



**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 2022

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	7
1.1 - Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	12
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	20
2- OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	22
➤ <i>Aspects commerciaux</i>	23
2.1 - Mode de détermination des tarifs	23
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2022	23
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	26
2.4 - Autres produits d'exploitation	27
2.5 - Statistiques de ventes	27
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord	30
2.7 - Gestion des impayés	32
2.8 - Services offerts à la clientèle	33
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	38
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	40
➤ <i>Bilan technique</i>	41
3.1 - Production	41
3.2 - Qualité de la fourniture	43
3.3 - Réseau de transport et de distribution	45
3.4 - Transition énergétique	49
3.5 - Gestion de l'équilibre	51
3.6 - Délestage Clientèle	53
3.7 - Opération de découplage des installations de production solaire de plus de 100 kWc	54
3.8 - Raccordement solaire	55
3.9 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif	55
3.10 Travaux significatifs – faits marquants	55
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	67
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	68
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	75
4.3 - Comptes de la concession	80
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés	89
4.5 - Annexes	93
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	98
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	99
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	106
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	107
5.4 - Dépenses de renouvellement	114
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	118
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année	124
5.7 - Indemnités de fin de concession	124
5.8 - Plan de Renouvellement	125
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	127

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

A) Péréquation inter îles :

Au 1er janvier 2022, la réglementation mettant en place une solidarité tarifaire inter-îles a été mise en œuvre.

Le mécanisme de péréquation repose d'une part sur la perception d'une Contribution de Solidarité sur l'Électricité, d'un montant de 6,3 F/ kWh, applicable uniformément à tous les systèmes de distribution électrique de Polynésie française, et d'autre part sur le versement d'une « compensation de solidarité », dont la valeur ramenée au nombre de kWh vendus est inversement proportionnelle à la taille des exploitations.

Ce mécanisme destiné à l'ensemble des systèmes électriques de Polynésie se substitue à celui de la « péréquation interne » aux concessions gérées par EDT, en conséquence, le prix de vente hors taxe moyen de l'électricité a baissé de l'ordre de 6,30 F, prix sur lequel s'applique la nouvelle contribution d'un montant équivalent.

A titre d'illustration, Le rapport entre la contribution versée et la compensation reçue s'échelonne en 2022 de 1.39 pour les plus grosses exploitations à 15.04 pour les plus petites, la concession de Tahiti Nord ne recevant pour sa part aucune compensation.

Ce mécanisme de péréquation pèse significativement sur la trésorerie des concessions en raison d'un décalage proche de 3 mois entre le versement de la contribution au trésor public et l'encaissement de la subvention.

B) Forte augmentation du coût des produits pétroliers

Le gazole alimentant les centrales thermiques de Tahiti a vu son prix CAF augmenter de 88 % (de 63.4.F/L à 119.6 .F/L) entre janvier et juillet 2022 pour se stabiliser aux environs de 113 F/litre .

Cette hausse qui, toutes choses égales par ailleurs, aurait nécessité une augmentation du prix de vente de l'électricité de l'ordre de 7,5 F/kWh (soit 21% du prix CSE incluse) a pu être traitée temporairement, de la manière suivante :

- Limitation de la consommation du nouveau gazole du fait de l'importance des stocks de produits pétroliers à l'ancien prix et de la très forte production d'hydroélectricité sur le deuxième semestre
- Effort de la Polynésie par l'augmentation du FRPH pour 2,2 milliards CFP et du concessionnaire par avance de trésorerie pour 634 MF soit une aide globale de 5,5 F/kWh vendu
- Augmentation du prix moyen clients limité à 2 F/kWh environ soit 7% du prix CSE incluse

Il est à noter qu'à partir du 01/01/2023, l'avance prévisionnelle de trésorerie a été estimée à 200 MF/mois et que le réalisé à fin Avril est de 958 MF, soit 240 MF/mois

C) Concessions à « échéance 2020 »

Les concessions de Tumara'a, Taputapuata, Taha'a et Huahine, ont pris fin le 31 mars 2022. Les concessions de Rurutu et Rangiroa ont pris fin le 30 septembre 2022. Enfin, la concession de Moorea s'est arrêtée le 31 décembre 2022. Parmi les "DSP 2020", seules les concessions de Nuku Hiva, Hiva Oa et Ua Pou se poursuivent, jusqu'au 31 décembre 2023.

La sortie de 7 concessions du périmètre EDT en 2022, :

- réduit d'autant le Revenu Autorisé du délégataire et sa marge.

- laisse en revanche à sa charge une masse importante de coûts de services partagés, (support technique, back office commercial, siège) lesquels étaient antérieurement justifiés par l'activité des concessions concernées.

A l'exception de la commune de Rangiroa qui a fait l'objet d'une nouvelle délégation de service public, les autres communes ont fait le choix d'une reprise en régie, au travers de l'EPIC Te Ito Rau No Moorea-Maiao pour la commune de Moorea et de la SPL Te uira api no te mau Motu pour les îles des Raromatai et Rurutu.

D) Difficultés d'approvisionnement

Les difficultés d'approvisionnement apparues avec la crise sanitaire du COVID et renforcées par la guerre d'Ukraine sont moins importantes mais persistent avec des délais et des coûts en nette augmentation.

E) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2022 écoulée :

- 1 accident de travail avec arrêt (hors trajet) = 40 jours d'arrêt
 - Taux de fréquence = 1.17
 - Taux de gravité = 0.05
- 2 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 2 accidents de trajet avec arrêt = 102 jours d'arrêt
- 0 accident de trajet sans arrêt

Spécifiques à la concession de Tahiti Nord

Contentieux provision

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

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

Le jugement du Tribunal administratif de la Polynésie Française rendu le 24 mai 2022 a rejeté la requête de la Polynésie française. Celle-ci a toutefois interjeté appel devant la Cour Administrative d'Appel de Paris.

Aucune provision n'est comptabilisée à ce titre.

Programme de renouvellement des ouvrages de production

Après plusieurs années de discussions, Concédant et concessionnaire se sont accordés sur un plan de renouvellement et de modernisation des moyens de production de l'île de Tahiti orienté en faveur de la transition énergétique.

Il est d'ores et déjà prévu avec le concédant qu'un prochain avenant organise le suivi de ce plan par la mise en place d'un fonds de travaux, les sommes non consommées lui revenant le cas échéant en fin de concession.

Mise en service du Putu Uira

Premier volet du plan de renouvellement cet outil de régulation permet de réduire le recours aux moyens thermiques et d'augmenter le placement des énergies renouvelables.

Il a été mis en service fin 2022 après obtention d'une aide provenant du régime de défiscalisation métropolitain.

Principaux indicateurs

		TAHITI NORD			
		2022		2021	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	55 798		55 094	
	BT	55 262	99,04%	54 564	99,04%
	MT	536	0,96%	530	0,96%
	Puissance souscrite au 31/12	428 743		421 625	
	BT	379 810	88,59%	373 124	88,50%
	MT	48 933	11,41%	48 501	11,50%
	Puissance maximale appelée (*)	83,21		82,69	
	Nombre de kWh vendus total	409 692 942		411 790 139	
	BT	221 500 157	54,06%	223 082 150	54,17%
	MT	188 192 785	45,94%	188 707 989	45,83%
	Chiffre d'affaires énergie	13 455 238 374		15 015 226 291	
	BT : Total	7 940 971 281	59,02%	8 788 201 525	58,53%
	BT : par client	143 697		161 062	
	BT : par kVA de puissance souscrite	20 908		23 553	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	1 795 419 574	22,61%	1 760 359 364	20,03%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	6 145 551 707	77,39%	7 027 842 161	79,97%
	MT : Total	5 514 267 093	40,98%	6 227 024 766	41,47%
	MT : par client	10 287 812		11 749 103	
	MT : par kVA de puissance souscrite	112 690		128 390	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	1 302 857 575	23,63%	1 274 527 662	20,47%
MT : part variable en XPF et % du CA total	4 211 409 518	76,37%	4 952 497 104	79,53%	
Prix moyen de vente par kWh vendu	32,84		36,46		
BT	35,85		39,39		
MT	29,30		33,00		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,95		0,95	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	16 442 827	3,81%	15 589 117	3,58%
	Energie hydroélectrique kWh	168 649 208	39,12%	122 920 938	28,25%
	Energie thermique kWh	246 009 182	57,07%	296 567 626	68,16%
	Energie totale achetée	431 101 217		435 077 681	
	Temps moyen de coupure				
	global	0h36		0h59	
origine production	0h04		0h28		
origine transport	0h01		0h03		
origine distribution	0h31		0h28		
FINANCIERS	Patrimoine				
	Valeur d'origine k XPF	47 302 693		44 554 528	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	19 317 122		16 938 539	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement k XPF	2 109 116		1 249 893	
	Dépenses d'améliorant k XPF	153 720		685 870	
	Indemnité de fin de concession k XPF	12 802 903		13 409 990	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1) k XPF	13 636 064		12 757 901	
	Part revenant au concessionnaire k XPF	5 798 250		5 705 634	
	Coût des énergies et du transport k XPF	7 837 814		7 052 267	
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM) k XPF	592 472		723 300		
Ecart RA - CA de l'année k XPF	180 826		-2 257 325		

(+) => à récupérer dans les tarifs N+1

(*) La puissance maximale appelée est mesurée au niveau des départs distribution et prend en compte le rendement des réseaux

(**) La valeur nette économique des actifs gérés correspond à leur valeur d'origine diminuée d'un amortissement linéaire en fonction de leur durée de vie. Elle est indépendante des modalités de financement et des clauses contractuelles.

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique sur l'île de Tahiti
 - Production thermique, hydraulique, solaire,
 - Transport
 - Distribution

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - le cadre juridique et contractuel

