



**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
(version corrigée avenant 18B – 12/2020)**

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	11
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
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	25
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
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	37
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
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	43
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	67
4.5 - Annexes	70
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	73
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	74
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	76
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	78
5.4 - Dépenses de renouvellement	82
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	87
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année	94
5.7 - Indemnités de fin de concession	95
5.8 - Plan de Renouvellement	96
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	98

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		
CLIENTS	Nombre de contrats clients		53 772		53 075	
	BT		53 245	99,02%	52 552	99,01%
	MT		527	0,98%	523	0,99%
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	431 657		425 234	
	BT		361 648	83,78%	355 900	83,70%
	MT		70 009	16,22%	69 334	16,30%
	Puissance maximale appelée	MW	84,27		83,24	
	Nombre de kWh vendus total		427 142 163		415 649 661	
	BT		225 089 300	52,70%	216 335 709	52,05%
	MT		202 052 863	47,30%	199 313 952	47,95%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	15 475 281 072		14 022 263 792	
	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%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		36,23		33,74		
BT		39,67		37,16		
MT		32,40		30,02		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)		0,95		0,94	
	Energie achetée					
	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	
	Temps moyen de coupure					
	global		5h11		1h11	
origine production		0h10		0h01		
origine transport		4h11		0h05		
origine distribution		0h50		1h05		
FINANCIERS	Patrimoine					
	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	
	Travaux réalisés					
	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	563 472		92 250	
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A		N/A		

	Tahiti Nord
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

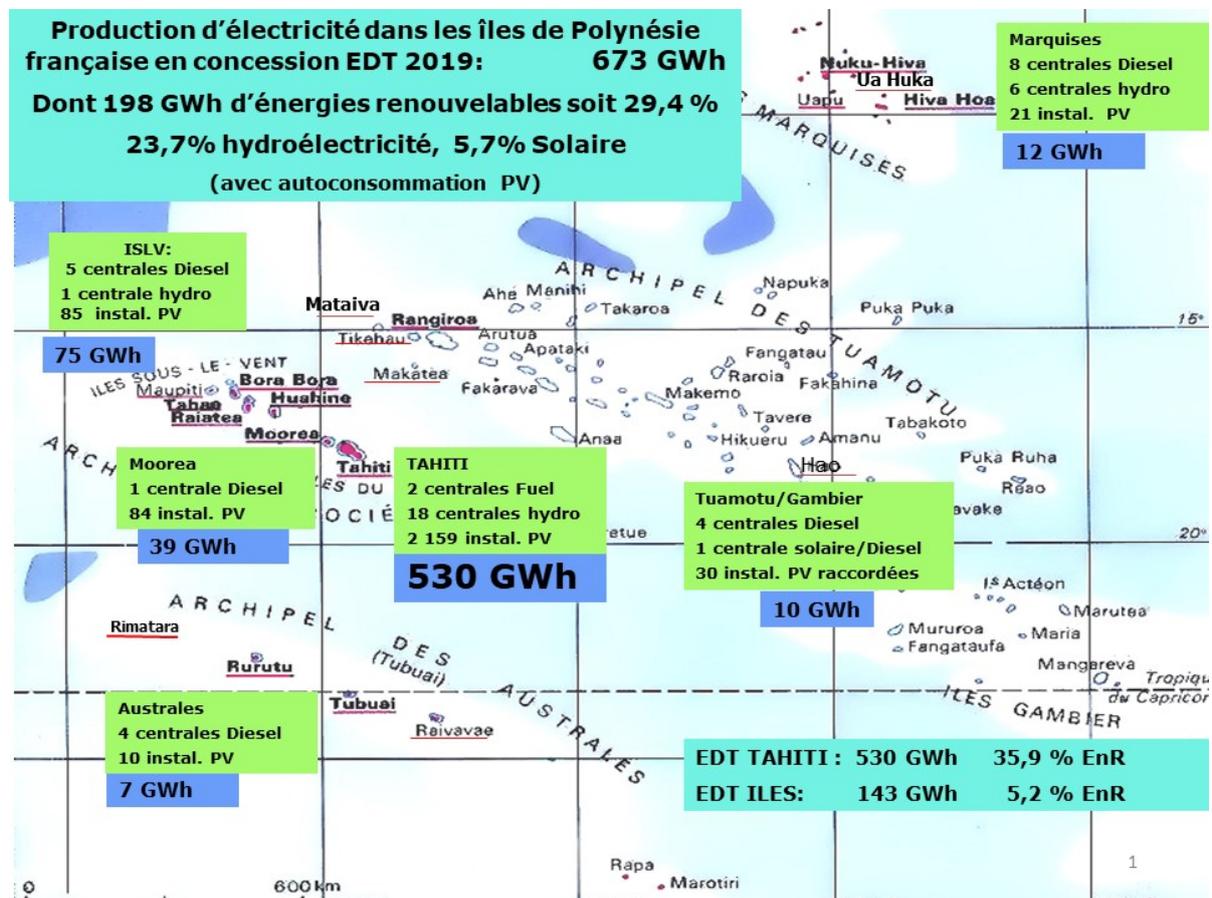
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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.

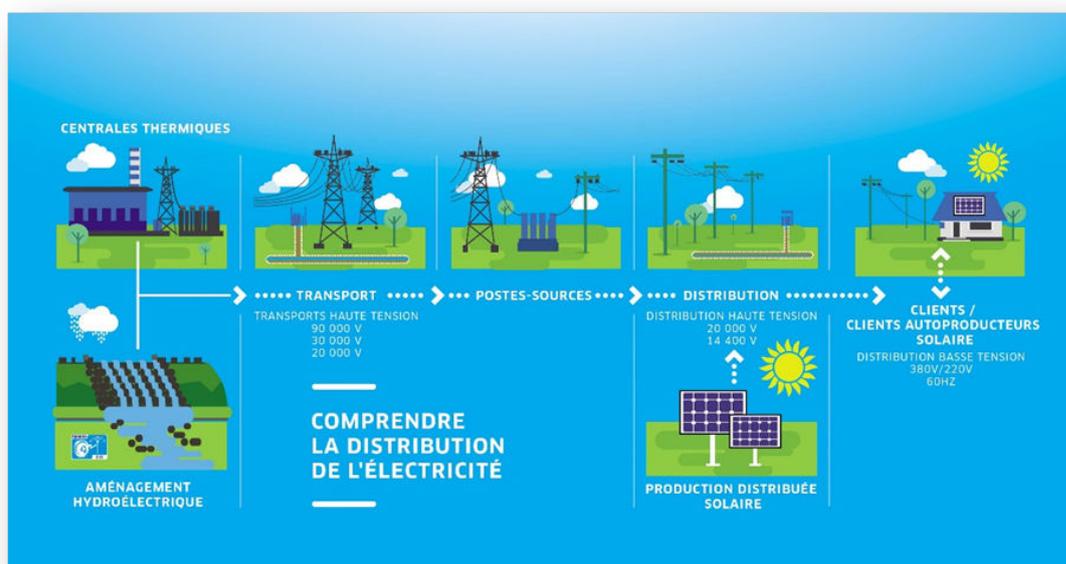
Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régies communales soit de petites installations privées.

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.

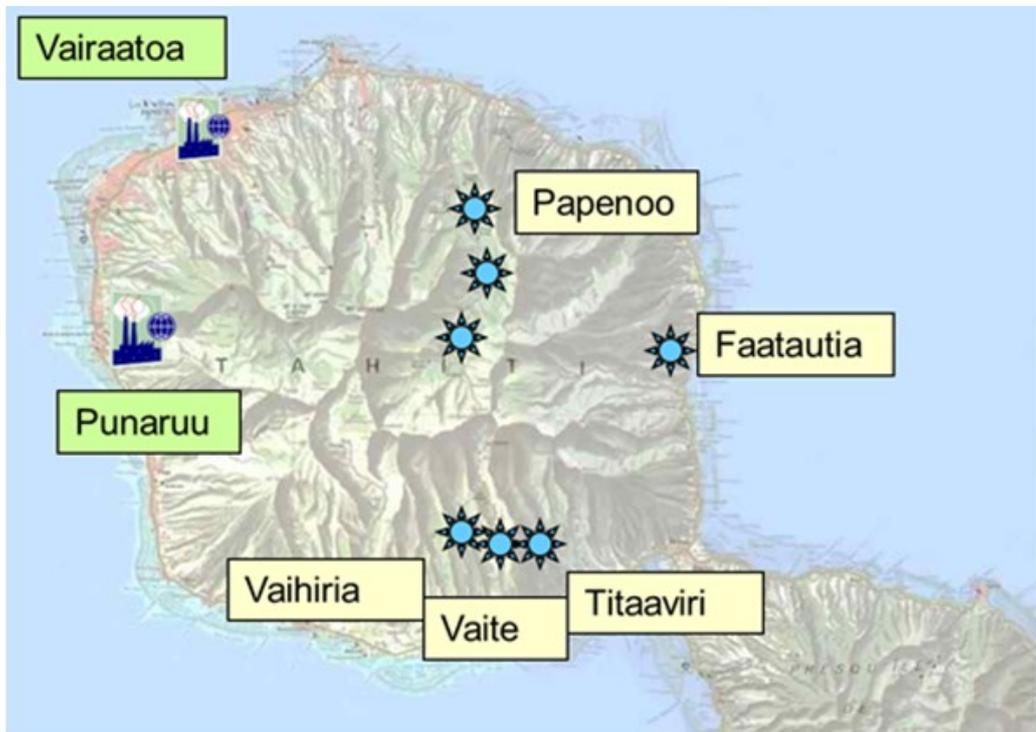


1.1.2.1 La production est composée à ce jour :

- 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		
2 centrales thermiques	148,0	MW	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		
18 centrales hydroélectriques	48,2	MW	161,1	GWh 29,35%
2159 installations photovoltaïques	33,5	Mwcrète	12,4	GWh 2,26%
PV autoconsommé (estimé)			20,4	GWh 3,72%
TOTAL			548,9	GWh 100,00%

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 :

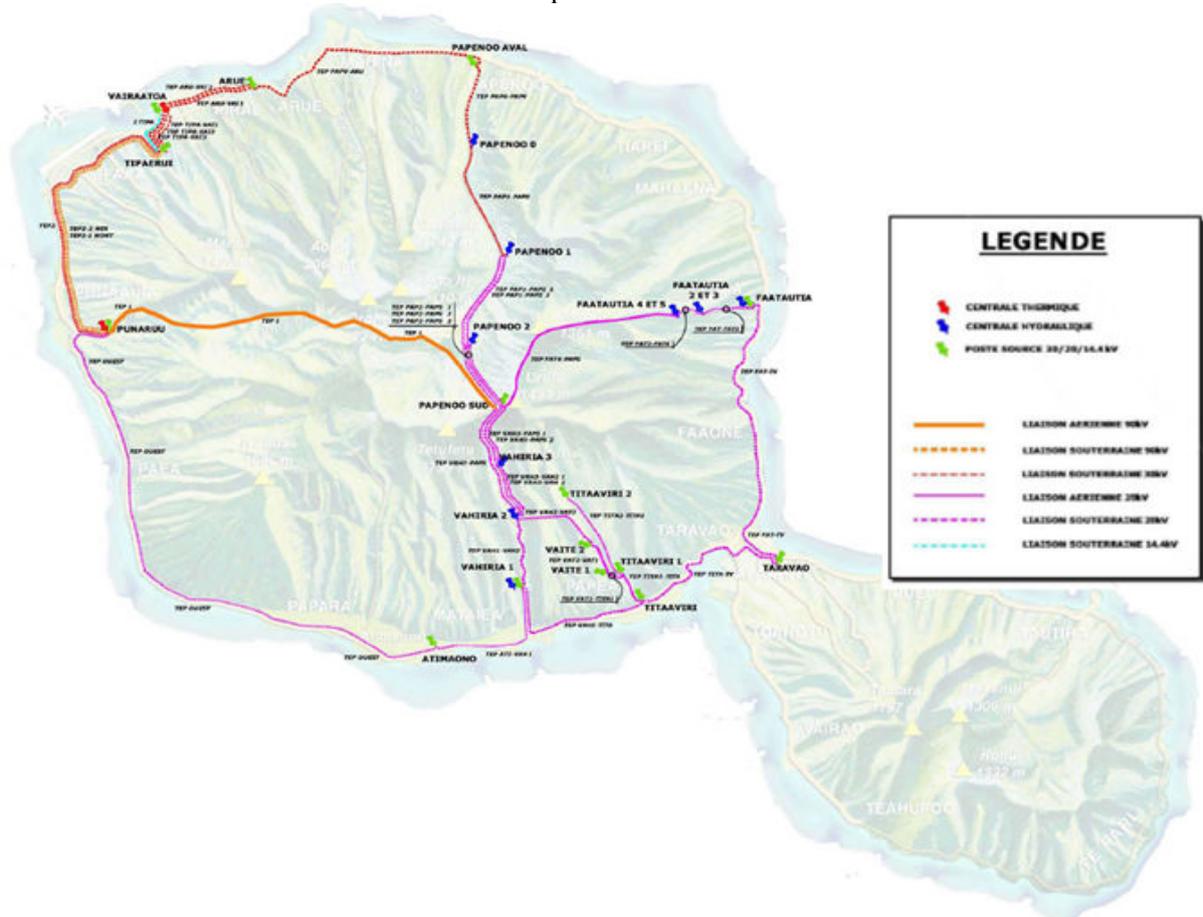
- En Polynésie :
 - Le développement d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux
- Sur l'île de Tahiti :
 - La réalisation d'un certain nombre de projets emblématiques
 - Putu Uira
 - Cote 95 coté Marama nui : le projet de Papenoo 0 – Hydromax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

