 1.1.2.1 La production est composée à ce jour :

- 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 2 159 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>	353,7	GWh 64,44%
Papenoo	28,4	MW		
Faatautia	7,6	MW		
Vaihiria	4,9	MW		
Vaite	2,4	MW		
Titaaviri	4,1	MW		
CHPP	0,6	MW	1,3	0,24%
SPEA	0,2	MW		
<b>18 centrales hydroélectriques</b>	<b>48,2</b>	<b>MW</b>	161,1	GWh 29,35%
2159 installations photovoltaïques	33,5	Mwcrète	12,4	GWh 2,26%
PV autoconsommé (estimé)			20,4	GWh 3,72%
<b>TOTAL</b>			<b>548,9</b>	<b>GWh 100,00%</b>

*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 2159 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 :

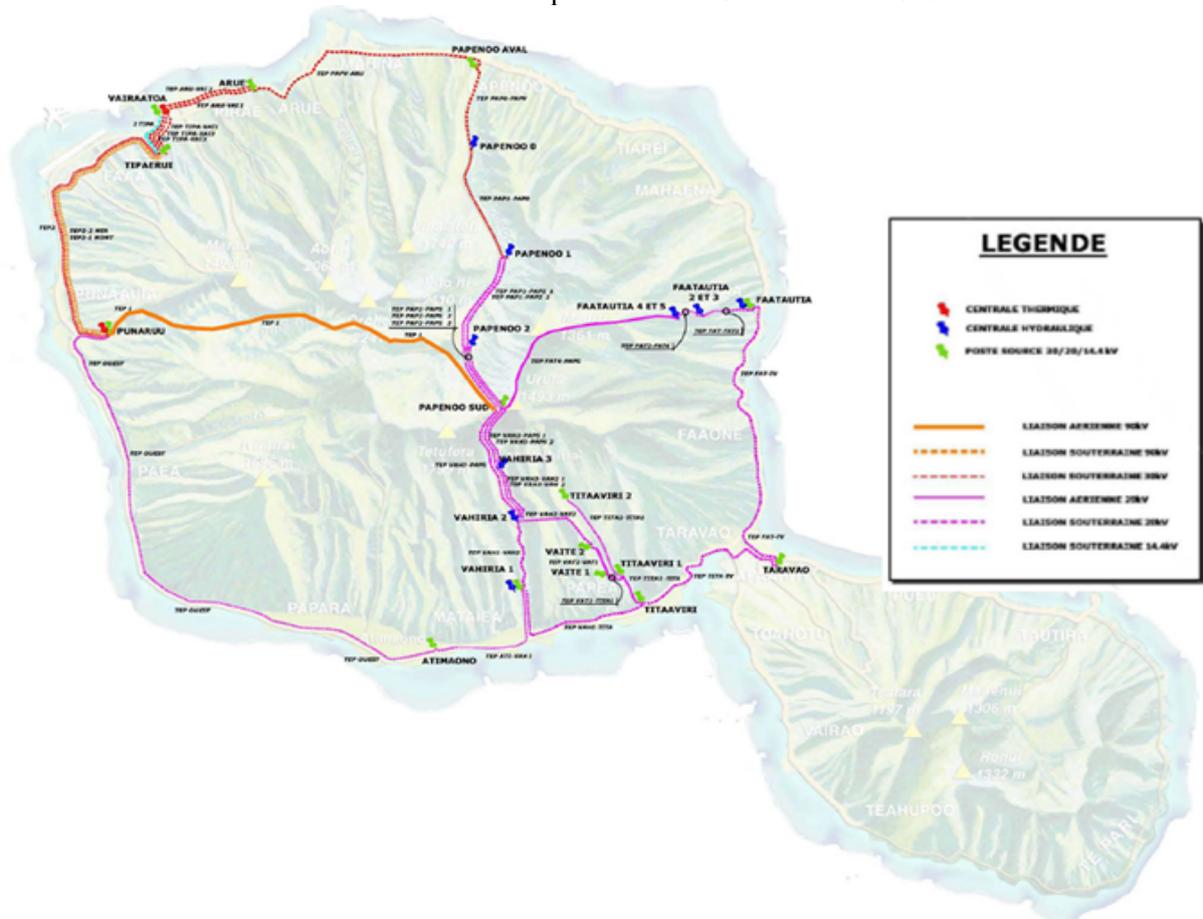
- En Polynésie :
  - Le développement d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux
- Sur l'île de Tahiti :
  - La réalisation d'un certain nombre de projets emblématiques
    - Putu Uira
    - Cote 95 coté Marama nui : le projet de Papenoo 0 – 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.
    - La conversion au propane de VRT sur un site proche

- Ces projets devront être complétés par de lourds investissements thermiques :
  - Renouvellement à l'identique des G1/G3P
  - Rétrofit poussé G2P
  - Modernisation G4/G5/G6/G7/G8 P
  - Mise en place d'Aéro réfrigérants sur G7/G8 P

Une réflexion devra être menée sur le choix du carburant de référence Punaruu 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.



Un important projet de bouclage du réseau de transport par le Nord en 90 kV a été lancé par la TEP en vue de :

- La fiabilisation de l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- L'augmentation de la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et le développement de nouveaux projets hydro-électriques

Ce projet d'un coût estimé à 7 milliards de francs sa mise en service est annoncée pour 2022.

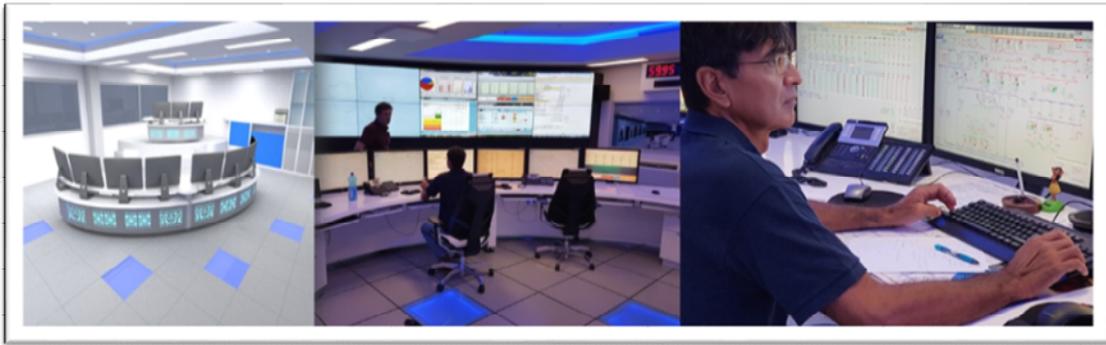
### 1.1.2.3 La distribution d'électricité

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.

Pour la bonne réalisation de ces missions, l'amélioration de la qualité et l'optimisation des coûts pour l'ensemble du système électrique une nouvelle salle de dispatching a été inaugurée en 2017.



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
- La conduite du réseau de transport pour le compte de la TEP
- 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.

Les enjeux à court terme de la distribution sont le raccordement de familles isolées dans les îles.

## **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, puise ses racines les plus anciennes dans la Compagnie universelle du canal maritime de Suez, fondée en 1858.

En 2018, Engie compte 160 000 salariés dans 70 pays, pour un chiffre d'affaires de 60,6 milliards d'euros.

Sa stratégie est celle des 3P, une "triple bottom line", c'est-à-dire associer "Planet, People, Profit" pour une transposition en entreprise des trois piliers du développement durable.

Pour le groupe ENGIE, cela consiste à prendre en compte l'impact social et climatique dans les critères de performance de l'entreprise en plus des critères économiques traditionnels.

- Planet : Le P de Planète c'est intégrer l'urgence du changement climatique à l'ensemble des activités de l'entreprise. ENGIE a mis il y a trois ans la transition zéro carbone au coeur de sa stratégie. Depuis, les émissions carbone du Groupe ont chuté de moitié.
- People : Le P de People, c'est le souci du bien-être des collaborateurs et la prise en compte des parties prenantes dans les choix d'entreprises. C'est l'impact du Groupe sur la société car se préoccuper de la Planète, c'est aussi se préoccuper des personnes qui réclament par ailleurs une action forte des entreprises sur le sujet climatique. ENGIE veille ainsi à permettre la diminution de la consommation d'énergie et garantir une énergie verte abordable pour tous pour accélérer la transition zéro carbone. Le Groupe veille enfin à être inclusif, notamment pour les jeunes et les femmes.
- Profit : Le P de Profit, c'est considérer que la performance économique va de pair avec un impact positif. Pour ENGIE, le positionnement stratégique assumé vers le zéro carbone a permis le retour à la croissance et un résultat net 20% supérieur à celui de 2016. Plus largement, les actifs "responsables" sont désormais plus rentables que ceux ne prenant pas en compte les critères environnementaux.

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de la longue expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité.

Au plan local, elle autorise la réalisation de synergies importantes de par la mise en commun de moyens et le partage d'expérience au quotidien.

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

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

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

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

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

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

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

## 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.

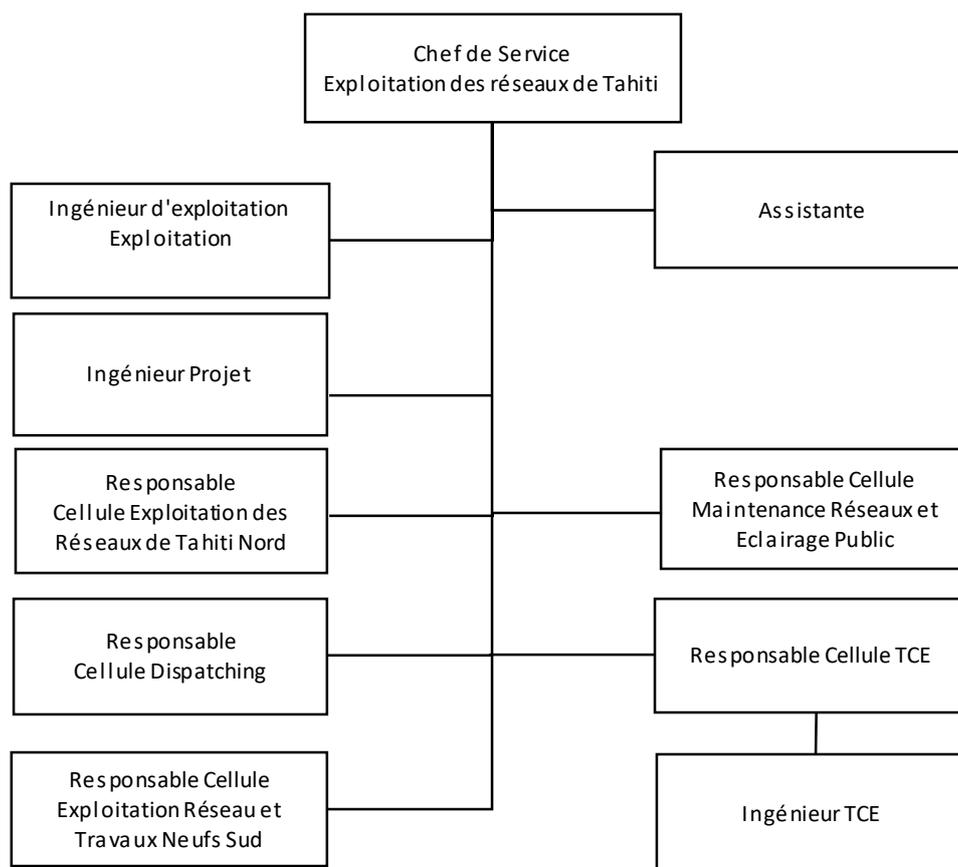
Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support. Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, 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 205 salariés composant les services en 2019

- |                              |           |
|------------------------------|-----------|
| • Exploitation des réseaux : | 64 agents |
| • Exploitation thermique,    | 84 agents |
| • Réseau clientèle,          | 15 agents |
| • Technico-commercial        | 42 agents |

## Service exploitation des réseaux



Dirigé par Monsieur Patrick Desfour, chef de service, et assisté par son adjoint, Monsieur Maxence Woïgard, le SERT (Service Exploitation des réseaux de Tahiti) est composé de 5 cellules :

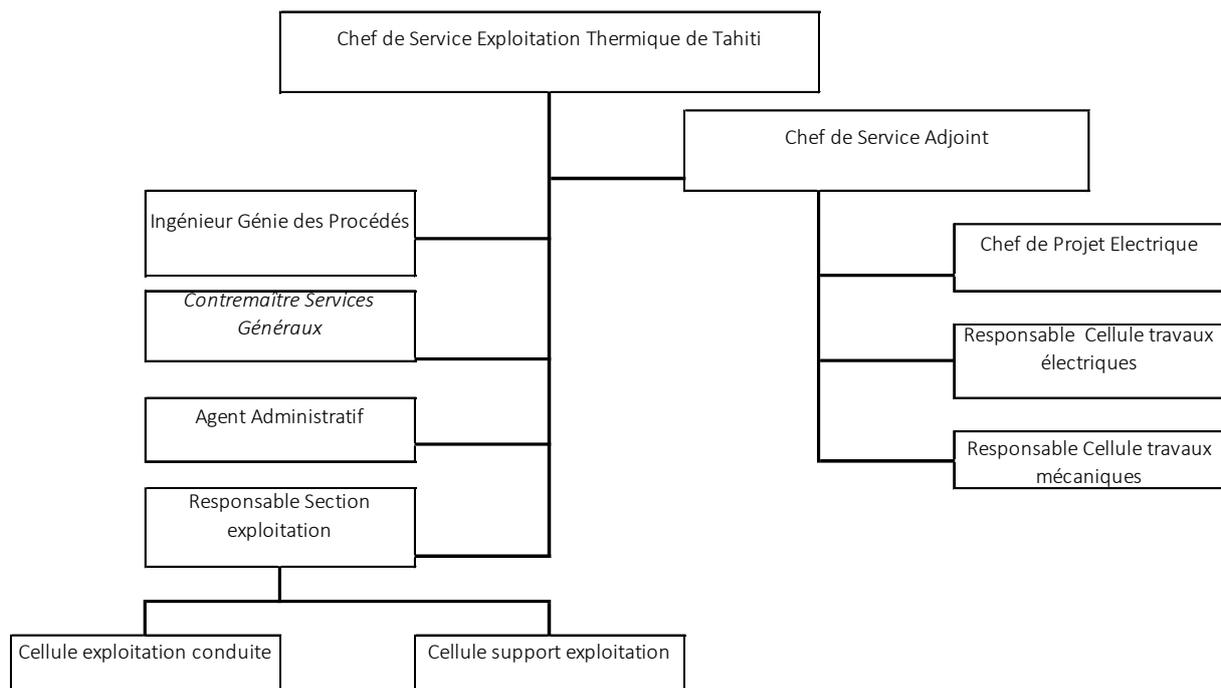
- la cellule ERT encadrée par Stéphane Lis,
- la cellule TCE encadrée par Patrick Ateni,
- la cellule DISPATCHING, encadrée par Thom Tuheiava,
- la cellule MEP encadrée par Olivier Chunais,
- la cellule Exploitation du réseau Sud encadrée Vaitua Moorïa.

Ce service, rattaché à la Direction Technique, compte un effectif total de 64 employés.

Sa mission :

- 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) dans le respect des normes diverses telles que NF C18 510 ; NF EN 50 160, etc...
- 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 Punaruu, est dirigé par Monsieur Sébastien COULON, et comprend quatre cellules :

- la cellule Travaux Mécaniques
- la cellule Travaux électriques
- la cellule Exploitation des Centrales
- la cellule Laboratoire.
- 

Sa mission : assurer l'exploitation, la conduite et la maintenance des outils de production thermique de la centrale Vairaatoa et Punaruu.

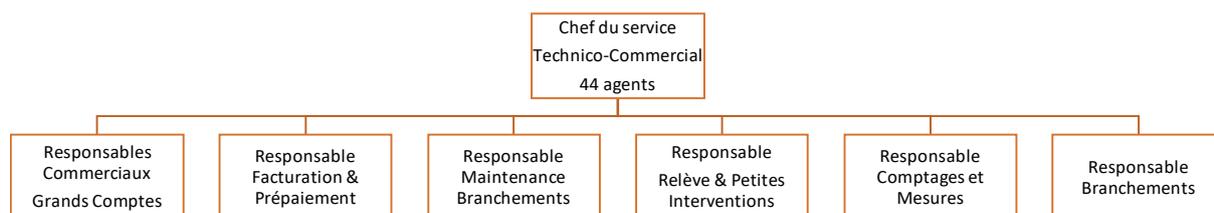
## Service Réseau clientèle

Ce réseau composé de 4 agences situées à Puurai, au Vaima, Arue et Papara, est rattaché au réseau EDT lequel comprend plus de 25 points d'accueil clientèle permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.

### Rôles et Missions :

- L'accueil et la satisfaction des clients particuliers en suivant et en répondant à leurs demandes d'informations de travaux, de souscription, de modification ou de résiliation de contrat d'abonnement, de réclamation (facturation, abonnement qualité de fourniture, travaux...), la gestion des comptes de clients encaissement, remboursement, redressement... ;
- Mise en œuvre de tous les moyens nécessaires dans la satisfaction de la demande du Client, au-delà même de son périmètre et jusqu'au dénouement de l'affaire via un réseau d'agences et de guichets.

## **Service Technico-Commercial : 44 agents**



### **Des cellules techniques au service de la Clientèle :**

4 cellules à vocation technique ont pour mission :

- La réalisation de 900 Branchements neufs
- La réalisation de 300 Raccordements Solaires et des tests de découplage
- La rénovation et la maintenance de 2000 Branchements
- La relève du parc de 65 000 comptages selon le planning de relève
- La réalisation d'environ 15 000 opérations de mise sous tension, coupures au compteur, réglage de puissance
- Le déploiement de la Télé relève des sites collectifs
- Le contrôle annuel des 1500 comptages de puissance
- Le suivi des fraudes au compteur

### **Une cellule facturation et Prépaiement :**

Missions principales :

- Gestion de la facturation hebdomadaire de l'ensemble des contrats gérés pour Tahiti et les îles
- Gestion des revendeurs de tickets à prépaiement sur Tahiti et les îles
- Missions ponctuelles sur des projets de déploiement de compteurs à prépaiement dans les îles hors concession

### **Une cellule Grands Comptes :**

Missions principales :

- Assurer la relation privilégiée avec nos Clients Moyenne Tension, Administration et Collectivités
- Répondre aux besoins techniques des promoteurs et investisseurs en matière de postes, de projets solaires et de pistes d'économie d'énergie
- Gestion des contrats et entretiens des postes privés

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

### 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).

EDT et la Polynésie française ont entamé avec l'avenant 17 une refonte en profondeur de ce système de péréquation.

Ainsi, là où le cahier des charges antérieur prévoyait une formule de fixation d'un prix unique pour toutes les concessions d'EDT, élaboré à partir des éléments économiques de ces concessions mis en commun, le nouvel avenant 17 définit une formule de calcul d'un revenu autorisé spécifique à la concession de Tahiti Nord, laquelle sera ensuite déclinée dans les autres concessions par des actes séparés. Un nouveau dispositif réglementaire doit cependant permettre de maintenir un prix effectif unique dans toutes les concessions et toutes les régies d'électricité de Polynésie française, par la mise en place d'une péréquation désormais financée sur des bases fiscales (comme la « CSPE » en métropole et dans les Départements d'Outre-Mer).

Dès l'entrée en vigueur de cette loi de Pays, l'article 2 de l'avenant 17 prendra ses effets de plein droit, conformément à son article 10. Ainsi, les tarifs seront fixés, par la Polynésie, de manière spécifique au niveau de chaque concession de sorte à couvrir exactement le « *Revenu Autorisé* » de ladite concession. Le niveau de péréquation sera alors calculé par concession de sorte à obtenir un prix net client après péréquation, identique sur tout le territoire de la Polynésie française.

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

- a)** Convention de fourniture de Fuel et 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
- e)** Contrat de transport d'énergie (EDT - T.E.P.)
- f)** Contrat de prestations techniques d'exploitation des réseaux de transport (EDT – TEP).
- g)** Contrat de prestations techniques de conduite des réseaux de transport (EDT – TEP)
- h)** Contrat de maintenance des réseaux de transport (EDT-TEP)
- i)** Convention de transferts d'ouvrages en provenance de la TEP
- j)** Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- k)** Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- l)** Principaux baux de la concession
- m)** Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- n)** Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et Electra.
- o)** Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- p)** 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 2019
- 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
- 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.  
 Les tarifs applicables ont été revalorisés au 15 février 2019, conformément à l'arrêté n° 173 CM du 4 février 2019 portant approbation de l'avenant n° 18 à la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti n° 60-10 du 27 septembre 1960 modifiant le cahier des charges annexé à ladite convention.  
 La précédente actualisation avait eu lieu en Mars 2016.

### 2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	19,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	39,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	24,50	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	42,00
BT Eclairage public	P4		33,00	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		35,75	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	25,00	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	22,00	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00	22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		28,00	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		37,00	40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
<b>Basse tension</b>	<b>MENSUELLE</b>	<b>MENSUELLE</b>
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres us	360	400
<b>Moyenne tension</b>	<b>MENSUELLE</b>	<b>MENSUELLE</b>
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1533	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1245	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 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
	<b>P=39,0</b>	<b>P=42,0</b>
<b>Tarif Petits consommateurs</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite	- 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 = 975 XPF x kVA de puissance souscrite	- 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 = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite	- 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 = 3 900 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

## 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

		antérieur 15/02/2019	postérieur 15/02/2019	kWh vendus	antérieur 15/02/2019	postérieur 15/02/2019	XPF	totale (kVA)	totale (XPF)	au 31/12/2019 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P0	4 498 714	30 341 250	34 839 964	85 453 880	576 325 773	661 779 653	696 307	183 044 409	59 155
BT Usage social 2ème tranche	P1	979 475	4 083 804	5 063 279	38 219 182	159 183 635	197 402 817			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	9 199 762	61 469 379	70 669 141	225 113 247	1 596 748 858	1 821 862 105	2 279 427	999 815 507	189 970
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	6 334 046	30 432 170	36 766 216	246 703 398	1 275 214 281	1 521 917 678			
BT Eclairage public	P4	541 453	3 843 602	4 385 055	17 878 437	136 449 272	154 327 709	60 998	24 076 702	4 963
BT Usage professionnel	P5	10 119 226	63 159 563	73 278 789	361 762 439	2 494 815 791	2 856 578 230	1 272 137	501 698 423	107 455
MT Tarif jour	P6	16 920 286	113 656 613	130 576 899	423 007 201	3 125 557 674	3 548 564 875	834 083	1 301 068 721	70 009
MT Tarif nuit	P7	9 207 729	62 268 235	71 475 964	202 570 208	1 494 440 071	1 697 010 279			
Prépaiement		16 159	70 698	86 856	436 543	2 118 060	2 554 603	1 423		106
<b>Total</b>		<b>57 816 850</b>	<b>389 325 314</b>	<b>427 142 163</b>	<b>1 601 144 535</b>	<b>10 860 853 415</b>	<b>12 461 997 949</b>	<b>5 144 375</b>	<b>3 009 703 762</b>	<b>431 657</b>

Contrats G1

3 579 361

Ventes totales

**15 475 281 072**

Prix moyen

36,23

\* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2019

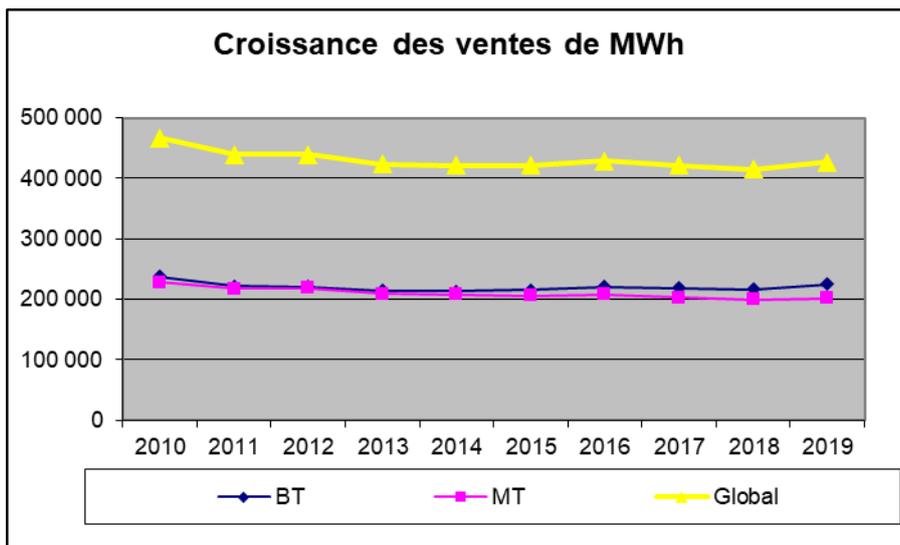
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat.

## 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 :	26 923 474 XPF
- Frais de relance :	<u>25 185 906 XPF</u>
- Total	52 109 380 XPF

## 2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité augmentent de 2,8% (soit près de +11,5 GWh) entre 2018 et 2019 sur la concession Tahiti Nord et s'établissent à un volume global de **427,1 GWh** sur 2019. Cette hausse générale correspond à l'effet conjugué d'une augmentation des ventes en basse tension (qui représentent 53% du volume global), de +4% (+8,8 GWh, soit 76% de la hausse globale), et d'une hausse moins significative des ventes en moyenne tension (47% des volumes) de +1,4% (+2,7 GWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui représente 65% des volumes basse tension, a connu une hausse de 4% (+5,5 GWh). Le basculement des consommations du tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif « petits consommateurs » s'est poursuivi en 2019, avec la croissance de 10% des consommations en tarif « petits consommateurs » (+3,6 GWh), dont le nombre d'abonnés augmente de 763 clients.

L'équipement des ménages en panneaux photovoltaïques dans un objectif d'autoconsommation et de baisse de leur facture d'électricité s'accélère, avec 189 nouvelles installations de puissance  $\leq 10\text{kWc}$  sur 2019.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,9% des ventes en basse tension, poursuivent leur tendance baissière (en raison de passage en LEDs sur plusieurs Communes de Tahiti Nord) et diminuent de 4,3% pour s'établir à environ 4,4 GWh vendus sur 2019.

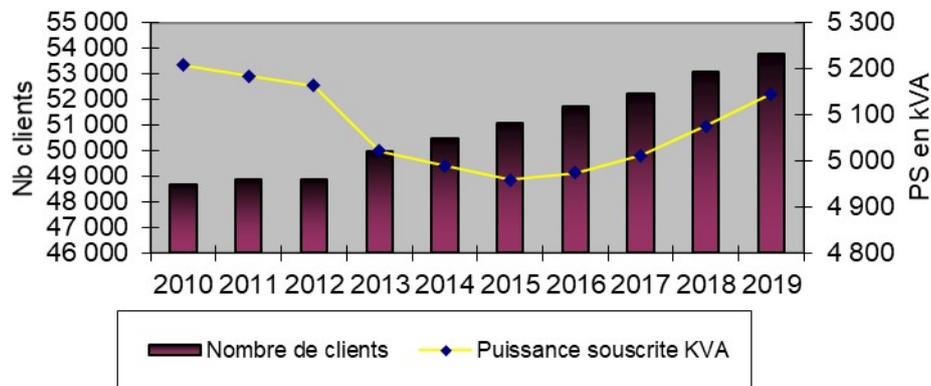
Les ventes aux clients professionnels, qui représentent 32,6% des ventes basse tension, ont augmenté de 5% et enregistrent près de 123 nouveaux contrats.

Après deux années de baisse, les ventes en moyenne tension augmentent de 1,4% en 2019 (+2,7 GWh) sous l'effet d'une :

- hausse de 4% des consommations de l'Hôpital du Taaone (soit une augmentation de près de 1 GWh), après trois années d'économie d'énergie de manière significative depuis 2016.

- hausse globale des consommations des clients en moyenne tension (+1,7 GWh) si l'on exclut l'Hôpital du Taaone, dont la consommation représente à elle seule près de 12% du total des ventes en moyenne tension. Cette croissance s'explique en partie par le dynamisme de l'activité économique, notamment dans les secteurs de l'industrie, de l'hôtellerie et de la distribution.