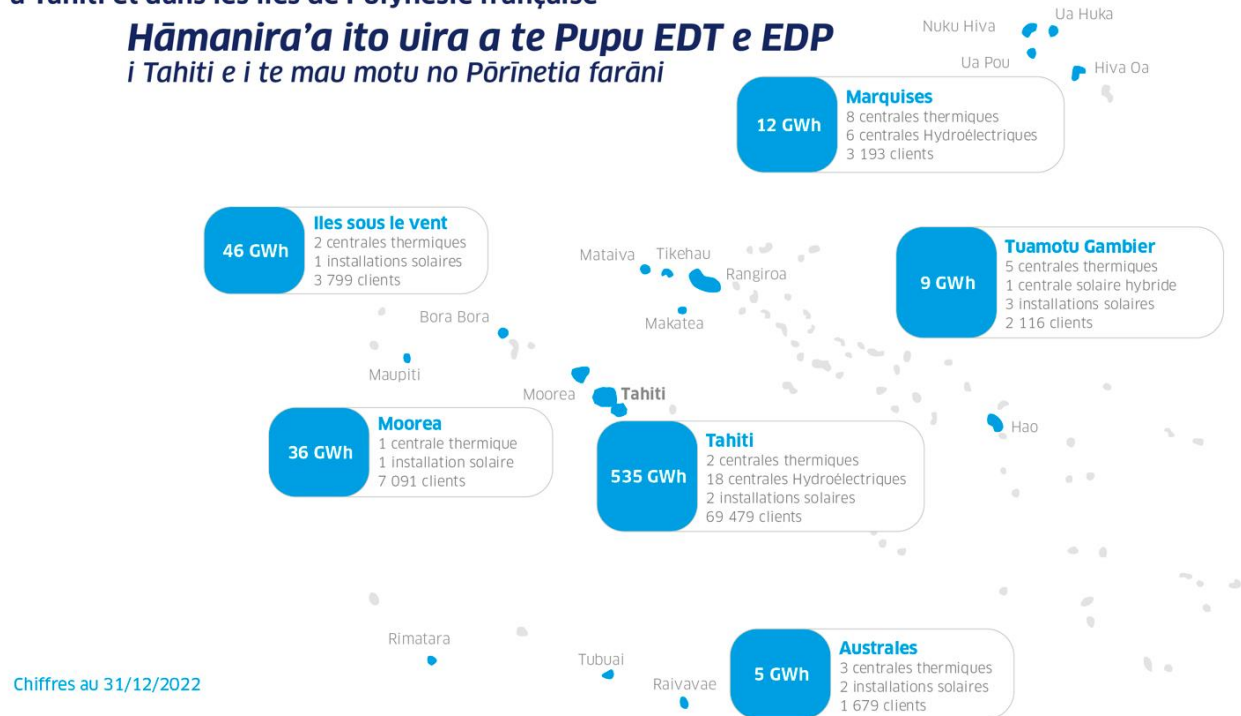
- La convention de concession
 - Les autres contrats
- Cf. paragraphe :
6- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels

Production brute d'électricité Groupe EDT et EDP à Tahiti et dans les îles de Polynésie française

*Hāmanira'a ito uira a te Pupu EDT e EDP
i Tahiti e i te mau motu no Pōrinetia farāni*



* Production brute 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 l'Europe.

Les systèmes sont donc 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.

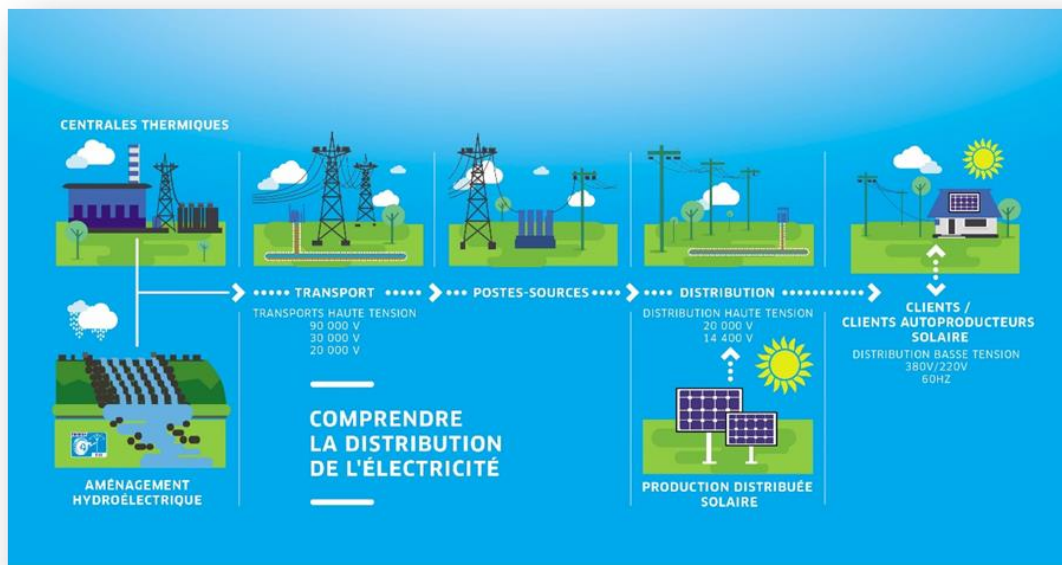
Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régies communales soit de petites installations privées.

Les concessions existantes, alliant sauf exception production et distribution, sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions en début d'année 2022, 13 à son terme).

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

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.

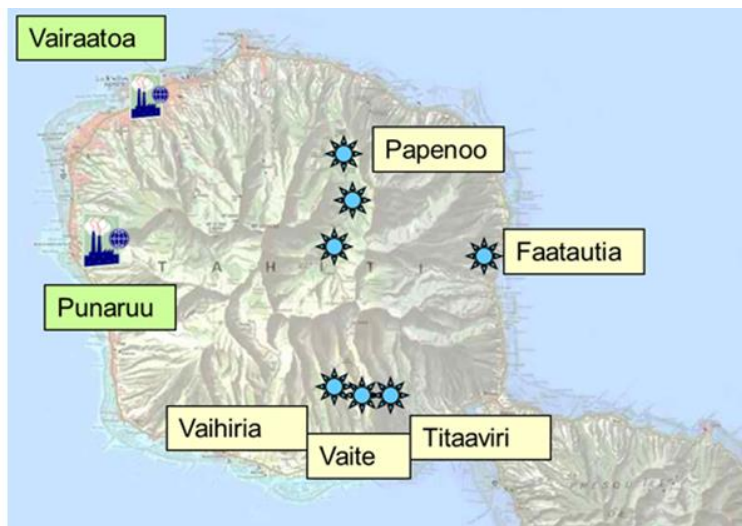


1.1.2.1 La production est composée à ce jour

- 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 3 190 installations photovoltaïques sur l'île de Tahiti (Privés hors concession)