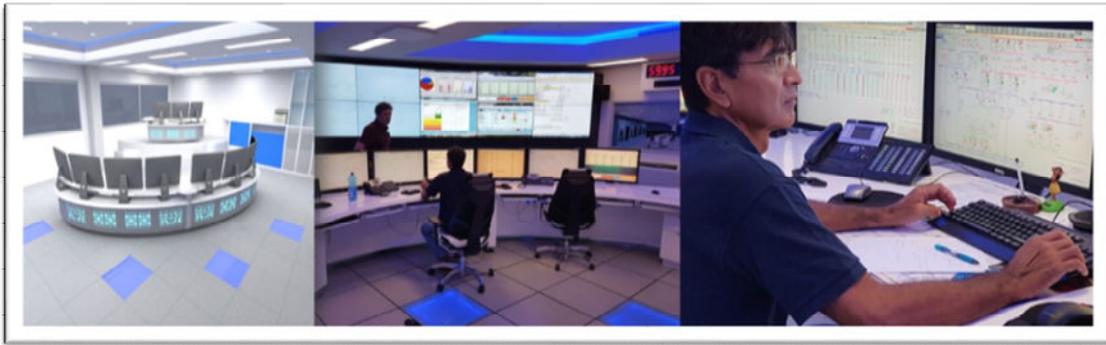
1.1.2.3 La distribution d'électricité

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.

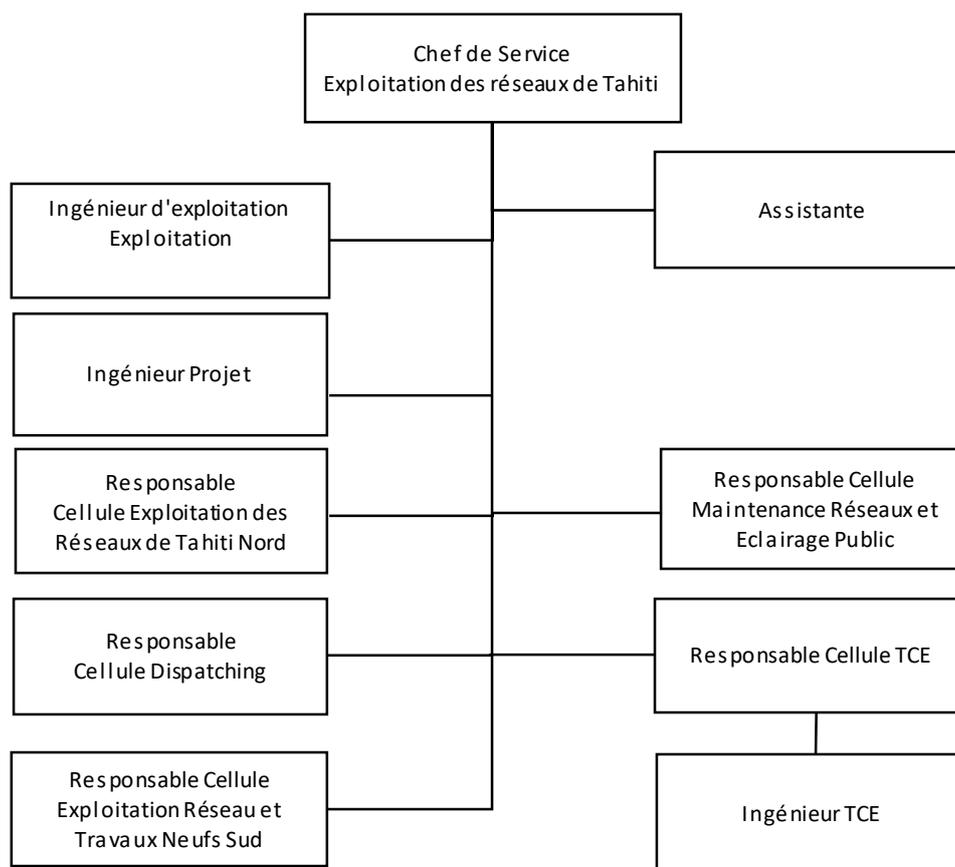
Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support. Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, 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 Woïrgard, le SERT (Service Exploitation des réseaux de Tahiti) est composé de 5 cellules :

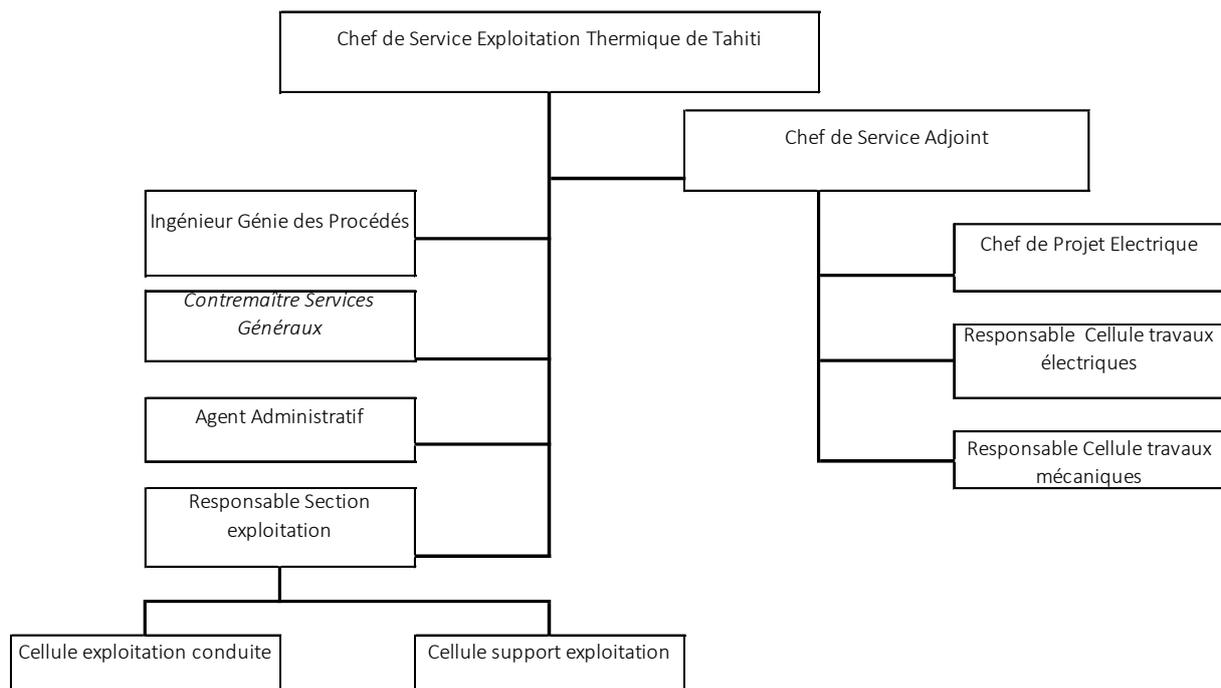
- la cellule ERT encadrée par Stéphane Lis,
- la cellule TCE encadrée par Patrick Ateni,
- la cellule DISPATCHING, encadrée par Thom Tuheiava,
- la cellule MEP encadrée par Olivier Chunais,
- la cellule Exploitation du réseau Sud encadrée Vaitua Moorïa.

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.

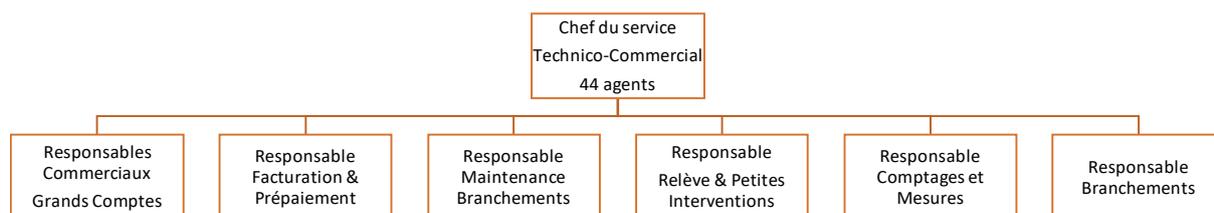
Service Réseau clientèle

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
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
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
Moyenne tension	MENSUELLE	MENSUELLE
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
Transport TEP	2,75 / kWh

Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kWh
TVA	
- 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
	P=39,0	P=42,0
Tarif Petits consommateurs	- 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
Tarif Usages Domestiques	- 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
Autres Tarif Basse Tension	- 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
Moyenne Tension	- 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
Total		57 816 850	369 325 314	427 142 163	1 601 144 535	10 860 853 415	12 461 997 949	5 144 375	3 009 703 762	431 657

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

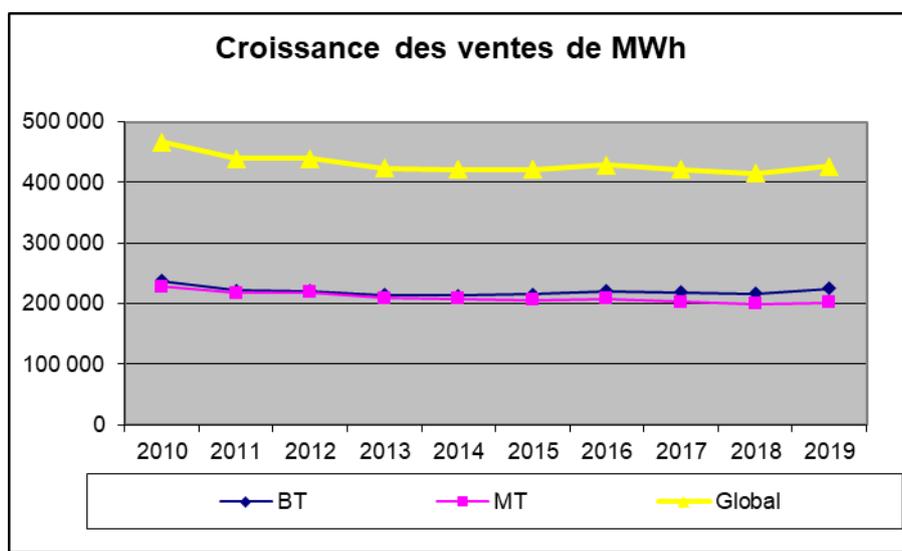
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat.