### Nombre de clients et puissance souscrite

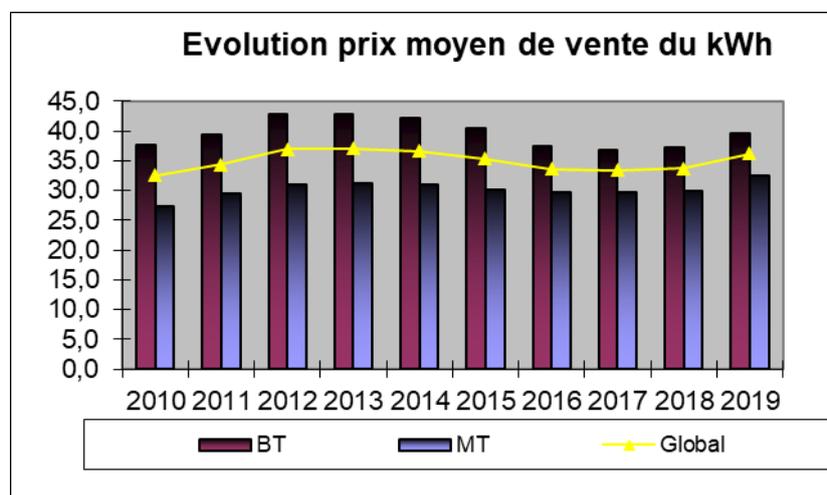


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2018 ( <i>nombre de contrats</i> )
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	53 245 +1,3% (+ 693 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>527</u> +0,8% (+ 4 contrats)
	53 772 +1,3% (+ 697 contrats)

Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 4,4% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 763 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Cette évolution naturelle est en partie liée à la migration continue des clients éligibles avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 3.3 kVA (15A) du tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le segment « petits consommateurs ». Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 33% du nombre total d'abonnés.
- la hausse de 2% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui représentent 11% du nombre total d'abonnés, avec 123 contrats supplémentaires par rapport à 2018.
- une nouvelle hausse du nombre de clients moyenne tension de 0,8% en 2019 (+4 contrats), qui représentent 1% du nombre total d'abonnés.

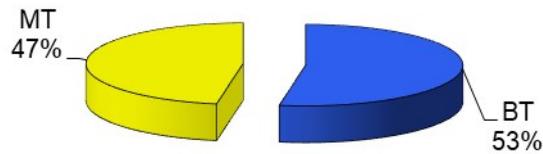
La puissance souscrite facturée s'élève à 5 144 375 kVA, soit une hausse modérée de 1,5% par rapport à 2018 en lien avec l'augmentation du nombre de contrats.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2018
Tarifs basse tension	39,7 Fcp	+6,8%
Tarifs moyenne tension	<u>32,4 Fcp</u>	<u>+7,9%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	36,2 Fcp	+7,4%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de 7,4% et s'établit à 36,2 Fcp/kWh, en raison des hausses observées du prix moyen dans les tarifs basse tension (+6,8%) et moyenne tension (+7,9%) suite à la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.

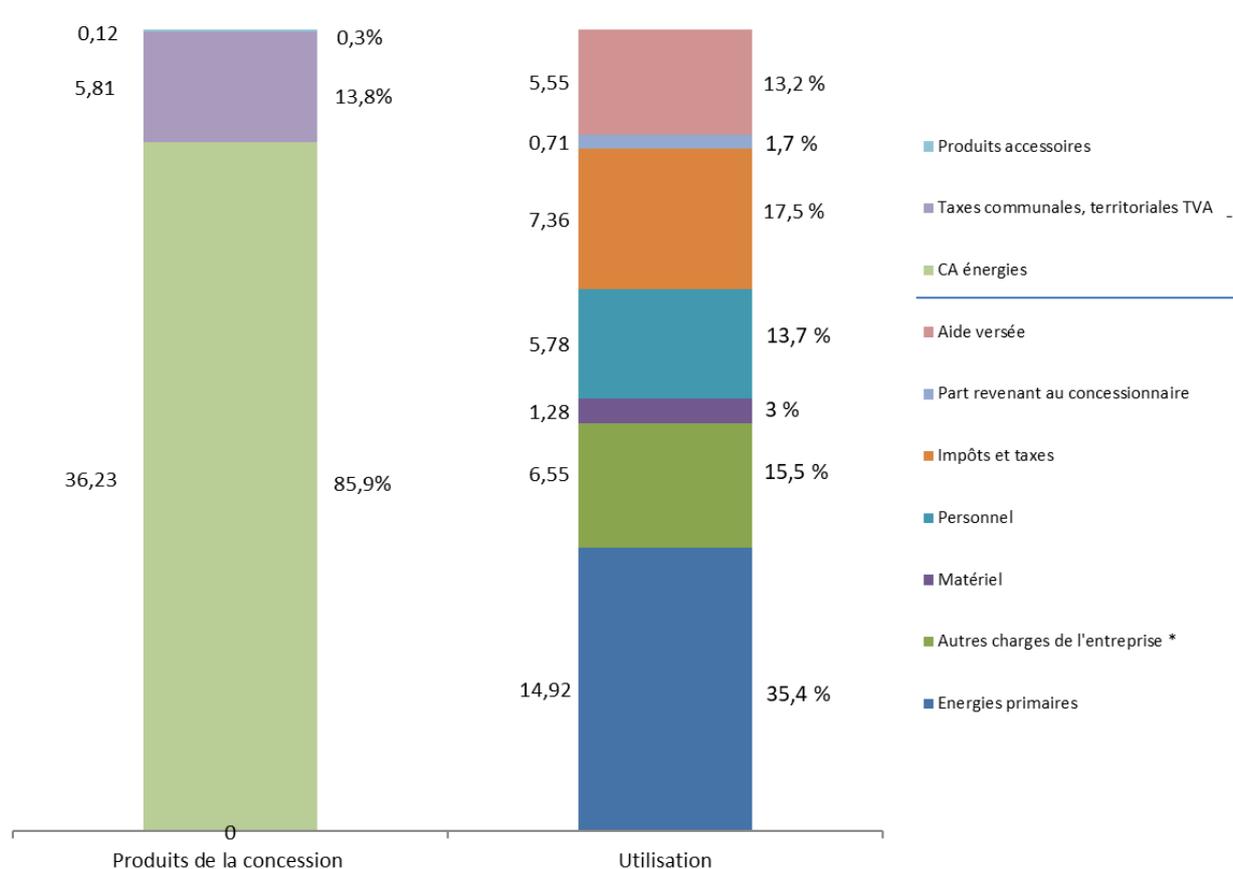
### Répartition des ventes BT / MT



La répartition entre les ventes en basse tension et en moyenne tension reste stable, avec 53% du volume global vendu en basse tension et 47% en moyenne tension.

## 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord

2019 (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 2019, 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 31/12/19, était de 2,92 Milliards Fcp, ce qui représente 16% du chiffre d'affaires 2019, soit un délai de créances clients de 59 jours, contre 73 jours en 2018, soit une diminution de 14 jours.

Dans le cadre du processus 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 5 111 clients (6 925 clients en 2018, soit diminution de 1 814 clients) sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 9,5% 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 118 clients par mois (169 clients par mois en 2018, soit une baisse de 30%), soit 0,2% 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 2019, près de 8,8 Millions Fcp (12,9 Millions Fcp en 2018) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tahiti Nord, soit moins de 0,06% du chiffre d'affaires réalisé sur 2019.

## 2.8 - Services offerts à la clientèle

### Mesures de la satisfaction clients

Pour 2019, EDT affiche un taux global de satisfaction de :

72% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients (Figure 1).

79% pour les clients ayant fait l'objet d'une intervention de notre service dépannage (Figure 2).

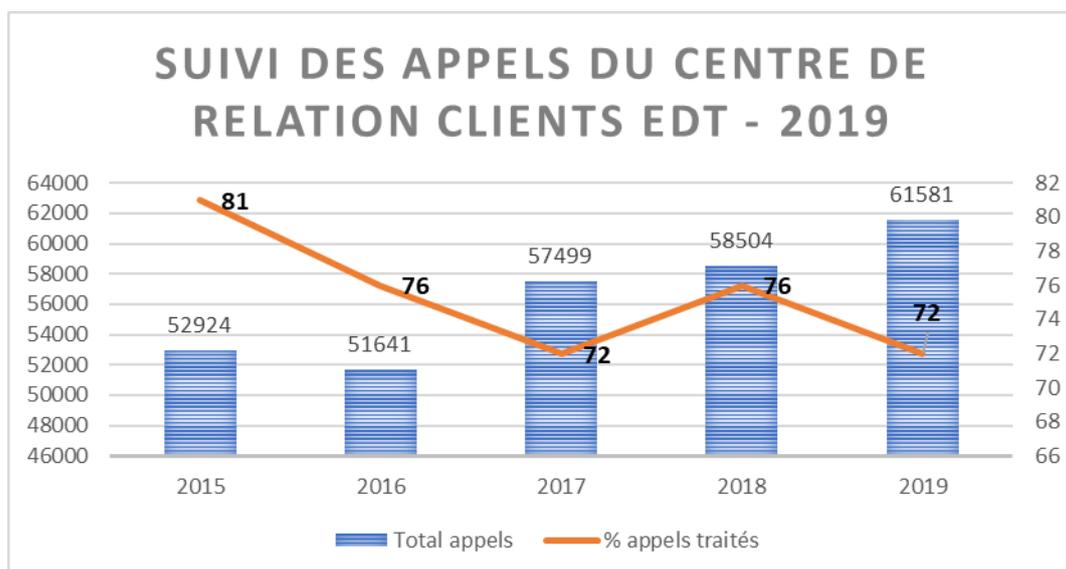


Figure 1 - Suivi des appels du CRC EDT

Satisfaction clients service dépannage 2019	79%
ACCUEIL TELEPHONIQUE	84%
DELAI	81%
QUALITE	80%
ACCUEIL AGENT	74%

Figure 2 – Satisfaction clients pour des interventions de dépannage

Le taux de réclamation lié à la qualité de la fourniture d'énergie des clients en Basse Tension est de 0.1%. Ce taux reste stable malgré les deux incidents de « black-out » survenus en octobre et novembre.

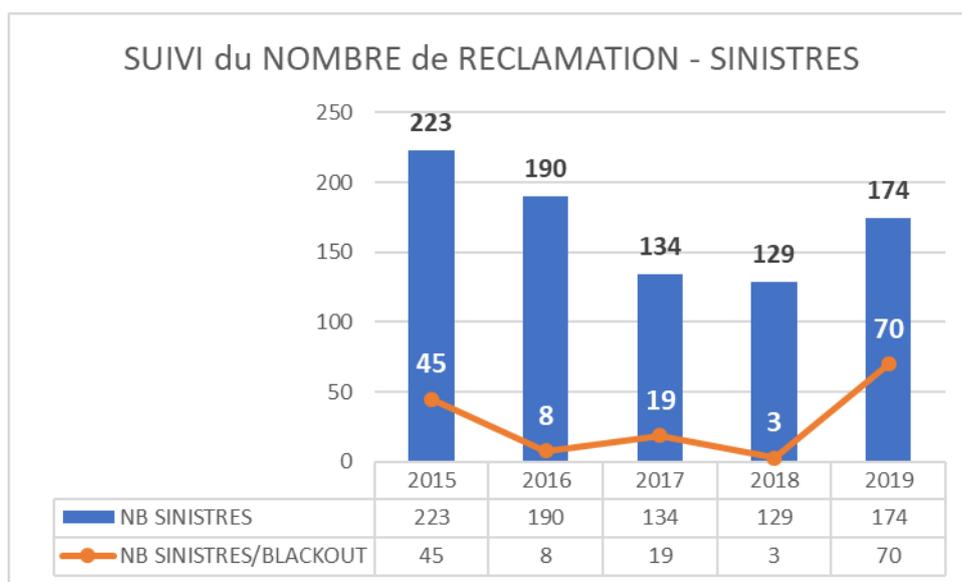


Figure 3 – Suivi du nombre de réclamation lors des sinistres

### Évolution de la plateforme de gestion clientèle

La gestion de la clientèle repose sur une stratégie multicanale offrant aux clients de nombreuses options pour gérer contrats, factures et autres demandes :

- 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,
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privatives.

Depuis 2018, EDT a amorcé un projet interne d'évolution de la plateforme avec pour objectif de simplifier l'expérience client multicanale.

Le déploiement de la plateforme a débuté en 2019 avec comme première étape la réplique des comptes clients dans l'outil sans impact sur les opérations et la qualité de service.

A compter de 2020, les prochaines étapes permettront d'améliorer la gestion, la qualité de l'information, et de capitaliser sur l'ensemble des relations client en multicanal.

## L'information clients par SMS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients avec 92% de clients satisfaits de ce service.

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

A fin 2019, le nombre de souscriptions aux différents Services SMS pour Tahiti et les îles

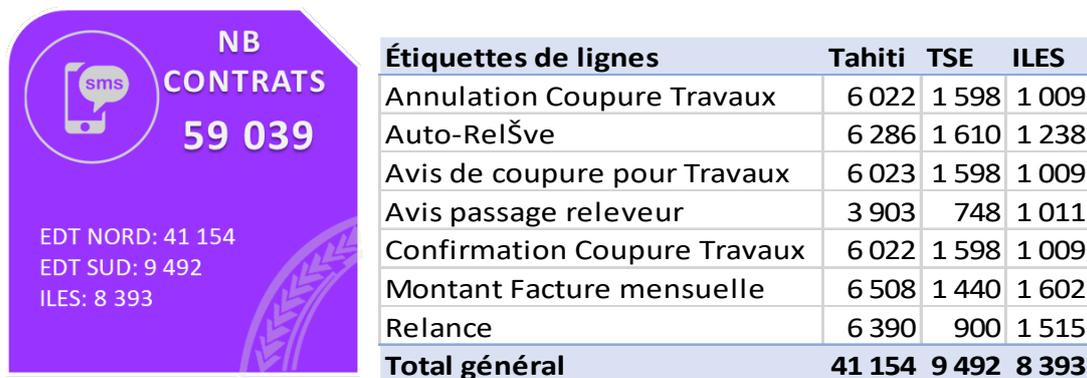


Figure 4 – Nombre de contrat de souscription aux services SMS

## Un nouveau site client edt.pf

Concession	Nombre d'accès edt.pf	Pourcentage de clients connectés
Tahiti Nord	15 139	29%

Figure 5 – Nombre de clients du sud connectés au site edt.pf

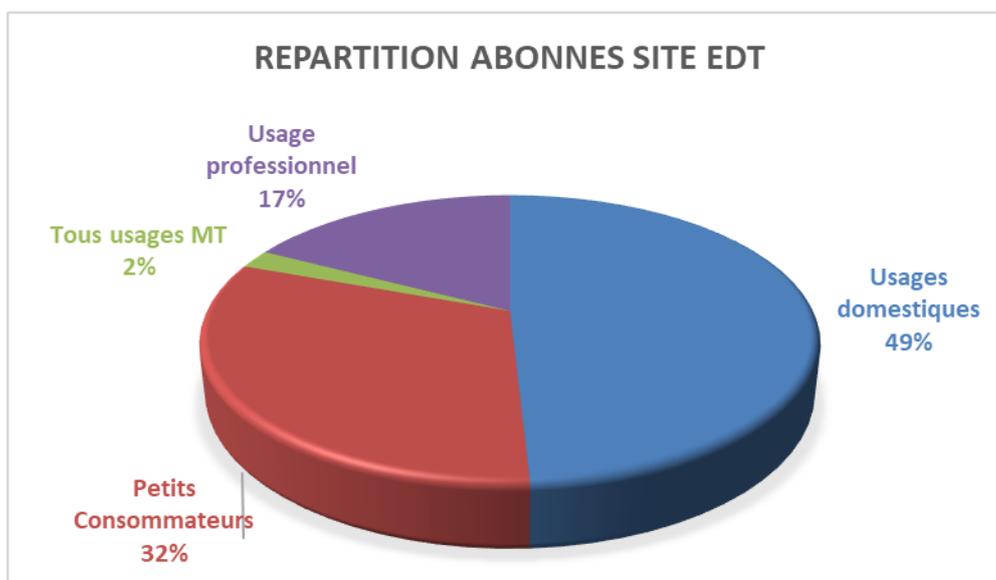
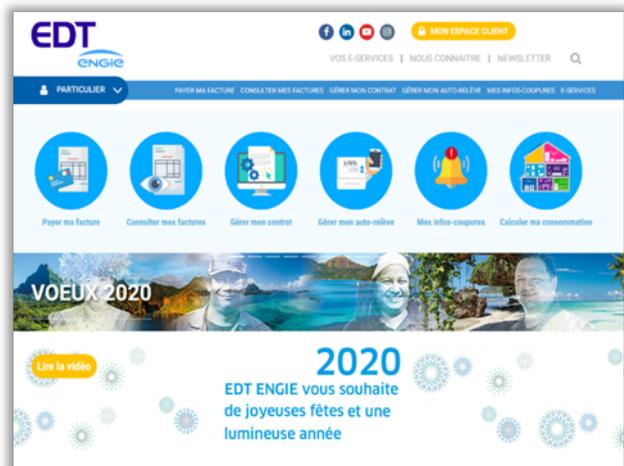


Figure 6 – Répartition par type de client sur le site edt.pf

Une moyenne de 24% des clients domestiques sont connectés avec une forte concentration sur Tahiti, on note toutefois un réel intérêt des clients des îles pour cette agence digitale qui leur permet de gérer à distance leur contrat d'électricité.

On observe tout au long de 2019 une augmentation du nombre d'utilisateurs, +26% par rapport à l'année précédente. Le service le plus utilisé est le paiement en ligne dont l'utilisation a progressé de 38% d'une année sur l'autre.



**Juillet 2019** Lancement du nouveau site client [edt.pf](http://edt.pf) regroupant les 2 anciens sites [agence.edt.pf](http://agence.edt.pf) et [edt.pf](http://edt.pf). Bâti sur une priorité de mobile first, ce nouveau site a gardé les fonctionnalités les plus utilisées : Paiement facture, auto-relève, calculateur de consommation avec des améliorations notables :

#### Paiement facture

- Règlement de plusieurs factures en même temps sur plusieurs clients
- Dépôt d'un montant créditeur
- 

#### Auto-relève

- Modification de son auto-relève
- Historique de ses relèves

**Nouvelles fonctionnalités** : l'information pour coupures pour travaux géolocalisée, l'information pour le passage des releveurs géolocalisée, gestion de plusieurs comptes avec un seul accès, la production en temps réel, une rubrique actualités riche d'informations.

#### Campagne digitale pédagogique



Les thématiques autour des métiers de l'électricité sont importantes pour la bonne compréhension des enjeux du secteur.

L'année 2019 a été l'occasion d'utiliser la vidéo dans la stratégie de communication sur un point de contact indispensable en Polynésie : les réseaux sociaux.

Deux thématiques ont été abordées :

- Les tarifs de l'électricité abordés sous un angle pédagogique : composition, évolution, comparatif avec

la France

- La transition énergétique : Enjeux et réalités en Polynésie française

## 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.

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

Par exemple, pour le calculateur de consommation, l'utilisateur n'a plus qu'à saisir le nombre d'appareils et sa durée d'utilisation. Cet outil lui permet de mesurer la consommation de son équipement afin d'en modifier son usage en vue de faire des économies d'énergie.



## Campagne sur la Maîtrise de la Demande en Energie



Une grande campagne a été lancée sur les canaux digitaux et sur les ondes radio en vue de promouvoir les économies d'énergie en se basant sur des conseils simples et rapides à mettre en œuvre dans les gestes de la vie quotidienne.

Dans cet objectif de maîtrise de la consommation, le service d'auto-relève a été mis en avant afin de responsabiliser les clients sur leur consommation en leur donnant les moyens de la suivre, on a noté une progression de 6% des auto-relèves effectuées en ligne sur une moyenne mensuelle de 16 000.

## **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

## Bilan technique Tahiti

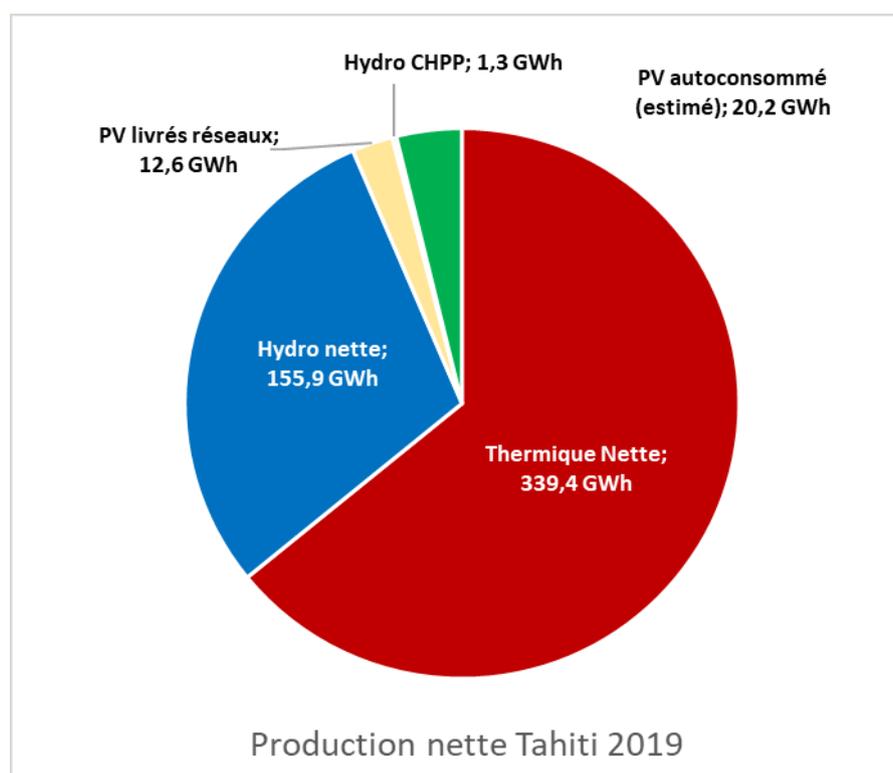
### 3.1 - Production

Total Production 2019	Tahiti		
	Production	% sur total	% sur 2018
Thermique Nette	339,4 GWh	66,1%	4,3%
Hydro nette	160,3 GWh	31,2%	-0,9%
PV livrés réseaux	12,6 GWh	2,5%	5,9%
Hydro CHPP et SPEA	1,3 GWh	0,3%	27,5%
<b>Total production Nette</b>	<b>513,6 GWh</b>	<b>100,0%</b>	<b>2,4%</b>
PV autoconsommé (estimé)	20,4 GWh	3,8%	8,5%
<b>TOTAL avec auto consommation</b>	<b>534 GWh</b>		

Ventes (kWh livrés aux clients)	484,3 GWh	2,8%
---------------------------------	-----------	------

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

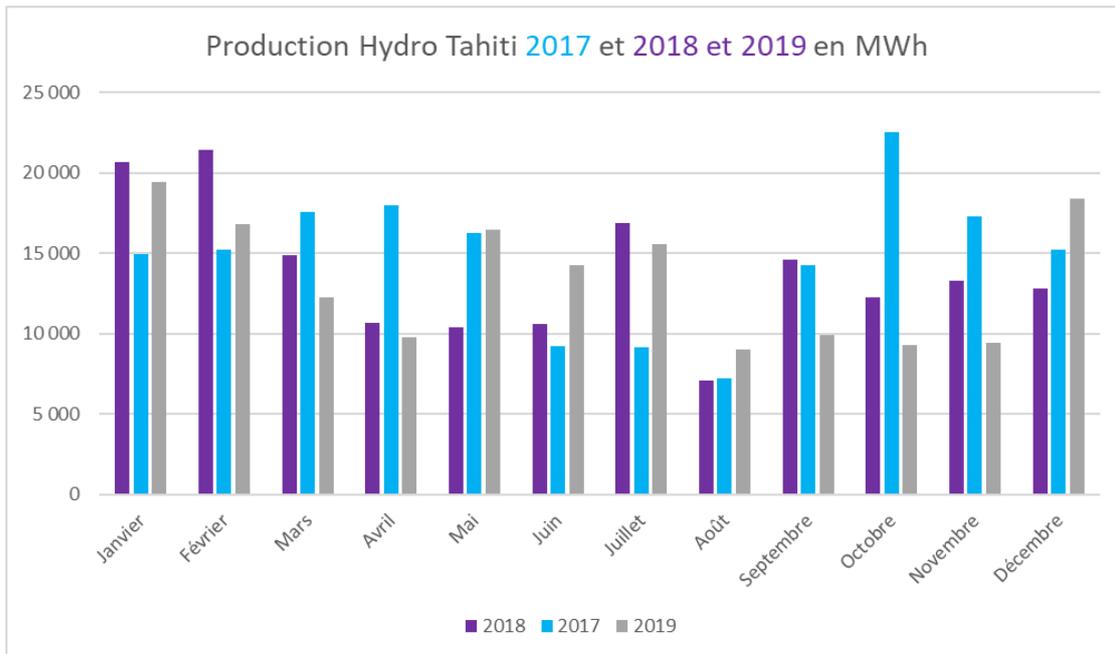


La production livrée aux réseaux en 2019 a été de 513.6 GWh, en légère hausse de +2,4 % sur 2018, et 534 GWh en tenant compte de l'autoconsommation.

La part des énergies renouvelables a été de 36,4 % principalement grâce à une production d'hydroélectricité de 160,3 GWh en production nette, - 0,9 % sur 2018.

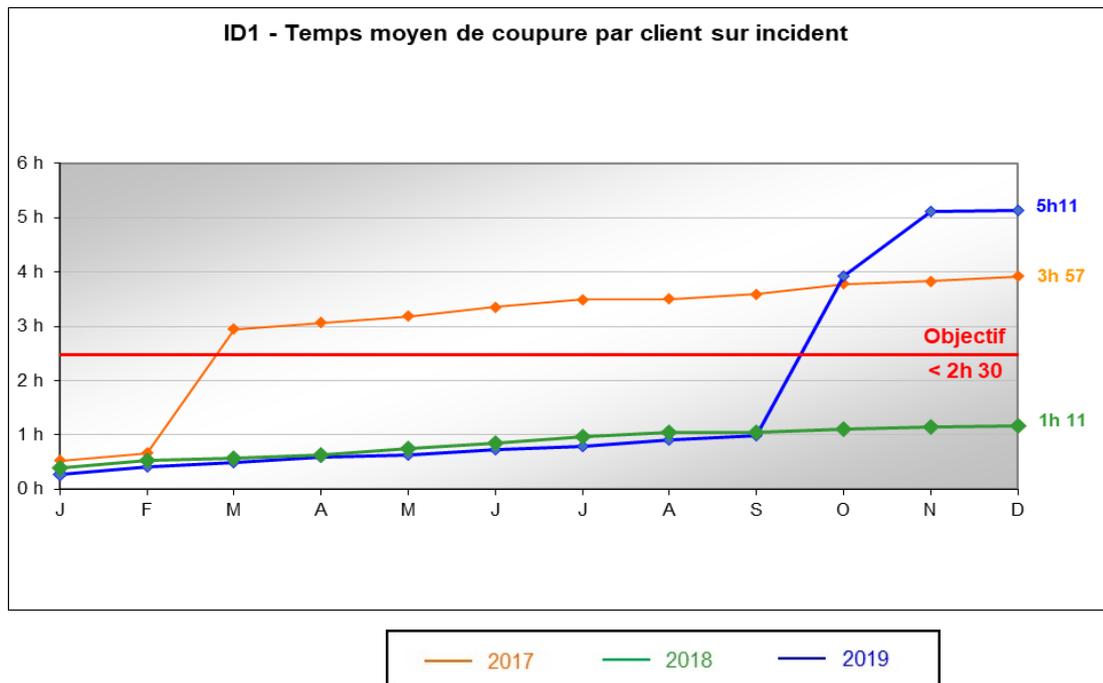
2159 installations solaires étaient raccordées en 2019 dont 1991 raccordements au nord et 168 raccordements au sud correspondant à un total de 33,5 MWc.

La production thermique nette a été en 2019 de 339,4 GWh, + 4,3 % sur 2018.