Centrale	Puissance		Production brute		
Punaruu	121,1	MW			
Vairaatoa (Secours)	21,6	MW			
2 centrales thermiques	142,7	MW	294,894	GWh	55,10%
Papenoo	28,4	MW			
Faatautia	7,6	MW			
Vaihiria	4,9	MW			
Vaite	2,4	MW			
Titaaviri	4,1	MW			
CHPP	0,6	MW	0,82		0,24%
SPEA	0,2	MW	0,01		
18 centrales hydroélectriques	48,2	MW	199,38	GWh	37,25%
3190 installations photovoltaïques	43,6	Mwcrète	18	GWh	3,36%
PV autoconsommé (estimé)			22,909	GWh	4,28%
TOTAL			535,183	GWh	100,00%
% ENR total					44,90%

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 3 190 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 :
Un important programme de renouvellement thermique qui vient d'être validé par la Polynésie Française va permettre d'ici à 2030 de préparer le futur du système énergétique de Tahiti.

Ce programme qui comprend les éléments suivants :

- ✓ Mise en service en 2022 du générateur virtuel Putu Uira
- ✓ Plan de renouvellement des filières Punaruu (Punaruu 2025 avancé à 60 %)
- ✓ Retrofit des groupes PC 4
- ✓ Aménagement du site 3 thermique à Papenoo
- ✓ Démantèlement de Vairaatoa
- ✓ Plan 2030 de renouvellement des filières Punaruu

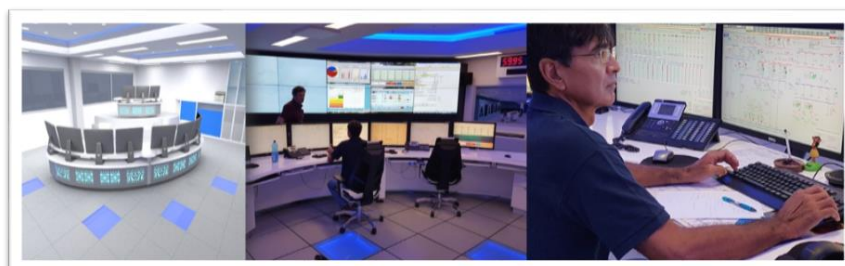
Va permettre d'accompagner au mieux les énergies renouvelables par la mise en œuvre de techniques innovantes (Lissage de la production photovoltaïque fatale par la TAC, redéfinition des minimums techniques PC4) tout un garantissant un haut niveau de résilience système électrique.

1.1.2.2 La distribution d'électricité

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

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

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



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

- La gestion de l'équilibre du système électrique conformément à la convention signée avec la TEP et le Pays.
- L'assistance à la conduite du réseau de distribution
- La remontée des incidents du réseau de distribution au chargé d'exploitation et manœuvre des organes télécommandés pour son compte
- La conduite des centrales hydro, en dehors des heures ouvrables, pour le compte de Marama Nui

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

Le groupe industriel énergétique français ENGIE a une raison d'être : agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Il mise, pour ce faire, sur des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Ce groupe, le 3^e plus grand dans le secteur de l'énergie hors pétrole, permet à 7 millions de bénéficiaires un accès à une énergie durable depuis 2018. En 2021, il a produit 426 TWh d'électricité et affiché un chiffre de 4,3 Mds€ d'investissement de croissance.

Grâce à l'ensemble de ses collaborateurs à travers le monde (101 504 dont 28,9% de femmes dans le management), il s'est engagé pour une transition abordable, résiliente et durable. Cette transition repose sur 4 axes principaux :

- **Simplifier et recentrer son organisation** en se concentrant sur ses 4 métiers cœurs et sur une trentaine de pays d'ici 2023.
- **Adapter son organisation** avec une approche industrielle renforcée.
- **Accélérer ses investissements** dans les renouvelables et les infrastructures énergétiques locales.
- **Renforcer son engagement pour la transition énergétique** avec un objectif Net Zéro Carbone d'ici 2045.

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

Le pôle énergie est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

A fin 2022, il est composé des sociétés suivantes :

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 11 concessions de Tahiti et des îles. La société est leader historique du secteur de l'énergie. Elle est concessionnaire du service public de l'électricité à Tahiti et dans 10 autres îles de Polynésie française ;
- MARAMA NUI assure depuis 1998, en concession, la production hydroélectrique dans 5 vallées de Tahiti avec 16 centrales. Elle est le premier producteur d'énergie renouvelable de Polynésie française ;
- TAHITI SUD ENERGIE assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti. Elle a été créée en 2017 ;
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques.
- ITO NUI a été créée pour développer de nouvelles installations de production d'énergie renouvelables, à commencer par des centrales photovoltaïques avec stockage dans le cadre des appels à projets du Pays.
- ELECTRICITE DE POLYNESIE (EDP), est dédiée à l'exercice de nouvelles délégations de service public de production et distribution d'électricité dans les îles.