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.

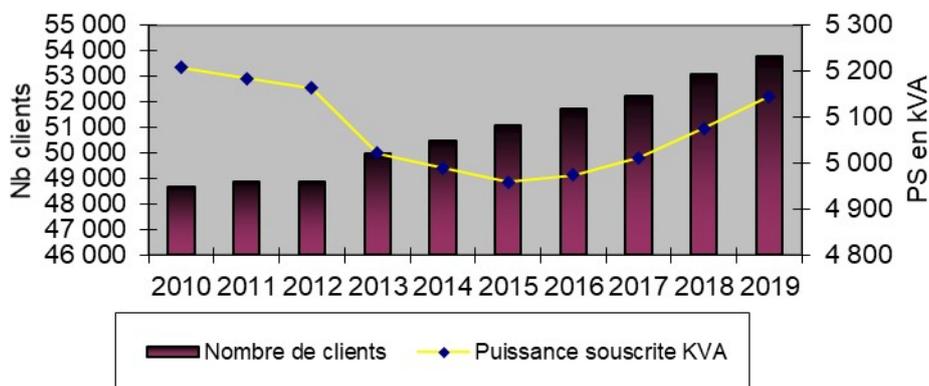
Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,9% des ventes en basse tension, poursuivent leur tendance baissière (en raison de passage en LEDs sur plusieurs Communes de Tahiti Nord) et diminuent de 4,3% pour s'établir à environ 4,4 GWh vendus sur 2019.

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

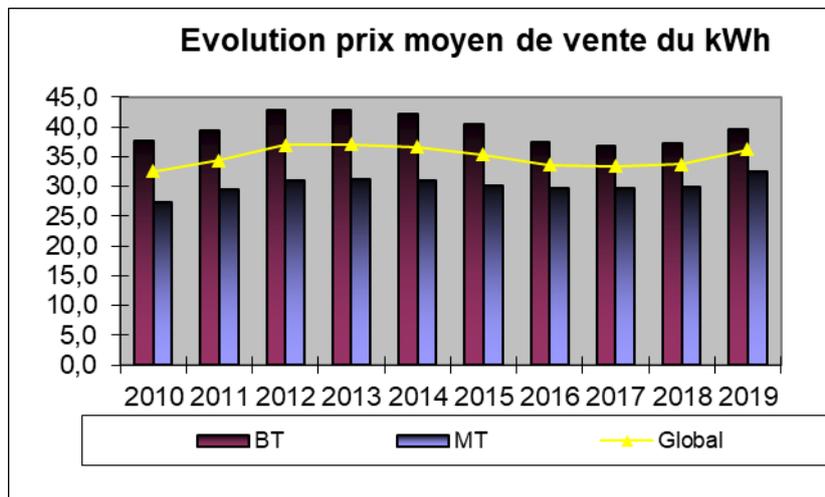


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2018 (nombre de contrats)	
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	53 245	+1,3% (+ 693 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	527	+0,8% (+ 4 contrats)
	<u>53 772</u>	<u>+1,3% (+ 697 contrats)</u>

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.

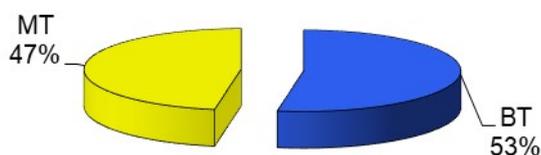


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :

Tarifs basse tension	39,7 Fcp	variation / 2018	+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.

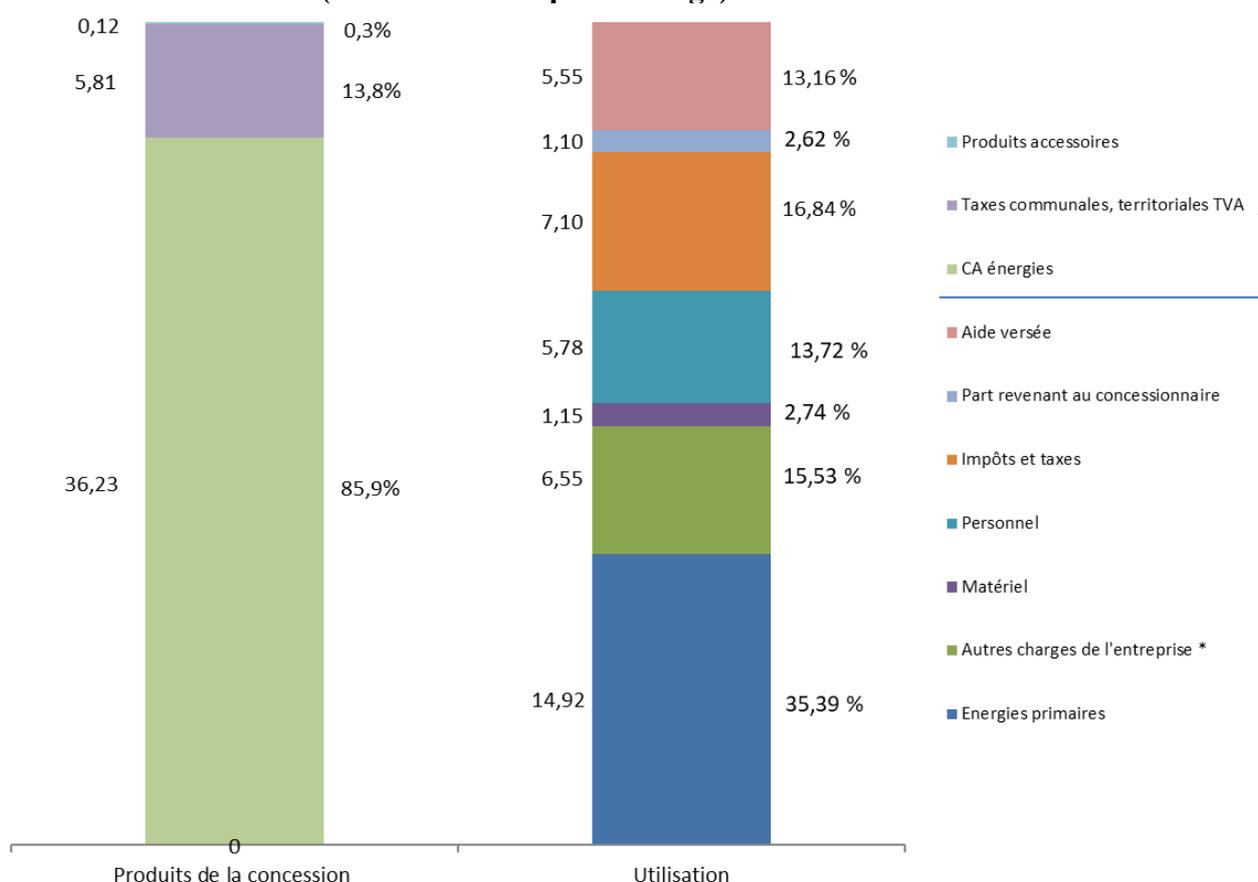
Répartition des ventes BT / MT



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).

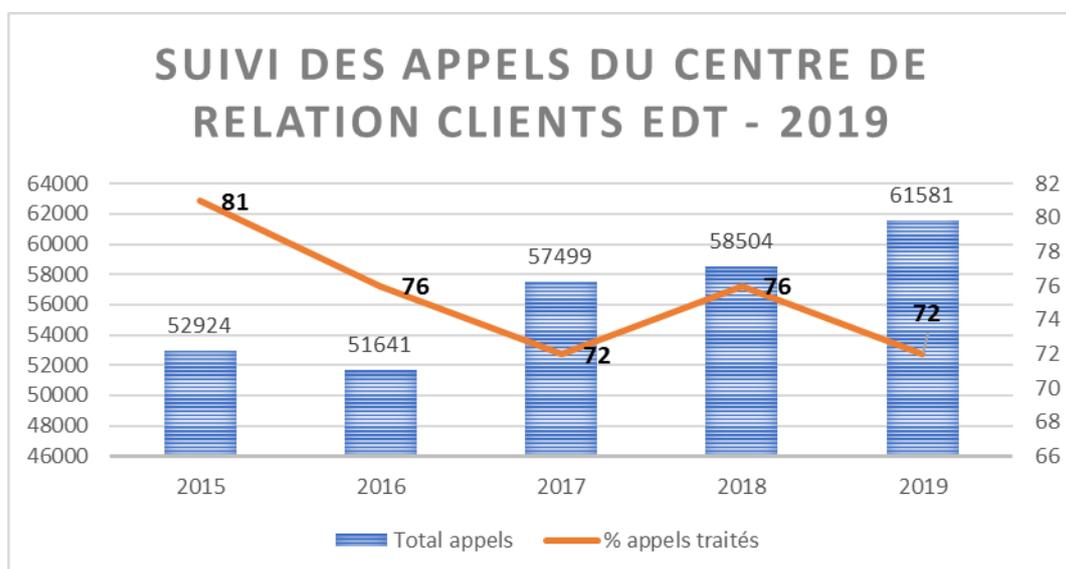


Figure 1 - Suivi des appels du CRC EDT

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.

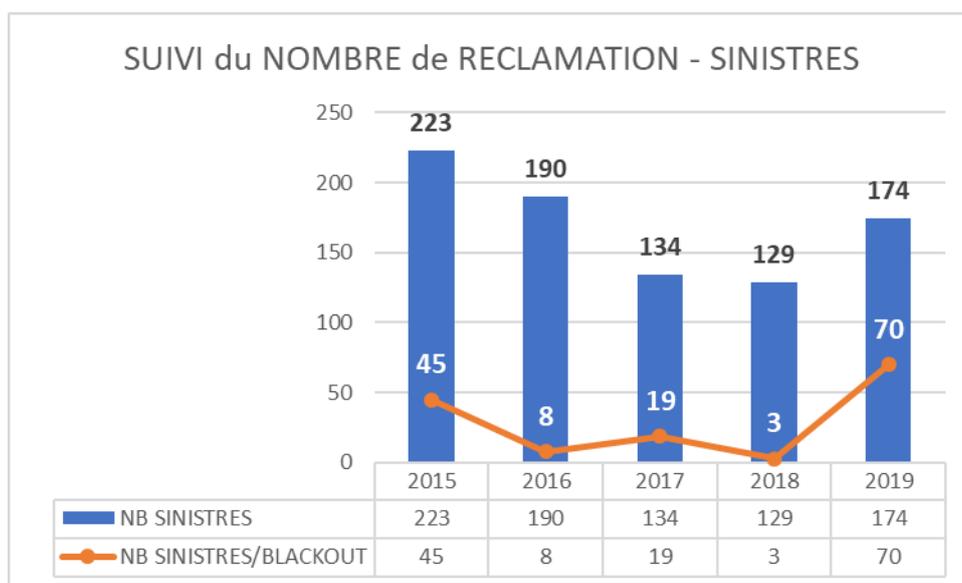


Figure 3 – Suivi du nombre de réclamation lors des sinistres

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 Puarai, 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