### 3.2 - Qualité de la fourniture

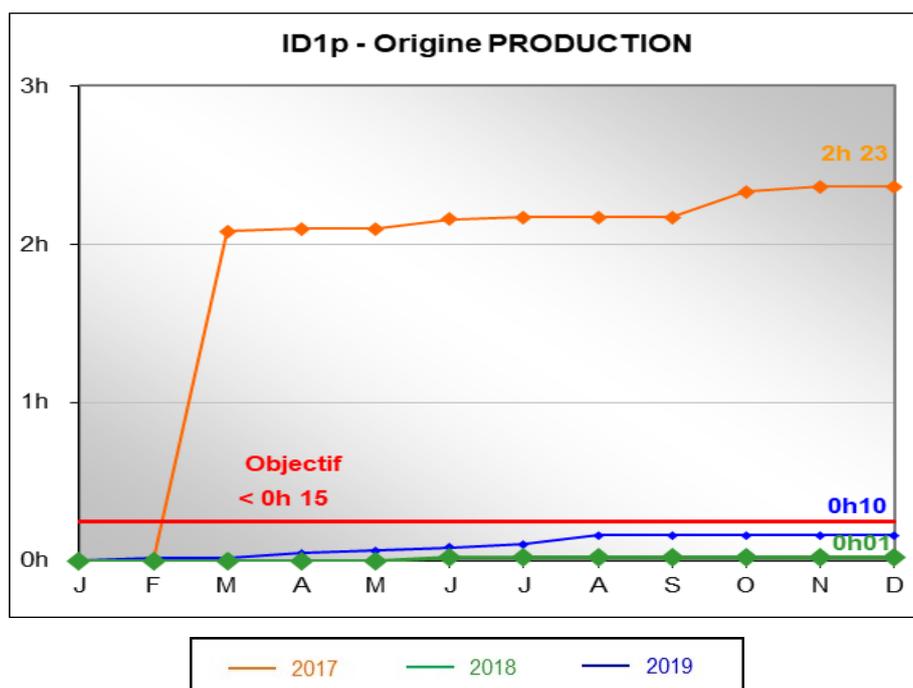
Le Temps Moyen de Coupure (TMC) global sur incidents de Tahiti Nord a été, à fin décembre 2019, de 5h11mn



La décomposition de ce temps de coupure par processus donne :

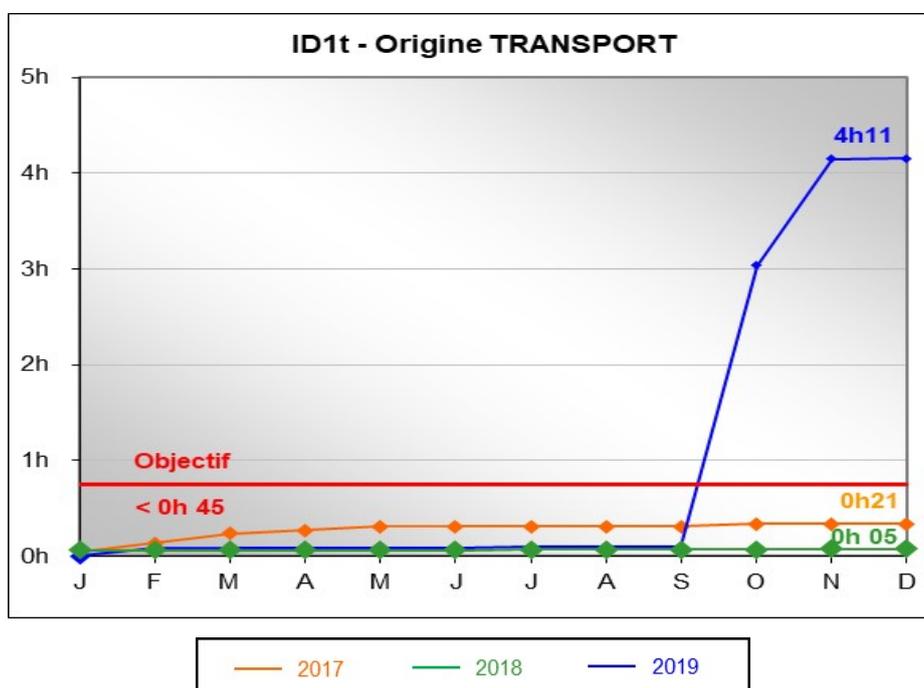
- Production : 10 minutes
- Transport : 4 heures et 11 minutes
- Distribution : 50 minutes

### Origine production : 10 minutes



L'année 2019 est une bonne année en termes de temps moyen de coupure sur incident d'origine Production avec 10 minutes.

### Origine Transport : 4 heures et 11 minutes

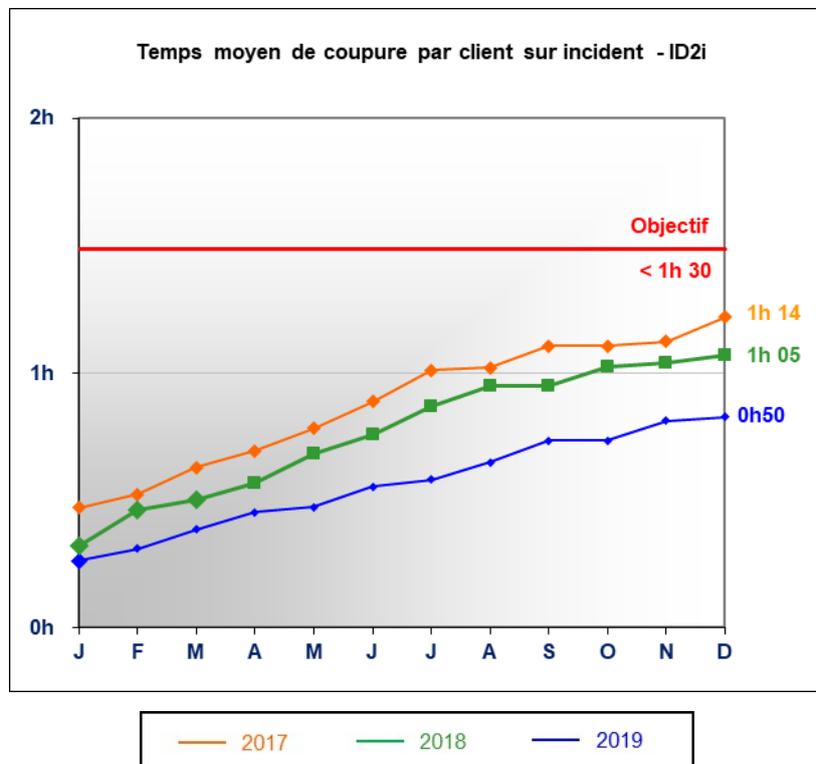


Deux black-out total de l'île de Tahiti ont entraîné un Temps Moyen de Coupure sur origine Transport de 4 h et 11 minutes. Le premier a eu lieu le 10 Octobre 2019 de 15h25 à 19h10 et a eu pour origine un défaut sur un sectionneur d'aiguillage au poste PIM 90kV de la TEP. La ligne de secours TEP 3 reliant la Punaruu à Papeete était également hors service ce qui a considérablement retardé la reprise du réseau.

Cette ligne a connu 10 défauts et n'a été disponible que 30% du temps sur l'année 2019, elle a plus de 34 ans et nos demandes de renouvellement auprès du transporteur se font toujours attendre.

Le second black-out a eu lieu le 26 Novembre 2019 de 9h40 à 11h30 et a eu pour origine une erreur humaine lors d'une consignation sur le réseau de transport au poste source ARUE 30kV. Cet incident a mis en évidence le manque de protection sélective du réseau de transport, une erreur de ce type n'aurait dû provoquer que la perte du poste source d'Arue.

### Origine Distribution : 50 minutes



L'année 2019 a été une très bonne année en termes de Temps Moyen de Coupure d'origine Distribution avec 50 minutes seulement. Les efforts menés sur l'amélioration des protections du réseau de distribution ainsi que le renouvellement et l'amélioration des organes télécommandés ont permis la réduction de ce TMC. Les principales causes d'incidents restent toujours les chutes d'arbres sur le réseau aérien et le vieillissement de certains tronçons de câbles souterrains.

### 3.3 - Réseau de transport et de distribution

- **Contrat avec le réseau de transport TEP**

Le contrat de maintenance des ouvrages de Transport a été arrêté le 31 Mai 2019 et la maintenance a été reprise par les équipes de la TEP avec un succès très mitigé, notamment sur les lignes aériennes dont le suivi de l'élagage est inexistant.

Les contrats de conduite et d'exploitation ont été renouvelés pour des périodes renouvelables de 6 mois. Ils se sont déroulés sans difficulté particulière.

- **Maintenance des réseaux de distribution**

Le programme de renouvellement des supports bois termités pour 2019 prévoyait un renouvellement de 500 supports BT minimum et 100 supports HT. Ce programme a été ralenti suite aux discussions relatives à l'avenant 19 avec le pays. 418 poteaux BT et 84 poteaux HTA ont été remplacés.

- **Incidents distribution**

Les incidents d'origine Distribution ont été causés par des défaillances de matériel (câble souterrain vieillissant par exemple) (26%), par des chutes d'arbres ou intempérie (25%), par des défauts d'élagage ou lianes grimpantes

(23%), par des travaux tiers (11%), de mauvaises mises en œuvre (9%), par des défauts non identifiés (il s'agit souvent de végétation sur les lignes HTA non retrouvée sur les lieux du défaut) (4%) et enfin par la faune (oiseaux, lézard, rats...) (2%).

- **Traversées de route**

Mise aux normes des hauteurs de traversées de route : Nous avons poursuivi les travaux de rehausse de traversée de route avec 10 opérations de ce type réalisées sur l'année 2019.

### Projets d'amélioration

- **Nouveau transformateur 10 MVA de Atimaono et extension du tableau HTA distribution du poste source de Atimaono**

La pose du nouveau transformateur s'est déroulée en décembre 2019 et l'extension du tableau HTA se déroule en ce moment même pour une mise en service prévue début Mars. Cette extension du poste source d'Atimaono nous permettra de retrouver une bonne qualité de service sur la zone ouest de Tahiti. Le seul transformateur actuel de 5 MVA commençait à être saturé en pointe et son arrêt pour maintenance posait des problèmes de tenue de tension sur le réseau de distribution.

- **Remplacement transformateur 20 MVA du poste source de Vairaatoa par un 32 MVA**

Le transformateur TR211V de 20MVA a été remplacé par un 32MVA en Septembre 2019. Cette harmonisation avec le TR212V permet d'avoir un vrai normal/secours au poste de Vairaatoa au cœur de la ville de Papeete.

- **Renforcement du poste de Punaruu par un transformateur 20 MVA**

Le transformateur 20 MVA déposé de Vairaatoa a été mis en service au poste de Punaruu. Les transformateurs actuels sont en effets saturés dès que l'un d'eux est arrêté. Ce troisième transformateur évite de devoir transférer une partie des départs distribution de Punaruu sur le poste de Tipaerui et améliore ainsi la qualité de service. Il sert aussi de pièce de rechange en cas d'avarie de transformateur sur un poste de distribution (9 sont en service à ce jour).

- **Transferts de propriété TEP/EDT : Arue, Punaruu, Tipaerui, Vairaatoa, Papenoo Aval**

Suite au rachat des transformateurs transport/distribution des postes sources à la TEP, ce programme a pour but de dissocier les équipements transport de ceux de la distribution qui avaient été conçus initialement avec des éléments communs.

Les travaux de séparation ont été terminés au poste source de Tipaerui et Vairaatoa.

Il reste à terminer les travaux sur les postes sources Arue, de Punaruu et Papenoo Aval, qui seront normalement terminés courant 2020.

## 3.4 - Raccordement solaire

Concessions	au 31/12/2019		2019						
	Nombre d'installations	Somme puissance installée	Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
Tahiti Nord	1 991	30 082	215	2 800	189	17	7	2	15,98

## 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
Tahiti Nord	1 112 919	3 093 021	1 569 917	5 967 040	148 282

## **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 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'efficience à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

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

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

### 4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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 2018 :

- 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%	5%	14%
Total	95%	5%	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 produits à recevoir pour 2.433.620 f relatif à des taxes et des produits à recevoir sur avaries pour 155.664.733 f, à noter que des provisions sur avaries ont également été comptabilisées pour un total de -42.349.596 f.
- Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent une reprise de provision pour litige pour 12.421.318 f et des reprises de provisions pour dépréciation de stock pour 35.811.179 f, à savoir qu'une provision pour dépréciation de stock a été comptabilisée pour - 27.150.256 f sur ce même poste.
- Les coûts des fonctions support\* comprennent des produits pour 3.288.012 f
- Les coûts des frais de siège\* comprennent des produits pour 15.088.556 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 une reprise de provision pour révision des groupes pour 165.292.508 f et une dotation pour provision révision des groupes a été comptabilisée pour un total de 321.264.264 f.

### **DISPATCHING**

- Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent un produit de 235 221 f relatif à des refacturations de coûts à des tiers.
- Les coûts des fonctions support\* comprennent des produits pour 11.013.663 f.
- Les coûts des frais de siège\* comprennent des produits pour 957.860 f.

### **DISTRIBUTION D'ELECTRICITE**

- Les autres coûts de maintenance comprennent un remboursement d'assurance d'avarie client pour 138.002 f.
- Les autres de coûts de conduite et fonctionnement comprennent des produits pour un total de 27.954.466 f dont 15,5 MF de reprise de provision pour dépréciation de stock de marchandises, à noter que des provisions pour dépréciation de stocks de marchandises ont également été saisies pour - 36 MF sur ce poste.
- Les autres coûts directs des activités annexes tiennent compte de produit de variation de travaux en cours pour 30.733.647 f et des reprises de provision clients pour 484.410 f.
- Les coûts des fonctions support\* comprennent des produits pour 39.731.692 f
- Les coûts des frais de siège\* comprennent des produits pour 17.799.115 f.

### **FOURNITURE D'ELECTRICITE**

- Les autres coûts de fonctionnement comprennent une reprise de provision pour dépréciation client pour 9.684.738 f et divers produits pour 7.700 f.
- Les autres coûts des activités annexes incluent une variation de travaux en cours pour 1.733.378 f.
- Les coûts des fonctions support\* comprennent des produits pour 732.059 f.
- Les coûts des frais de siège\* comprennent des produits pour 310.032 f.

### **GESTION DE CLIENTELE**

- Les autres coûts de fonctionnement comprennent des produits pour un total de 22.261.598 f dont 19,7 MF de reprise de provision client et 2.3 MF de produit divers de gestion courant.
- Les autres coûts des activités annexes comprennent un produit de variation de travaux en cours pour -304.820 f.
- Les coûts des fonctions support\* comprennent des produits pour 3.859.023 f.
- Les coûts des frais de siège\* comprennent des produits pour 3.737.834 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 particuliers 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 particuliers 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

##### Adaptation des clefs de répartition :

###### Réorganisation de la direction commerciale

La liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la direction commerciale en Mars 2019. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées. Seule la cellule « Gestion et Suivi Réclamations », en changeant de service de rattachement, a vu ses coûts répartis au prorata du nombre de clients Tahiti, plutôt qu'au nombre de contrats solaires, ce qui est bien plus représentatif de son activité.

#### Changement de présentation :

##### Dispatching : affectation des charges

Contrairement aux années précédentes, les coûts du dispatching ne sont plus répartis entre l'activité "Processus" et les travaux vendus à TSE, Marama nui et la TEP

Ils sont attribués en totalité au processus, ce qui traduit le fait que ces charges subsisteront indépendamment des refacturations annexes.

##### Total des produits et des charges de la concession :

Il était difficile de réconcilier le total des lignes de produits et de charges des processus avec les mêmes totaux du pavé "Total concession" du fait que les coûts de production thermique (et production hydraulique dans les marquises) apparaissaient à la fois dans le processus de production mais aussi dans le processus "Fourniture d'électricité".

Pour faciliter la réconciliation, ces postes sont clairement identifiés dans le compte de résultat par une (\*) et un commentaire a été ajouté à la fin du compte de résultat.

#### Changement d'estimation :

##### Provisionnement créances client

A noter un changement au niveau du provisionnement des créances du secteur public au cours de l'exercice 2019, avec un provisionnement des créances à plus de 18 mois contre 12 mois les années précédentes ».

#### Contenu du rapport

##### Paragraphe 4.1.5 La non-compensation des produits et des charges :

Le paragraphe a été modifié pour indiquer maintenant l'ensemble des produits (essentiellement de la production stockée et des reprises de provisions) que l'on retrouve dans les rubriques qui ne sont pas explicitement des rubriques de produit (souvent les rubriques "- AUTRES").

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

Le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

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

#### **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	8 843 202
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	103 674 479
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	41 275 641
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	9 389 072

## Marama Nui

Libellé	Description	00
Achat de l'hydroélectricité.	EDT achète de l'hydroélectricité à MN au prix de 12,06K/kwh jusqu'au 1er mars 2016, puis les tarifs par vallées ont été actualisés. Au 31/12/19, les tarifs par vallées s'élèvent à 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.	2 005 080 913
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.	9 281 835

## Electra

Libellé	Description	00
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	5 931 280
Redevance solaire	Jusqu'en juin 2019, EDT facture à ELECTRA la redevance autoproducteur conformément au jopf. Suite à une décision de justice, EDT a cessé la facturation de cette redevance et a annulé par émission d'avoir les redevances facturées depuis 2016. Le solde négatif correspond aux avoirs des périodes 2016 à 2018.	345 100
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	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.	985 306

## 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	1 238 755 634
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.	74 842 799
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	122 762 180
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	4 777 324
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,	9 341 415

## Autres parties liées

Libellé	Description	00
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	159 436 555
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	335 352 057

## TEP

Libellé	Description	00
Transport d'énergie	Ce contrat concerne la rémunération du service de transport d'électricité assuré par la société TEP. La rémunération se base sur l'énergie totale encaissée par la S.A. ELECTRICITE DE TAHITI auprès de ses clients et s'effectue sous forme d'une redevance par kwh, dont le prix est fixé par arrêté en Conseil des Ministres. Par arrêté n°100 CM du 20/01/2005, le prix du transport de l'énergie a été fixé à 1,95 xpf/kwh à compter des consommations du 15/01/2005. Modifié par l'arrêté du 15/12/2016, le tarif est fixé à 2,35 xpf/kwh à compter du 01/03/2016 puis à 2,75 xpf/kwh à compter du 01/09/2016.	1 169 105 990
Prestations techniques d'exploitation réseaux	La société TEP confie par délégation à la S.A. ELECTRICITE DE TAHITI l'exploitation de l'ensemble des installations du Réseau de Transport de l'île de Tahiti à compter du 01/06/2012 pour une durée de six ans renouvelable. Un contrat a été signé le 29 mai 2019 ayant pour effet du 01/01/19 au 30/11/19, reconduit tacitement jusqu'à la fin de concession de transport (2027) par période de 6 mois.  Montant mensuel de prestation + refacturation des prestations non forfaitaires selon un tarif horaire. Les prestations non forfaitaires font l'objet d'une facturation spécifique suivant le tarif horaire de 9 619 F puis 13 995 F à compter du 1er juin 2019.	11 749 405
Prestations techniques de conduite	La société TEP a confié par délégation à la SA ELECTRICITE DE TAHITI, la conduite de l'ensemble des installations du Réseau de Transport de l'île de Tahiti à compter du 01/06/2012 pour une durée de six ans renouvelable (contrat arrivé à échéance fin mai 2019). Le montant mensuel de ces prestations est de 1 468 901 xpf début 2019 puis 2 139 338 xpf dès juin 2019.	22 319 871
Prestations techniques de maintenance	Les prestations de maintenance curative sont facturées en fonction des heures effectuées, au taux horaire de 9 674 xpf puis 11 296 xpf à compter du 1er juin 2019.	36 683 679
Contrat de maintenance	La société TEP a confié à la SA ELECTRICITE DE TAHITI, la maintenance du Réseau de Transport de l'île de Tahiti qui intègre des activités préventives (prévention des incidents), des activités curatives (remise en état après incident) et des prestations de reporting, à compter du 1er juin 2012, pour une durée de six ans renouvelable (contrat arrivé à échéance fin mai 2019)	7 788 000
Indemnité Black out	Selon l'article 3.2.3 du contrat de maintenance référencé 559C19 signé le 29 mai 2019; " la TEP est redevable d'indemnité en cas de retard sur les restitutions d'ouvrages à l'Exploitant du réseau de transport, ou de dégradation du nombre d'incidents par rapport au quota"	20 969 275
Intérêts moratoires	EDT facture et encaisse la redevance de transport à la clientèle, puis la reverse à la TEP. Les tarifs de l'électricité n'ayant pas été actualisés, un écart subsistait entre le tarif officiel de la redevance de transport (2,75) et le tarif réellement payé par les clients (1,95). Sur les années 2018 et 2019, EDT a reversé au franc le franc le montant des redevances encaissées au tarif de 1,95. En contrepartie, des intérêts moratoires ont été versés à la TEP.	1 292 781

### 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.**

En l'attente de la mise en application de la formule du Revenu Autorisé, l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés tels que prévus à l'avenant 17b.

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

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

L'avenant 18b

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé
- 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

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

N/A

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

N/A

## 4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

### 4.2.1) Méthodologie d'établissement des comptes

#### Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 84 % 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 16 % 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 approprié. 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
- 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 pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le CA énergie péréqué de la concession :

Le CA péréqué de chaque concession est égal au CA facturé aux clients de la concession, corrigé de l'écart en pourcentage, sur l'ensemble des concessions d'EDT, entre le Revenu autorisé et le CA facturé aux clients.

Sur 2017 et en raison de la contestation par la Polynésie de l'applicabilité du « revenu autorisé », le « CA péréqué » est obtenu par la répartition par activité et concession, du CA facturé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT, au prorata du « revenu autorisé » de chaque activité et 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 1,641% (- 0,359 % + 2 %)
  - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,44 % (-0,359 % + 1 % + 0,799 % 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.

#### **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 » ne prenaient pas en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés). Ces coûts sont maintenant intégrés.
- Les frais de supports « internes » à l'île ont été 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 depuis 2018 alors qu'antérieurement une partie était comptabilisée en supports internes.

### Détail des frais répartis 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	1 356,4	1 146,3			742,2	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	65%
Exploitation des îles	349,3	349,2	0,3	0,0	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 007,9	0,8
Clientèle îles	43,3	43,3				Nombre d'abonnés îles	26 789	
Exploitation hydro	77,4	31,6	31,6		31,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	6,8	7
Exploitation réseau Tahiti	384,7	382,4	379,4	0,0	379,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	417,8	415
Exploitation thermique Tahiti	373,0	373,0	373,0		373,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	579,0	579
Suivi et développement	97,9	94,2	59,5	-4,1	55,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	97,0	61
Travaux réseau	129,8	129,8	109,2	0,2	109,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	75,4	63
Dispatching	19,0	19,0	19,0		19,0	Longueur de réseau HTA	82,0	82
Clientèle Tahiti	124,5	101,0	101,0		101,0	Nombre d'abonnés Tahiti	53 772	53 772
Relève Intervention Branchement	241,3	232,2	230,5	-0,4	230,1	Temps pointé par la cellule	160,2	159,1
Raccordements solaires	6,6	6,6	6,6		6,6	100% Tahiti	1,0	1,0
Gestion administrative du solaire	28,3	26,3	23,6	0,0	23,6	Contrats solaires	2 221	1 991
Service Grand compte	37,8	33,9	21,9	0,2	22,1	Contrats grands comptes	5 214	3 365
Marketing & E-services	46,1	39,8	27,2	0,0	27,2	Nombre d'abonnés	78 561	53 772
Animation & réseaux proximité	20,9	18,0	12,3	0,0	12,3	Nombre d'abonnés	78 561	53 772
Reseau Tahiti Sud	41,6	1,4	1,4	0,0	1,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	2,3	2
Comptabilité client et recouvrement	1,0	0,8	0,6	0,0	0,6	Nombre d'abonnés	78 561	53 772
Magasins	51,2	48,9	37,3	0,2	37,5	Sorties de stock valorisées	993 983	757 535
<b>Total support externe</b>					<b>1 430,5</b>			
Support interne de l'île					0,1			
<b>Total Support</b>					<b>1 430,6</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.

## 4.3 - Comptes de la concession

### 4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Tahiti Nord	
	2019	2018
Immobilisations concédées *	42 602 344 317	42 305 271 575
- Production	20 040 123 836	19 969 865 066
- Distribution	22 562 220 481	22 335 406 509
Immobilisations privées	3 259 896 637	3 043 761 020
Immobilisations en-cours	1 187 532 590	826 612 527
- Production	403 094 014	212 965 424
- Distribution	623 590 071	471 845 468
- Privées	160 848 505	141 801 635
Avances et acomptes	301 003 905	178 542 075
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>47 350 777 449</b>	<b>46 354 187 197</b>
Amortissements et provisions **	-29 048 970 598	-33 111 900 157
- Production	-15 754 886 890	-15 267 128 960
- Distribution	-10 406 266 247	-15 141 630 073
- Privés	-2 675 492 877	-2 566 272 385
- Dépréciation immobilisations	-212 324 584	-136 868 739
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>18 301 806 851</b>	<b>13 242 287 040</b>
Stock	2 524 583 288	2 308 834 920
Créances clients	3 380 440 052	3 595 215 707
Autres créances	724 091 984	594 429 709
Charges constatées d'avance	24 737 449	35 115 495
Provisions pour dépréciation	-519 307 593	-547 496 182
<b>Stock et créances nets</b>	<b>6 134 545 179</b>	<b>5 986 099 649</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>10 467 075 416</b>	<b>10 338 070 657</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>34 903 427 446</b>	<b>29 566 457 346</b>

#### \* Immobilisations concédées

	2019	2018
<b>Production</b>		
Concessionnaire	18 918 046 964	18 847 788 194
Concessionnaire - Droit incorporel	253 118	253 118
<b>Total concessionnaire</b>	<b>18 918 300 082</b>	<b>18 848 041 312</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>20 040 123 836</b>	<b>19 969 865 066</b>

#### Distribution

Concessionnaire	18 706 878 152	18 383 489 306
Concessionnaire - Droit incorporel	246 882	246 882
<b>Total concessionnaire</b>	<b>18 707 125 034</b>	<b>18 383 736 188</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>3 855 095 347</b>	<b>3 951 670 321</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>22 562 220 381</b>	<b>22 335 406 509</b>

#### 1 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)
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant.

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

Les amortissements techniques pour ordres pratiqués sur les biens non renouvelables financés par le concessionnaire figurant dans les comptes sociaux :

- à l'actif en "amortissement et provisions"

- au passif en "droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre"

ont été annulés à l'actif et au passif des comptes du rapport du délégataire pour simplifier la lecture du bilan.

2 Concerne la dépréciation de la TAC (turbine de la centrale Vairatoa) non présenté dans le rapport délégataire de 2018.

### 4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Tahiti Nord	
	2019	2018
Résultat	488 140 725	224 841 427
<b>Capitaux propres</b>	<b>488 140 725</b>	<b>224 841 427</b>
Droits des tiers et concédant apports gratuit	2 056 048 195	2 170 212 811
- Production	351 688 140	390 764 600
- Distribution	1 704 360 055	1 779 448 211
Provisions devenues sans objet	4 589 615 561	
- PR devenues sans objet TN Distrib	4 587 902 058	
- Autres PR devenues sans objet	1 713 503	
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>6 645 663 756</b>	<b>2 170 212 811</b>
Caducité	6 791 662 395	7 409 086 249
- Production	0	0
- Distribution	6 791 662 395	7 409 086 249
Autres provisions	2 015 730 083	1 608 438 648
- PIDR	830 749 313	725 418 847
- Autres provisions	1 184 980 770	883 019 801
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>8 807 392 478</b>	<b>9 017 524 897</b>
Clients - avances sur consommation	608 352 218	675 336 830
Fournisseurs	2 279 537 794	2 598 523 584
Dettes fiscales et sociales	2 253 503 195	1 843 412 010
Passif de renouvellement	13 219 667 397	12 865 260 126
- Production	12 660 108 392	12 431 664 529
- Distribution	559 559 005	433 595 596
Autres dettes	218 154 472	67 711 539
Produits constatés d'avance	383 015 410	103 634 122
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>18 962 230 487</b>	<b>18 153 878 211</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>34 903 427 446</b>	<b>29 566 457 346</b>

**3** L'article 3 de l'avenant 18b a fixé le montant de la dette envers le concédant pour un montant de 4.587.902.058 XPF relatif aux provisions pour renouvellement du réseau de distribution de Tahiti nord existantes dans les comptes à la date du 1er janvier 2017. Le traitement effectué dans les comptes de délégation est la déduction de la base amortissement de 4,5 milliards à l'actif et intégration en Droit du concédant pour le même montant.