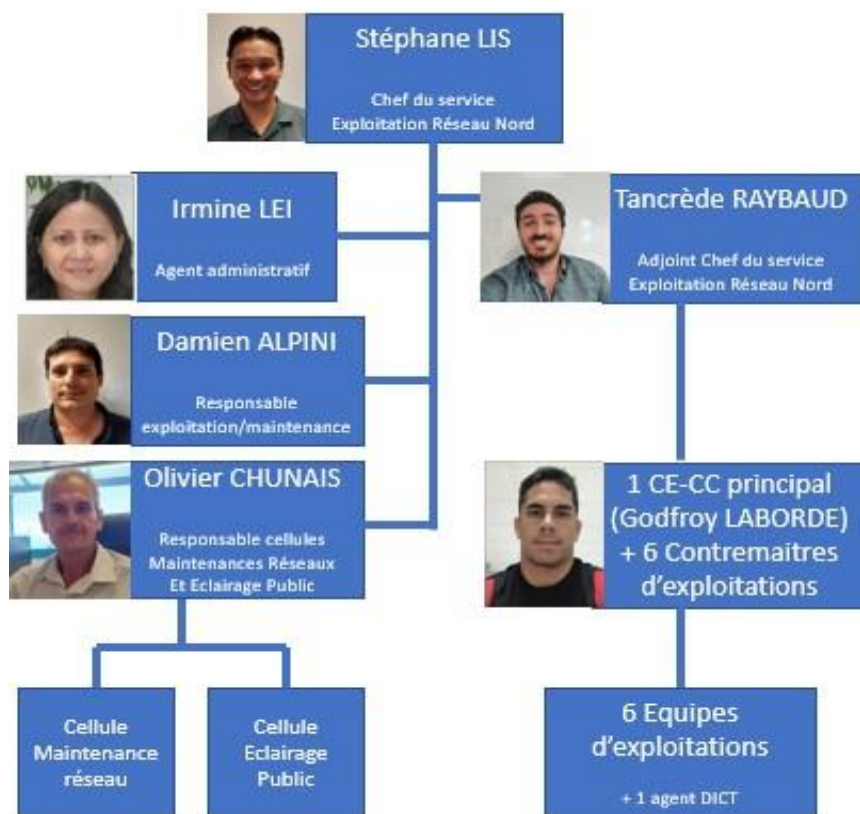
Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support. Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque. Pour le pôle énergie, il réalise en sous-traitance des opérations de maintenance des moteurs dans les îles et sur Tahiti des travaux sur les réseaux.

1.2.3. Les moyens affectés à la concession

L'effectif technique à la concession du Nord est de 211 salariés composant les services en 2022 :

- Exploitation des réseaux : 44 agents
- Gestion des énergies 16 agents
- Exploitation thermique, 85 agents
- Réseau clientèle, 18 agents
- Technico-commercial 48 agents

Service Exploitation Réseaux Nord



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

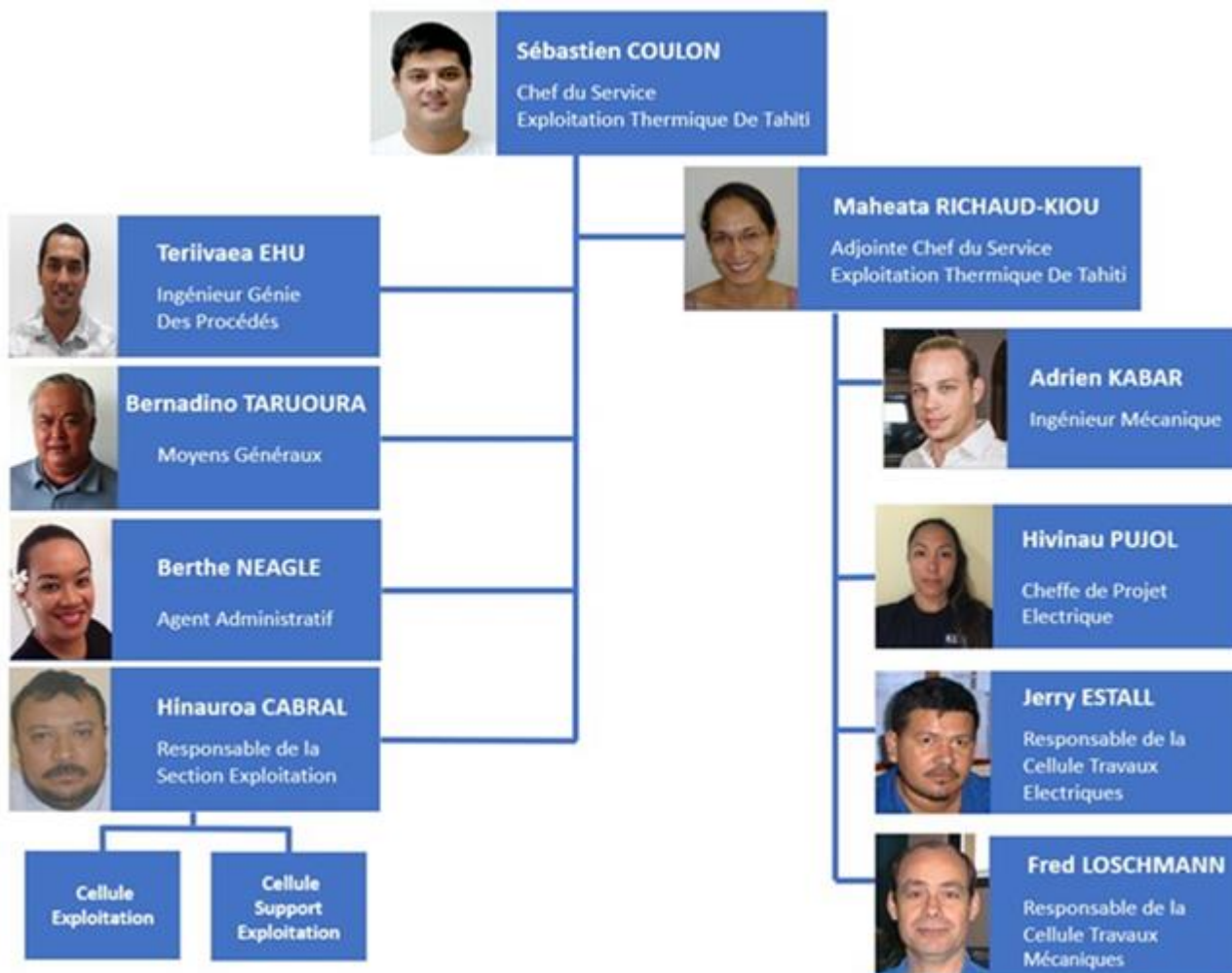
- La cellule ERT encadrée par Tancrède RAYBAUD,
- La cellule Maintenance encadrée par Olivier Chunais,
- La cellule Eclairage Public encadrée par Olivier Chunais.