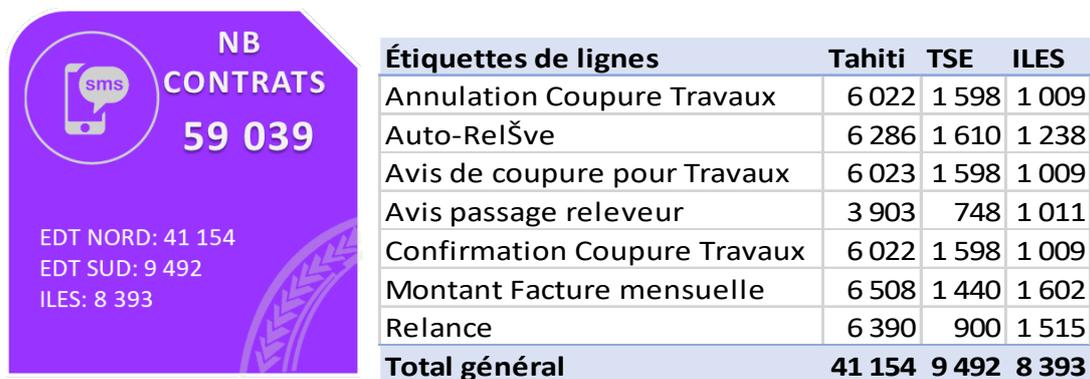


Figure 4 – Nombre de contrat de souscription aux services SMS

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

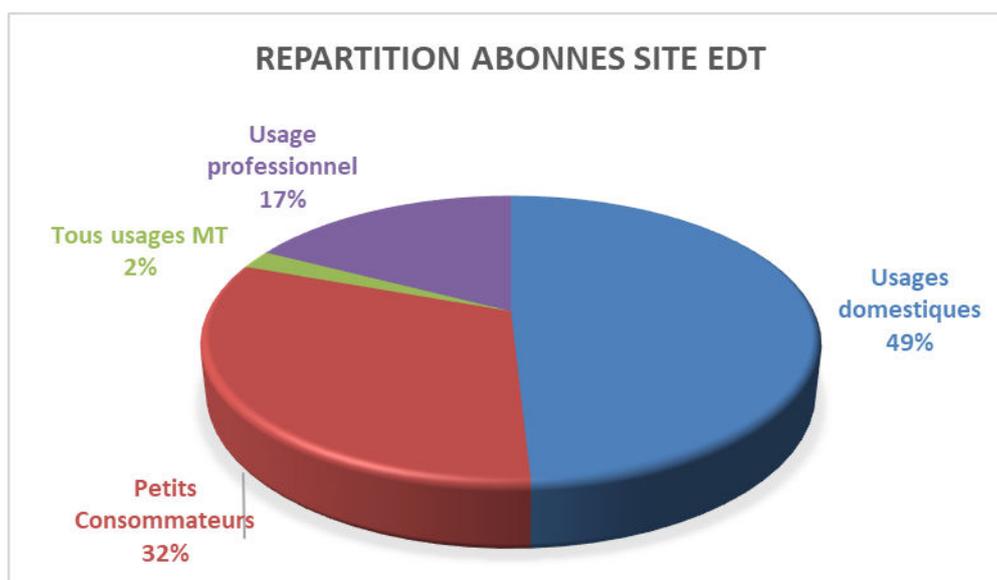
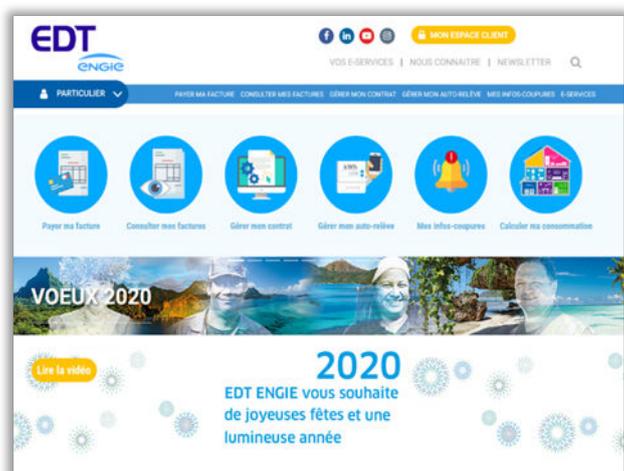


Figure 6 – Répartition par type de client sur le site edt.pf

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 regroupant les 2 anciens sites agence.edt.pf et 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

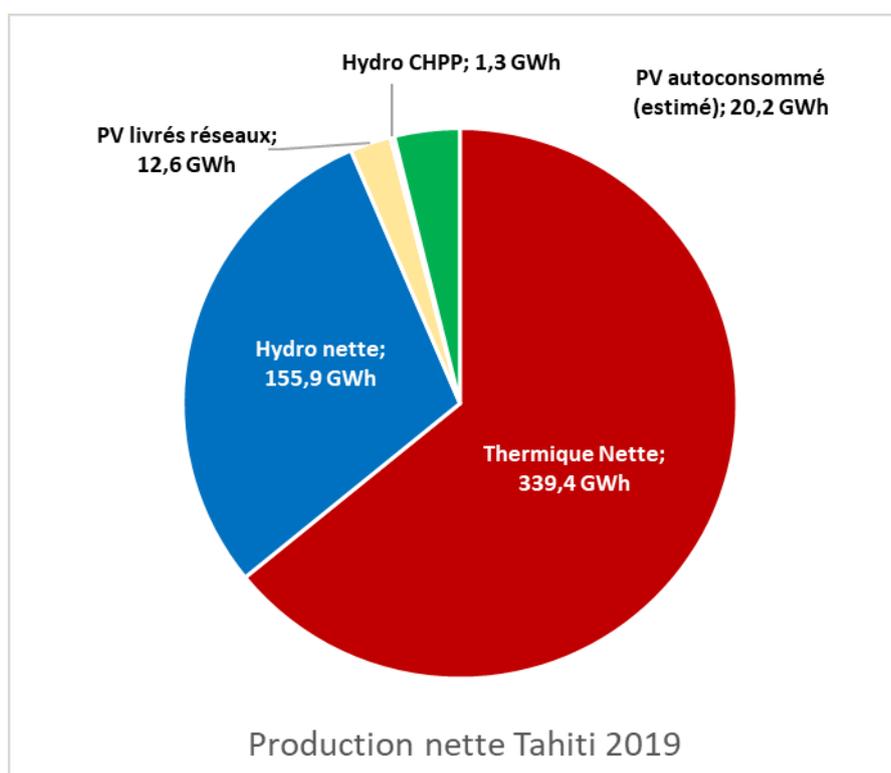
Bilan technique Tahiti

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%
Total production Nette	513,6 GWh	100,0%	2,4%
PV autoconsommé (estimé)	20,4 GWh	3,8%	8,5%
TOTAL avec auto consommation	534 GWh		

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.

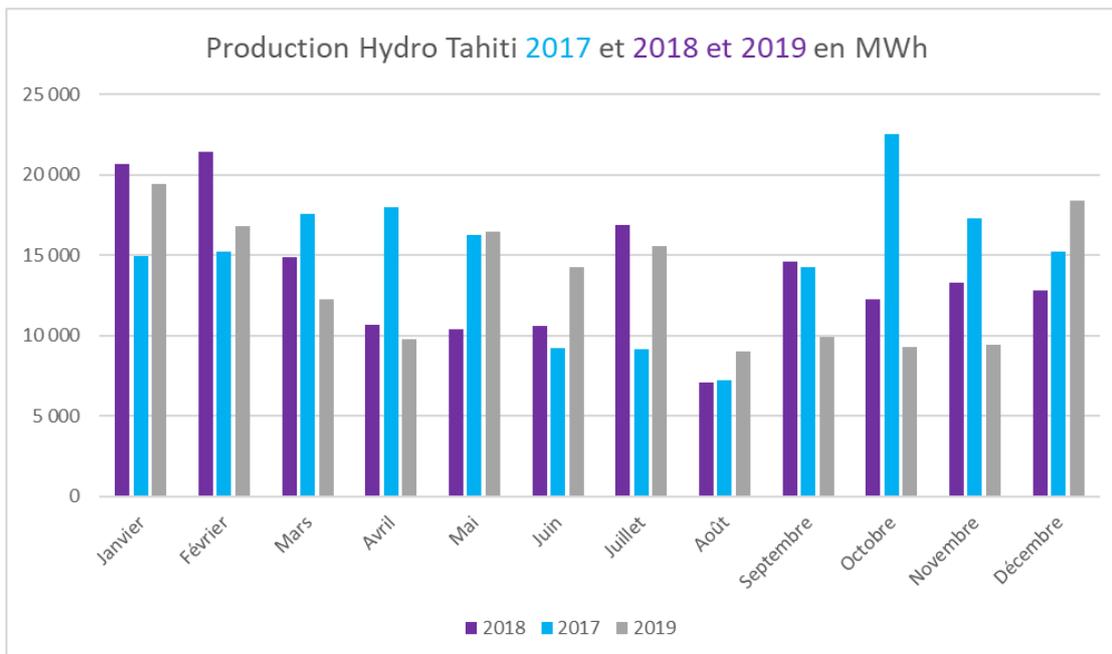


La production livrée aux réseaux en 2019 a été de 513.6 GWh, en légère hausse de +2,4 % sur 2018, et 534 GWh en tenant compte de l'autoconsommation.

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.

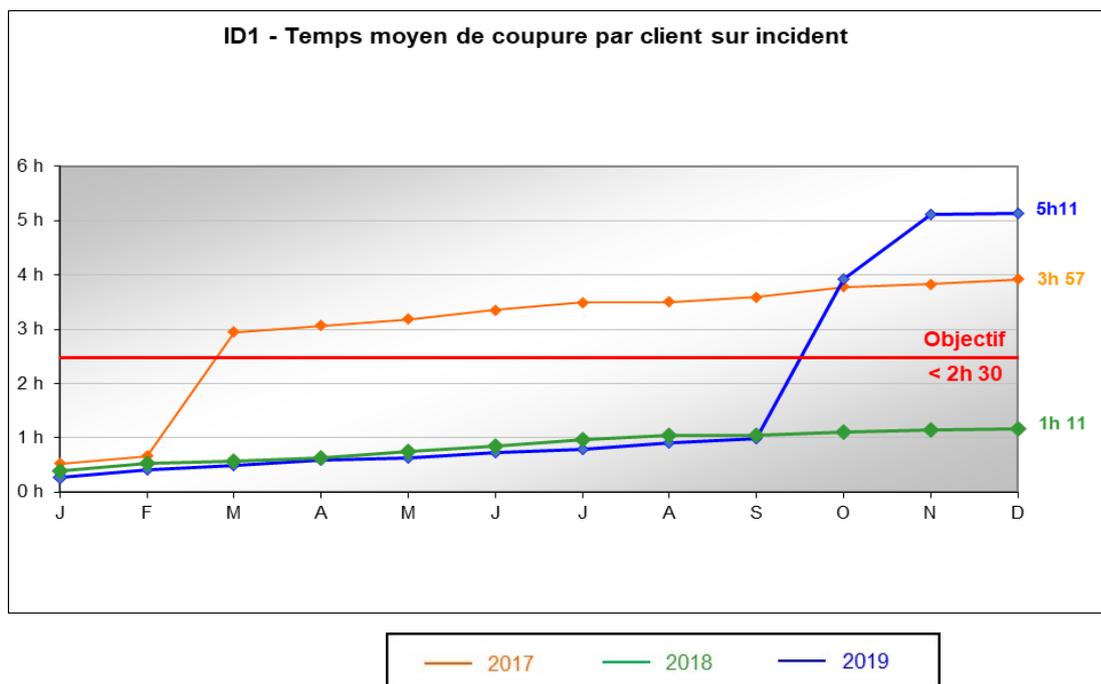
2159 installations solaires étaient raccordées en 2019 dont 1991 raccordements au nord et 168 raccordements au sud correspondant à un total de 33,5 MWc.