**4** 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 2018			Tahiti Nord 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>							
<b>P1</b> <b>Puissance maximale majorée</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	<b>2 232 227 262</b>		<b>2 232 227 262</b>	<b>2 383 902 560</b>		<b>2 383 902 560</b>
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	109 940,95		109 941	109 603,05		109 603
	- Forfait FP1	22 217		22 217	22 187		22 187
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	<b>-1 907 859 645</b>	<b>-4 708 579</b>	<b>-1 912 568 224</b>	<b>-1 825 339 556</b>	<b>-36 556 807</b>	<b>-1 861 896 363</b>
	par UO : Puissance maximale majorée	-17 353		-17 396	-16 654		-16 988
	<b>- Maintenance</b>	<b>-584 894 016</b>	<b>8 253 039</b>	<b>-576 640 977</b>	<b>-571 228 667</b>	<b>-39 853 429</b>	<b>-611 082 095</b>
	- AC	-68 703 939		-68 703 939	-72 045 446	-42 537 097	-114 582 543
	- ACE	-135 596 280	-43 311 362	-178 907 642	-60 696 863	-103 231 872	-163 928 735
	- MO	-351 003 278	-14 377 697	-365 380 974	-368 517 572	-7 399 596	-375 917 168
	- AUTRES	-29 590 519	65 942 097	36 351 578	-69 968 785	113 315 137	43 346 351
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>-287 447 468</b>	<b>-16 737 004</b>	<b>-304 184 472</b>	<b>-252 522 242</b>	<b>12 421 318</b>	<b>-240 100 924</b>
	- AC	-3 644 433		-3 644 433	-3 083 915		-3 083 915
	- ACE	-142 683 586	-2 496 372	-145 179 958	-118 787 929	-118 787 929	-118 787 929
	- MO	-661 001	-14 240 632	-14 901 633	-2 703 035	-2 703 035	-2 703 035
- AUTRES	-140 458 448		-140 458 448	-127 947 362	12 421 318	-115 526 044	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-483 345 958</b>		<b>-483 345 958</b>	<b>-479 009 996</b>		<b>-479 009 996</b>	
- Dotation amortissement biens au bilan	-268 589 393		-268 589 393	-276 326 149		-276 326 149	
- Dotation / reprise de lissage	-210 223 451		-210 223 451	-202 683 847		-202 683 847	
- Ecart charges lissées	-4 533 113		-4 533 113				
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-552 172 203</b>	<b>3 775 386</b>	<b>-548 396 816</b>	<b>-522 578 652</b>	<b>-9 124 696</b>	<b>-531 703 348</b>	
- Fonctions supports	-279 414 299	-5 974 657	-285 388 956	-274 776 293	-2 496 168	-277 272 460	
- Frais de siège	-272 757 904	9 750 044	-263 007 860	-247 802 359	-6 628 529	-254 430 888	
<b>P2</b> <b>Charges variables de production</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	<b>697 828 955</b>		<b>697 828 955</b>	<b>760 915 324</b>		<b>760 915 324</b>
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	281 245 535		281 245 535	286 735 054		286 735 054
	- Forfait FP2	2 715		2 715	2 707		2 707
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	<b>-666 622 709</b>	<b>1 242 911</b>	<b>-665 379 798</b>	<b>-735 749 823</b>	<b>-695 422</b>	<b>-736 445 246</b>
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2 370		-2 366	-2 566		-2 568
	<b>- Maintenance</b>	<b>-546 911 953</b>		<b>-546 911 953</b>	<b>-634 848 439</b>		<b>-634 848 439</b>
	- AC	-456 546 871		-456 546 871	-288 518 557		-288 518 557
	- ACE	-85 922 390		-85 922 390	-74 228 837		-74 228 837
	- MO	-134 403 997		-134 403 997	-116 129 289		-116 129 289
	- AUTRES (provision rév groupes...)	129 961 305		129 961 305	-155 971 756		-155 971 756
	<b>- Traitement des effluents</b>	<b>-21 560 673</b>		<b>-21 560 673</b>	<b>-28 291 946</b>		<b>-28 291 946</b>
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-98 150 082</b>	<b>1 242 911</b>	<b>-96 907 171</b>	<b>-72 609 438</b>	<b>-695 422</b>	<b>-73 304 860</b>
	- Fonctions supports	-63 379 598		-63 379 598	-46 611 627		-46 611 627
	- Frais de siège	-34 770 484	1 242 911	-33 527 574	-25 997 811	-695 422	-26 693 233
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>	<b>3 641 002 024</b>		<b>3 641 002 024</b>	<b>4 180 400 190</b>		<b>4 180 400 190</b>
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	12,95		12,95	14,58		14,58
	<b>- Consommations</b>	<b>-3 984 074 078</b>		<b>-3 984 074 078</b>	<b>-4 264 327 719</b>		<b>-4 264 327 719</b>
	- Fioul	-3 605 057 145		-3 605 057 145	-3 871 575 436		-3 871 575 436
	- Gasoil	-248 568 348		-248 568 348	-242 049 672		-242 049 672
	- Huile	-119 541 509		-119 541 509	-118 344 615		-118 344 615
- Urée	-10 907 077		-10 907 077	-32 357 997		-32 357 997	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>888 000</b>		<b>888 000</b>	<b>888 000</b>	<b>7 384 000</b>	<b>8 272 000</b>
	<b>- Coûts directs</b>						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-82 337</b>		<b>-82 337</b>	<b>-64 016</b>		<b>-64 016</b>
	- Fonctions supports	-82 337		-82 337	-64 016		-64 016
	- Frais de siège						
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>	<b>940 219 387</b>		<b>940 219 387</b>	<b>997 344 811</b>		<b>997 344 811</b>
	<b>- Coûts sur revente energie</b>	<b>-864 846 233</b>	<b>-414 028</b>	<b>-865 260 262</b>	<b>-910 209 059</b>	<b>-4 740 500</b>	<b>-914 949 559</b>
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>183 353 853</b>		<b>183 353 853</b>	<b>351 595 455</b>		<b>351 595 455</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-186 349 758</b>		<b>-186 349 758</b>	<b>-332 922 996</b>		<b>-332 922 996</b>
	- AC	-148 137 145		-148 137 145	-200 899 147		-200 899 147
	- ACE	-46 619 715		-46 619 715	-85 315 678		-85 315 678
- MO	8 407 102		8 407 102	-46 708 171		-46 708 171	
- AUTRES							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>2 995 905</b>		<b>2 995 905</b>	<b>-39 991 524</b>		<b>-39 991 524</b>	

		Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	7 695 519 481		7 695 519 481	8 675 046 339	7 384 000	8 682 430 339
	MARGE AVANT IS	88 680 626	-3 879 696	84 800 930	566 441 645	-34 608 729	531 832 916
	- I.S.	-52 800 205	2 309 961	-50 490 244	-285 128 920	17 420 946	-267 707 974
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	MARGE NETTE CONCESSION	35 880 421	-1 569 736	34 310 686	281 312 725	-17 187 783	264 124 942
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	30 498 358	-1 334 275	29 164 083	239 115 816	-14 609 615	224 506 201
	En % des produits	0%		0%	-3%	198%	-3%
<b>TRANSPORT</b>							
T	REVENU AUTORISE :	1 039 637 348		1 039 637 348	1 146 096 460		1 146 096 460
	Par kWh xxx						
	- Re devance TEP	-1 137 596 789		-1 137 596 789	-1 169 105 990		-1 169 105 990
	MARGE AVANT IS	-97 959 441		-97 959 441	-23 009 530		-23 009 530
	- I.S.	58 324 786		58 324 786	11 582 274		11 582 274
	- Fonctions supports						
	MARGE NETTE CONCESSION	-39 634 655		-39 634 655	-11 427 256		-11 427 256
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-33 689 457		-33 689 457	-9 713 168		-9 713 168
	En % des produits	-3%		-3%	1%		1%
<b>DISPATCHING</b>							
D1	REVENU AUTORISE :	82 617 562		82 617 562	88 784 913		88 784 913
	- UO UD1 : longueur des réseaux HTA -1	576		576	576		576
	- Forfait FD1	157 030,00		157 030	157 317,00		157 317
	COUTS DU DISPATCHING	-90 152 167	515 736	-89 636 431	-140 756 811	-464 956	-141 221 767
	- Conduite et Fonctionnement	-46 748 669		-46 748 669	-92 508 359		-92 508 359
	- AC				-788 988		-788 988
	- ACE	-70 068		-70 068	-6 571 654		-6 571 654
	- MO	-55 979 941		-55 979 941	-85 382 938		-85 382 938
	- AUTRES	9 301 340		9 301 340	235 221		235 221
	- REVENTE SECOSUD						
	- Amortissement des actifs de concession	-7 594 802		-7 594 802	-9 535 373		-9 535 373
	- Dotation amortissement biens au bilan	-6 351 309		-6 351 309	-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	-35 808 696	515 736	-35 292 960	-38 713 079	-464 956	-39 178 035
	- Fonctions supports	-21 380 970		-21 380 970	-21 331 051		-21 331 051
	- Frais de siège	-14 427 726	515 736	-13 911 990	-17 382 028	-464 956	-17 846 984
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	26 775 614		26 775 614	40 943 121		40 943 121
	- Coûts directs	-14 645 084		-14 645 084	215 577		215 577
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-14 645 084		-14 645 084			
	- AUTRES				215 577		215 577
	- Quote part des activités support affectées	-7 368 079	53 957	-7 314 122	-970 068		-970 068
	- Fonctions supports	-5 858 642		-5 858 642	-970 068		-970 068
	- Frais de siège	-1 509 437	53 957	-1 455 480			
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	26 341 533		26 341 533	10 111 562		10 111 562
- Coûts directs	-25 910 772		-25 910 772	-10 111 562		-10 111 562	
- AC	-7 775 890		-7 775 890	-1 409 768		-1 409 768	
- ACE	-15 439 962		-15 439 962	-8 269 779		-8 269 779	
- MO	-2 694 920		-2 694 920	-432 015		-432 015	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-1 186 482		-1 186 482				
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	135 734 909		135 734 909	139 839 596		139 839 596
	MARGE AVANT IS	-3 527 674	569 692	-2 957 982	-11 783 268	-464 956	-12 248 224
	- I.S.	2 100 368	-339 193	1 761 174	5 931 327	234 044	6 165 371
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	MARGE NETTE CONCESSION	-1 427 306	230 499	-1 196 807	-5 851 941	-230 912	-6 082 853
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-1 213 210	195 924	-1 017 286	-4 974 150	-196 275	-5 170 425
	En % des produits	-1%		-1%	4%		4%

		Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>1 592 587 423</b>		<b>1 592 587 423</b>	<b>1 730 308 612</b>		<b>1 730 308 612</b>
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	1 506		1 506	1 526		1 526
	- Forfait FD2	1 157 333		1 157 333	1 156 413		1 156 413
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	<b>-1 054 661 904</b>	<b>11 716 864</b>	<b>-1 042 945 040</b>	<b>-1 451 273 378</b>	<b>672 504</b>	<b>-1 450 600 874</b>
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-700 425		-692 644	-950 837		-950 396
	- Maintenance	-574 623 695		-574 623 695	-635 169 783		-635 169 783
	- AC	-31 201 856		-31 201 856	-34 987 984		-34 987 984
	- ACE	-183 421 972		-183 421 972	-194 546 446		-194 546 446
	- MO	-359 981 929		-359 981 929	-405 755 355		-405 755 355
	- AUTRES	-17 938		-17 938	120 002		120 002
	- Conduite et Fonctionnement	-39 784 827		-39 784 827	-41 066 497	9 056 416	-32 010 081
	- AC	-4 768 660		-4 768 660	-436 241		-436 241
	- ACE	-12 895 549		-12 895 549	-13 940 356		-13 940 356
- MO	-10 496 252		-10 496 252	-1 894 502		-1 894 502	
- AUTRES	-11 624 366		-11 624 366	-24 795 398	9 056 416	-15 738 982	
- Amortissement des actifs de concession	229 455 339		229 455 339	-59 419 579		-59 419 579	
- Reprise lissée caducité	617 423 854		617 423 854	617 423 854		617 423 854	
- Dotation amortissement biens au bilan	-169 813 126		-169 813 126	-552 123 517		-552 123 517	
- Dotation / reprise de lissage	-215 294 694		-215 294 694	-124 719 916		-124 719 916	
- Ecart charges lissées	-2 860 695		-2 860 695				
- Quote part des activités support affectées	-669 708 721	11 716 864	-657 991 857	-715 617 519	-8 383 912	-724 001 431	
- Fonctions supports	-341 928 924		-341 928 924	-402 191 507		-402 191 507	
- Frais de siège	-327 779 797	11 716 864	-316 062 933	-313 426 012	-8 383 912	-321 809 924	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	<b>31 606 676</b>		<b>31 606 676</b>	<b>31 990 711</b>		<b>31 990 711</b>
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>522 485 033</b>		<b>522 485 033</b>	<b>537 091 011</b>	<b>13 585 275</b>	<b>550 676 286</b>
	- Coûts directs	-319 462 514		-319 462 514	-372 833 957		-372 833 957
	- AC	-167 490 362		-167 490 362	-214 754 227		-214 754 227
	- ACE	-114 408 183		-114 408 183	-108 435 524		-108 435 524
	- MO	-92 299 518		-92 299 518	-102 874 782		-102 874 782
	- AUTRES	54 735 549		54 735 549	53 230 576		53 230 576
	- Quote part des activités support affectées	-146 370 934	339 832	-146 031 102	-183 632 909	-260 623	-183 893 532
	- Fonctions supports	-136 864 106		-136 864 106	-173 889 704		-173 889 704
	- Frais de siège	-9 506 828	339 832	-9 166 996	-9 743 205	-260 623	-10 003 828
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>750 376 654</b>		<b>750 376 654</b>	<b>659 951 735</b>		<b>659 951 735</b>
	- Coûts directs	-662 368 168		-662 368 168	-550 665 228		-550 665 228
	- AC	-296 613 320		-296 613 320	-230 295 998		-230 295 998
- ACE	-270 982 056		-270 982 056	-224 819 185		-224 819 185	
- MO	-83 029 168		-83 029 168	-85 511 561		-85 511 561	
- AUTRES	-11 743 624		-11 743 624	-10 038 484		-10 038 484	
- Quote part des activités support affectées	-112 791 175		-112 791 175	-131 728 507		-131 728 507	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>2 897 055 786</b>		<b>2 897 055 786</b>	<b>2 959 342 069</b>	<b>13 585 275</b>	<b>2 972 927 344</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>601 401 091</b>	<b>12 056 697</b>	<b>613 457 787</b>	<b>269 208 090</b>	<b>13 997 155</b>	<b>283 205 245</b>	
- IS.	-358 072 582	-7 178 525	-365 251 107	-135 510 891	-7 045 728	-142 556 619	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>243 328 508</b>	<b>4 878 172</b>	<b>248 206 681</b>	<b>133 697 199</b>	<b>6 951 427</b>	<b>140 648 626</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>206 829 232</b>	<b>4 146 446</b>	<b>210 975 679</b>	<b>113 642 619</b>	<b>5 908 713</b>	<b>119 551 332</b>	
En % des produits	7%		7%	-4%	-43%	-4%	

		Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>ACHAT AUX PRODUCTEURS</b>	<b>REVENU AUTORISE et redevance solaire</b>	<b>9 589 755 658</b>		<b>9 589 755 658</b>	<b>10 632 254 229</b>		<b>10 632 254 229</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	6 571 058 241		6 571 058 241	7 325 218 074		7 325 218 074
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	1 556 530 592		1 556 530 592	1 744 742 132		1 744 742 132
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	291 601 462		291 601 462	323 538 390		323 538 390
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)	230 345 976		230 345 976	241 410 823		241 410 823
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)	940 219 387		940 219 387	997 344 811		997 344 811
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	<b>-9 763 895 210</b>		<b>-9 763 895 210</b>	<b>-10 673 777 931</b>		<b>-10 673 777 931</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-7 511 277 628		-7 511 277 628	-8 322 562 884		-8 322 562 884
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)	-1 925 137 252		-1 925 137 252	-2 005 080 913		-2 005 080 913
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHFP	-8 402 829		-8 402 829	-16 100 246		-16 100 246
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-319 077 501		-319 077 501	-330 033 888		-330 033 888	
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	<b>-25 988 177</b>	<b>211 602</b>	<b>-25 776 575</b>	<b>-22 750 556</b>	<b>-46 241 666</b>	<b>-68 992 222</b>	
- Produits de la Redevance solaire	17 438 150		17 438 150				
- Coûts de Fonctionnement	-4 903 582		-4 903 582	4 729 706	-46 137 248	-41 407 542	
- AC	464 400		464 400				
- ACE	-3 988 402		-3 988 402	-3 776 775		-3 776 775	
- MO	-1 070 128		-1 070 128	-1 197 130		-1 197 130	
- AUTRES	-309 452		-309 452	9 703 611	-46 137 248	-36 433 637	
- Quote part des activités support affectées	-38 522 745	211 602	-38 311 143	-27 480 262	-104 418	-27 584 680	
- Fonctions supports	-32 603 157		-32 603 157	-23 576 677		-23 576 677	
- Frais de siège	-5 919 588	211 602	-5 707 986	-3 903 585	-104 418	-4 008 003	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>12 957 098</b>		<b>12 957 098</b>	<b>24 723 305</b>		<b>24 723 305</b>
	- Coûts directs	-10 484 772		-10 484 772	-23 098 576		-23 098 576
	- AC	-4 097 687		-4 097 687	-4 718 988		-4 718 988
	- ACE	-423 628		-423 628	-1 837 520		-1 837 520
	- MO	-10 239 745		-10 239 745	-18 276 495		-18 276 495
	- AUTRES	4 276 288		4 276 288	1 734 427		1 734 427
	- Quote part des activités support affectées	-25 212 314	37 698	-25 174 616	-22 528 146	-46 066	-22 574 212
	- Fonctions supports	-24 157 723		-24 157 723	-20 806 007		-20 806 007
	- Frais de siège	-1 054 591	37 698	-1 016 893	-1 722 139	-46 066	-1 768 205
	<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>808 415 783</b>		<b>808 415 783</b>	<b>880 978 983</b>	
- UO UC : Nombre d'abonnés -1		52 222		52 222	53 075		53 075
- Forfait FC		16 939,00		16 939	16 932,00		16 932
<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>		<b>59 920 738</b>		<b>59 920 738</b>	<b>52 109 380</b>		<b>52 109 380</b>
- Frais de relance		34 129 880		34 129 880	25 185 906		25 185 906
- Frais de perception de taxe		25 790 858		25 790 858	26 923 474		26 923 474
<b>COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>		<b>-712 507 489</b>	<b>2 726 888</b>	<b>-709 780 601</b>	<b>-617 278 499</b>	<b>-1 792 011</b>	<b>-619 070 510</b>
par UO : Nombre d'abonnés		-13 644		-13 592	-11 630		-11 664
- Affranchissements		-73 968 699		-73 968 699	-63 403 458		-63 403 458
- Fonctionnement		-304 345 312		-304 345 312	-251 583 710		-251 583 710
- AC	-9 678 272		-9 678 272	-8 995 834		-8 995 834	
- ACE	-80 570 433		-80 570 433	-54 676 983		-54 676 983	
- MO	-176 020 106		-176 020 106	-195 661 114		-195 661 114	
- AUTRES	-38 076 501		-38 076 501	7 750 221		7 750 221	
- Quote part des activités support affectées	-334 193 478	2 726 888	-331 466 590	-302 291 331	-1 792 011	-304 083 342	
- Fonctions supports	-257 908 677		-257 908 677	-235 298 398		-235 298 398	
- Frais de siège	-76 284 801	2 726 888	-73 557 913	-66 992 933	-1 792 011	-68 784 944	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>39 666 109</b>		<b>39 666 109</b>	<b>34 215 272</b>		<b>34 215 272</b>
	- Frais de coupure	39 666 109		39 666 109	34 215 272		34 215 272
	- Coûts directs	-10 895 881		-10 895 881	-9 637 063		-9 637 063
	- AC	-267 471		-267 471	-353 724		-353 724
	- ACE	-403 875		-403 875	-95 264		-95 264
	- MO	-10 529 355		-10 529 355	-8 891 923		-8 891 923
	- AUTRES	304 820		304 820	-296 152		-296 152
	- Quote part des activités support affectées	-19 125 381	38 770	-19 086 611	-16 142 816	-22 327	-16 165 143
	- Fonctions supports	-18 040 797		-18 040 797	-15 308 145		-15 308 145
	- Frais de siège	-1 084 584	38 770	-1 045 814	-834 671	-22 327	-856 998
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>10 528 153 536</b>		<b>10 528 153 536</b>	<b>11 624 281 170</b>		<b>11 624 281 170</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-57 393 837</b>	<b>3 014 957</b>	<b>-54 378 880</b>	<b>239 067 582</b>	<b>-48 102 070</b>	<b>190 965 512</b>	
- I.S.	34 172 135	-1 795 097	32 377 038	-120 339 107	24 213 070	-96 126 037	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>-23 221 702</b>	<b>1 219 860</b>	<b>-22 001 842</b>	<b>118 728 476</b>	<b>-23 889 000</b>	<b>94 839 476</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>-19 738 447</b>	<b>1 036 881</b>	<b>-18 701 566</b>	<b>100 919 204</b>	<b>-20 305 650</b>	<b>80 613 554</b>	
En % des produits							

		Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	Tarif public combustible 2017						
	<b>REVENU AUTORISE Rendement de production</b>						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	<b>REVENU AUTORISE Rendement de distribution</b>				9 265 436		9 265 436
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
<b>MARGE AVANT IS</b>				9 265 436		9 265 436	
- I.S.				-4 663 929		-4 663 929	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>				4 601 507		4 601 507	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>				3 911 281		3 911 281	
En % des produits							
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	<b>REVENU AUTORISE</b>	-135 280 346		-135 280 346	-144 052 012		-144 052 012
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de m	83 438 381		83 438 381	65 381 203		65 381 203
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	64 588 703		64 588 703	81 562 860		81 562 860
	<b>MARGE AVANT IS</b>	12 746 738		12 746 738	2 892 051		2 892 051
	- I.S.	-7 589 373		-7 589 373	-1 455 767		-1 455 767
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	5 157 365		5 157 365	1 436 283		1 436 283
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	4 383 760		4 383 760	1 220 841		1 220 841
	En % des produits						
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS (*)</b>	14 649 543 087		14 649 543 087	16 087 256 172	20 969 275	16 108 225 447
	<b>TOTAL DES CHARGES (**)</b>	-14 105 595 584	11 761 650	-14 093 833 934	-15 035 174 166	-90 147 875	-15 125 322 041
	<b>MARGE AVANT IS</b>	543 947 503	11 761 650	555 709 153	1 052 082 006	-69 178 600	982 903 406
	- I.S.	-323 864 871	-7 002 854	-330 867 726	-529 585 014	34 822 333	-494 762 681
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	220 082 631	4 758 795	224 841 427	522 496 992	-34 356 267	488 140 725
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	187 070 237	4 044 976	191 115 213	444 122 444	-29 202 827	414 919 617
	En % des produits	1,3%		1,3%	-2,8%	139%	-2,6%

(\*) : voir les postes de "Fourniture" à ne pas prendre en compte

(\*\*) de ces postes doivent être retirés les R.A. hydro des marquises et solaire Makatea (et les revente d'hydro à TSE si on ne regarde que les charges "Processus" sans les reventes d'énergie)

Les comptes 2018 sont ceux présentés au rapport du délégataire 2018.

Les comptes 2018 modifiés conformément à l'article 3 et annexe 2 de l'avenant 18b sont présentés au point 4.5.3 « Comptes délégataires 2017 et 2018 modifiés ».

#### 4.3.4. COMMENTAIRES SUR LES ETATS FINANCIERS

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

- **Production : - 35 MF**

- - 16MF suite à une avarie concernant le collecteur d'échappement du groupe 4 de la Punaruu.
- - 26MF suite à une avarie majeure sur le groupe 6 de la Punaruu (grippage bielles – arbre manivelle).
- + 12MF au titre d'une reprise de provision à la suite d'un litige.
- + 7MF au titre de l'indemnisation de la TEP pour la perte de production suite au black out du 10/10/2019.
- - 5MF au titre des coûts sur reventes énergie.
- - 7MF de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège).

- **Distribution : + 14 MF**

- + 14MF au titre de l'indemnisation de la TEP pour la perte de distribution suite au black out du 10/10/2019.
- + 9MF au titre du solde des retenues de garanties concernant un chantier clôturé en 2009 (prescription).
- - 9MF de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège).

- **Fourniture : - 48 MF**

- - 46MF au titre des avoirs à établir sur les redevances solaires pour la période de 2016 à 2018 réclamées par les clients à la suite d'une décision de justice.
- - 2 MF de provisions pour risques CPS (en frais de siège).

#### 4.3.4.2 Commentaires sur la variation entre 2018 et 2019 des éléments récurrents :

##### Commentaires sur la variation des produits : + 1438 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 + **1298 MF**

Les ventes d'énergie à d'autres concessions augmentent de + **68 MF** :

- + 57 MF au titre de la production thermique
- + 11 MF au titre de la production hydraulique

Les explications relatives aux autres produits augmentent de + **72 MF** sont :

- **Production : +168 MF**

- + 168 MF sur les travaux immobilisés

- **Dispatching : - 2 MF**

- - 16 MF au titre des travaux immobilisés
- + 14 MF sur les travaux vendus

- **Distribution : - 75 MF**

- + 15 MF sur les travaux vendus
- - 90 MF sur les travaux immobilisés

- **Fourniture : - 19 MF**

- - 17 MF sur la redevance solaire
- + 12 MF sur les études et raccordement d'installations solaires
- - 9 MF sur les produits de relance
- + 1 MF sur les travaux de coupure
- - 5 MF au titre des travaux vendus

##### Commentaires sur la variation des charges : + 930 MF

- **Production : + 502 MF**

- + 69 MF au titre de la maintenance des moteurs
- + 280 MF au titre des matières consommées (fioul, gasoil, huiles...)
- + 45 MF au titre des coûts de production thermique « revendus » à la concession du Sud
- - 82 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
  - - 4 MF au titre des charges calculées
  - - 14 MF sur l'entretien des centrales Punaruu et Vairaatoa
  - - 35 MF au titre de la conduite et fonctionnement de la centrale Punaruu
  - - 25 MF au titre des frais de siège
  - - 5 MF au titre des fonctions supports
- +189 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

- **Transport : + 32 MF**
  - Le nombre de kWh vendus a augmenté de 10 064 704 kWh en 2019 par rapport à 2018, soit une hausse des coûts de transport de +32MF.
- **Dispatching : + 12 MF**
  - + 51 MF au titre de la conduite et fonctionnement du dispatching dont :
    - + 2 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
    - + 21 MF sur la conduite du dispatching en raison de la mise en processus dispatching des coûts dédiés à la TEP et Marama Nui.
    - + 9 MF suite à la refacturation du dispatching à TSE reclassé dans les produits sur travaux vendus en 2019.
    - + 12 MF au titre de l'entretien matériel du dispatching
    - +4 MF au titre de la conduite du dispatching
  - – 21 au titre des travaux vendus
  - – 17 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés
- **Distribution : + 394 MF**
  - + 397 MF au titre de la gestion des réseaux dont
    - + 289 MF au titre des charges calculées. Les provisions relatives au renouvellement des biens de distribution, comptabilisées en amortissement à l'actif en 2018, ont été reclassées au passif en Droit du concédant en 2019 pour un total de 4.5 milliards (provision à la date du 1er janvier 2017, arrêté par l'article 3 de l'avenant 18b). Ce reclassement au passif a eu pour conséquence une augmentation de la base amortissable et donc une hausse des dotations aux amortissements de l'exercice.
    - + 60 MF au titre de la maintenance des réseaux (travaux d'élagages, mise en conformité et sécurité, travaux d'études de distribution, travaux de mesures, conduite et exploitation)
    - + 1MF au titre de la conduite et fonctionnement
    - + 60MF au titre des fonctions supports
    - -14MF au titre des frais de siège
  - +91 MF au titre des travaux vendus
  - -93 MF au titre des travaux immobilisés
- **Fourniture : – 110 MF (hors achat énergie thermique à la production EDT)**
  - – 95 MF au titre du coût de l'interface clientèle dont
    - – 46 MF sur les provisions pour dépréciation des actifs et pertes sur créances irrécouvrables
    - – 18 MF au titre des franchises d'assurances liées aux sinistres client (distinction entre sinistres liés à la distribution et clientèle)
    - – 11 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
    - – 11 MF au titre des affranchissements
    - – 9 MF au titre des frais de siège
  - + 10 MF au titre des études et raccordements solaires
  - – 21 MF au titre de la gestion administrative du solaire
  - – 4 MF au titre des travaux vendus
- **Achat des énergies renouvelables : +99 MF**
  - + 80 MF au titre des achats d'origine hydraulique Marama Nui
  - + 8 MF au titre des achats d'origine hydraulique CHPP
  - + 11 MF au titre des achats d'origine solaire
- **Financier : + 1 MF**

## Commentaires sur la variation de la marge : +508 MF

La marge récurrente augmente de 508 MF impactée principalement par :

- Une hausse du chiffre d'affaires de +1297 MF.
- Une hausse des coûts d'exploitations associés au Revenu autorisé de +205MF
- Une hausse de +286 MF au titre des charges calculées
- Une hausse de +259 MF au titre des coûts des matières consommées (fioul, gasoil, huiles...)
- Une hausse de la marge avant IS sur revente à TSE de +23MF
- Une baisse de la marge avant IS liés aux activité annexes hors revente de -62MF

## 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu 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.

### 4.4.1) Revenu autorisé

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

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE \\ \mathbf{13.367.980.270} &= \mathbf{5.824.742.340} + \mathbf{7.543.237.930} \end{aligned}$$

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

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

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

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

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

Tahiti Nord	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	109 941	109 603	-0,3%	22 217	22 187	-0,1%	2 442 558 042	2 431 762 823	-0,4%
Nb de kWh produits	281 245 535	286 735 054	2,0%	2,715	2,707	-0,3%	763 581 628	776 191 791	1,7%
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA	575,7	575,7	0,0%	157 030	157 317	0,2%	90 402 171	90 567 397	0,2%
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	1 505,745	1 526,312	1,4%	1 157 333	1 156 413	-0,1%	1 742 648 378	1 765 047 039	1,3%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	52 222	53 075	1,6%	16 939	16 932	0,0%	884 588 458	898 665 900	1,6%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>5 923 778 677</b>	<b>5 962 234 950</b>	<b>0,6%</b>
Résultat financier							-148 027 086	-146 944 063	-0,7%
Partage des gains de rendement							0	9 451 453	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>5 775 751 591</b>	<b>5 824 742 340</b>	<b>0,8%</b>

#### 4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2018			2019		
		Qté	Prix	XPF	Qté	Prix	XPF
Carburant : GO	C	3 461 541	71,81	248 568 348	3 150 477	76,83	242 049 672
Carburant : Fuel	C	60 718 479	59,37	3 605 057 146	63 521 121	60,95	3 871 575 435
Urée	U			10 907 077			32 357 997
Huiles	H	408 626	292,55	119 541 509	411 073	287,89	118 344 615
Energie achetée Hydro	E	142 451 489	11,96	1 703 194 105	138 438 289	12,86	1 779 770 333
Energie achetée Solaire	E	11 165 262	28,58	319 077 501	11 891 180	27,75	330 033 888
Prod ENR EDT							
Transport	T	417 077 459	2,73	1 137 596 789	427 142 163	2,74	1 169 105 990
<b>CE Total</b>				<b>7 143 942 474</b>			<b>7 543 237 930</b>

#### Prix des combustibles

	Fioul	Gazole Tahiti	Arrêté CM
Acpt du 01/2019		89,132	Arrêté 2880 CM du 28 décembre 2018
Acpt du 02/2019	57,181	71,021	Arrêté 105 CM du 23 janvier 2019 Arrêté 103 CM du 23 janvier 2019
Acpt du 03/2019		72,257	Arrêté 213 CM du 13 février 2019
Acpt du 04/2019	58,32	77,285	Arrêté 422 CM du 22 mars 2019 Arrêté 442 CM du 27 mars 2019
Acpt du 05/2019	65,463	79,263	Arrêté 611 CM du 25 avril 2019 Arrêté 609 CM du 25 avril 2019
Acpt du 06/2019		79,263	Arrêté 758 CM du 24 mai 2019
Acpt du 07/2019	62,753	80,450	Arrêté 976 CM du 19 juin 2019 Arrêté 974 CM du 19 juin 2019
Acpt du 08/2019	60,760	79,881	Arrêté 1364 CM du 25 juillet 2019 Arrêté 1362 CM du 25 juillet 2019
Acpt du 09/2019		77,593	Arrêté 1835 CM du 28 août 2019
Acpt du 10/2019	58,333	75,987	Arrêté 2050 CM du 20 septembre 2019 Arrêté 2048 CM du 20 septembre 2019
Acpt du 11/2019		78,076	Arrêté 2343 CM du 24 octobre 2019
Acpt du 12/2019	52,348	76,708	Arrêté 2655 CM du 27 novembre 2019 Arrêté 2653 CM du 27 novembre 2019

#### Prix de la Redevance de transport TEP

	Tarif	Arrêté CM
	1,95	Arrêté 1310 CM du 1/10/2013
Acpt 1/03/2017	2,35	Arrêté 2048 CM 15/12/2016
Acpt 1/09/2017	2,75	Arrêté 2048 CM 15/12/2016

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

- En l'absence du dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, la formule de Revenu Autorisé prévue à l'avenant 17 du 28 décembre 2015 ne sera applicable qu'au 1<sup>er</sup> janvier 2020, sur la base des nouveaux forfaits arrêtés dans l'avenant 18b.
- En l'attente, les produits enregistrés par concession et par processus correspondent au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions, lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés (principe de péréquation).