Ce service, rattaché à la Direction Technique, compte un effectif total de 44 employés.

Ses missions :

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

Service exploitation thermique



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

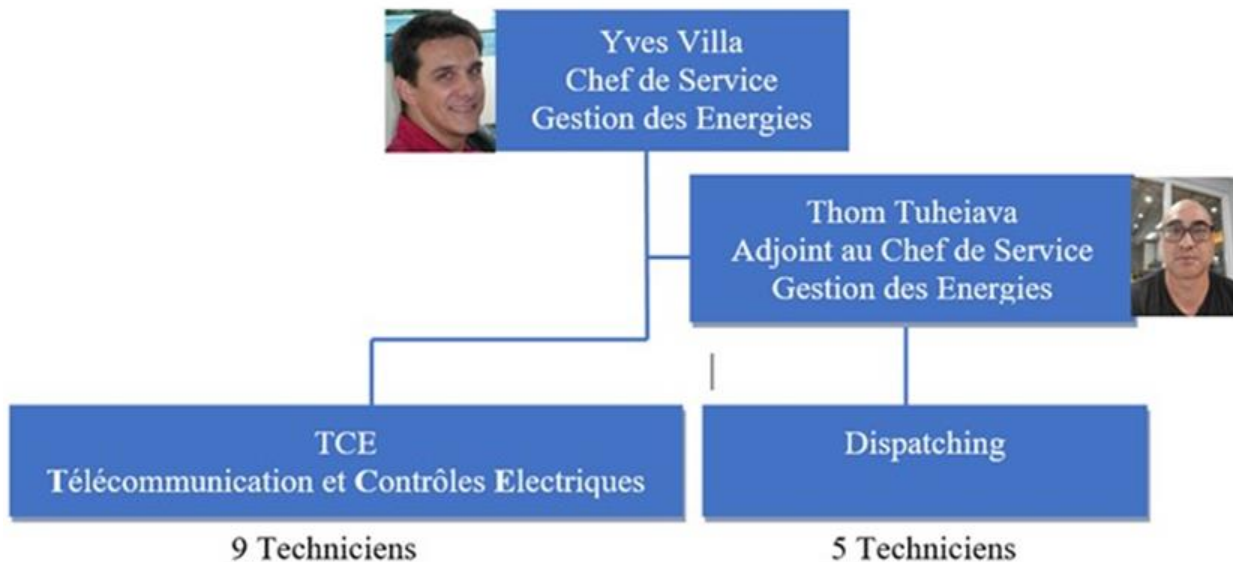
- La cellule Travaux Mécaniques
- La cellule Travaux électriques
- La cellule Exploitation et Conduite des Centrales
- La cellule Labo.

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

Service Gestion des énergies

Le service de Gestion des énergies gère le Dispatching et le TCE (Télécommunication et Contrôles Electriques)

Organigramme



Dirigé par Monsieur Yves Villa, chef de service, et assisté par Monsieur Thom Tuheiava, le Service Gestion des Energies est composé de 2 cellules :

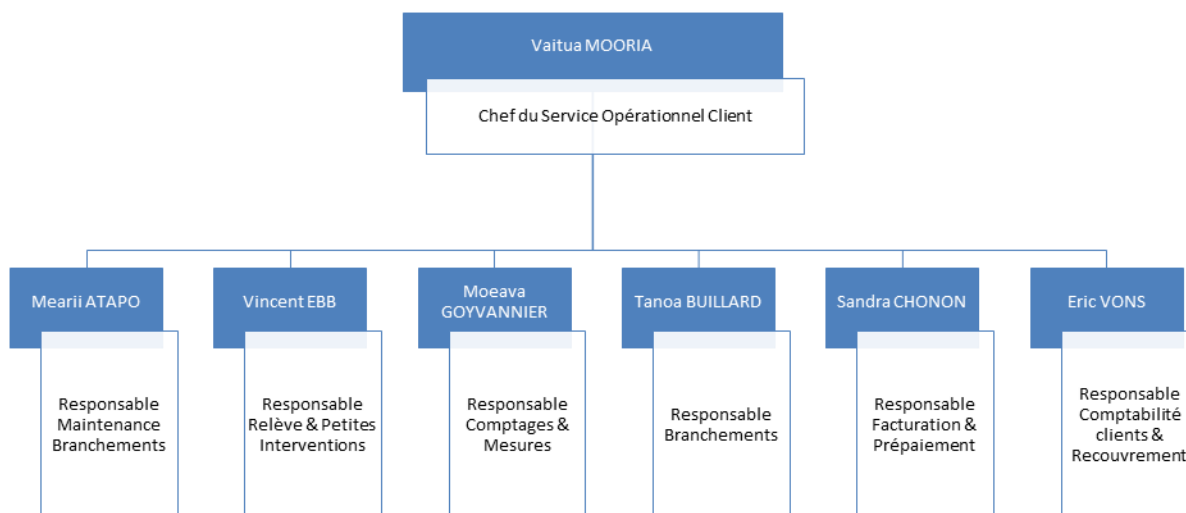
- La cellule Dispatching
- La cellule Télécommunication et Contrôles Electriques (TCE)