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



3.2 - Qualité de la fourniture

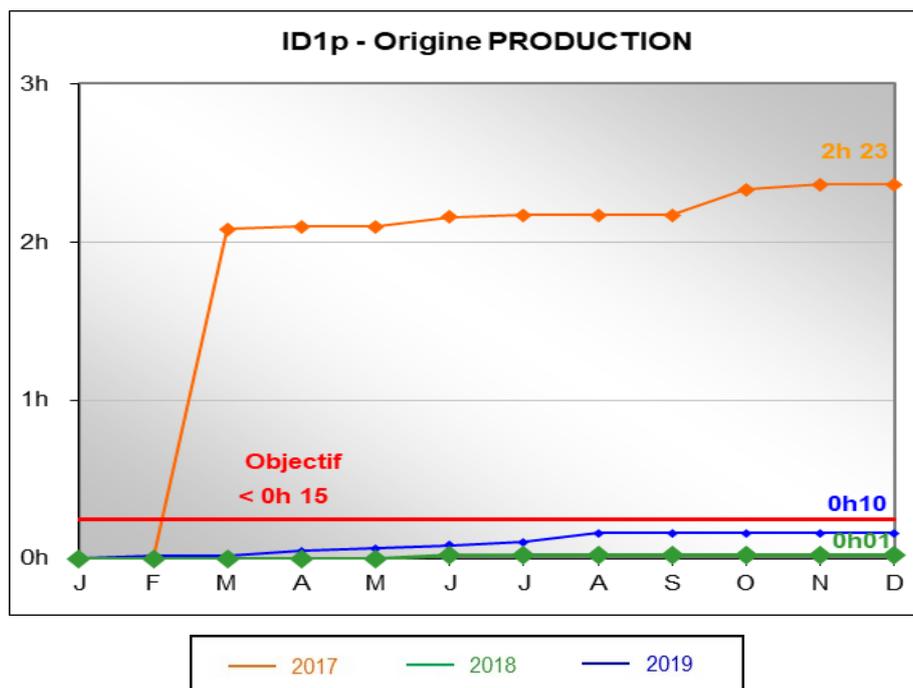
Le Temps Moyen de Coupure (TMC) global sur incidents de Tahiti Nord a été, à fin décembre 2019, de 5h11mn



La décomposition de ce temps de coupure par processus donne :

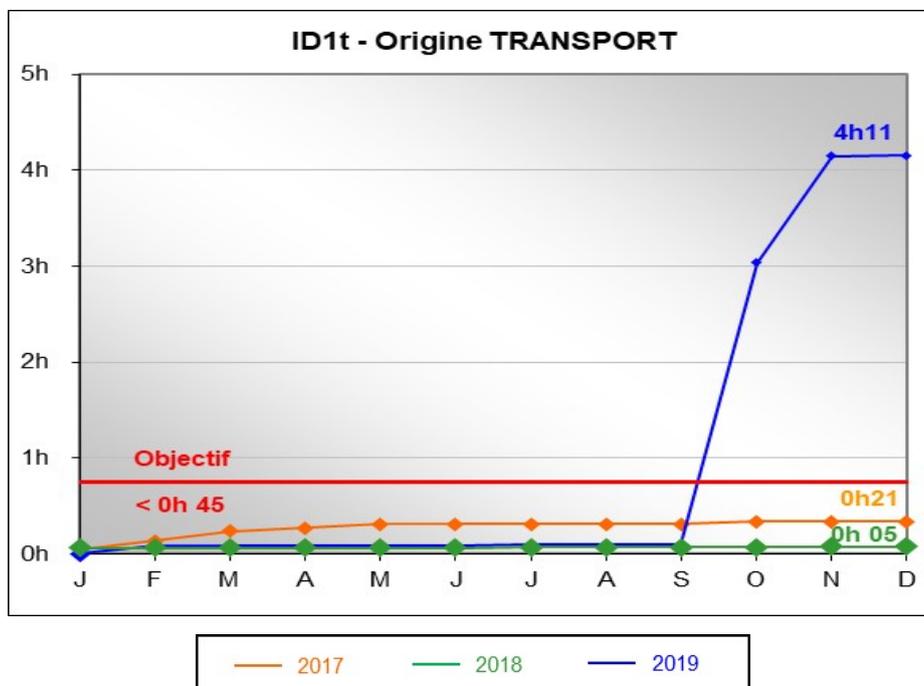
- Production : 10 minutes
- Transport : 4 heures et 11 minutes
- Distribution : 50 minutes

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

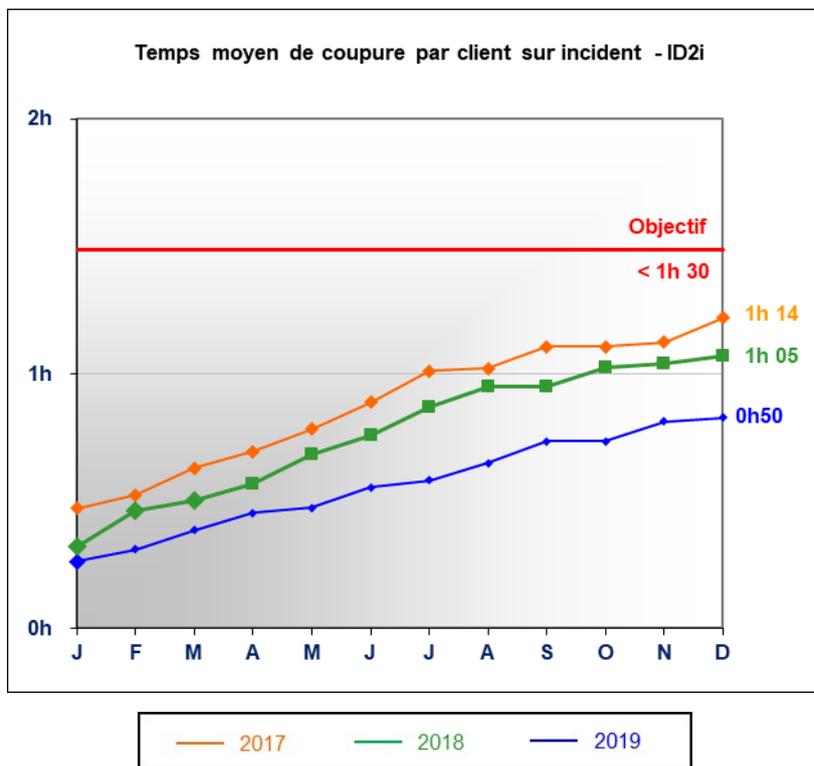


Deux black-out total de l'île de Tahiti ont entraîné un Temps Moyen de Coupure sur origine Transport de 4 h et 11 minutes. Le premier a eu lieu le 10 Octobre 2019 de 15h25 à 19h10 et a eu pour origine un défaut sur un sectionneur d'aiguillage au poste PIM 90kV de la TEP. La ligne de secours TEP 3 reliant 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'élitage 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 terminés 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'élitage 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'efficacité à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

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

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

4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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 couts 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 couts 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 couts 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 CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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 Taputapuataea et Tumararaa, 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
Total support externe					1 430,5			
Support interne de l'île					0,1			
Total Support					1 430,6			

(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 MODIFICATION DES COMPTES EN RAISON DE L'AVENANT 18b

Contexte

- Dans le cadre de l'avenant 18b du 20 juillet 2020, il avait convenu de la modification des comptes des années 2017 à 2019 pour y intégrer le reclassement rétroactif des « provisions pour renouvellement » des réseaux de Tahiti Nord en « Droits du concédant / Provisions sans objet ».
- Par dérogation au principe de l'intangibilité du bilan d'ouverture, les bilans et compte de résultat des 3 exercices considérés ont été modifiés.
- Les impacts de ce reclassement sont décrits ci-après.

Modifications apportées :

- **Correction du résultat avant IS**

Les comptes présentés initialement intégraient la correction de la base amortissable générant une augmentation des dotations de 382 325 172 XPF.

A la demande du concédant, la dotation aux amortissements de l'exercice a été diminuée de 54 617 881 XPF de sorte à ramener la variation des dotations entre 2018 avant correction et 2019 corrigé de 382 325 172 XPF à 327 707 290 XPF.

- **Correction du taux d'IS**

Une erreur dans le montant des réintégrations fiscales de l'exercice a été corrigée ramenant le taux d'imposition sur résultat comptable de 50,33 % à 45,69 %.

- **Corrections du bilan**

A l'Actif :

- les postes d'amortissement, ainsi que le compte courant du concessionnaire ont été ajustés en conséquence.

Au passif :

- les capitaux propres avec le résultat net et les dettes fiscales ont été ajustée en conséquence

4.3.2 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
Total immobilisations brutes	47 350 777 449	46 354 187 197
Amortissements et provisions **	-30 144 088 437	-29 045 404 635
- Production	-15 754 886 890	-15 267 128 960
- Distribution	-11 501 384 086	-11 212 003 290
- Privés	-2 675 492 877	-2 566 272 385
- Dépréciation immobilisations	-212 324 584	
Immobilisations nettes	17 206 689 012	17 308 782 562
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
Stock et créances nets	6 134 545 179	5 986 099 649
Compte courant du concessionnaire	11 648 916 452	10 758 991 253
TOTAL ACTIF	34 990 150 643	34 053 873 464

* Immobilisations concédées

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	18 918 046 964	18 847 788 194
Concessionnaire - Droit incorporel	253 118	253 118
Total concessionnaire	18 918 300 082	18 848 041 312
Total Tiers et concédant	1 121 823 754	1 121 823 754
Total au bilan	20 040 123 836	19 969 865 066

** Amortissements et provisions

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	-14 984 498 158	-14 535 816 688
Concessionnaire - Droit incorporel	-253 118	-253 118
Total concessionnaire	-14 984 751 276	-14 536 069 806
Tiers et concédant	-770 135 614	-731 059 154
Total au bilan	-15 754 886 890	-15 267 128 960

	2019	2018
Distribution		
Concessionnaire	18 706 878 152	18 383 489 306
Concessionnaire - Droit incorporel	246 882	246 882
Total concessionnaire	18 707 125 034	18 383 736 188
Tiers et concédant	3 855 095 447	3 951 670 321
Total au bilan	22 562 220 481	22 335 406 509

	2019	2018
Distribution		
Concessionnaire	-9 350 401 912	-9 039 534 144
Concessionnaire - Droit incorporel	-246 882	-246 882
Total concessionnaire	-9 350 648 794	-9 039 781 026
Tiers et concédant	-2 150 735 292	-2 172 022 264
Total au bilan	-11 501 384 086	-11 212 003 290

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 Vairaatoa) non présenté dans le rapport délégataire de 2018.

4.3.3 BILAN PASSIF

PASSIF	Tahiti Nord	
	2019	2018
Résultat	563 472 120	92 250 171
Capitaux propres	563 472 120	92 250 171
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	4 587 902 058
- PR devenues sans objet TN Distrib	4 587 902 058	4 587 902 058
- Autres PR devenues sans objet	1 713 503	0
Droits du concédant exigible en nature	6 645 663 756	6 758 114 869
Caducité	6 791 662 395	7 409 086 249
- 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
Provision pour risques et charges	8 807 392 478	9 017 524 897
Clients - avances sur consommation	608 352 218	675 336 830
Fournisseurs	2 279 537 794	2 598 523 584
Dettes fiscales et sociales	2 232 789 681	1 843 412 010
Passif de renouvellement	13 251 772 714	12 897 365 442
- Production	12 660 108 392	12 431 664 529
- Distribution	591 664 322	465 700 913
Autres dettes	218 154 472	67 711 539
Produits constatés d'avance	383 015 410	103 634 122
Emprunts et dettes	18 973 622 289	18 185 983 527
TOTAL PASSIF	34 990 150 643	34 053 873 464

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.

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.