		Tahiti Nord				
		2019	2018	2017	2016	2015
<b>CA facturé dans la concession</b>	A	<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	-2 370 400 086	-2 215 095 727	-2 193 696 071	-2 405 463 147	-2 477 746 396
<b>CA péréqué</b>	C=A+B	<b>13 104 880 986</b>	<b>11 807 168 065</b>	<b>11 896 196 055</b>	<b>12 012 307 048</b>	<b>12 442 937 309</b>
Ecart RA/CA 2018		n/a	n/a	543 563 105	-350 909 308	n/a
<b>Revenu autorisé</b>		<b>13 367 980 270</b>	<b>12 919 694 065</b>	<b>12 439 759 160</b>	<b>11 661 397 740</b>	<b>12 442 937 309</b>
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	n/a	-543 563 105	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	n/a	350 909 308	n/a	n/a
<b>Produits comptabilisés</b>		<b>13 104 880 986</b>	<b>11 807 168 065</b>	<b>12 247 105 362</b>	<b>11 661 397 740</b>	<b>12 442 937 309</b>

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

## 4.5 - Annexes

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

<b>DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE</b>	<b>Réalisé 2019</b>	<b>Réalisé 2018</b>
Nombre de kWh vendus Tahiti Nord	427 142 163	417 077 459
<u>Rendement (kWh)</u> Energie elec vendue / Energie elec Produit	92,5%	92,1%
<b><u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u></b>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	1 112 919	1 180 395
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	3 093 021	3 177 135
Achat Photovoltaïque à 35 F/kWh	1 569 917	1 387 215
Achat Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	5 967 040	5 266 398
Achat electra 40F/kWh	148 282	154 118
<b>Total Production Photovoltaïque</b>	<b>11 891 180</b>	<b>11 165 262</b>
Achat hydro Marama Nui Vaite	9 765 178	10 338 282
Achat hydro Marama Nui Vaihiria	15 104 509	14 948 867
Achat hydro Marama Nui Faatautia	28 016 945	27 569 603
Achat hydro Marama Nui Titaaviri	15 102 411	15 689 827
Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	49 785 667	51 984 497
Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	19 488 022	21 014 139
Achat production hydro CHPP et SPEA	1 175 558	906 273
<b>Total Production Hydro</b>	<b>138 438 289</b>	<b>142 451 489</b>
<b>Energie achetée &amp; ENR produite en kWh</b>	<b>150 329 468</b>	<b>153 616 751</b>
% répartition production Punaruu	97,9%	97,8%
% répartition production Vairaatoa	2,1%	2,2%
Production brute thermique Punaruu	305 080 757	292 707 719
Production brute thermique Vairaatoa	6 401 312	6 565 385
<b>Total production thermique (sortie alternateur)</b>	<b>311 482 069</b>	<b>299 273 104</b>
<b>Total Achat energie (EDT et autres) en kWh</b>	<b>461 811 538</b>	<b>452 889 855</b>
<b><u>Consommation spécifique L/KWh</u></b>		
Gasoil Centrale thermique Punaruu (en réalisé global punaruu)	0,213	0,213
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa TAC	0,420	0,409
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa - Groupe	0,271	0,284
Fioul Centrale thermique Punaruu	0,213	0,213
<b><u>Stock Matières Premières GO volume</u></b>		
Stock Initial	402 944	397 360
Achat Matière première	3 209 034	3 467 267
Stock Final	461 501	403 085
Consommation matière première	3 150 477	3 461 541
<b><u>Stock Matières Premières Fioul volume</u></b>		
Stock Initial	3 127 924	1 926 635
Achat Matière première	63 197 339	61 920 864
Stock Final	2 804 142	3 129 020
Consommation matière première	63 521 121	60 718 479
<b><u>Stock Matières Premières volume</u></b>		
Stock Initial	3 530 868	2 323 995
Achat Matière première	66 406 374	65 388 131
Stock Final	3 265 643	3 532 106
Consommation matière première	66 671 598	64 180 020
<b><u>Consommation spécifique compta L/KWh</u></b>	<b>0,214</b>	<b>0,214</b>

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2019	Réalisé 2018
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil	76,830 F	71,809 F
Prix du fioul	60,9494 F	59,373 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaite	12,74 F	11,84 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaihiria	10,22 F	9,51 F
Prix Achat hydro Marama Nui Faatautia	10,26 F	9,58 F
Prix Achat hydro Marama Nui Titaaviri	13,89 F	12,92 F
Prix Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	14,21 F	13,04 F
Prix Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	14,47 F	13,43 F
Achat production hydro CHPP	12,06 F	12,43 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
Prix de l'éolien	14,50 F	14,50 F
<u>Coût de l'énergie achetée ou consommée</u>		
<u>Stock Matières Premières GO XPF</u>		
Stock Initial	33 776 743	25 970 280
achat Matière première	242 605 545	256 386 653
stock Final	34 332 615	33 788 586
Consommation GO XPF	242 049 672	248 568 348
<u>Stock Matières Premières Fioul XPF</u>		
Stock Initial	220 077 574	98 597 477
achat Matière première	3 798 289 078	3 726 614 405
stock Final	146 791 216	220 154 736
Consommation Fioul XPF	3 871 575 435	3 605 057 146
Huile	118 344 615	119 541 509
Urée	32 357 997	10 907 077
<b>(CUHPP) Combustible, urée, huiles....</b>	<b>4 264 327 719</b>	<b>3 984 074 079</b>
Hydro Marama Nui Vaite	124 423 787	122 419 944
Hydro Marama Nui Vaihiria	154 393 749	142 193 133
Hydro Marama Nui Faatautia	287 470 611	264 159 388
Hydro Marama Nui Titaaviri	209 730 334	202 741 472
Hydro Marama Nui Haute Papenoo	707 626 539	678 104 084
Hydro Marama Nui moyenne Papenoo	281 948 088	282 308 384
Hydro CHPP	14 177 225	11 267 700
<b>Hydroélectricité</b>	<b>1 779 770 333</b>	<b>1 703 194 105</b>
Photovoltaïque	330 033 888	319 077 501
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en kWh</b>	<b>2 109 804 221</b>	<b>2 022 271 606</b>
transport TEP	2,74	2,73
<b>(T) Cout total transport en KF</b>	<b>1 169 105 990</b>	<b>1 137 596 789</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>7 543 237 930</b>	<b>7 143 942 474</b>
<b>MARGE SUR COUT VARIABLE ENERGIE</b>	<b>7 854 009 666</b>	<b>6 807 356 920</b>

## 4.5.2) Annexe Détail de la production thermique Tahiti

		Tahiti 2019			Tahiti Nord 2019			Coûts Secosud 2019			
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>											
<b>P1</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	<b>2 383 902 560</b>		<b>2 383 902 560</b>	<b>2 383 902 560</b>		<b>2 383 902 560</b>				
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2018	123 533		123 533	109 603		109 603				
	- Forfait FP1 2019	22 187		22 187	22 187		22 187				
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>	<b>313 052 484</b>		<b>313 052 484</b>							
	<b>COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	<b>-2 057 330 300</b>	<b>-41 202 979</b>	<b>-2 098 533 279</b>	<b>-1 825 339 556</b>	<b>-36 556 807</b>	<b>-1 861 896 363</b>	<b>-231 990 744</b>	<b>-4 646 172</b>	<b>-236 636 916</b>	
	<b>- Maintenance</b>	<b>-643 828 728</b>	<b>-44 918 583</b>	<b>-688 747 311</b>	<b>-571 228 667</b>	<b>-39 853 429</b>	<b>-611 082 095</b>	<b>-72 600 061</b>	<b>-5 065 154</b>	<b>-77 665 216</b>	
	- AC	-81 202 031	-47 943 331	-129 145 362	-72 045 446	-42 537 097	-114 582 543	-9 156 585	-5 406 234	-14 562 819	
	- ACE	-68 411 105	-116 352 082	-184 763 187	-60 696 863	-103 231 872	-163 928 735	-7 714 242	-13 120 210	-20 834 452	
	- MO	-415 354 154	-8 340 045	-423 694 199	-368 517 572	-7 399 596	-375 917 168	-46 836 582	-940 449	-47 777 031	
	- AUTRES	-78 861 438	127 716 875	48 855 437	-69 968 785	113 315 137	43 346 351	-8 892 653	14 401 738	5 509 086	
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>-284 616 447</b>	<b>14 000 000</b>	<b>-270 616 447</b>	<b>-252 522 242</b>	<b>12 421 318</b>	<b>-240 100 924</b>	<b>-32 094 205</b>	<b>1 578 682</b>	<b>-30 515 523</b>	
	- AC	-3 475 864		-3 475 864	-3 083 915		-3 083 915	-391 949		-391 949	
	- ACE	-133 885 230		-133 885 230	-118 787 929		-118 787 929	-15 097 301		-15 097 301	
	- MO	-3 046 576		-3 046 576	-2 703 035		-2 703 035	-343 541		-343 541	
	- AUTRES	-144 208 777	14 000 000	-130 208 777	-127 947 362	12 421 318	-115 526 044	-16 261 415	1 578 682	-14 682 733	
	<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-539 889 565</b>		<b>-539 889 565</b>	<b>-479 009 996</b>		<b>-479 009 996</b>	<b>-60 879 569</b>		<b>-60 879 569</b>	
	- Dot. Amortissement Technique										
- Dot. Amortissement Caducité											
- Dot. Provision pour Renouvellement											
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles											
- Reprise Provision pour Renouvellement											
- Dotation provision pour risque											
- Charge lissée sur biens financés	-311 445 701		-311 445 701	-276 326 149		-276 326 149	-35 119 553		-35 119 553		
- Charge lissée de renouvellement	-228 443 863		-228 443 863	-202 683 847		-202 683 847	-25 760 016		-25 760 016		
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-588 995 560</b>	<b>-10 284 396</b>	<b>-599 279 956</b>	<b>-522 578 652</b>	<b>-9 124 696</b>	<b>-531 703 348</b>	<b>-66 416 909</b>	<b>-1 159 699</b>	<b>-67 576 608</b>		
- Fonctions supports	-309 698 867	-2 813 417	-312 512 284	-274 776 293	-2 496 168	-277 272 460	-34 922 574	-317 249	-35 239 824		
- Frais de siège	-279 296 693	-7 470 979	-286 767 672	-247 802 359	-6 628 529	-254 430 888	-31 494 334	-842 450	-32 336 784		
<b>P2</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	<b>760 915 324</b>		<b>760 915 324</b>	<b>760 915 324</b>		<b>760 915 324</b>				
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2018	325 514 114		325 514 114	286 735 054		286 735 054				
	- Forfait FP2 2019	2,707		2,707	2,707		2,707				
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>	<b>105 872 265</b>		<b>105 872 265</b>							
	<b>COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	<b>-835 548 077</b>	<b>-789 750</b>	<b>-836 337 827</b>	<b>-735 749 823</b>	<b>-695 422</b>	<b>-736 445 246</b>	<b>-99 798 253</b>	<b>-94 328</b>	<b>-99 892 581</b>	
	<b>- Maintenance</b>	<b>-720 960 271</b>		<b>-720 960 271</b>	<b>-634 848 439</b>		<b>-634 848 439</b>	<b>-86 111 832</b>		<b>-86 111 832</b>	
	- AC	-327 653 664		-327 653 664	-288 518 557		-288 518 557	-39 135 107		-39 135 107	
	- ACE	-84 297 352		-84 297 352	-74 228 837		-74 228 837	-10 068 515		-10 068 515	
	- MO	-131 881 247		-131 881 247	-116 129 289		-116 129 289	-15 751 958		-15 751 958	
	- AUTRES (provision rév groupes...)	-177 128 008		-177 128 008	-155 971 756		-155 971 756	-21 156 252		-21 156 252	
	<b>- Traitement des effluents</b>	<b>-32 129 510</b>		<b>-32 129 510</b>	<b>-28 291 946</b>		<b>-28 291 946</b>	<b>-3 837 564</b>		<b>-3 837 564</b>	
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-82 458 296</b>	<b>-789 750</b>	<b>-83 248 046</b>	<b>-72 609 438</b>	<b>-695 422</b>	<b>-73 304 860</b>	<b>-9 848 857</b>	<b>-94 328</b>	<b>-9 943 186</b>	
	- Fonctions supports	-52 934 101		-52 934 101	-46 611 627		-46 611 627	-6 322 474		-6 322 474	
	- Frais de siège	-29 524 195	-789 750	-30 313 945	-25 997 811	-695 422	-26 693 233	-3 526 384	-94 328	-3 620 712	
	<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>	<b>4 180 400 190</b>		<b>4 180 400 190</b>	<b>4 180 400 190</b>		<b>4 180 400 190</b>			
		<b>Facturation autres distributeurs</b>	<b>578 420 062</b>		<b>578 420 062</b>						
		<b>- Consommations</b>	<b>-4 842 747 781</b>		<b>-4 842 747 781</b>	<b>-4 264 327 719</b>		<b>-4 264 327 719</b>	<b>-578 420 062</b>		<b>-578 420 062</b>
- Fioul		-4 396 721 965		-4 396 721 965	-3 871 575 436		-3 871 575 436	-525 146 529		-525 146 529	
- Gasoil		-274 881 667		-274 881 667	-242 049 672		-242 049 672	-32 831 995		-32 831 995	
- Huile	-134 397 063		-134 397 063	-118 344 615		-118 344 615	-16 052 448		-16 052 448		
- Urée	-36 747 086		-36 747 086	-32 357 997		-32 357 997	-4 389 089		-4 389 089		
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>888 000</b>	<b>7 384 000</b>	<b>8 272 000</b>	<b>888 000</b>	<b>7 384 000</b>	<b>8 272 000</b>				
	- Coûts directs										
	- Quote part des activités support affectées	-64 016		-64 016	-64 016		-64 016				
	- Fonctions supports	-64 016		-64 016	-64 016		-64 016				
	- Frais de siège										
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>				<b>997 344 811</b>		<b>997 344 811</b>				
	- Coûts sur revente energie				-910 209 059	-4 740 500	-914 949 559				
	<b>MARGE AVANT IS</b>				<b>87 135 751</b>	<b>-4 740 500</b>	<b>82 395 252</b>				
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>351 595 455</b>		<b>351 595 455</b>	<b>351 595 455</b>		<b>351 595 455</b>				
	- Coûts directs	-332 922 996		-332 922 996	-332 922 996		-332 922 996				
- AC	-200 899 147		-200 899 147	-200 899 147		-200 899 147					
- ACE	-85 315 678		-85 315 678	-85 315 678		-85 315 678					
- MO	-46 708 171		-46 708 171	-46 708 171		-46 708 171					
- Quote part des activités support affectées	-39 991 524		-39 991 524	-39 991 524		-39 991 524					
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>											
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>8 675 046 339</b>	<b>7 384 000</b>	<b>8 682 430 339</b>	<b>8 675 046 339</b>	<b>7 384 000</b>	<b>8 682 430 339</b>					
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>566 441 645</b>	<b>-34 608 729</b>	<b>531 832 916</b>	<b>566 441 645</b>	<b>-34 608 729</b>	<b>531 832 916</b>					
- I.S.	-285 128 920	17 420 946	-267 707 974	-285 128 920	17 420 946	-267 707 974					
<b>MARGE NETTE</b>	<b>281 312 725</b>	<b>-17 187 783</b>	<b>264 124 942</b>	<b>281 312 725</b>	<b>-17 187 783</b>	<b>264 124 942</b>					

### 4.5.3) Comptes délégués 2017 et 2018 modifiés

Conformément à l'article 3 et à l'annexe 2 de l'avenant 18b, les comptes délégués 2017 et 2018 sont modifiés comme suit :

ACTIF	Tahiti Nord	
	2018	2017
Immobilisations concédées	42 305 271 575	41 941 007 055
- Production	19 969 865 066	19 894 334 050
- Distribution	22 335 406 509	22 046 673 005
Immobilisations privées	3 043 761 020	2 952 585 483
Immobilisations en-cours	826 612 527	816 219 986
- Production	212 965 424	219 995 244
- Distribution	471 845 468	403 712 486
- Privées	141 801 635	192 512 256
Avances et acomptes	178 542 075	178 542 075
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>46 354 187 197</b>	<b>45 888 354 599</b>
Amortissements et provisions	-28 387 129 360	-24 502 072 511
- Production	-15 267 128 960	-15 084 931 052
- Distribution	-10 553 728 015	-6 904 392 541
- Privés	-2 566 272 385	-2 512 748 918
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>17 967 057 837</b>	<b>21 386 282 088</b>
Stock	2 308 834 920	2 523 730 100
Créances clients	3 595 215 707	3 529 709 118
Autres créances	594 429 709	242 953 341
Charges constatées d'avance	35 115 495	0
Provisions pour dépréciation	-547 496 182	-492 430 870
<b>Stock et créances nets</b>	<b>5 986 099 649</b>	<b>5 803 961 689</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>9 873 494 628</b>	<b>11 962 222 688</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>33 826 652 114</b>	<b>39 152 466 465</b>

**1** Retraitement des provisions pour renouvellement comptabilisées au 1er janvier 2017 au titre des réseaux de distribution de Tahiti Nord s'élevant à 4 587 902 058 xpf

PASSIF	Tahiti Nord	
	2018	2017
Résultat	34 577 877	676 919 045
<b>Capitaux propres</b>	<b>34 577 877</b>	<b>676 919 045</b>
Droits des tiers et concédants apports gratuit	2 170 212 811	2 191 911 712
- Production	390 764 600	434 182 888
- Distribution	1 779 448 211	1 757 728 824
Provisions devenues sans objet	4 587 902 058	4 587 902 058
- PR devenues sans objet TN Distrib	4 587 902 058	4 587 902 058
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>6 758 114 869</b>	<b>6 779 813 770</b>
Caducité	7 409 086 249	8 026 510 103
- Distribution	7 409 086 249	8 026 510 103
Autres provisions	1 608 438 648	5 949 544 887
- PIDR	725 418 847	676 851 063
- Autres provisions	883 019 801	5 272 693 824
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>9 017 524 897</b>	<b>13 976 054 990</b>
Emprunts et dettes financières	0	65 000
- Emprunts	0	65 000
Clients - avances sur consommation	675 336 830	667 245 703
Fournisseurs	2 598 523 584	2 445 676 742
Dettes fiscales et sociales	1 705 968 270	2 008 776 593
Passif de renouvellement	12 865 260 126	12 440 363 378
- Production	12 431 664 529	12 191 200 653
- Distribution	433 595 596	249 162 726
Autres dettes	67 711 539	34 586 784
Produits constatés d'avance	103 634 122	122 964 460
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>18 016 434 471</b>	<b>17 719 678 660</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>33 826 652 114</b>	<b>39 152 466 465</b>

**1** Retraitement des provisions pour renouvellement comptabilisées au 1er janvier 2017 au titre des réseaux de distribution de Tahiti Nord s'élevant à 4 587 902 058 xpf

**2** Le retraitement de la PR de 4,5 Milliards entraine une hausse des charges calculées de 327 707 290 xpf par an

	2 018	2017
Résultat avant retraitement	224 841 427	863 712 325
Hausse charges calculées	-327 707 290	-327 707 291
Baisse impôt	137 443 740	140 914 011
<b>Résultat après retraitement</b>	<b>34 577 877</b>	<b>676 919 045</b>

**3** Correction impôt

		Tahiti Nord 2017 retraité			Tahiti Nord 2018 retraité		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>							
<b>P1</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	2 366 655 861	69 810 687	2 436 466 548	2 232 227 262		2 232 227 262
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	111 623,00		111 623	109 940,95		109 941
	- Forfait FP1	22 171		22 171	22 217		22 217
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-2 067 861 186	-56 186 904	-2 124 048 090	-1 907 859 645	-4 708 579	-1 912 568 224
	par UO : Puissance maximale majorée	-18 525		-19 029	-17 353		-17 396
	<b>- Maintenance</b>	-697 467 080	-15 751 534	-713 218 614	-584 894 016	8 253 039	-576 640 977
	- AC	-76 518 425	-37 705 873	-114 224 299	-68 703 939		-68 703 939
	- ACE	-144 067 427		-144 067 427	-135 596 280	-43 311 362	-178 907 642
	- MO	-450 213 693	-1 021 247	-451 234 941	-351 003 278	-14 377 697	-365 380 974
	- AUTRES	-26 667 535	22 975 587	-3 691 948	-29 590 519	65 942 097	36 351 578
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	-291 318 108	-44 868 214	-336 186 322	-287 447 468	-16 737 004	-304 184 472
	- AC	-5 237 826		-5 237 826	-3 644 433		-3 644 433
	- ACE	-151 319 333	-4 164 188	-155 483 521	-142 683 586	-2 496 372	-145 179 958
- MO	-1 682 682	-28 053 787	-29 736 469	-661 001	-14 240 632	-14 901 633	
- AUTRES	-133 078 267	-12 650 239	-145 728 506	-140 458 448		-140 458 448	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	-465 529 061		-465 529 061	-483 345 958		-483 345 958	
- Dotation amortissement biens au bilan	-252 944 324		-252 944 324	-268 589 393		-268 589 393	
- Dotation / reprise de lissage	-212 584 737		-212 584 737	-210 223 451		-210 223 451	
- Ecart charges lissées				-4 533 113		-4 533 113	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-613 546 936	4 432 843	-609 114 093	-552 172 203	3 775 386	-548 396 816	
- Fonctions supports	-367 276 166	-56 429 629	-423 705 795	-279 414 299	-5 974 657	-285 388 956	
- Frais de siège	-246 270 770	60 862 472	-185 408 299	-272 757 904	9 750 044	-263 007 860	
<b>P2</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	726 889 743	21 441 509	748 331 251	697 828 955		697 828 955
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	280 999 233		280 999 233	281 245 535		281 245 535
	- Forfait FP2	2,705		2,705	2,715		2,715
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-620 919 714	96 932 563	-523 987 152	-666 622 709	1 242 911	-665 379 798
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,210		-1,865	-2,370		-2,366
	<b>- Maintenance</b>	-526 284 346	91 230 195	-435 054 151	-546 911 953		-546 911 953
	- AC	-374 921 534		-374 921 534	-456 546 871		-456 546 871
	- ACE	-81 491 569		-81 491 569	-85 922 390		-85 922 390
	- MO	-122 396 754		-122 396 754	-134 403 997		-134 403 997
	- AUTRES (provision rév groupes...)	52 525 511	91 230 195	143 755 706	129 961 305		129 961 305
	<b>- Traitement des effluents</b>	-21 116 895		-21 116 895	-21 560 673		-21 560 673
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-73 518 474	5 702 368	-67 816 106	-98 150 082	1 242 911	-96 907 171
	- Fonctions supports	-50 444 706		-50 444 706	-63 379 598		-63 379 598
- Frais de siège	-23 073 768	5 702 368	-17 371 400	-34 770 484	1 242 911	-33 527 574	
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>	3 387 602 063	99 926 158	3 487 528 221	3 641 002 024		3 641 002 024
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	12,06		12,41	12,95		12,95
	<b>- Consommations</b>	-3 543 798 601		-3 543 798 601	-3 984 074 078		-3 984 074 078
	- Fioul	-3 201 088 101		-3 201 088 101	-3 605 057 145		-3 605 057 145
	- Gasoil	-207 973 086		-207 973 086	-248 568 348		-248 568 348
	- Huile	-112 820 927		-112 820 927	-119 541 509		-119 541 509
- Urée	-21 916 487		-21 916 487	-10 907 077		-10 907 077	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	888 000		888 000	888 000		888 000
	<b>- Coûts directs</b>	-1 572 396		-1 572 396			
	- ACE	-319 075		-319 075			
	- AUTRES	-1 253 321		-1 253 321			
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-847 615		-847 615	-82 337		-82 337
	- Fonctions supports	-847 615		-847 615	-82 337		-82 337
	- Frais de siège						
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>	828 067 357		828 067 357	940 219 387		940 219 387
	<b>- Coûts sur revente energie</b>	-694 058 706	-67 066 502	-761 125 208	-864 846 233	-414 028	-865 260 262
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	202 163 282		202 163 282	183 353 853		183 353 853
	<b>- Coûts directs</b>	-210 900 155		-210 900 155	-186 349 758		-186 349 758
	- AC	-148 689 432		-148 689 432	-148 137 145		-148 137 145
	- ACE	-49 956 745		-49 956 745	-46 619 715		-46 619 715
	- MO	-12 253 978		-12 253 978	8 407 102		8 407 102
- AUTRES							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-4 046 554		-4 046 554	2 995 905		2 995 905	