Ce service, rattaché à la Direction Technique, compte un effectif total de 16 employés.

Ses missions :

- La Gestion du placement de l'énergie tout en respectant l'équilibre du réseau en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (le Pays) → Rôle du Dispatcheur
- La maintenance, le dépannage et le contrôle de tous les éléments communiquant et télécommandable des postes de distribution et du réseau → Rôle du TCE

Service Support Opérationnel Client (48 agents)



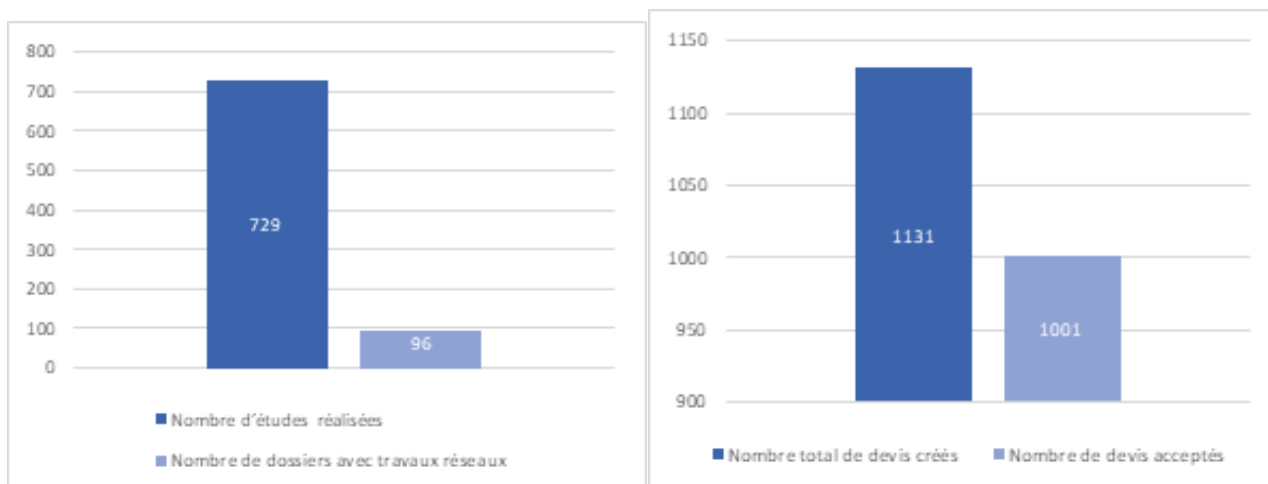
Le service est composé de six (6) cellules :

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

Ses principales missions :

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

Activité Branchements :

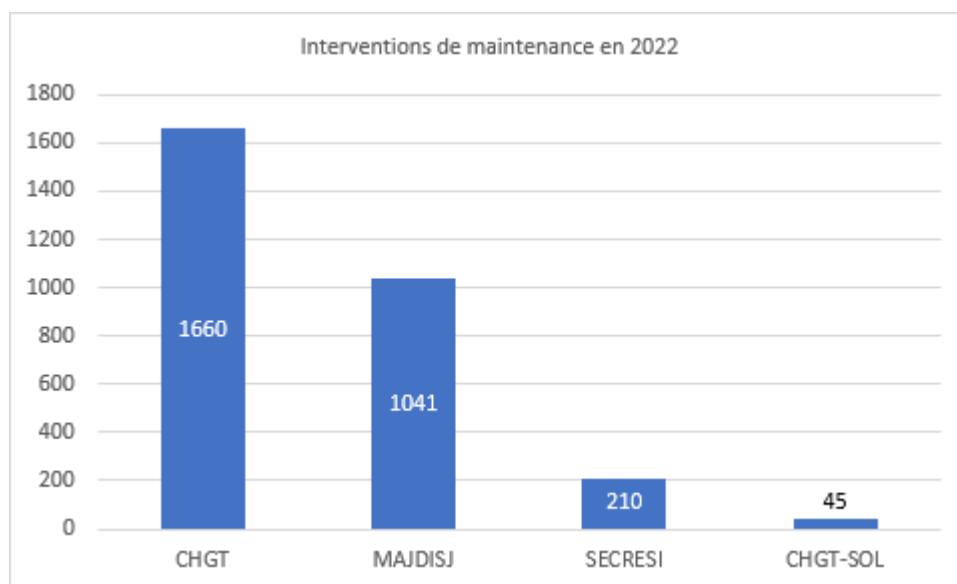
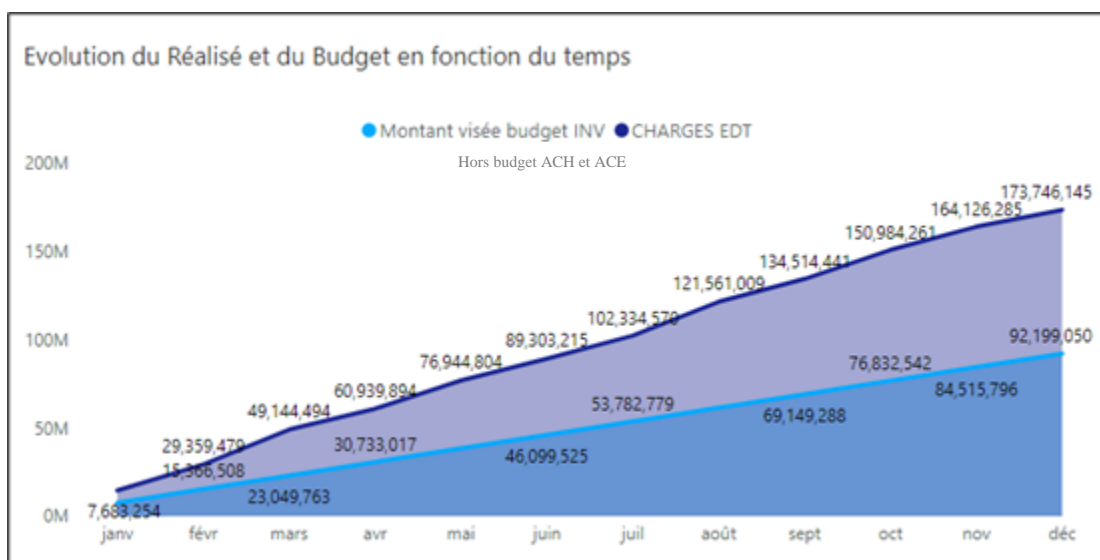