4.3.4 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	2 232 227 262		2 232 227 262	2 383 902 560		2 383 902 560
	- 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
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-1 907 859 645	-4 708 579	-1 912 568 224	-1 825 339 556	-36 556 807	-1 861 896 363
	par UO : Puissance maximale majorée	-17 353		-17 396	-16 654		-16 988
	- Maintenance	-584 894 016	8 253 039	-576 640 977	-571 228 667	-39 853 429	-611 082 095
	- 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	
- Conduite et Fonctionnement	-287 447 468	-16 737 004	-304 184 472	-252 522 242	12 421 318	-240 100 924	
- 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	
- MO	-661 001	-14 240 632	-14 901 633	-2 703 035		-2 703 035	
- AUTRES	-140 458 448		-140 458 448	-127 947 362	12 421 318	-115 526 044	
- Amortissement des actifs de concession	-483 345 958		-483 345 958	-479 009 996		-479 009 996	
- 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				
- Quote part des activités support affectées	-552 172 203	3 775 386	-548 396 816	-522 578 652	-9 124 696	-531 703 348	
- 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	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	697 828 955		697 828 955	760 915 324		760 915 324
	- 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
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-666 622 709	1 242 911	-665 379 798	-735 749 823	-695 422	-736 445 246
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,370		-2,366	-2,566		-2,568
	- Maintenance	-546 911 953		-546 911 953	-634 848 439		-634 848 439
	- 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	
- Traitement des effluents	-21 560 673		-21 560 673	-28 291 946		-28 291 946	
- Quote part des activités support affectées	-98 150 082	1 242 911	-96 907 171	-72 609 438	-695 422	-73 304 860	
- 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	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	3 641 002 024		3 641 002 024	4 180 400 190		4 180 400 190
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	12,95		12,95	14,58		14,58
	- Consommations	-3 984 074 078		-3 984 074 078	-4 264 327 719		-4 264 327 719
	- 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	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	888 000		888 000	888 000	7 384 000	8 272 000
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-82 337		-82 337	-64 016		-64 016
	- Fonctions supports	-82 337		-82 337	-64 016		-64 016
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES	940 219 387		940 219 387	997 344 811		997 344 811
- Coûts sur revente energie	-864 846 233	-414 028	-865 260 262	-910 209 059	-4 740 500	-914 949 559	
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	183 353 853		183 353 853	351 595 455		351 595 455	
- Coûts directs	-186 349 758		-186 349 758	-332 922 996		-332 922 996	
- 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							
- Quote part des activités support affectées	2 995 905		2 995 905	-39 991 524		-39 991 524	

		Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	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	-258 810 295	15 812 918	-242 997 377
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	MARGE NETTE CONCESSION	35 880 421	-1 569 736	34 310 686	307 631 350	-18 795 811	288 835 540
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	30 498 358	-1 334 275	29 164 083	261 486 648	-15 976 439	245 510 209
	En % des produits	0%		0%	3%	-216%	3%
TRANSPORT							
	REVENU AUTORISE :	1 039 637 348		1 039 637 348	1 146 096 460		1 146 096 460
	Par kWh xxx						
	- Redevance 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	10 513 181		10 513 181
	- Fonctions supports						
	MARGE NETTE CONCESSION	-39 634 655		-39 634 655	-12 496 350		-12 496 350
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-33 689 457		-33 689 457	-10 621 897		-10 621 897
	En % des produits	3%		3%	-1%		-1%
DISPATCHING							
	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	26 775 814		26 775 814	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			
	PRODUIT SUR REVENTE DISPATCHING						
- Coûts sur revente energie							
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				
SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING							
	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	5 383 840	212 441	5 596 281
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	MARGE NETTE CONCESSION	-1 427 306	230 499	-1 196 807	-6 399 428	-252 515	-6 651 943
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-1 213 210	195 924	-1 017 286	-5 439 514	-214 638	-5 654 152
	En % des produits	1%		1%	-4%		4%

		Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	1 592 587 423		1 592 587 423	1 730 308 612		1 730 308 612
	- 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
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-1 382 369 194	11 716 864	-1 370 652 330	-1 396 655 497	672 504	-1 395 982 993
	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	-98 251 951		-98 251 951	-4 801 698		-4 801 698	
- Reprise lissée caducité	617 423 854		617 423 854	617 423 854		617 423 854	
- Dotation amortissement biens au bilan	-497 520 416		-497 520 416	-497 505 636		-497 505 636	
- 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	
PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	31 606 676		31 606 676	31 990 711		31 990 711	
PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	522 485 033		522 485 033	537 091 011	13 585 275	550 676 286	
- 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	
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	750 376 654		750 376 654	659 951 735		659 951 735	
- 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	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	2 897 055 786		2 897 055 786	2 959 342 069	13 585 275	2 972 927 344	
MARGE AVANT IS	273 693 801	12 056 697	285 750 497	323 825 971	13 997 155	337 823 126	
- I.S.	-162 956 548	-7 178 525	-170 135 073	-147 957 863	-6 395 377	-154 353 239	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	110 737 252	4 878 172	115 615 424	175 868 109	7 601 778	183 469 887	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	94 126 664	4 146 446	98 273 111	149 487 892	6 461 511	155 949 404	
En % des produits	3%	#DIV/0!	3%	5%	48%	5%	

		Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	9 589 755 658		9 589 755 658	10 632 254 229		10 632 254 229
	- 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
	COUTS D'ACHAT	-9 763 895 210		-9 763 895 210	-10 673 777 931		-10 673 777 931
	- 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 CHPP	-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	
GESTION ADMINISTRATIVE	-25 988 177	211 602	-25 776 575	-22 750 556	-46 241 666	-68 992 222	
- 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	
ETUDES & RACCORDEMENTS	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	12 957 098		12 957 098	24 723 305		24 723 305
	- 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
	GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	808 415 783		808 415 783	880 978 983	
- 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
PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE		59 920 738		59 920 738	52 109 380		52 109 380
- 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
COUT DEL'INTERFACE CLIENTELE		-712 507 489	2 726 888	-709 780 601	-617 278 499	-1 792 011	-619 070 510
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	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	39 666 109		39 666 109	34 215 272		34 215 272
	- 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
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	10 528 153 536		10 528 153 536	11 624 281 170		11 624 281 170	
MARGE AVANT IS	-57 393 837	3 014 957	-54 378 880	239 067 582	-48 102 070	190 965 512	
- IS.	34 172 135	-1 795 097	32 377 038	-109 231 290	21 978 100	-87 253 190	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	-23 221 702	1 219 860	-22 001 842	129 836 293	-26 123 970	103 712 322	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-19 738 447	1 036 881	-18 701 566	110 360 849	-22 205 375	88 155 474	
En % des produits							

PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS	Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PGR						
REVENU AUTORISE Rendement de production						
- Rendement de référence						
- Rendement						
- kWh produits						
- Economie réalisée en litre de combustibles						
REVENU AUTORISE Rendement de distribution				9 265 436		9 265 436
- Rendement de référence						
- Rendement						
- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles						
MARGE AVANT IS				9 265 436		9 265 436
- I.S.				-4 233 429		-4 233 429
- IS report déficitaire 2018 / 2019						
MARGE NETTE CONCESSION				5 032 008		5 032 008
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				4 277 206		4 277 206
En % des produits						

RESULTAT FINANCIER	Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
REVENU AUTORISE / CA	-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 marché	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
MARGE AVANT IS	12 746 738		12 746 738	2 892 051		2 892 051
- I.S.	-7 589 373		-7 589 373	-1 321 394		-1 321 394
- IS report déficitaire 2018 / 2019						
MARGE NETTE CONCESSION	5 157 365		5 157 365	1 570 657		1 570 657
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	4 383 760		4 383 760	1 335 058		1 335 058
En % des produits						

TOTAL CONCESSION	Tahiti Nord 2018			Tahiti Nord 2019		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
TOTAL DES PRODUITS	14 649 543 087		14 649 543 087	16 087 256 172	20 969 275	16 108 225 447
TOTAL DES CHARGES	-14 433 302 874	11 761 650	-14 421 541 224	-14 980 556 285	-90 147 875	-15 070 704 160
MARGE AVANT IS	216 240 213	11 761 650	228 001 863	1 106 699 887	-69 178 600	1 037 521 287
- I.S.	-128 748 838	-7 002 854	-135 751 692	-505 657 249	31 608 082	-474 049 167
- IS report déficitaire 2018 / 2019						
MARGE NETTE CONCESSION	87 491 375	4 758 795	92 250 171	601 042 638	-37 570 518	563 472 120
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	74 367 669	4 044 976	78 412 645	510 886 242	-31 934 940	478 951 302
En % des produits	0,5%		0,5%	3,2%	-152%	3,0%

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

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

4.3.5. COMMENTAIRES SUR LES ETATS FINANCIERS

4.3.5.1 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).

4.3.5.2 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 : + 547 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 : + 12 MF**
 - + 14 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - - 93 MF au titre des charges calculées
 - + 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 : + 890 MF

La marge récurrente augmente de 890 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 baisse de -95 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 activités 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).

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

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
Activité de production									
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%
Activité de dispatching									
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%
Activité de distribution									
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%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	52 222	53 075	1,6%	16 939	16 932	0,0%	884 588 458	898 665 900	1,6%
RE - "Forfaits"							5 923 778 677	5 962 234 950	0,6%
Résultat financier							-148 027 086	-146 944 063	-0,7%
Partage des gains de rendement							0	9 451 453	
RE (Revenu de l'exploitation)							5 775 751 591	5 824 742 340	0,8%

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
CE Total				7 143 942 474			7 543 237 930

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^{er} 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
CA facturé dans la concession	A	15 475 281 072	14 022 263 792	14 089 892 126	14 417 770 195	14 920 683 705
Péréquation	B	-2 370 400 086	-2 215 095 727	-2 193 696 071	-2 405 463 147	-2 477 746 396
CA péréqué	C=A+B	13 104 880 986	11 807 168 065	11 896 196 055	12 012 307 048	12 442 937 309
Ecart RA/CA 2018		n/a	n/a	543 563 105	-350 909 308	n/a
Revenu autorisé		13 367 980 270	12 919 694 065	12 439 759 160	11 661 397 740	12 442 937 309
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
Produits comptabilisés		13 104 880 986	11 807 168 065	12 247 105 362	11 661 397 740	12 442 937 309

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

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2019	Réalisé 2018
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%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
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
Total Production Photovoltaïque	11 891 180	11 165 262
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
Total Production Hydro	138 438 289	142 451 489
Energie achetée & ENR produite en kWh	150 329 468	153 616 751
% 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
Total production thermique (sortie alternateur)	311 482 069	299 273 104
Total Achat energie (EDT et autres) en kWh	461 811 538	452 889 855
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
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
<u>Stock Matières Premières GO volume</u>		
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
<u>Stock Matières Premières Fioul volume</u>		
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
<u>Stock Matières Premières volume</u>		
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
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,214	0,214

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
(CUHPF) Combustible, urée, huiles....	4 264 327 719	3 984 074 079
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
Hydroélectricité	1 779 770 333	1 703 194 105
Photovoltaïque	330 033 888	319 077 501
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 109 804 221	2 022 271 606
transport TEP	2,74	2,73
(T) Cout total transport en KF	1 169 105 990	1 137 596 789
(CE) TOTAL achat de matières premières	7 543 237 930	7 143 942 474
MARGE SUR COUT VARIABLE ENERGIE	7 854 009 666	6 807 356 920