		Tahiti Nord 2017 retraité			Tahiti Nord 2018 retraité		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	7 512 266 306	191 178 354	7 703 444 660	7 695 519 481		7 695 519 481
	MARGE AVANT IS	368 261 379	164 857 510	533 118 889	88 680 626	-3 879 696	84 800 930
	- I.S.	-168 301 088	-75 342 406	-243 643 494	-52 800 205	2 309 961	-50 490 244
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	199 960 291	89 515 104	289 475 395	35 880 421	-1 569 736	34 310 686
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	169 966 247	76 087 838	246 054 086	30 498 358	-1 334 275	29 164 083
	En % des produits	2%	-40%	3%	0%		0%
<b>TRANSPORT</b>							
T	REVENU AUTORISE :	974 154 991	28 735 242	1 002 890 233	1 039 637 348		1 039 637 348
	Par kWh xxx						
	- Redevance TEP	-1 018 666 257		-1 018 666 257	-1 137 596 789		-1 137 596 789
	MARGE AVANT IS	-44 511 266	28 735 242	-15 776 024	-97 959 441		-97 959 441
	- I.S.	20 342 330	-13 132 446	7 209 884	58 324 786		58 324 786
	- Fonctions supports						
	MARGE NETTE CONCESSION	-24 168 936	15 602 797	-8 566 139	-39 634 655		-39 634 655
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-20 543 596	13 262 377	-7 281 218	-33 689 457		-33 689 457
	En % des produits	-2%	-46%	-1%	3%		3%
<b>DISPATCHING</b>							
D1	REVENU AUTORISE :	86 398 592	2 548 552	88 947 144	82 617 562		82 617 562
	- UO UD1 : longueur des réseaux HTA -1	576		576	576		576
	- Forfait FD1	156 933		156 933	157 030		157 030
	COUTS DU DISPATCHING	-101 136 570	3 253 220	-97 883 350	-90 152 167	515 736	-89 636 431
	- Conduite et Fonctionnement	-50 141 768		-50 141 768	-46 748 669		-46 748 669
	- AC						
	- ACE				-70 068		-70 068
	- MO	-62 494 619		-62 494 619	-55 979 941		-55 979 941
	- AUTRES	7 682 770		7 682 770	9 301 340		9 301 340
	- REVENTE SECOSUD	4 670 081		4 670 081			
	- Amortissement des actifs de concession	-3 613 318		-3 613 318	-7 594 802		-7 594 802
	- Dotation amortissement biens au bilan	-2 369 825		-2 369 825	-6 351 309		-6 351 309
	- Dotation / reprise de lissage	-1 243 493		-1 243 493	-1 243 493		-1 243 493
	- Quote part des activités support affectées	-47 381 484	3 253 220	-44 128 264	-35 808 696	515 736	-35 292 960
	- Fonctions supports	-34 217 822		-34 217 822	-21 380 970		-21 380 970
	- Frais de siège	-13 163 662	3 253 220	-9 910 442	-14 427 726	515 736	-13 911 990
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>							
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	24 278 396		24 278 396	26 775 814		26 775 814
	- Coûts directs	-13 139 774		-13 139 774	-14 645 084		-14 645 084
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-13 139 774		-13 139 774	-14 645 084		-14 645 084
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-8 866 280	328 650	-8 537 630	-7 368 079	53 957	-7 314 122
	- Fonctions supports	-7 536 449		-7 536 449	-5 858 642		-5 858 642
	- Frais de siège	-1 329 831	328 650	-1 001 181	-1 509 437	53 957	-1 455 480
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	47 106 578		47 106 578	26 341 533		26 341 533
	- Coûts directs	-45 133 126		-45 133 126	-25 910 772		-25 910 772
	- AC	-24 859 991		-24 859 991	-7 775 890		-7 775 890
	- ACE	-18 414 752		-18 414 752	-15 439 962		-15 439 962
	- MO	-1 858 383		-1 858 383	-2 694 920		-2 694 920
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-1 981 777		-1 981 777	-1 186 482		-1 186 482
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	157 783 566	2 548 552	160 332 118	135 734 909		135 734 909
	MARGE AVANT IS	-12 473 961	6 130 421	-6 343 539	-3 527 674	569 692	-2 957 982
	- I.S.	5 700 791	-2 801 696	2 899 095	2 100 368	-339 193	1 761 174
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	-6 773 170	3 328 725	-3 444 445	-1 427 306	230 499	-1 196 807
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-5 757 194	2 829 416	-2 927 778	-1 213 210	195 924	-1 017 286
	En % des produits	-4%	-111%	-2%	1%		1%

		Tahiti Nord 2017 retraité			Tahiti Nord 2018 retraité		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>1 642 955 248</b>	<b>48 463 250</b>	<b>1 691 418 498</b>	<b>1 592 587 423</b>		<b>1 592 587 423</b>
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	1 488		1 488	1 506		1 506
	- Forfait FD2	1 154 587		1 154 587	1 157 333		1 157 333
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	<b>-1 360 507 787</b>	<b>67 221 522</b>	<b>-1 293 286 265</b>	<b>-1 382 369 194</b>	<b>11 716 864</b>	<b>-1 370 652 330</b>
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-914 320		-869 144	-918 063		-910 282
	<b>- Maintenance</b>	<b>-615 287 910</b>		<b>-615 287 910</b>	<b>-574 623 695</b>		<b>-574 623 695</b>
	- AC	-55 555 410		-55 555 410	-31 201 856		-31 201 856
	- ACE	-178 746 926		-178 746 926	-183 421 972		-183 421 972
	- MO	-382 019 177		-382 019 177	-359 981 929		-359 981 929
	- AUTRES	1 033 603		1 033 603	-17 938		-17 938
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>14 301 237</b>		<b>14 301 237</b>	<b>-39 784 827</b>		<b>-39 784 827</b>
	- AC	-2 986 193		-2 986 193	-4 768 660		-4 768 660
	- ACE	-8 689 463		-8 689 463	-12 895 549		-12 895 549
	- MO	-1 423 531		-1 423 531	-10 496 252		-10 496 252
	- AUTRES	27 400 424		27 400 424	-11 624 366		-11 624 366
	<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-89 381 689</b>		<b>-89 381 689</b>	<b>-98 251 951</b>		<b>-98 251 951</b>
	- Reprise Provision pour Renouvellement		3 810 808 773	3 810 808 773			
- Dotation provision pour risque		-3 810 808 773	-3 810 808 773				
- Reprise lissée caducité	617 423 854		617 423 854	617 423 854		617 423 854	
- Dotation amortissement biens au bilan	-458 886 311		-458 886 311	-497 520 416		-497 520 416	
- Dotation / reprise de lissage	-247 919 233		-247 919 233	-215 294 694		-215 294 694	
- Ecart charges lissées				-2 860 695		-2 860 695	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-670 139 425</b>	<b>67 221 522</b>	<b>-602 917 903</b>	<b>-669 708 721</b>	<b>11 716 864</b>	<b>-657 991 857</b>	
- Fonctions supports	-398 137 720		-398 137 720	-341 928 924		-341 928 924	
- Frais de siège	-272 001 705	67 221 522	-204 780 183	-327 779 797	11 716 864	-316 062 933	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	<b>33 488 902</b>		<b>33 488 902</b>	<b>31 606 676</b>		<b>31 606 676</b>
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>505 766 199</b>		<b>505 766 199</b>	<b>522 485 033</b>		<b>522 485 033</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-369 284 396</b>		<b>-369 284 396</b>	<b>-319 462 514</b>		<b>-319 462 514</b>
	- AC	-176 350 592		-176 350 592	-167 490 362		-167 490 362
	- ACE	-123 456 231		-123 456 231	-114 408 183		-114 408 183
	- MO	-76 243 893		-76 243 893	-92 299 518		-92 299 518
	- AUTRES	6 766 320		6 766 320	54 735 549		54 735 549
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-125 175 565</b>	<b>929 153</b>	<b>-124 246 412</b>	<b>-146 370 934</b>	<b>339 832</b>	<b>-146 031 102</b>
	- Fonctions supports	-121 415 889		-121 415 889	-136 864 106		-136 864 106
	- Frais de siège	-3 759 676	929 153	-2 830 523	-9 506 828	339 832	-9 166 996
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>730 601 297</b>		<b>730 601 297</b>	<b>750 376 654</b>		<b>750 376 654</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-623 417 954</b>		<b>-623 417 954</b>	<b>-662 368 168</b>		<b>-662 368 168</b>
	- AC	-282 466 353		-282 466 353	-296 613 320		-296 613 320
	- ACE	-246 256 893		-246 256 893	-270 982 056		-270 982 056
	- MO	-83 354 131		-83 354 131	-83 029 168		-83 029 168
	- AUTRES	-11 340 577		-11 340 577	-11 743 624		-11 743 624
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-132 251 929</b>		<b>-132 251 929</b>	<b>-112 791 175</b>		<b>-112 791 175</b>
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>2 912 811 646</b>	<b>48 463 250</b>	<b>2 961 274 896</b>	<b>2 897 055 786</b>		<b>2 897 055 786</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>302 174 015</b>	<b>116 613 925</b>	<b>418 787 940</b>	<b>273 693 801</b>	<b>12 056 697</b>	<b>285 750 498</b>	
- IS.	-146 951 389	-53 294 349	-200 245 738	-220 628 842	-7 178 525	-227 807 367	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>155 222 626</b>	<b>63 319 576</b>	<b>218 542 202</b>	<b>53 064 959</b>	<b>4 878 172</b>	<b>57 943 131</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>131 939 232</b>	<b>53 821 640</b>	<b>185 760 872</b>	<b>45 105 215</b>	<b>4 146 446</b>	<b>49 251 661</b>	
En % des produits	5%	-111%	6%	-2%		-2%	

		Tahiti Nord 2017 retraité			Tahiti Nord 2018 retraité		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>ACHAT AUX PRODUCTEURS</b>	<b>REVENU AUTORISE et redevance solaire</b>	<b>9 423 611 499</b>	<b>251 661 176</b>	<b>9 675 272 675</b>	<b>9 589 755 658</b>		<b>9 589 755 658</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique	6 481 147 667	191 178 354	6 672 326 020	6 571 058 241		6 571 058 241
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	1 756 783 995	51 820 926	1 808 604 921	1 556 530 592		1 556 530 592
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	293 647 431	8 661 897	302 309 327	291 601 462		291 601 462
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE	199 034 662		199 034 662	230 345 976		230 345 976
	- Autres revente à TSE/Tumaraa	692 997 744		692 997 744	940 219 387		940 219 387
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	<b>-9 520 815 674</b>	<b>-190 038 478</b>	<b>-9 710 854 152</b>	<b>-9 763 895 210</b>		<b>-9 763 895 210</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-7 174 145 410	-191 178 354	-7 365 323 764	-7 511 277 628		-7 511 277 628
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-2 020 855 771	1 139 875	-2 019 715 895	-1 925 137 252		-1 925 137 252
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-18 749 671		-18 749 671	-8 402 829		-8 402 829
- Achat d'électricité d'origine solaire	-307 064 822		-307 064 822	-319 077 501		-319 077 501	
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	<b>-6 259 490</b>	<b>568 403</b>	<b>-5 691 087</b>	<b>-25 988 177</b>	<b>211 602</b>	<b>-25 776 575</b>	
- Produits de la Redevance solaire	16 185 763		16 185 763	17 438 150		17 438 150	
- Coûts de Fonctionnement	-2 967 134		-2 967 134	-4 903 582		-4 903 582	
- AC				464 400		464 400	
- ACE	-2 930 707		-2 930 707	-3 988 402		-3 988 402	
- MO	-54 828		-54 828	-1 070 128		-1 070 128	
- AUTRES	18 401		18 401	-309 452		-309 452	
- Quote part des activités support affectées	-19 478 119	568 403	-18 909 716	-38 522 745	211 602	-38 311 143	
- Fonctions supports	-17 178 162		-17 178 162	-32 603 157		-32 603 157	
- Frais de siège	-2 299 957	568 403	-1 731 554	-5 919 588	211 602	-5 707 986	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>18 537 048</b>		<b>18 537 048</b>	<b>12 957 098</b>		<b>12 957 098</b>
	- Coûts directs	-4 275 177		-4 275 177	-10 484 772		-10 484 772
	- AC	-1 894 784		-1 894 784	-4 097 687		-4 097 687
	- ACE	-501 600		-501 600	-423 628		-423 628
	- MO	-8 953 306		-8 953 306	-10 239 745		-10 239 745
	- AUTRES	7 074 513		7 074 513	4 276 288		4 276 288
	- Quote part des activités support affectées	-35 505 609	241 619	-35 263 990	-25 212 314	37 698	-25 174 616
	- Fonctions supports	-34 527 933		-34 527 933	-24 157 723		-24 157 723
	- Frais de siège	-977 676	241 619	-736 057	-1 054 591	37 698	-1 016 893
	<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>835 765 741</b>	<b>24 653 090</b>	<b>860 418 831</b>	<b>808 415 783</b>	
- UO UC : Nombre d'abonnés -1		51 701		51 701	52 222		52 222
- Forfait FC		16 904		16 904	16 939		16 939
<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>		<b>64 635 361</b>		<b>64 635 361</b>	<b>59 920 738</b>		<b>59 920 738</b>
- Frais de relance		38 293 624		38 293 624	34 129 880		34 129 880
- Frais de perception de taxe		26 341 737		26 341 737	25 790 858		25 790 858
<b>COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>		<b>-550 685 512</b>	<b>13 040 777</b>	<b>-537 644 735</b>	<b>-712 507 489</b>	<b>2 726 888</b>	<b>-709 780 601</b>
par UO : Nombre d'abonnés		-10 651		-10 399	-13 644		-13 592
- Affranchissements		-73 517 679		-73 517 679	-73 968 699		-73 968 699
- Fonctionnement		-208 723 036		-208 723 036	-304 345 312		-304 345 312
- AC	-15 419 359		-15 419 359	-9 678 272		-9 678 272	
- ACE	-64 901 634		-64 901 634	-80 570 433		-80 570 433	
- MO	-155 817 297		-155 817 297	-176 020 106		-176 020 106	
- AUTRES	27 415 254		27 415 254	-38 076 501		-38 076 501	
- Quote part des activités support affectées	-268 444 797	13 040 777	-255 404 020	-334 193 478	2 726 888	-331 466 590	
- Fonctions supports	-215 677 269		-215 677 269	-257 908 677		-257 908 677	
- Frais de siège	-52 767 528	13 040 777	-39 726 751	-76 284 801	2 726 888	-73 557 913	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>26 120 072</b>		<b>26 120 072</b>	<b>39 666 109</b>		<b>39 666 109</b>
	- Frais de coupure	26 120 072		26 120 072	39 666 109		39 666 109
	- Coûts directs	-7 935 871		-7 935 871	-10 895 881		-10 895 881
	- AC	-592 134		-592 134	-267 471		-267 471
	- ACE				-403 875		-403 875
	- MO	-6 910 077		-6 910 077	-10 529 355		-10 529 355
	- AUTRES	-433 660		-433 660	304 820		304 820
	- Quote part des activités support affectées	-13 555 648	383 223	-13 172 425	-19 125 381	38 770	-19 086 611
	- Fonctions supports	-12 004 994		-12 004 994	-18 040 797		-18 040 797
	- Frais de siège	-1 550 654	383 223	-1 167 431	-1 084 584	38 770	-1 045 814
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>10 384 855 483</b>	<b>276 314 267</b>	<b>10 661 169 750</b>	<b>10 528 153 536</b>		<b>10 528 153 536</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>229 636 739</b>	<b>100 509 811</b>	<b>330 146 550</b>	<b>-57 393 837</b>	<b>3 014 957</b>	<b>-54 378 880</b>	
- I.S.	-104 947 505	-45 934 522	-150 882 027	34 172 135	-1 795 097	32 377 038	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>124 689 234</b>	<b>54 575 289</b>	<b>179 264 522</b>	<b>-23 221 702</b>	<b>1 219 860</b>	<b>-22 001 842</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>105 985 849</b>	<b>46 388 995</b>	<b>152 374 844</b>	<b>-19 738 447</b>	<b>1 036 881</b>	<b>-18 701 566</b>	
En % des produits							

		Tahiti Nord 2017 retraité			Tahiti Nord 2018 retraité		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	Tarif public combustible 2017						
	<b>REVENU AUTORISE Rendement de production</b>						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	<b>REVENU AUTORISE Rendement de distribution</b>	196 672	5 801	202 473			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>196 672</b>	<b>5 801</b>	<b>202 473</b>				
- I.S.	-89 882	-2 651	-92 533				
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>106 790</b>	<b>3 150</b>	<b>109 940</b>				
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>90 771</b>	<b>2 678</b>	<b>93 449</b>				
En % des produits							
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	<b>REVENU AUTORISE</b>	-174 855 014	-5 157 805	-180 012 819	-135 280 346		-135 280 346
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	90 486 368		90 486 368	83 438 381		83 438 381
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	92 358 151		92 358 151	64 588 703		64 588 703
	<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>7 989 505</b>	<b>-5 157 805</b>	<b>2 831 700</b>	<b>12 746 738</b>		<b>12 746 738</b>
	- I.S.	-3 651 326	2 357 196	-1 294 130	-7 589 373		-7 589 373
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>4 338 179</b>	<b>-2 800 609</b>	<b>1 537 570</b>	<b>5 157 365</b>		<b>5 157 365</b>
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>3 687 452</b>	<b>-2 380 518</b>	<b>1 306 934</b>	<b>4 383 760</b>		<b>4 383 760</b>
	En % des produits						
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>14 593 068 240</b>	<b>350 909 307</b>	<b>14 943 977 547</b>	<b>14 649 543 087</b>		<b>14 649 543 087</b>
	<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>-13 741 795 157</b>	<b>60 785 598</b>	<b>-13 681 009 558</b>	<b>-14 433 302 874</b>	<b>11 761 650</b>	<b>-14 421 541 224</b>
	<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>851 273 083</b>	<b>411 694 906</b>	<b>1 262 967 989</b>	<b>216 240 213</b>	<b>11 761 650</b>	<b>228 001 863</b>
	- I.S.	-397 898 069	-188 150 874	-586 048 944	-186 421 132	-7 002 854	-193 423 986
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>453 375 014</b>	<b>223 544 031</b>	<b>676 919 045</b>	<b>29 819 081</b>	<b>4 758 795</b>	<b>34 577 877</b>
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>385 368 762</b>	<b>190 012 427</b>	<b>575 381 188</b>	<b>25 346 219</b>	<b>4 044 976</b>	<b>29 391 195</b>
En % des produits	2,6%	-54%	3,9%	-0,2%		-0,2%	

## **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

	2018	Acquisition	Cession	2019
<b>Production Tahiti Nord</b>	19 969 865 066	161 466 865 (1)	-91 208 095 (2)	20 040 123 836

(1) détail des acquisitions :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Valeur Brute
CENTRAISA°ALIM ELECTRIQUE SYST CLIM S/TRANSFO PNU	R17012	Bâtiment	3 609 717
TVX AMELIORANTS G2P	R19008	Groupe	30 907 695
RNV TURBO G5P TPL77A32 CARTOUCHE WART PUNARUU	R18001	Groupe	50 905 808
RNV CHEMINEE G5P PUNARUU SILENCIEUX W46	R18023	Groupe	31 667 015
CPT RNV CHEMINEE G6P PUN SILENCIEUX W46 V/R17000	R19028	Groupe	5 769 939
RNV APPAREILS ANALYSES COMBUSTIBLES G1P-G8P PNU	R19001	Filières	332 122
RNV APPAREILS ANALYSES LUBRIFIANTS G1P-G8P PNU	R19001	Filières	2 989 098
RNV POMPE PNEUMATIQUE VIDANGE/REJETS G1P-G8P PNU	R18024	Filières	1 408 982
COMPRESSEUR D'AIR 30B G4P PUNARUU	R18014	Filières	6 550 879
COMPRESSEUR D'AIR 7B G1P-G3P PUNARUU	R18028	Filières	2 447 022
<b>TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)</b>			<b>136 588 277</b>
PONT ROULANT 5T VAIRAATO A CENTRALE	R18025	Filières	13 808 798
<b>TOTAL CENTRALE VAIRAATO A</b>			<b>13 808 798</b>
F&P POMPE DEPOTAGE FUEL PAPATI PUNARUU	R18004	Filières	11 069 790
<b>TOTAL AUTRES PRODUCTION TAHITI</b>			<b>11 069 790</b>
<b>TOTAL ACQUISITIONS PRODUCTION TAHITI NORD</b>			<b>161 466 865</b>

(2) Les cessions de production sont relatives aux renouvellements des groupes pour 75 MF et du bâtiment/filières pour 16 MF.

## Distribution

composants	Acquisitions (concessionnaire)		Acquisitions (tiers)		Cessions et transferts (concessionnaire & tiers)		Variation	
	Qté	Coût en MF	Qté	Coût en MF	Qté	Coût en MF	Qté	Coût en MF
<b>postes cabines</b>								
enveloppes	1	1	3	5	0	0	4	6
transformateur	5	1	4	5	1	1	8	6
autres				8				8
<b>postes aériens</b>								
transformateur								
armement poste	2	1	0	0	8	7	-6	-5
		18						18
<b>poste source</b>		89						89
<b>organes de coupure aérien</b>								
IAT								
IAM	0	0			12	15	-12	-15
<b>télécommandes</b>								
<b>réseau aérien</b>								
poteaux BT	542	75	48	6	754	90	-164	-9
poteaux HT	71	19	20	1	60	16	31	4
câbles aériens BT	5 186	27	4 856	3	12 941	18	-2 899	12
câbles aériens HT	1 771	2			2 281	4	-510	-1
armements autres		65		12		107		-30
<b>réseau souterrain</b>	653	86	576	77	180	52	1 049	110
<b>comptages</b>								
monophasés	1 435	80			1 352	83	83	-2
triphasés	137	10			129	10	8	0
ZMD	560	19			52	4	508	15
solaires monophasés	170	4			78	2	92	2
solaires triphasés	27	3			12	1	15	2
solaires ZMD	3	1			6	0	-3	1
<b>autres distribution</b>								
<b>dispatching</b>		17						17
<b>Total</b>		<b>518</b>		<b>117</b>		<b>409</b>		<b>227</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 12/2019	Valeur Brute d'origine en MF	Amortissement économique	Valeur nette économique
Terrain				772	-	772
Bâtiment renouvelable				1 311	1 121	190
Bâtiment non-renouvelable				1 161	490	671
G1P	12,6	01/01/1986	152 319	1 027	995	32
G2P	13,7	01/01/1988	151 386	1 027	999	28
G3P	13,1	01/01/1988	149 037	947	926	20
G4P	13,7	01/01/1994	121 249	1 392	1 360	31
G5P	17,1	01/05/2003	81 566	1 182	915	267
G6P	17,1	01/05/2003	80 937	1 195	924	271
G7P	17,1	22/12/2008	50 252	1 187	814	373
G8P	17,1	22/12/2008	51 705	1 203	797	406
GS				191	89	102
Pièces sécurité et reconditionnées				281	268	13
Filières				4 057	2 135	1 922
Cellules Production				57	55	2
<b>TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)</b>				<b>16 989</b>	<b>11 889</b>	<b>5 100</b>
Terrain				-	-	-
Bâtiment				404	385	19
G1V	7,4	01/01/1995		210	210	-
G2V	HS	01/01/1995		199	199	1
G3V	7,4	01/01/1995		193	192	1
G4V	HS	01/01/1995		138	138	-
TAC	9,6	17/10/2007		816	591	225
GS				12	11	1
Pièces sécurité et reconditionnées				50	50	-
Filières				794	762	31
Cellules Production				13	13	0
<b>TOTAL CENTRALE VAIRAATO A</b>				<b>2 829</b>	<b>2 552</b>	<b>277</b>
<b>TOTAL AUTRES PRODUCTIONS TAHITI NORD</b>				<b>222</b>	<b>19</b>	<b>203</b>
<b>TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION</b>				<b>20 040</b>	<b>14 460</b>	<b>5 580</b>
			<i>dont tiers:</i>	1 122	770	352

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

## Distribution : inventaire des biens gérés

	VO au 31/12/2019		Amortissement économique	Valeur nette économique
composants	Qté	Coût en MF		
<b>postes cabines</b>			<b>1 132</b>	<b>913</b>
enveloppes	539	664	441	223
transformateur	589	475	238	236
autres		906	452	454
<b>postes aériens</b>			<b>288</b>	<b>117</b>
transformateur	455	370	272	98
armement poste		35	16	19
<b>poste source</b>		1 915	<b>1 054</b>	<b>860</b>
<b>organes de coupure aérien</b>			<b>63</b>	<b>33</b>
IAT	26	53	28	26
IAM	64	43	35	7
<b>télécommandes</b>		18	<b>9</b>	<b>8</b>
<b>réseau aérien</b>			<b>5 094</b>	<b>3 322</b>
poteaux BT	18 723	1 952	1 012	941
poteaux HT	5 177	1 549	766	782
câbles aériens BT	969 041	1 343	971	372
câbles aériens HT	182 672	304	240	64
armements autres		3 268	2 106	1 162
<b>réseau souterrain</b>		5 706	<b>2 027</b>	<b>3 678</b>
<b>comptages</b>			<b>2 100</b>	<b>1 687</b>
monophasés	52 566	3 343	1 913	1 431
triphasés	3 288	276	144	132
ZMD	1 004	114	31	83
solaires monophasés	1 392	32	7	25
solaires triphasés	221	20	5	15
solaires ZMD	21	2	0	1
<b>autres distribution</b>		67	<b>64</b>	<b>3</b>
<b>dispatching</b>		108	<b>32</b>	<b>76</b>
<b>Total</b>		<b>22 562</b>	<b>11 864</b>	<b>10 698</b>
		dont tiers :	<b>2 151</b>	<b>1 704</b>

Ces biens font l'objet d'un amortissement technique sur leur durée de vie.