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
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE										
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	2 383 902 560		2 383 902 560	2 383 902 560		2 383 902 560			
	- 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			
	Facturation P1 autres distributeurs	313 052 484		313 052 484						
	COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-2 057 330 300	-41 202 979	-2 098 533 279	-1 825 339 556	-36 556 807	-1 861 896 363	-231 990 744	-4 646 172	-236 636 916
	- Maintenance	-643 828 728	-44 918 583	-688 747 311	-571 228 667	-39 853 429	-611 082 095	-72 600 061	-5 065 154	-77 665 216
	- 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
	- Conduite et Fonctionnement	-284 616 447	14 000 000	-270 616 447	-252 522 242	12 421 318	-240 100 924	-32 094 205	1 578 682	-30 515 523
	- 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
- Amortissement des actifs de concession	-539 889 565		-539 889 565	-479 009 996		-479 009 996	-60 879 569		-60 879 569	
- 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	
- Quote part des activités support affectées	-588 995 560	-10 284 396	-599 279 956	-522 578 652	-9 124 696	-531 703 348	-66 416 909	-1 159 699	-67 576 608	
- 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	
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	760 915 324		760 915 324	760 915 324		760 915 324			
	- 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			
	Facturation P2 autres distributeurs	105 872 265		105 872 265						
	COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-835 548 077	-789 750	-836 337 827	-735 749 823	-695 422	-736 445 246	-99 798 253	-94 328	-99 892 581
	- Maintenance	-720 960 271		-720 960 271	-634 848 439		-634 848 439	-86 111 832		-86 111 832
	- 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
	- Traitement des effluents	-32 129 510		-32 129 510	-28 291 946		-28 291 946	-3 837 564		-3 837 564
	- Quote part des activités support affectées	-82 458 296	-789 750	-83 248 046	-72 609 438	-695 422	-73 304 860	-9 848 857	-94 328	-9 943 186
	- 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
	Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	4 180 400 190		4 180 400 190	4 180 400 190		4 180 400 190		
Facturation autres distributeurs		578 420 062		578 420 062						
- Consommations		-4 842 747 781		-4 842 747 781	-4 264 327 719		-4 264 327 719	-578 420 062		-578 420 062
- 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	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	888 000	7 384 000	8 272 000	888 000	7 384 000	8 272 000			
	- 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									
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES				997 344 811		997 344 811			
	- Coûts sur revente energie				-910 209 059	-4 740 500	-914 949 559			
	MARGE AVANT IS				87 135 751	-4 740 500	82 395 252			
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	351 595 455		351 595 455	351 595 455		351 595 455			
	- 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				
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE										
TOTAL DES PRODUITS	8 675 046 339	7 384 000	8 682 430 339	8 675 046 339	7 384 000	8 682 430 339				
MARGE AVANT IS	566 441 645	-34 608 729	531 832 916	566 441 645	-34 608 729	531 832 916				
- IS.	-285 128 920	17 420 946	-267 707 974	-285 128 920	17 420 946	-267 707 974				
MARGE NETTE	281 312 725	-17 187 783	264 124 942	281 312 725	-17 187 783	264 124 942				

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^{er} 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
Production Tahiti Nord	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
TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)			136 588 277
PONT ROULANT 5T VAIRAATO A CENTRALE	R18025	Filières	13 808 798
TOTAL CENTRALE VAIRAATO A			13 808 798
F&P POMPE DEPOTAGE FUEL PAPATI PUNARUU	R18004	Filières	11 069 790
TOTAL AUTRES PRODUCTION TAHITI			11 069 790
TOTAL ACQUISITIONS PRODUCTION TAHITI NORD			161 466 865

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

Distribution

	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		
composants												
postes cabines												
enveloppes	1	1	2		18			1	4	6	19	
transformateur	5	1		3	5		0	0	8	6		
autres				4	5		1	1		8		
					8					8		
postes aériens												
transformateur			19		0			7			13	
armement poste	2	1		0	0		8	7	-6	-5		
		18								18		
poste source		89	89		0			0		89	89	
organes de coupure aérien			0		0			15			-15	
IAT							12	15	-12	-15		
IAM	0	0								0		
télécommandes			0		0			0		0	0	
réseau aérien			188		22			234			-24	
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		
réseau souterrain	653	86	86	576	77	77	180	52	52	1 049	110	110
comptages			116		0			99			17	
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		
autres distribution			0		0			0		0	0	
dispatching		17	17		0			0		17	17	
Total			518		117			409			227	

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
TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)				16 989	11 889	5 100
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
TOTAL CENTRALE VAIRAATO A				2 829	2 552	277
TOTAL AUTRES PRODUCTIONS TAHITI NORD				222	19	203
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION				20 040	14 460	5 580
			<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			
postes cabines			2 045	1 132	913
enveloppes	539	664		441	223
transformateur	589	475		238	236
autres		906		452	454
postes aériens			405	288	117
transformateur	455	370		272	98
armement poste		35		16	19
poste source		1 915	1 915	1 054	860
organes de coupure aérien			96	63	33
IAT	26	53		28	26
IAM	64	43		35	7
télécommandes		18	18	9	8
réseau aérien			8 416	5 094	3 322
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
réseau souterrain		5 706	5 706	2 027	3 678
comptages			3 787	2 100	1 687
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
autres distribution		67	67	64	3
dispatching		108	108	32	76
Total			22 562	11 864	10 698
		dont tiers :	3 855	2 151	1 704

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
TOTAL PRODUCTION TAHITI NORD			161 466 865

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	-
00		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	9 712 260	9 444 789	267 471

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
		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 2	5 553 190	4 485 986	1 067 204

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 CIA 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 PK18 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 TAAPUNA 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. TITIORO	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 100000	5 708 717	5 708 717	-
00	R18009	RENOUV UC MISTRAL/ LINUX	7 561 597	-	7 561 597
		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	503 053 244	145 657 866	357 395 378
		TOTAL FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE DISTRIBUTION TAHITI NORD	518 318 694	159 588 641	358 730 053

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 0120172723	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 & BRCHT 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	0
TOTAL FINANCEMENT TIERS DISTRIBUTION TAHITI NORD			117 256 529	70 639 216	46 617 313

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
TOTAL RENOUVELLEMENT PRODUCTION TAHITI NORD			115 879 663

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
TOTAL RENOUVELLEMENT			358 730 053

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^{er} 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				
TOTAL RENOUVELLEMENT				

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	Estimation 31/12/2016	Ajustement 2017	Ajustement 2018	Ajustement 2019	Estimation 31/12/2019
Production					
S/T Bâtiments	2 966 156 609	-1 136 047 977	0	13 808 798	1 843 917 430
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
S/T Groupes	10 301 154 437	-3 980 219 206	714 316	-4 892 601	6 316 756 946
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
Total autres	1 957 291 909	5 253 401 090	0	13 728 103	7 224 421 102
TOTAL PRODUCTION TAHITI NORD	15 224 602 955	137 133 907	714 316	22 644 300	15 385 095 478

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
ex "réseau aérien"	4 362 617 986	-613 187 291	27 959 668	3 777 390 364
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
ex "branchement et comptage"	3 880 395 469	-131 678 146	-26 824 572	3 721 892 751
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
Total souterrain & Autres	5 428 892 356	-99 569 534	27 672 873	5 356 995 696
TOTAL DISTRIBUTION TAHITI NORD	13 671 905 812	-844 434 970	28 807 969	12 856 278 810

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 :

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

Distribution :

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

5.4.3.3 Besoin prévisionnel de renouvellement à fin de concession

Production :

NATURE	TOTAL
centrale de 47,8 MW (1)	
moteurs G1 à G4P	
bâtiment et filières associées	9 781 321 733
centrale de 18 MW (2)	
moteurs G5 P	4 864 693 898
bâtiment et filières associées	
Composants des groupes	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
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION	15 172 990 888

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

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) ¹⁾;
 - 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^{er} 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.

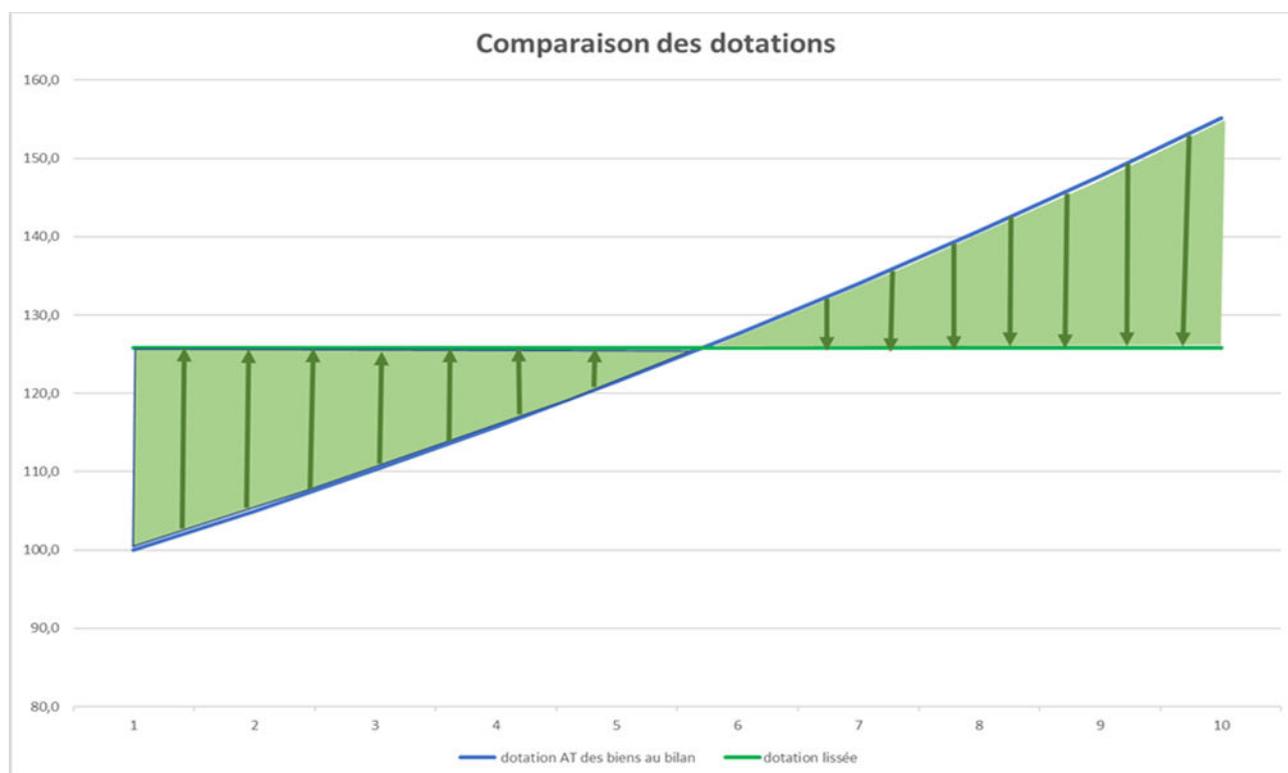
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
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	(A)
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)	-	
	-	-	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	14 535 816 688	14 515 425 289	20 391 399	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(91 208 095)	(91 208 095)	-	(C)
reste à amortir	3 737 348 416	3 503 725 886	233 622 530	(D) = (A-B+C)
nb années restantes	12	12	12	
dotation brute	311 445 701	291 977 157	19 468 544	(D)
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	-	-	-	
dotations exercice (1)	539 889 565	520 421 021	19 468 544	
dotation cumulée lissée	14 984 498 158	14 944 638 215	39 859 943	(B+C-D)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	253 118	253 118	-	
dotations cumulées à fin 2019 (2)	14 984 751 276	14 944 891 333	39 859 943	
	-	-	-	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanique 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)
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)
	-	11 955 933 456	(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		

	Total production Tahiti	Tahiti Nord production	SECOSUD
1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)			
Dotation N	311 445 701		
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	311 445 701	277 178 047	34 267 654
Charges / (reprises) lissage 2019	228 443 863	203 308 710	25 135 153
Total amortissement des actifs de concession	4.4.4 539 889 565	480 486 757	59 402 808

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	14 984 751 276
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	770 135 614
Total amortissement au bilan	15 754 886 890

Détail des calculs / Distribution et dispatching :

Version rapport du délégataire 2019 origine

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 cumul	(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)	-
Cumul dot à l'ouverture corrigé	8 381 258 868	8 369 955 343	11 303 525 (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	-	-	-
dotations exercice (1)	68 954 952	53 644 536	15 310 416 (E)
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	-
dotations cumulées à fin 2019 2)	8 255 530 955	8 228 917 013	26 613 941

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

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

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

Reprise lissée caducité avenant 17	
Cumul doté à l'ouverture	7 409 086 249
reprise lissée	(617 423 854)
Caducité à fin 2019	6 791 662 395

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^{er} 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.

Version rapport du délégataire 2019 corrigée avenant 18b

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	22 092 241 675	21 822 492 143	21 776 157 767	21 726 126 414	22 093 974 092	22 378 627 404	22 758 723 155
acquisitions financement concession	598 179 884	569 098 069	358 730 052	872 807 706	675 408 925	901 869 225	1 388 526 861
acquisitions financement Tiers							
transferts	(162 064 250)						
Sortie de la Vo renouvelée							
- origine financement concession	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(504 960 029)	(390 755 613)	(521 773 475)	(803 327 650)
	57,9%	52,0%	54,3%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%
- origine financement tiers	(359 790 161)	(319 286 048)	(213 831 657)				
VO Clôture	21 822 492 143	21 776 157 613	21 726 126 414	22 093 974 092	22 378 627 404	22 758 723 155	23 343 922 366
- Financements tiers cumul	(3 948 600 191)	(3 629 314 143)	(3 415 482 486)	(3 415 482 486)	(3 415 482 486)	(3 415 482 486)	(3 415 482 486)
- IFC biens au bilan clôture	(2 897 786 215)	(3 511 416 919)	(3 795 564 462)	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 594 358 559)	(4 173 155 248)	(4 634 648 508)	(5 288 837 810)
- IFC renouvelé exercice	n/a	n/a	n/a	(578 796 690)	(461 493 259)	(654 189 302)	(1 043 105 492)
				66,31%	68,33%	72,54%	75,12%
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(4 173 155 248)	(4 634 648 508)	(5 288 837 810)	(6 331 943 301)
base amortissable	15 040 827 934	14 751 431 258	14 716 285 370	14 505 336 358	14 328 496 411	14 054 402 859	13 596 496 579
cumul doté à l'ouverture	8 713 767 144	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 335 783 252	9 483 374 516	9 527 467 910
sortie AT sur sortie immo	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(504 960 029)	(390 755 613)	(521 773 475)	(803 327 650)
reste à amortir	6 673 135 795	6 220 821 598	5 882 984 500	5 686 508 416	5 383 468 771	5 092 801 818	4 872 356 318
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	459 064 072	497 620 958	490 487 100	516 955 311	538 346 877	565 866 869	609 044 540
dotations cumulées	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 335 783 252	9 483 374 516	9 527 467 910	9 333 184 800
Vo - fin tiers - IFC - dotations	6 214 071 723	5 723 200 640	5 392 497 400	5 169 553 106	4 845 121 894	4 526 934 949	4 263 311 779
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvert	-	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(687 980 791)	(762 905 694)	(810 310 606)
dotations/reprises B	(249 162 726)	(216 538 187)	(125 963 409)	(96 316 470)	(74 924 903)	(47 404 912)	(4 227 240)
Actif/Passif de renouvellement clôture	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(687 980 791)	(762 905 694)	(810 310 606)	(814 537 846)
dotation aux amortissements A	(459 064 072)	(497 620 958)	(490 487 100)	(516 955 311)	(538 346 877)	(565 866 869)	(609 044 540)
dotation hors améliorant lissée A+B	(708 226 798)	(714 159 145)	(616 450 509)	(613 271 780)	(613 271 780)	(613 271 780)	(613 271 780)
moyenne des dotations	(627 487 574)	(627 487 574)	(627 487 574)	(627 487 574)	(627 487 574)	(627 487 574)	(627 487 574)
écart sur moyenne exercice	(80 739 224)	(86 671 571)	11 037 065	14 215 794	14 215 794	14 215 794	14 215 794
écart sur moyenne en cumulé	(80 739 224)	(167 410 795)	(156 373 730)	(142 157 936)	(127 942 143)	(113 726 349)	(99 510 556)

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-						
acquisitions financement concession	95 411 085	141 234 694	159 588 642	111 141 435	115 815 067	120 709 129	125 834 444
acquisitions financement Tiers	128 769 777	193 586 458	117 256 529	70 236 946	73 064 030	76 022 196	79 117 845
VO Clôture	224 180 862	559 002 014	835 847 185	1 017 225 566	1 206 104 662	1 402 835 988	1 607 788 278
Financements tiers cumul	(128 769 777)	(322 356 235)	(439 612 764)	(509 849 711)	(582 913 740)	(658 935 937)	(738 053 782)
- IFC améliorant exercice	(64 722 197)	(51 282 510)	(85 201 196)	(109 444 896)	(119 686 169)	(130 603 996)	(142 240 875)
	68%	36%	53%				
- IFC biens au bilan cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	(310 650 798)	(430 336 967)	(560 940 963)	(703 181 839)
	68%	49%	51%				
base amortissable	30 688 888	120 641 072	195 028 518	196 725 057	192 853 955	182 959 088	166 552 657
cumul doté à l'ouverture	0	2 192 063	11 303 526	26 613 942	42 078 588	57 156 125	71 134 232
reste à amortir	30 688 888	118 449 008	183 724 992	170 111 115	150 775 366	125 802 963	95 418 425
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	2 192 063	9 111 462	15 310 416	15 464 647	15 077 537	13 978 107	11 927 303
dotations cumulées	2 192 063	11 303 526	26 613 942	42 078 588	57 156 125	71 134 232	83 061 535
Vo - fin tiers - IFC - dotations	32 880 951	131 944 597	221 642 459	238 803 645	250 010 080	254 093 320	249 614 192
Caducité : reprise lissée	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854
impact exercice(+) = produit	(88 610 880)	(87 623 829)	16 283 761	19 616 721	19 229 610	18 130 181	16 079 377

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	23 343 922 366	23 765 059 789	24 136 178 009	24 536 635 262	24 939 821 416	25 359 916 007	25 859 724 215
acquisitions financement concession	999 250 533	880 567 861	950 181 820	956 656 801	996 776 162	1 185 916 025	1 522 308 887
acquisitions financement Tiers							
transferts							
Sortie de la Vo renouvelée							
- origine financement concession	(578 113 110)	(509 449 641)	(549 724 567)	(553 470 646)	(576 681 571)	(686 107 817)	(880 726 801)
	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%
- origine financement tiers							
VO Clôture	23 765 059 789	24 136 178 009	24 536 635 262	24 939 821 416	25 359 916 007	25 859 724 215	26 501 306 301
- Financements tiers cumul	(3 415 482 486)	(3 415 482 486)	(3 415 482 486)	(3 415 482 486)	(3 415 482 486)	(3 415 482 486)	(3 415 482 486)
- IFC biens au bilan clôture	n/a						
- IFC améliorant cumulé	n/a						
- IFC hors biens améliorants	(6 331 943 301)	(7 107 108 558)	(7 817 345 447)	(8 617 879 486)	(9 457 401 413)	(10 366 833 773)	(11 485 270 024)
- IFC renouvelInt exercice	(775 165 257)	(710 236 889)	(800 534 039)	(839 521 927)	(909 432 360)	(1 118 436 251)	(1 494 202 837)
	77,57%	80,66%	84,25%	87,76%	91,24%	94,31%	98,15%
- IFC hors biens améliorants	(7 107 108 558)	(7 817 345 447)	(8 617 879 486)	(9 457 401 413)	(10 366 833 773)	(11 485 270 024)	(12 979 472 860)
base amortissable	13 242 468 745	12 903 350 077	12 503 273 290	12 066 937 517	11 577 599 748	10 958 971 705	10 106 350 954
cumul doté à l'ouverture	9 333 184 800	9 396 128 412	9 556 123 989	9 705 774 195	9 880 962 041	10 062 053 562	10 167 458 725
sortie AT sur sortie immo	(578 113 110)	(509 449 641)	(549 724 567)	(553 470 646)	(576 681 571)	(686 107 817)	(880 726 801)
reste à amortir	4 487 397 054	4 016 671 305	3 496 873 868	2 914 633 968	2 273 319 278	1 583 025 959	819 619 030
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	641 056 722	669 445 218	699 374 774	728 658 492	757 773 093	791 512 980	819 619 030
dotations cumulées	9 396 128 412	9 556 123 989	9 705 774 195	9 880 962 041	10 062 053 562	10 167 458 725	10 106 350 954
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 846 340 332	3 347 226 088	2 797 499 094	2 185 975 476	1 515 546 185	791 512 980	-
mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvertur	(814 537 846)	(786 752 904)	(730 579 467)	(644 476 474)	(529 089 762)	(384 588 449)	(206 347 250)
dotations/reprisesB	27 784 942	56 173 437	86 102 993	115 386 712	144 501 313	178 241 199	206 347 250
Actif/Passif de renouvellement cloture	(786 752 904)	(730 579 467)	(644 476 474)	(529 089 762)	(384 588 449)	(206 347 250)	-
dotation aux amortissements A	(641 056 722)	(669 445 218)	(699 374 774)	(728 658 492)	(757 773 093)	(791 512 980)	(819 619 030)
dotation hors améliorant lissée A+B	(613 271 780)						
moyenne des dotations	(627 487 574)	(627 487 574)	(627 487 574)	(627 487 574)	(627 487 574)	(627 487 574)	(627 487 574)
écart sur moyenne exercice	14 215 794	14 215 794	14 215 794	14 215 794	14 215 794	14 215 794	14 215 794
écart sur moyenne en cumulé	(85 294 762)	(71 078 968)	(56 863 175)	(42 647 381)	(28 431 587)	(14 215 794)	-

Traitement de l'améliorant

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture							
acquisitions financement concession	131 202 373	136 824 841	142 714 368	148 884 096	155 347 820	162 120 023	169 215 908
acquisitions financement Tiers	82 357 695	85 748 797	89 298 552	93 014 729	96 905 484	100 979 377	105 245 394
VO Clôture	1 821 348 346	2 043 921 984	2 275 934 904	2 517 833 729	2 770 087 033	3 033 186 433	3 307 647 735
Financements tiers cumul	(820 411 477)	(906 160 274)	(995 458 826)	(1 088 473 555)	(1 185 379 039)	(1 286 358 417)	(1 391 603 811)
- IFC améliorant exercice	(154 641 891)	(167 854 870)	(181 930 544)	(196 922 718)	(212 888 457)	(229 888 273)	(247 986 332)
- IFC biens au bilan cumulé	(857 823 730)	(1 025 678 600)	(1 207 609 143)	(1 404 531 861)	(1 617 420 318)	(1 847 308 590)	(2 095 294 922)
base amortissable	143 113 139	112 083 110	72 866 935	24 828 313	(32 712 324)	(100 480 575)	(179 250 998)
cumul doté à l'ouverture	83 061 535	91 640 336	95 047 465	90 611 359	74 165 597	38 539 623	(30 970 476)
reste à amortir	60 051 604	20 442 774	(22 180 530)	(65 783 046)	(106 877 922)	(139 020 198)	(148 280 523)
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	8 578 801	3 407 129	(4 436 106)	(16 445 762)	(35 625 974)	(69 510 099)	(148 280 523)
dotations cumulées	91 640 336	95 047 465	90 611 359	74 165 597	38 539 623	(30 970 476)	(179 250 998)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	234 753 475	207 130 575	163 478 294	98 993 910	5 827 299	(131 451 050)	(358 501 996)
Caducité : reprise lissée	617 423 854						
impact exercice(+) = produit	12 730 874	7 559 203	(284 032)	(12 293 688)	(31 473 900)	(65 358 025)	(144 128 449)

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
TOTAL AMELIORANTS PRODUCTION TAHITI NORD			45 587 202

Distribution

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

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 Concedant 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 ²)	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
					736.089.955

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

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 (termite, eau salée, 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
TOTAL PLAN DE RENOUVELLEMENT		872 807 706	675 408 925	901 869 225	11 330 270 806

Production :

NATURE	2020	...	2022	2023	...	2028	2029	2030	TOTAL
centrale de 47,8 MW (1)									
moteurs G1 à G4P			9 781 321 733						
bâtiment et filières associées									9 781 321 733
centrale de 18 MW (2)									
moteurs G5 P							4 864 693 898		4 864 693 898
bâtiment et filières associées									
Composants des groupes									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
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION	116 276 343	0	9 781 321 733	48 111 504	0	106 467 166	5 034 591 240	86 222 902	15 172 990 888

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 CONTINUITÉ 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} août 2019, pour une durée de 9 ans, renouvelables dans les conditions prévues au code de commerce. Loyer : 124.000 F/mois.
- Agence Vaïma : 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^{er} janvier 2014 – 31 décembre 2020