## 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

### Production :

Chantier	Nature	Libellé des chantiers	Valeur Brute
R17012	Bâtiment	CENTRAISA°ALIM ELECTRIQUE SYST CLIM S/TRANSFO PNU	3 609 717
R19008	Groupe	TVX AMELIORANTS G2P	30 907 695
R18001	Groupe	RNV TURBO G5P TPL77A32 CARTOUCHE WART PUNARUU	50 905 808
R18023	Groupe	RNV CHEMINEE G5P PUNARUU SILENCIEUX W46	31 667 015
R19028	Groupe	CPT RNV CHEMINEE G6P PUN SILENCIEUX W46 V/R17000	5 769 939
R19001	Combustible	RNV APPAREILS ANALYSES COMBUSTIBLES G1P-G8P PNU	332 122
R19001	Lubrifiant	RNV APPAREILS ANALYSES LUBRIFIANTS G1P-G8P PNU	2 989 098
R18024	Environnement	RNV POMPE PNEUMATIQUE VIDANGE/REJETS G1P-G8P PNU	1 408 982
R18014	Air	COMPRESSEUR D'AIR 30B G4P PUNARUU	6 550 879
R18028	Air	COMPRESSEUR D'AIR 7B G1P-G3P PUNARUU	2 447 022
R18025	Bâtiment	PONT ROULANT 5T VAIRAATO A CENTRALE	13 808 798
R18004	Combustible	F&P POMPE DEPOTAGE FUEL PAPATI PUNARUU	11 069 790
<b>TOTAL PRODUCTION TAHITI NORD</b>			<b>161 466 865</b>

### Distribution :

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

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	700670	14A1 LC 00811/MCE PAPARA	258 270	258 270	-
00	727140	14A1 LC 2430/MCE PUNAAUIA	621 376	621 376	-
00	805231	14A1 LC 830/MCE PAPENOO	565 709	298 238	267 471
00	824760	14A1 LC 000468/MAE PAPARA	594 679	594 679	-
00	824770	14A1 LC 000468/MAE PAPARA	940 665	940 665	-
00	824960	14A1 LC 000468/MAE ARUE	1 770 375	1 770 375	-
00	826320	14A1 LC 000468/MAE PAPARA	314 497	314 497	-
00	832530	14A1 LC 906/MAE PAPEETE	310 811	310 811	-
00	835800	14A1 LC 918/MAE PAPARA	434 753	434 753	-
00	838040	14A1 LC 122/MAE PAEA	659 554	659 554	-
00	900280	14A1 LC 122/MAE PAPENOO	426 034	426 034	-
00	904860	14A1 LC 279/MAE FAAA	824 899	824 899	-
00	907880	14A1 LC 418/MAE PIRAE	706 300	706 300	-
00	910140	14A1 LC 486/MAE ARUE	653 854	653 854	-
00	917050	14A1 LC 691/MAE PAPARA	630 484	630 484	-
<b>00</b>		<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14</b>	<b>9 712 260</b>	<b>9 444 789</b>	<b>267 471</b>

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

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	722710	ART2 LC 519/MCE/SDE PAPEETE	2 587 803	2 464 346	123 457
00	823500	ART2 LC 712/MAE/SDE PAPARA	538 343	-	538 343
00	900940	ART2 LC 000118/MAE/SDE PAPARA	1 091 968	1 091 968	-
00	900950	ART2 LC 000118/MAE/SDE PAPARA	929 672	929 672	-
00	900960	ART2 LC 000118/MAE/SDE FAA'A	405 404	-	405 404
		<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 2</b>	<b>5 553 190</b>	<b>4 485 986</b>	<b>1 067 204</b>

### 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	91912	QP 15% EXTENSION 2019	6 175 606	6 175 606	-
00	715540	RENF RSX BTA PAPEETE	3 772 664	336 364	3 436 300
00	731780	MEC DU RESEAU AERIEN BT PUNAAUIA	1 823 937	560 656	1 263 281
00	804080	RENV RSX HTS 2018 MAIRIE DE PIRAE BELVEDERE	18 992 331	-	18 992 331
00	806490	RENV RSX HTS 2018 LOT LOTUS PUNAAUIA	19 165 268	-	19 165 268
00	806491	RENV RSX BTS LOT LOTUS PUNAAUIA	1 835 048	-	1 835 048
00	816040	RENF RSX HTA SOUT LOT AUTE 3 PIRAE	9 801 149	5 201 051	4 600 098
00	816740	RENV CELL HT RM6 PAR SM6 DP LR71 CJA ERIMA	2 429 359	592 729	1 836 630
00	824090	RENF RSX BT A L'EXTERIEUR DE LA PROPRIETE DE M.BROSSEL LAURENT PAMATAI	1 522 132	510 946	1 011 186
00	824160	RENV BRCHT CENT HYDRO CHPP VALLEE DE PAPEITI	445 932	-	445 932
00	831560	RENF RSX BT SERVITUDE BRYANT ARUE	3 172 475	3 172 475	-
00	832220	RENV RSX BT AERIEN QT PEKIN TAUNOA PAPEETE	1 177 253	-	1 177 253
00	835080	RENF RSX BT DP F0373 RTE PAMATAI	569 131	69 009	500 122
00	907120	RSX HT/BT PK 35,800 GARE ROUTIERE PAPARA	2 365 125	2 365 125	-
00	907640	RENF RSX BTA QT SUARD PK 35 C/MT PAPARA	911 711	562 587	349 124
00	B59xx	RENOUV RESEAU BT	7 201 620	-	7 201 620
00	D70027	RENF RSX BT AEROSOUT PTE ERICK PK 34,2 C/MER	215 624	207 691	7 933
00	D70031	RENF RSX HTA ZONE TAMARA'A NUI A TIPAERUI PAPEETE	1 632 876	1 238 310	394 566
00	D70049	RENV RSX BT GRILLE AH6 PAPEETE	4 093 430	-	4 093 430
00	D70060	RENF RSX BT PUURAI	301 246	139 620	161 626
00	D80003	RENV RSX BT PUNAAUIA	261 059	-	261 059
00	D80008	RENV RSX BT QT PUGIBET PUNAAUIA	424 147	-	424 147
00	D80016	RENV RSX BT SOUT LOT FENUA UTE TIPAERUI	2 072 889	-	2 072 889
00	D80024	RENV RSX BT TAUNOA PAPEETE	176 988	-	176 988
00	D80031	RENF RSX BT DP E2703 PAEA	722 994	90 268	632 726
00	D80035	RENF RSX BT H61 DP U1804 RT1 PK 18,500 C/MER PAEA	904 250	597 309	306 941
00	D80044	RENV RSX BTS DP IV175 Lot CHIN FOO VETEA PIRAE	895 017	-	895 017
00	D80048	RENV RSX BT PAPEETE	269 314	-	269 314
00	D80051	RENF RSX TRAVERSEE RT1 DP E2001 PK 20,5 PAEA	692 147	560 360	131 787
00	D80054	RENF RSX BT CITE DE L'AIR FAA'A	920 386	184 077	736 309
00	D80055	RENV RSX HT/BT PUURAI	1 554 855	-	1 554 855
00	D80056	RENF RSX BT TRAVERSEE DEPART RT1 DP E2101	837 660	133 451	704 209
00	D80057	RENF RSX BT TRAVERSEE DEPART RT1 DP E2007	861 829	84 362	777 467
00	D80060	RENV RSX BT POINTE VENUS MAHINA	209 044	-	209 044
00	D80061	RENV RSX HT/BT PAMATAI	2 477 328	-	2 477 328
00	D80063	RENF RSX BT TRAVERSEE DEPART RT1 DP R3901	792 351	81 900	710 451
00	D80064	RENF RSX BT TRAVERSEE DEPART RT1 DP E2502	811 185	133 698	677 487
00	D80065	RENV RSX BT RTE MISSION	377 514	-	377 514
00	D80066	RENV RSX HT ATOHEI	344 940	-	344 940
00	D80067	RENV RSX BT	386 758	-	386 758
00	D80068	RENV RSX BT SOUT EN FACE DE LA STATION SHELL	227 891	-	227 891
00	D80070	RENV RSX BT PIC ROUGE PAPEETE	192 124	-	192 124
00	D80071	RENV RSX BT PIC ROUGE TIPAERUI PAPEETE	293 653	-	293 653
00	D80072	RENF RSX BT TRAVERSEE DEPART RT2 DP O1602	1 532 987	1 300 530	232 457
00	D80073	RENF RSX BT TRAVERSEE DEPART RT2 DP O1701	957 116	165 210	791 906
00	D80074	RENF RSX BT TRAVERSEE RTE TERRITORIALE DP M0901	879 366	655 277	224 089
00	D80075	RENV RSX BT SOUT LOTISSEMENT TEMARUATA	293 648	31 667	261 981
00	D80077	RENF RSX BT TRAVERSEE RTE TERRITORIALE DP P3303	874 279	725 648	148 631
00	D80078	RENF RSX BT TRAVERSEE RTE TERRITORIALE DP R3402	743 361	506 457	236 904
00	D80080	RENF RSX HT/BT TRAVERSEE RT1 DP R4001 PAPARA	1 011 881	885 013	126 868
00	D80081	EXT RSX HTA RTE PUURAI-OREMU FAA'A	157 834	-	157 834
00	D80082	RENV RSX BT PAMATAI FAA'A	217 377	-	217 377
00	D80083	RENV RSX BT PAMATAI FAA'A	399 100	-	399 100
00	D80084	RENV RSX BT PUURAI FAA'A	473 886	-	473 886
00	D80085	RENV RSX BT PIC VERT PAPEETE	228 519	-	228 519
00	D80086	RENV RSX BT PK 39 PAPARA	332 761	-	332 761
00	D80087	RENV RSX HTA RTE DE ERIMA ARUE	400 836	-	400 836
00	D80088	RSX HT/BT TRAVERSEE RT1 DP R3101 PAPARA	807 801	762 966	44 835
00	D80089	PASSAGE B2 RSX BT DP U1705 PUNAAUIA	247 741	247 741	-
00	D80091	RENV RSX BT PK 35 PAPARA	265 106	-	265 106
00	D80092	RENV RSX BT QT PUGIBET PUNAAUIA	319 911	-	319 911
00	D80093	RENV RSX BT ARUE	599 485	-	599 485
00	D80094	RENF RSX HT/BT TRAVERSEE BT RT2 DP O1806 PAPENOO	790 856	634 319	156 537
00	D80098	TRAVERSEE RT1 DP R3804 PAPARA	684 891	619 351	65 540
00	D80099	RSX BTS JAMBOLANA LOTISSEMENT TIARE PUNAAUIA	622 820	-	622 820
00	D80100	RENV RSX BT PAMATAI FAA'A	232 882	-	232 882
00	D80101	RENV RSX BT PK 18 TEREIA	291 010	291 010	-
00	D80105	RENV RSX BT ARUE	188 961	-	188 961
00	D80106	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP E2601 PAEA	725 452	685 787	39 665
00	D80107	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP E2701 PAEA	659 624	462 751	196 873
00	D80110	RENV RSX BT PIC ROUGE PAPEETE	625 948	-	625 948
00	D90003	RENF RSX BT DP E2204 PK 22,8 PAEA	785 163	728 377	56 786
00	D90004	RENV RSX BTS LOT SAGE PUNAAUIA	180 467	-	180 467
00	D90007	RENF RSX HT/BT DP E2201 RT1 PAEA	939 614	680 869	258 745

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	D90008	RENF RSX BT DP R3102 RT1 PAPARA	882 451	241 575	640 877
00	D90009	RENF RSX HT/BT DP R3201 AU PK 32,2 PAPARA	741 703	640 141	101 562
00	D90011	MISE EN CONFORMITE RSX HTA TENAHO PIRAE	958 811	958 811	-
00	D90013	RENV RSX BT PK 31,100 PAPARA	290 278	-	290 278
00	D90014	RENV RSX BT SUPERMAHINA	257 855	-	257 855
00	D90015	RENV RSX BT FAAA	189 262	-	189 262
00	D90017	RENV RSX HT/BT PAPEETE	2 354 487	261 569	2 092 918
00	D90018	RENV RSX BT PIRAE	1 604 721	-	1 604 721
00	D90026	RENV RSX BT DP U1111 PUNAAUIA	216 388	-	216 388
00	D90030	RENV RSX BT TAA PUNA PUNAAUIA	383 011	-	383 011
00	D90037	EXT RSX BT POINTE DES PECHEURS PUNAAUIA	207 189	207 189	-
00	E3901M/E3901T/ E3901Z/E3902	NVEAU CPTEUR MONO/TRIPHASE/ZMD TAHITI NORD	151 461 698	24 307 754	127 153 944
00	M60019	RENV RSX BT MAHINA	2 476 220	-	2 476 220
00	M60115	RENV CELLULE HT VM6 PAR RM6 ET TUR PAR TIPI DP U0822 CARREFOUR PUNAAUIA	1 604 601	-	1 604 601
00	M70136	RENV RSX BT PATUTOA PAPEETE	1 390 764	-	1 390 764
00	M70137	RENV RSX BT FARIIPITI PRINCE HINOI	550 626	-	550 626
00	M80039	RENV RSX HT/BT PAEA	1 303 054	-	1 303 054
00	M80041	RENV TRANSFO ET TUR4 PAR TIPI4 DP U0046 RENAULT FARE UTE PAPEETE	1 648 517	-	1 648 517
00	M80050	RSX HT/BT RTE LOT MOETARAVA ERIMA ARUE	3 103 258	-	3 103 258
00	M80051	RENV RSX PIC ROUGE PAPEETE	1 978 687	-	1 978 687
00	M80052	RENV TUR8 EN TIPI8 DP P4112 SAT NUI PORT DE PECHE FARE UTE PAPEETE	1 084 223	-	1 084 223
00	M80053	RENF RSX BT DP IV248 RTE DU BELVEDERE PIRAE	756 898	378 449	378 449
00	M80054	RENV RSX DP S0120 MISSION PAPEETE	244 859	-	244 859
00	M80057	RENF RSX BT RTE DE PUURAI OREMU FAA'A	4 627 036	160 889	4 466 147
00	M80064	RSX BT VALLEE AHONU PK 12,5 C/MT MAHINA	1 712 723	450 198	1 262 525
00	M80070	RSX HT/BT EX MAIRIE FAA'A DERRIERE LA SOCREDO	3 040 792	886 443	2 154 349
00	M80075	RENV RSX HT/BT DP M0933 MAHINA	1 609 527	-	1 609 527
00	M80080	RENV TUR/TIPI DP U1022 HAUTS DE MATATIA PUNAAUIA	635 504	-	635 504
00	M80083	RENV RSX RTE PUNAVAI PLAINE PUNAAUIA	624 665	-	624 665
00	M80085	RENV RSX BT TIPAERUI SERVITUDE VAIMOORA PAPEETE	443 680	-	443 680
00	M80086	RENV RSX HT/BT PAPA OA ERIMA ARUE	7 798 482	-	7 798 482
00	M80087	RSX HT/BT RTE DE LA CARRIERE PAPARA	1 750 047	-	1 750 047
00	M80096	RSX BT PK 3,5 ENTRE OPT ET RDO QT TIKARE FAA'A	1 020 588	-	1 020 588
00	M80097	RENV RSX BT APRES PATER DERRIERE L'AS PIRAE	393 140	-	393 140
00	M80099	RENV RSX BT ARUE	1 837 993	-	1 837 993
00	M80104	RENV RSX BT 322TBC2 F0205 FAAA	225 439	-	225 439
00	M80109	RENV RSX BT DP F0301 RT1 FAA'A	1 897 547	-	1 897 547
00	M80110	RENV RSX BT LOT SANDFORD PAPEETE	468 030	-	468 030
00	M80111	RENV RSX BT DP I0142 PIRAE	1 495 513	-	1 495 513
00	M80112	RENV RSX HT/BT PK 40 DP R3922 PS ATIMAONO PAPARA	4 733 164	-	4 733 164
00	M80113	RENF RSX BT PAPEETE	1 061 204	212 241	848 963
00	M80114	RENV RSX BT RTE TIPAERUI ET ANT PINAI	1 834 932	-	1 834 932
00	M80115	RENV TUR8 PAR TIPI8 & RSX HT/BT DP A0516 NORMAN HALL ARUE	5 515 217	-	5 515 217
00	M80116	RENV RSX BT DP F0209 RT1 STATION MOBIL AUAE FAA'A	578 869	-	578 869
00	M80117	RNVLT HT/BT POSTE I0259 TVX 24/10/18	3 052 489	-	3 052 489
00	M80118	RENV RSX HT/BT RT2 PAPENOO	1 458 552	-	1 458 552
00	M80119	RENV RSX BT DP M1103 FEEDER TAHARAA MONT MAHINA	162 907	-	162 907
00	M80120	RENF RSX BT DP F0524 DEVANT AEROPORT FAA'A	1 592 348	199 044	1 393 305
00	M80122	RENV RSX BT DP F0603 - F0602 FAA'A	1 759 746	-	1 759 746
00	M80124	RENV CELLULES HTA FLUOKIT PAR RM6 DP P1110 GIRATOIRE FARE UTE PAPEETE	1 962 273	-	1 962 273
00	M80127	RENV RSX HT/BT RT2 PK 10 MAHINA	2 092 589	-	2 092 589
00	M90001	RENF RSX HT/BT DP I0259 GADIOT PIRAE	1 275 921	249 044	1 026 877
00	M90004	RENV RSX BT AU NIVEAU DE LA PLAGE LAFAYETTE	2 012 634	-	2 012 634
00	M90008	RENV RSX BT SETIL FAA'A	175 670	-	175 670
00	M90009	RENV CELLULES HTA VM6 PAR RM6 ET TUR PAR TIPI DP U0829 LOT VIEUX LOTUS	3 146 798	-	3 146 798
00	M90011	RENV RSX BT DP F0302 PAMATAI	993 354	-	993 354
00	M90012	RENV RSX BT DP F0311 LOT SOCREDO BAS PAMATAI	952 320	-	952 320
00	M90014	RENV RSX BT PUNARUU PUNAAUIA	1 731 150	-	1 731 150
00	M90016	RENF RSX BT DP F0474 FAA'A	2 016 630	600 000	1 416 630
00	M90020	RENV TIPI8 DP I0248 RESIDENCE GADIOT	1 126 208	-	1 126 208
00	M90021	RENF RSX HT/BT ZI TIPAERUI	2 442 538	224 411	2 218 127
00	M90025	RENV TUR8 & RSX BT DP I0144 GIRATOIRE COMSUP PIRAE	1 339 003	-	1 339 003
00	M90027	RENF RSX BT ANTENNE APAHERE	2 163 130	-	2 163 130
00	M90028	RENV RSX BT ANT TAVARARO DP F0453 FEEDER FAAA3	3 686 272	-	3 686 272
00	M90031	RENF RSX HT/BT ARUE COWAN	1 304 879	232 998	1 071 881
00	M90037	RENV RSX BT ANTENNE AHONU	666 933	-	666 933
00	M90038	RENV TRANSFO 2111 PK41 PAEA	1 754 276	-	1 754 276
00	M90041	RENV RSX BT DP P0124 IMMEUBLE PAPINEAU	983 959	-	983 959
00	M90042	RENV RSX HT/BT PK 20,9 C/MONT	2 006 759	-	2 006 759
00	M90046	RENV RSX BT DP IV224 PIRAE	1 296 077	-	1 296 077
00	M90047	RENV RSX HT/BT AVENUE CLEMENCEAU MAMAO	3 864 832	-	3 864 832
00	M90048	RENV RSX BT ANT. TITIRO	1 408 701	-	1 408 701
00	M90054	RENV RSX BT PAPARA	2 371 467	568 537	1 802 930
00	M90055	RENV RSX DP U1459 POINTE DES PECHEURS PUNAAUIA	4 134 946	-	4 134 946
00	M90075	RENV RSX BT HYATT MAHINA	953 110	-	953 110
00	R16008	RETROFIT DISJONCTEUR POSTE SOURCE PUNARUU	16 330 593	-	16 330 593
00	R17001	SECURISA° AUXILIAIRE AC+DC DISPATCHING PUNA	4 035 542	4 035 542	-
00	R17013	TRANSFERT OUVRAGE DISTRIBUTION TEP POSTE SOURCE VAIRAATO A	14 135 865	14 135 865	-
00	R18003	ACHAT D'UN TRANSFORMATEUR D'UNE PUISSANCE DE 32 MVA	58 617 883	58 617 883	-
00	R18008	INVESTISSEMENT RENFET EVO MISTRAL I00000	5 708 717	5 708 717	-
00	R18009	RENOUV UC MISTRAL/ LINUX	7 561 597	-	7 561 597
		<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>503 053 244</b>	<b>145 657 866</b>	<b>357 395 378</b>
		<b>TOTAL FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE DISTRIBUTION TAHITI NORD</b>	<b>518 318 694</b>	<b>159 588 641</b>	<b>358 730 053</b>

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchements	Extensions
00	200585	EXTENS RSX HT/BT & BCHT COLL IMM OPH FARIIPITI	7 882 007	1 224 878	6 657 129
00	619495	EXTENS RSX HT SOUT DP SDJ PAPEHUE PAEA	487 260	0	487 260
00	707965	EXTENS RSX GATATA NOEMI ARUE 012017796	195 310	0	195 310
00	709315	EXTENS & BCHT NOVA PROMOT° GREEN VALLEY 012017931	4 416 069	791 681	3 624 388
00	713925	EXTENS RSX BT SOUT LOT VAIO PUNAAUIA	479 572	0	479 572
00	726395	EXTENS RSX & BCHT COLL IMM PAPEORA PARAITA PAPEETE	10 918 245	4 341 548	6 576 697
00	727235	EXTENS RSX BT SOUT PARKING SOPADEP PPT 012017273	781 380	0	781 380
00	727605	EXTENS RSX BT&BCHT PROP VAHINE PK13 OROFARA 0120172760	413 023	66 924	346 099
00	738526	BCHT RSX COLL IMM SCI HOTUTU TAMANU 0120173852	3 302 290	3 302 290	0
00	807945	EXTENS RSX & BCHT ECOCAR FAAA 0120180794	1 806 944	537 956	1 268 988
00	809495	EXTENS RSX SOUT GUYOT NOHOTEA MAHINA 012018949	273 482	0	273 482
00	809965	EXTENS RSX HT BCHT COLL IMM LES CLOS ST AMELIE 012018996	8 513 301	1 440 156	7 073 145
00	811125	EXTENS RSX & BCHT RESID VAITEORA U0933 TETAVAKE 0120181112	4 355 171	852 720	3 502 451
00	813905	EXTENS RSX BT SOUT CHIN PASCALE FAAA ST HIL. 0120181390	248 894	0	248 894
00	815105	EXTENS RSX BT SOUT VITI TAHARAA MAHINA 0120181510	400 613	0	400 613
00	817685	BCHT RSX TAKI BERNARD PK38,400 C/MT PAPARA 0120181768	133 756	133 756	0
00	820765	BCHT RSX BCHT COLL PARC VAIPOOPOO 0120182076	757 072	757 072	0
00	826275	EXTENS RSX & BRCBT COLL PARC TOATA 0120182627	5 908 218	1 892 622	4 015 596
00	829065	BCHT RSX BCHT COLL IMM ALIZEA 1&2 PUN 0120182906	1 174 178	1 174 178	0
00	830835	BCHT RSX BCHT COLL COMPLEXE SPORTIF ARUE 0120183083	660 133	660 133	0
00	831015	BCHT RSX BCHT COLL RESID. TIMI 1&2 0120183101	1 111 075	1 111 075	0
00	831305	BCHT RSX BCHT COLL SCI VAIRAATO A PPT 0120183130	256 419	256 419	0
00	832555	BCHT RSX BCHT COLL ZONE NORD ADT PRES DU COMPTAGE AIR TETIAROA FAAA 0120183255	908 054	908 054	0
00	834665	EXTENS RSX BT SOUT CITE JAY ZONE DU PITON 0120183466	360 974	0	360 974
00	837415	BCHT RSX BCHT MONO EN TRI CCISM PPT 0120183741	34 761	34 761	0
00	901675	BCHT RSX BCHT COLL IMM SCI BAIN LOTI PPT 012019167	564 455	564 455	0
00	903515	EXTENS RSX BT SOUT & BCHT COLL TNAD OUTUMAORO 012019351	10 712 468	5 838 630	4 873 838
00	903555	EXTENS RSX BT SCI PUPUTEFA COTE AMING PPT 012019355	301 853	0	301 853
00	904815	EXTENS RSX DP 1&2 STE ONATI VERS HOTUAREA PAMATAI FAAA 012019481	4 575 879	0	4 575 879
00	909435	EXTENS RSX STE APURAD PPT 012019943	573 765	0	573 765
00	CP 2019	BRANCHMT & COMPTAGE TN	44 749 908	44 749 908	
<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS DISTRIBUTION TAHITI NORD</b>			<b>117 256 529</b>	<b>70 639 216</b>	<b>46 617 313</b>

## 5.4 - Dépenses de renouvellement

### 5.4.1 Réalisé de l'exercice

#### Production :

Chantier	Nature	Libellé des chantiers	Valeur Brute
R18001	GROUPE	RNV TURBO G5P CARTOUCHE WART PUNARUU	50 905 808
R18023	GROUPE	RNV CHEMINEE G5P PUNARUU SILENCIEUX W46	31 667 015
R19028	GROUPE	CPT RNV CHEMINEE G6P SILENCIEUX W46 V/R17000 PUNARUU	5 769 939
R19001	COMBUSTIBLE	RNV APPAREILS ANALYSES COMBUSTIBLES G1P-G8P PUNARUU	332 122
R19001	LUBRIFIANT	RNV APPAREILS ANALYSES LUBRIFIANTS G1P-G8P PUNARUU	2 989 098
R18024	ENVIRONNEMENT	RNV POMPE PNEUMATIQUE VIDANGE/REJETS G1P-G8P PUNARUU	1 408 982
R18014	AIR	COMPRESSEUR D'AIR 30B G4P PUNARUU	6 550 879
R18028	AIR	COMPRESSEUR D'AIR 7BG1P-G3P PUNARUU	2 447 022
R18025	BATIMENT	COMPRESSEUR D'AIR 7BG1P-G3P PUNARUU	13 808 798
<b>TOTAL RENOUVELLEMENT PRODUCTION TAHITI NORD</b>			<b>115 879 663</b>

#### Distribution :

	Réalisé		
	coût unitaire renouvellement	quantité	Montant renouvellement
POTEAUX BT	138 324	489	67 640 413
POTEAUX HT	266 717	51	13 602 555
CÂBLES BT	1 465	16 787	24 600 907
CÂBLES HT	1 202	557	669 238
COFFRET TELECOM (ITI)	595 153	2	1 192 729
COMPTEURS	60 852	1 515	92 190 152
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)			16 330 593
IMMOS DISPATCHING			7 561 597
IAT			
IAM			
POSTE SOURCE			
RESEAU SOUTERRAIN	13 445	4 806	64 618 677
TRANSFO	881 466	3	2 644 398
taux armement	61%		52 013 606
AUTRES COMPOSANTS			15 665 188
<b>TOTAL RENOUVELLEMENT</b>			<b>358 730 053</b>

Les dépenses de renouvellement immobilisées dans l'exercice sur les réseaux s'élèvent à 359 MF à comparer à une prévision de 1 299 MF.

Les principaux retards portent sur :

- les postes source prévus pour 295 MF
- le réseaux souterrain pour 81 MF
- les travaux relatifs au Génie Civil DP pour 229 MF
- les autres composants pour 201 MF

## 5.4.2 Suivi des renouvellements réalisés

En 2015, à la mise en place de l'approche par composants, les coûts unitaires de renouvellement avaient été estimés, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016 les chantiers de renouvellement sont individualisés permettant l'analyse précise du réalisé et des coûts :

### Production :

N/A

### Distribution :

Suivi des coûts unitaires

	Coût unitaire			
	Réalisé	Prévu	écarts (xpf)	écarts (%)
POTEAUX BT	138 324	137 800	524	0%
POTEAUX HT	266 717	345 618	- 78 901	-23%
CÂBLES BT	1 465	1 077	389	36%
CÂBLES HT	1 202	3 339	- 2 137	-64%
COFFRET TELECOM (ITI)	595 153			
COMPTEURS	60 852	48 896	11 955	24%
IMMOS DISPATCHING				
IAT	-	1 968 423	- 1 968 423	
IAM	-	1 195 117	- 1 195 117	
POSTE SOURCE				
RESEAU SOUTERRAIN	13 445	13 672	- 226	-2%
TRANSFO	881 466	946 131	- 64 665	-7%
taux armement	61%	40%		
AUTRES COMPOSANTS				
<b>TOTAL RENOUVELLEMENT</b>				

Les principaux écarts de coûts unitaires concernent :

- Poteaux HT : 266 717 XPF pour le réalisé contre 345 618 XPF pour le prévu soit un écart de - 23%. Cet écart s'explique par la nature des poteaux posés. Le coût des poteaux posés en 2019 est majoritairement inférieur à 230 000 XPF.
- Câbles HT : 1 202 XPF pour le réalisé contre 3 339 XPF pour le prévu soit un écart de -64%. Cet écart s'explique par la nature des câbles posés.
- Compteurs : Le coût moyen unitaire des compteurs varie en fonction du type de compteurs posés.
- Transformateurs : Le coût unitaire varie en fonction de la puissance du transformateur posé.
- Taux d'armement : en hausse de 6% par rapport à 2018

## Suivi des quantités

	quantité			
	Réalisé	Prévu	écarts (qté)	écarts (%)
POTEAUX BT	489	759	- 270	-36%
POTEAUX HT	51	135	- 84	-62%
CÂBLES BT	16 787	17 716	- 929	-5%
CÂBLES HT	557	4 053	- 3 496	-86%
COFFRET TELECOM (ITI)	2	-	2	
COMPTEURS	1 515	1 402	113	8%
IMMOS DISPATCHING				
IAT	-	2	- 2	-100%
IAM		6	- 6	-100%
POSTE SOURCE				
RESEAU SOUTERRAIN	4 806	10 701	- 5 895	-55%
TRANSFO	3	34	- 31	-91%

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

### 5.4.3 Besoin de renouvellement du 31/12/2016 à fin de concession

#### 5.4.3.1 Evolution du besoin de renouvellement de 2016 à fin de concession

#### Production :

Composants Production	Estimation 31/12/2016	Ajustement 2017	Ajustement 2018	Ajustement 2019	Estimation 31/12/2019
<b>S/T Bâtiments</b>	<b>2 966 156 609</b>	<b>-1 136 047 977</b>	<b>0</b>	<b>13 808 798</b>	<b>1 843 917 430</b>
G1P	1 503 071 130	-503 920 478	0	0	999 150 652
G2P	1 416 169 915	-416 702 469	0	0	999 467 446
G3P	1 423 323 890	-424 173 237	2 427 819	0	1 001 578 472
G4P	1 480 858 255	-229 719 190	0	0	1 251 139 065
G5P	2 069 206 530	-428 997 642	0	-10 662 540	1 629 546 348
G6P	2 085 622 111	-1 978 279 596	-1 713 503	5 769 939	111 398 951
G7P	109 004 423	0	0	0	109 004 423
G8P	109 004 423	0	0	0	109 004 423
G secours	104 893 760	1 573 406	0	0	106 467 166
<b>S/T Groupes</b>	<b>10 301 154 437</b>	<b>-3 980 219 206</b>	<b>714 316</b>	<b>-4 892 601</b>	<b>6 316 756 946</b>
Filières	1 851 726 453	5 070 645 854	0	13 728 103	6 936 100 410
Cellule Production	81 210 897	207 109 795	0	0	288 320 692
G Secours autres	24 354 559	-24 354 559	0	0	0
<b>Total autres</b>	<b>1 957 291 909</b>	<b>5 253 401 090</b>	<b>0</b>	<b>13 728 103</b>	<b>7 224 421 102</b>
<b>TOTAL PRODUCTION TAHITI NORD</b>	<b>15 224 602 955</b>	<b>137 133 907</b>	<b>714 316</b>	<b>22 644 300</b>	<b>15 385 095 478</b>

Les ajustements de l'exercice sont liés à des décalages de réalisation générant une actualisation des coûts.

**Distribution :**

Composants	Estimation 31/12/2016	Ajustement 2017	Ajustement 2018	Estimation 31/12/2019
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	727 102 997	348 865 260	11 871 872	1 087 840 129
CABLE RESEAUX AERIENS HT	547 113 861	-368 343 579	861 178	179 631 460
CABLE RESEAUX AERIENS BT	858 616 046	-581 343 040	4 260 939	281 533 945
POTEAUX RESEAUX HT	655 304 388	7 793 019	1 891 571	664 988 978
POTEAUX RESEAUX BT	1 574 480 694	-20 158 951	9 074 108	1 563 395 851
<b>ex "réseau aérien"</b>	<b>4 362 617 986</b>	<b>-613 187 291</b>	<b>27 959 668</b>	<b>3 777 390 364</b>
COMPTAGE	3 728 757 868	-132 780 362	-27 917 414	3 568 060 092
INTERRUPTEURS AERIENS	151 637 601	1 102 216	1 092 841	153 832 658
TELECOM	0	0	0	0
<b>ex "branchement et comptage"</b>	<b>3 880 395 469</b>	<b>-131 678 146</b>	<b>-26 824 572</b>	<b>3 721 892 751</b>
Autres composants	443 996 245	46 242 018	0	490 238 263
GENIE CIVIL DP (TAHITI)	494 871 838	23 986 147	0	518 857 985
TELECOM (POSTE DP)	29 452 799	4 373 704	-721 720	33 104 783
POSTE SOURCE	1 544 447 399	27 941 776	-1	1 572 389 174
Dispatching	30 837 818	2 535 947	3 000 181	36 373 946
COFFRET TELECOM (ITI)	7 777 988	0	721 518	8 499 506
ARMEMENTS POSTES	6 688 889	0	0	6 688 889
CARTOGRAPHIE	0	0	0	0
RESEAU SOUTERRAIN	2 328 251 964	-89 647 494	20 916 746	2 259 521 216
TRANSFO	542 567 416	-115 001 631	3 756 148	431 321 934
<b>Total souterrain &amp; Autres</b>	<b>5 428 892 356</b>	<b>-99 569 534</b>	<b>27 672 873</b>	<b>5 356 995 696</b>
<b>TOTAL DISTRIBUTION TAHITI NORD</b>	<b>13 671 905 812</b>	<b>-844 434 970</b>	<b>28 807 969</b>	<b>12 856 278 810</b>

Les ajustements de l'exercice sont liés à des décalages de réalisation générant une actualisation des coûts.

**5.4.3.2 Reste à faire****Production :**

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :</b>	<b>15 385 095 478</b>
- réalisé 2017 :	-53 271 385
- réalisé 2018 :	-42 953 542
- réalisé 2019 :	-115 879 663
<b>Reste à faire à fin 2019 :</b>	<b>15 172 990 888</b>

**Distribution :**

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :</b>	<b>12 856 278 810</b>
- réalisé 2017 :	-598 179 884
- réalisé 2018 :	-569 098 068
- réalisé 2019 :	-358 730 053
<b>Reste à faire à fin 2019 :</b>	<b>11 330 270 805</b>

### 5.4.3.3 Besoin prévisionnel de renouvellement à fin de concession

#### Production :

NATURE	TOTAL
<b>centrale de 47,8 MW (1)</b>	
moteurs G1 à G4P	
bâtiment et filières associées	9 781 321 733
<b>centrale de 18 MW (2)</b>	
moteurs G5 P	4 864 693 898
bâtiment et filières associées	
<b>Composants des groupes</b>	0
G1P cheminée	21 119 613
G2P cheminée	21 436 407
G3P cheminée	0
G4P turbo	73 720 323
G5P turbo & cheminée	0
G6P cheminée/turbo	86 222 902
G7P cheminée / turbo	109 004 423
G8P cheminée / turbo	109 004 423
GS	106 467 166
<b>TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION</b>	<b>15 172 990 888</b>

Détail par année : CF chapitre "PLAN DE RENOUVELLEMENT"

#### Distribution :

Depuis 2015, le besoin de renouvellement à fin de concession est estimé par la direction technique.

Ces estimations du nombre de composant à changer sont :

- planifiées par années,
- valorisées sur la base des coûts constatés les exercices précédents puis actualisées pour prendre en compte la date de réalisation prévisionnelle,
- fiabilisées par le retour d'expérience et des campagnes d'audit , sur les réseaux.

composants	Qté	Coût en MF		Qté	Coût en MF		
<b>postes cabines</b>			<b>1 129</b>	<b>dispatching</b>	28	<b>28</b>	
enveloppes	150	498		<b>réseau aérien</b>		<b>3 181</b>	
transformateurs	66	151		poteaux BT	7 700	1 239	
autres		479		poteaux HT	1 350	545	
<b>postes aériens</b>			<b>265</b>	câbles aériens BT	132 000	190	
transformateurs	282	265		câbles aériens HT	44 583	174	
				armement et autres		1 033	
<b>postes sources</b>		1 431	<b>1 431</b>	<b>réseau souterrain</b>	149 600	2 582	<b>2 582</b>
<b>organes de coupure aérien</b>			<b>111</b>	<b>comptages</b>	30 400	2 605	<b>2 605</b>
IAT	24	55					
IAM	40	56					
<b>Sous total</b>			<b>2 935</b>	<b>Sous total</b>		<b>8 396</b>	
			<b>Besoin total</b>			<b>11 330</b>	

Détail par année : CF chapitre "PLAN DE RENOUVELLEMENT"

## 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.

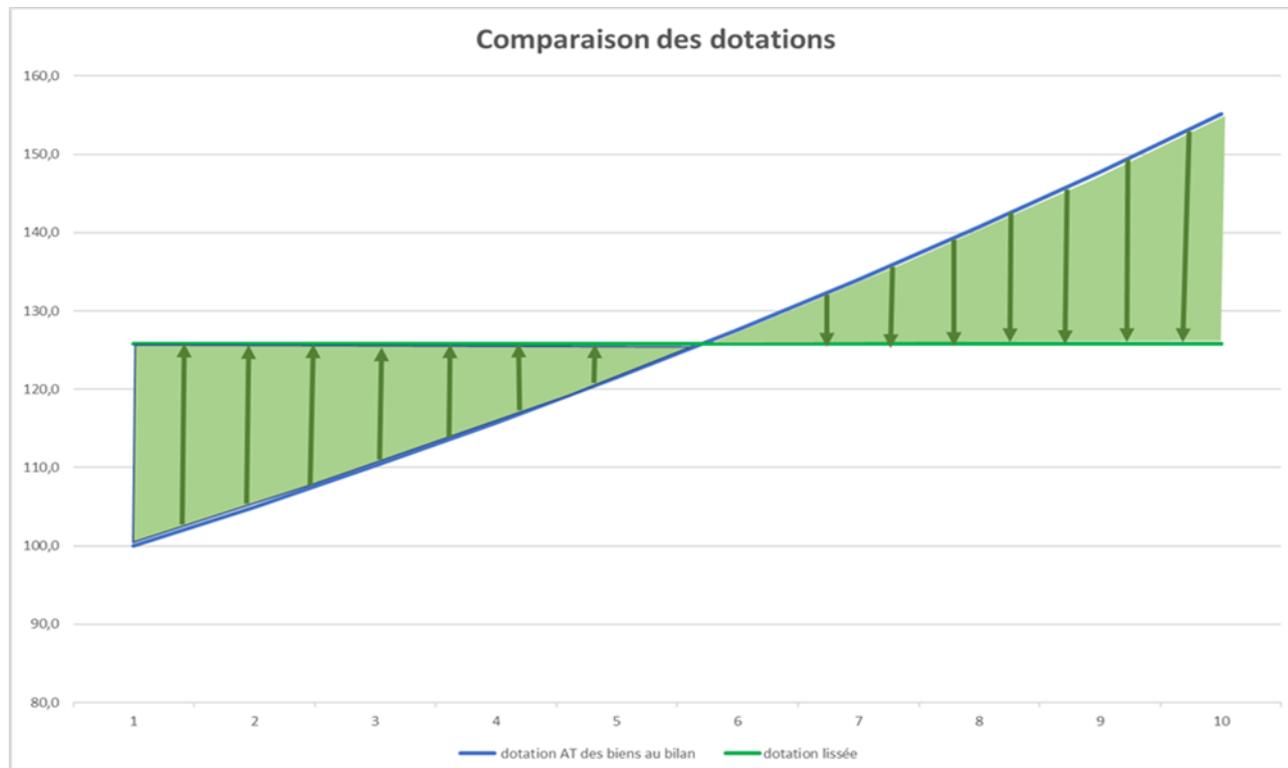
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 :

<b>Amortissement des biens au bilan</b>	<b>Total</b>	<b>Biens au bilan</b>	<b>Améliorant</b>
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	20 039 870 718	19 785 856 789	254 013 929
- financements tiers et concédant	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	-
- IFC renouvellement cumul	(736 089 955)	(736 089 955)	-
base amortissable	18 181 957 009	17 927 943 080	254 013 929 <b>(A)</b>
Cumul des dotations à l'ouverture	14 536 069 806	14 515 678 407	20 391 399
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(253 118)	(253 118)	-
			-
<b>Cumul dot à l'ouverture corrigé</b>	14 535 816 688	14 515 425 289	20 391 399 <b>(B)</b>
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(91 208 095)	(91 208 095)	- <b>(C)</b>
reste à amortir	3 737 348 416	3 503 725 886	233 622 530 <b>(D) = (A-B+C)</b>
nb années restantes	12	12	12
dotation brute	311 445 701	291 977 157	19 468 544 <b>(D)</b>
Lissage par le passif de renouvellement	228 443 863	228 443 863	
Dotation lissée	539 889 565	520 421 021	19 468 544
réintégration droit entrée	-	-	-
<b>dotations exercice (1)</b>	<b>539 889 565</b>	<b>520 421 021</b>	<b>19 468 544</b>
dotation cumulée lissée	14 984 498 158	14 944 638 215	39 859 943 <b>(B+C-D)</b>
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	253 118	253 118	-
<b>dotations cumulées à fin 2019 (2)</b>	<b>14 984 751 276</b>	<b>14 944 891 333</b>	<b>39 859 943</b>
			-

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan		Améliorant	total	
Actif/Passif de renouvellement (fin ex)	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A	dotation moyenne hors améliorant A + B	dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit	
(11 955 933 456)						
2017	(12 195 451 052)	(239 517 596)	(279 016 400)	(518 533 996)	(4 721 788)	(523 255 783)
2018	(12 431 664 529)	(236 213 477)	(282 320 519)	(518 533 996)	(15 669 611)	(534 203 606)
2019	(12 660 108 392)	(228 443 863)	(291 977 157)	(520 421 021)	(19 468 544)	(539 889 565) <sup>(1)</sup>
2020	(12 877 981 679)	(217 873 287)	(302 547 734)	(520 421 021)	(23 559 453)	(543 980 474)
2021	(13 095 854 965)	(217 873 287)	(302 547 734)	(520 421 021)	(27 559 453)	(547 980 474)
2022	(12 226 914 726)	868 940 239	(1 389 361 260)	(520 421 021)	(31 448 342)	(551 869 363)
2023	(11 351 960 549)	874 954 177	(1 395 375 198)	(520 421 021)	(35 198 342)	(555 619 363)
2024	(10 477 006 372)	874 954 177	(1 395 375 198)	(520 421 021)	(35 198 342)	(555 619 363)
2025	(9 602 052 194)	874 954 177	(1 395 375 198)	(520 421 021)	(35 198 342)	(555 619 363)
2026	(8 727 098 017)	874 954 177	(1 395 375 198)	(520 421 021)	(35 198 342)	(555 619 363)
2027	(7 852 143 840)	874 954 177	(1 395 375 198)	(520 421 021)	(35 198 342)	(555 619 363)
2028	(6 941 700 607)	910 443 233	(1 430 864 253)	(520 421 021)	(35 198 342)	(555 619 363)
2029	(3 513 961 755)	3 427 738 853	(3 948 159 873)	(520 421 021)	(35 198 342)	(555 619 363)
2030	-	3 513 961 755	(4 034 382 775)	(520 421 021)	(35 198 342)	(555 619 363)
	-	<b>11 955 933 456</b>	(19 238 053 694)	(7 282 120 238)	(404 013 929)	(7 686 134 167)
écart sur moyenne	853 995 247	(1 374 146 692)	(520 151 446)			-
			moyenne 2017 / 2030			

1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)	Total production Tahiti	Tahiti Nord production	SECOSUD
Dotation N	311 445 701		
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2019</b>	<b>311 445 701</b>	<b>277 178 047</b>	<b>34 267 654</b>
Charges / (reprises) lissage 2019	228 443 863	203 308 710	25 135 153
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>4.4.4 539 889 565</b>	<b>480 486 757</b>	<b>59 402 808</b>
<b>2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)</b>			
Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	14 984 751 276		
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	770 135 614		
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>15 754 886 890</b>		

## Détail des calculs / Distribution et dispatching :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	22 561 973 599	21 726 126 414	835 847 185
- financements tiers et concédant	(3 855 095 250)	(3 415 482 486)	(439 612 764)
- IFC renouvellement cumulé	(3 795 564 462)	(3 594 358 559)	(201 205 903)
base amortissable	14 911 313 887	14 716 285 370	195 028 518 (A)
Cumul des dotations à l'ouverture	12 969 407 808	12 958 104 283	11 303 525
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(246 882)	(246 882)	-
Provisions antérieures à l'IFC	(4 587 902 058)	(4 587 902 058)	-
<b>Cumul dot à l'ouverture corrigé</b>	<b>8 381 258 868</b>	<b>8 369 955 343</b>	<b>11 303 525 (B)</b>
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(194 929 748)	(194 929 748)	- (C)
reste à amortir	6 724 984 767	6 541 259 775	183 724 993 (D) = (A-B+C)
nb années restantes	12	12	12
dotation brute	560 415 397	545 104 981	15 310 416
Lissage par le passif de renouvellement	125 963 409	125 963 409	
Lissagée de la caducité	(617 423 854)	(617 423 854)	
Dotation lissée	68 954 952	53 644 536	15 310 416
réintégration droit entrée	-	-	-
<b>dotations exercice (1)</b>	<b>68 954 952</b>	<b>53 644 536</b>	<b>15 310 416 (E)</b>
dotation cumulée lissée	8 255 284 073	8 228 670 131	26 613 941 (B+E-C)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	246 882	246 882	-
<b>dotations cumulées à fin 2019 2)</b>	<b>8 255 530 955</b>	<b>8 228 917 013</b>	<b>26 613 941</b>

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)							
	AT / biens existants au bilan		Lissage		Améliorant	Caducité	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A	dotation hors améliorant lissée A+B	dotation aux amortissements	reprise lissée	impact exercice (+) = produit
2017	(217 057 408)	(217 057 408)	(148 945 267)	(366 002 675)	(2 192 063)	617 423 854	249 229 115
2018	(433 595 596)	(216 538 187)	(149 464 488)	(366 002 675)	(9 111 462)	617 423 854	242 309 717
2019	(559 559 005)	(125 963 409)	(545 104 981)	(671 068 390)	(15 310 416)	617 423 854	(68 954 952)
2020	(658 794 139)	(99 235 135)	(571 833 255)	(671 068 390)	(15 464 647)	617 423 854	(69 109 183)
2021	(736 637 708)	(77 843 568)	(593 224 822)	(671 068 390)	(15 077 537)	617 423 854	(68 722 073)
2022	(786 961 284)	(50 323 577)	(620 744 814)	(671 068 390)	(13 978 107)	617 423 854	(67 622 643)
2023	(794 107 190)	(7 145 906)	(663 922 485)	(671 068 390)	(11 927 303)	617 423 854	(65 571 839)
2024	(769 240 913)	24 866 277	(695 934 667)	(671 068 390)	(8 578 801)	617 423 854	(62 223 337)
2025	(715 986 141)	53 254 772	(724 323 162)	(671 068 390)	(3 407 129)	617 423 854	(57 051 665)
2026	(632 801 813)	83 184 328	(754 252 719)	(671 068 390)	4 436 106	617 423 854	(49 208 430)
2027	(520 333 766)	112 468 047	(783 536 437)	(671 068 390)	16 445 762	617 423 854	(37 198 775)
2028	(378 751 119)	141 582 647	(812 651 038)	(671 068 390)	35 625 974	617 423 854	(18 018 562)
2029	(203 428 585)	175 322 534	(846 390 925)	(671 068 390)	69 510 099	617 423 854	15 865 563
2030	(0)	203 428 585	(874 496 975)	(671 068 390)	148 280 523	617 423 854	94 635 986
	-	(0)	(8 784 826 034)	(8 784 826 034)	179 250 998	8 643 933 957	38 358 921
	-	écart sur moyenne	-627 487 574	-	-	-	-
	-	moyenne 2017/2030					

### 1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)

	Total	Distribution	Dispatching
Dotation N	560 415 397	552 123 517	8 291 880
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2019</b>	<b>560 415 397</b>	<b>552 123 517</b>	<b>8 291 880</b>
<b>Charges / (reprises) lissage 2019</b>	<b>125 963 409</b>	<b>124 719 916</b>	<b>1 243 493</b>
<b>Reprise lissée caducité</b>	<b>(617 423 854)</b>	<b>(617 423 854)</b>	<b>-</b>
<b>Total amortissements des actifs de concessionnaire</b>	<b>4.4.4 68 954 952</b>	<b>59 419 579</b>	<b>9 535 373</b>

### 2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	8 255 530 955
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	2 150 735 292
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>10 406 266 247</b>

### Reprise lissée caducité avenant 17

<b>Cumul doté à l'ouverture</b>	<b>7 409 086 249</b>
reprise lissée	(617 423 854)
<b>Caducité à fin 2019</b>	<b>6 791 662 395</b>

Les provisions relatives au renouvellement des biens de distribution comptabilisées en amortissement à l'actif en 2018 ont été reclassées au passif en Droit du concédant en 2019 pour un total de 4.5 milliards (provision à la date du 1<sup>er</sup> janvier 2017, arrêté par l'article 3 de l'avenant 18b).

Ce reclassement au passif a eu pour conséquence une augmentation de la base amortissable et une hausse des dotations aux amortissements de l'exercice de l'ordre de 327MF.

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

### Production

Chantier	Nature	Libellé des chantiers	Valeur Brute
R17012	BATIMENT	CENTRAL°ALIM ELECTRIQUE SYST CLIM S/TRANSFO PNU	3 609 717
R19008	GROUPE	TVX AMELIORANTS G2P R0600	30 907 695
R18004	FILIERE	F&P POMPE DEPOTAGE FUEL PAPATI PUNARUU	11 069 790
<b>TOTAL AMELIORANTS PRODUCTION TAHITI NORD</b>			<b>45 587 202</b>

### Distribution

composants	Améliorant-Réalisé 2019	
	Qté	Coût en MF
<b>postes cabines</b>		<b>2</b>
enveloppes	1	
transformateurs		
autres	1	
<b>postes aériens</b>		<b>0</b>
transformateurs		
autres		
<b>postes sources</b>	73	<b>73</b>
<b>organes de coupure aérien</b>		<b>-</b>
IAT		
IAM		
<b>télécommandes</b>		<b>0</b>
<b>réseau aérien</b>		<b>29</b>
poteaux BT	53	7
poteaux HT	20	5
câbles aériens BT	2 351	3
câbles aériens HT	1 214	1
armement et autres		13
<b>réseau souterrain</b>		<b>21</b>
<b>comptages</b>		<b>24</b>
monophasés	115	6
triphasés	24	2
ZMD	37	13
solaires monophasés	137	3
solaires triphasés		
solaires ZMD		
prépaiement		
<b>autres distribution</b>		<b>-</b>
<b>dispatching</b>		<b>10</b>
<b>Total</b>		<b>160</b>

## 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.*

### INVENTAIRE DES TERRAINS REMIS AU CONCEDANT EN FIN DE CONTRAT CONTRE INDEMNITE, ET MONTANT DE L'INDEMNITE CORRESPONDANTE

DESIGNATION	COMMUNE	TITRE DE PROPRIETE	REFERENCES	SURFACE (M <sup>2</sup> )	MONTANT DE L'INDEMNITE* (F 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	118.000.000
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>736.089.955</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).*

FAMILLE	IFC prévisionnelle sur biens à renouveler	IFC sur biens existants au bilan au 31/12/2019 et non renouvelables	TOTAL IFC prévisionnelle 31/12/2019
ARMEMENTS POSTES	5 289 707	4 609 572	<b>9 899 279</b>
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	821 740 584	314 575 955	<b>1 136 316 539</b>
AUTRES COMPOSANTS (DP)	346 787 941	96 710 789	<b>443 498 731</b>
CABLE RESEAUX AERIENS	287 635 692	98 052 306	<b>385 687 999</b>
CARTOGRAPHIE	-	-	-
COFFRET TELECOM (ITI)	4 289 417	727 212	<b>5 016 629</b>
COMPTEURS	2 077 367 807	314 163 649	<b>2 391 531 456</b>
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	423 671 551	81 773 264	<b>505 444 814</b>
IMMOS DISPATCHING	8 395 216	5 269 619	<b>13 664 836</b>
INTERRUPTEURS AERIENS	72 570 040	821 796	<b>73 391 836</b>
PIECES DE SECURITE	-	-	-
POSTE SOURCE	1 137 789 639	310 427 118	<b>1 448 216 758</b>
POTEAUX RESEAUX	1 597 566 683	694 575 254	<b>2 292 141 937</b>
RESEAU SOUTERRAIN	2 196 292 578	1 716 955 642	<b>3 913 248 220</b>
TELECOM (POSTE DP)	21 716 560	8 313 703	<b>30 030 262</b>
TERRAIN ET AMENAG TERRAIN	-	-	-
TRANSFOS	384 000 888	148 588 581	<b>532 589 469</b>
<b>Total général</b>	<b>9 385 114 302</b>	<b>3 795 564 462</b>	<b>13 180 678 763</b>

L'indemnité prévisionnelle de fin de concession est estimée à 13.181 MF contre 12.168 MF en 2018, soit une hausse de 8% soit 1 MrdF.

Cette variation s'explique principalement par le report des travaux de renouvellement non réalisés en 2019 sur la durée résiduelle de la concession.

## 5.8 - Plan de Renouvellement

### Distribution

En matière de réseaux, les durées de vie sont estimées de manière statistique par grande famille de composants (durée de vie moyenne) alors même que la durée de vie réelle d'un composant peut varier de manière très significative en fonction de son environnement (termites, eau salé, phénomènes climatiques, accidents de la route, besoins de déplacement, qualité de la pose d'origine, qualité intrinsèque de chaque lot de marchandises livrées.)

Il en ressort que si le besoin global sur la durée de la concession peut être estimé avec une certaine fiabilité, les renouvellements sont opérés sur le terrain de façon pragmatique en fonction des besoins immédiats et des priorités

		2020	2021	2022	Besoin estimé de 2020 à 2030
ARMEMENTS POSTES	montant	528 460	543 360	558 588	6 688 889
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	montant	76 362 993	79 536 756	82 815 141	1 032 775 972
AUTRES COMPOSANTS (DP)	montant	34 645 307	35 622 131	36 620 465	438 516 933
CABLE RESEAUX AERIENS BT	qté	12 000	12 000	12 000	132 000
	coût unit.	1 250	1 285	1 321	1 438
	montant	15 000 000	15 422 925	15 855 163	189 859 887
CABLE RESEAUX AERIENS HT	qté	4 053	4 053	4 053	44 583
	coût unit.	3 389	3 485	3 582	3 900
	montant	13 735 794	14 123 074	14 518 883	173 858 417
COFFRET TELECOM (ITI)	montant	520 272	534 942	549 934	6 585 258
COMPTEURS	qté	1 200	1 500	1 500	30 400
	coût unit.	72 112	74 146	76 224	85 696
	montant	86 534 943	111 218 494	114 335 467	2 605 153 302
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	montant	39 352 223	40 461 759	41 595 727	498 093 913
IMMOS DISPATCHING	montant	5 409 887	-	-	27 642 695
INTERRUPTEURS AERIENS TELECOMM	qté	2	2	2	24
	coût unit.	1 997 949	2 054 281	2 111 854	2 298 972
	montant	4 328 889	4 450 942	4 575 683	54 792 164
INTERRUPTEURS AERIENS MANUELS	qté	4	3	4	40
	coût unit.	1 213 044	1 247 246	1 282 201	1 399 747
	montant	4 852 176	3 741 738	5 128 803	55 989 869
POSTE SOURCE	montant	231 923 261	-	205 200 000	1 430 741 894
POTEAUX RESEAUX BT	qté	700	700	700	7 700
	coût unit.	139 867	143 810	147 841	160 940
	montant	97 906 762	100 667 243	103 488 509	1 239 237 780
POTEAUX RESEAUX HT	qté	123	123	123	1 350
	coût unit.	350 802	360 693	370 802	403 656
	montant	43 052 984	44 266 863	45 507 471	544 935 641
RESEAU SOUTERRAIN	qté	13 600	13 600	13 600	149 600
	coût unit.	15 000	15 423	15 855	17 260
	montant	204 000 000	209 751 780	215 630 213	2 582 094 461
TELECOM (POSTE DP)	montant	2 169 559	2 230 730	2 293 247	27 460 814
TRANSFO	qté	13	13	13	348
	coût unit.	960 323	987 399	1 015 072	1 195 895
	montant	12 484 196	12 836 188	13 195 931	415 842 917
<b>TOTAL PLAN DE RENOUVELLEMENT</b>		<b>872 807 706</b>	<b>675 408 925</b>	<b>901 869 225</b>	<b>11 330 270 806</b>

## Production :

NATURE	2020	...	2022	2023	...	2028	2029	2030	TOTAL
<b>centrale de 47,8 MW (1)</b>									
moteurs G1 à G4P			9 781 321 733						9 781 321 733
bâtiment et filières associées									
<b>centrale de 18 MW (2)</b>									
moteurs G5 P							4 864 693 898		4 864 693 898
bâtiment et filières associées									
<b>Composants des groupes</b>									0
G1P cheminée	21 119 613								21 119 613
G2P cheminée	21 436 407								21 436 407
G3P cheminée									0
G4P turbo	73 720 323								73 720 323
G5P turbo & cheminée									0
G6P cheminée/turbo								86 222 902	86 222 902
G7P cheminée / turbo				24 055 752			84 948 671		109 004 423
G8P cheminée / turbo				24 055 752			84 948 671		109 004 423
GS						106 467 166			106 467 166
<b>TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION</b>	<b>116 276 343</b>	<b>0</b>	<b>9 781 321 733</b>	<b>48 111 504</b>	<b>0</b>	<b>106 467 166</b>	<b>5 034 591 240</b>	<b>86 222 902</b>	<b>15 172 990 888</b>

Un nouveau scénario de renouvellement des moyens de production est en cours de discussion avec le pays ; il est fortement orienté en faveur de la transition énergétique. Il sera intégré aux comptes de l'exercice au cours duquel il sera validé.

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

1. Etats des engagements à incidence financière

## 1. Etats des engagements à incidence financière

### a) Convention de fourniture de Fuel et Gasoil pour l'île de Tahiti (EDT – Pacifique Petroleum et Services)

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

Durée : 1<sup>er</sup> janvier 2010 au 31 décembre 2019.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 2,50 xpf/litre sur les prestations locales, s'agissant du gasoil.

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 2018. Les prix de l'hydroélectricité sont distincts par concession, avec une formule d'actualisation annuelle.

### 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.

La convention a une durée de 5 ans à compter de la date de son approbation par le Ministre en charge de l'énergie, avec renouvellement tacite sauf dénonciation sous préavis de 6 mois.

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

Au 31/12/2019, 1991 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 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 cependant été adopté, à compter du 1<sup>er</sup> juin, 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) Contrat de prestations techniques d'exploitation des réseaux de transport (EDT – TEP).**

Electricité de Tahiti effectue les prestations susdites au profit de la TEP.

Le contrat daté de 2012, a pris fin le 31 mai 2018.

Un nouveau contrat similaire a cependant été adopté, à compter du 1er juin, pour une période de 6 mois renouvelable par tacite reconduction.

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

**g) Contrat de prestations techniques de conduite des réseaux de transport (EDT – TEP)**

Electricité de Tahiti effectue les prestations susdites au profit de la TEP.

Le contrat daté de 2012, a pris fin le 31 mai 2018.

Un nouveau contrat similaire a cependant été adopté, à compter du 1er juin, pour une période de 6 mois renouvelable par tacite reconduction.

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

**h) Contrat de maintenance des réseaux de transport (EDT-TEP)**

Electricité de Tahiti effectuait les prestations susdites au profit de la TEP.

Le contrat daté de 2012, a pris fin le 31 mai 2018, sans être renouvelé.

La maintenance est désormais assumée par la TEP elle-même.

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

### **i) 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 de 2016 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.

### **j) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite**

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

Une somme est provisionnée chaque année, en fonction notamment d'une estimation du turnover du personnel, de l'âge prévisionnel de départ à la retraite des agents, et de leur niveau de rémunération prévu.

### **k) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire**

EDT a adhéré en 1970 au régime de retraite complémentaire pour ses cadres et agents de maîtrise, auprès des caisses CRE et IRCAFEX, institutions paritaires désignées par les régimes ARRCO et AGIRC pour la Polynésie française.

### **l) Principaux baux de la concession**

Les principaux baux de la concession (hors maîtrise foncière des réseaux), concernent les deux agences commerciales :

- 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.

### **m) 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.

### **n) 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

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

Cf. paragraphe :

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

- Aspects commerciaux

**p) 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.

Durée : 1<sup>er</sup> janvier 2014 – 31 décembre 2020