L'année 2022 comptabilise 729 études de terrain dont 96 impliquaient une extension/modification des réseaux de distribution. La baisse par rapport à 2021 (1079) s'explique en partie par la révision des forfaits de raccordement solaire et l'arrêt des passages sur site pour l'établissement des devis (les compteurs en exploitation étant à flux bidirectionnels, aucune adaptation pour la pose d'un second compteur en injection n'est désormais nécessaire).

Le taux d'acceptation des devis est de 89 % avec 1131 devis établis à fin décembre et 1001 devis acceptés.

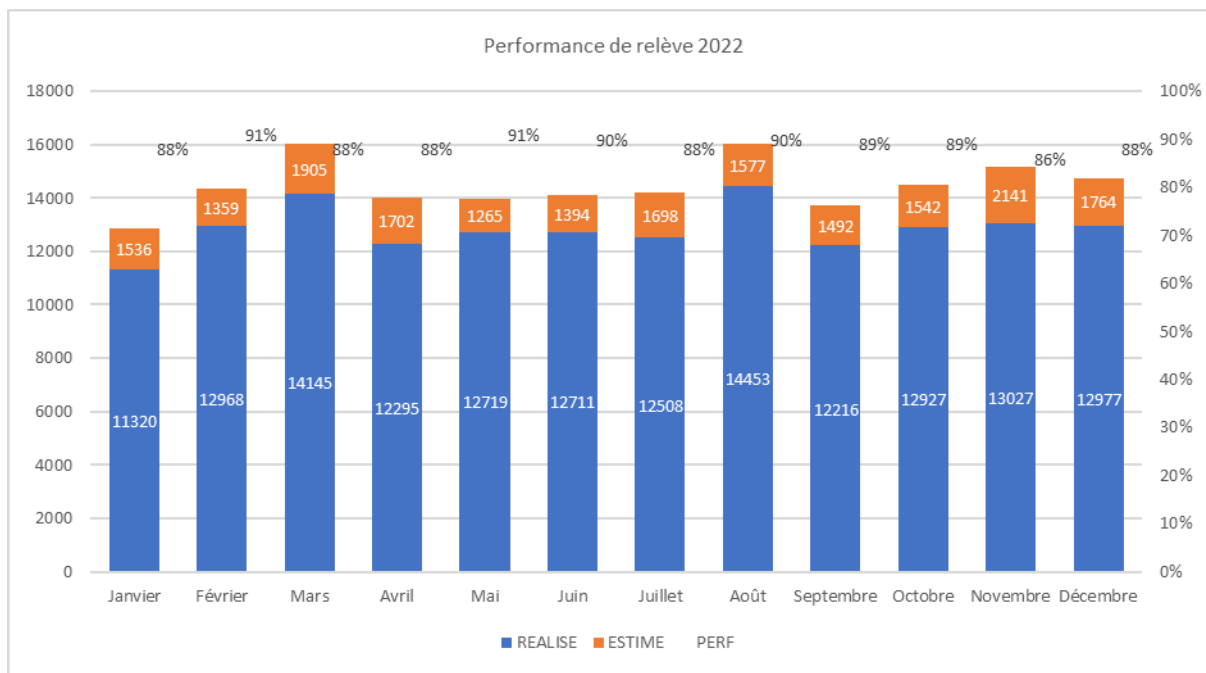
Activité Maintenance Branchements :

L'activité de maintenance totalise un coût total d'investissement au titre du renouvellement des compteurs de 174 MF (contre 156 MF en 2021) et comptabilise 2 956 interventions (toutes maintenances confondues).



Une hausse des renouvellements est envisagée sur les prochaines années. Ces renouvellements seront guidés par un audit du parc de compteurs de la concession programmé sur la période 2023-2029. Le volume annuel prévisionnel de l'audit portera sur 8000 à 10000 compteurs par an.

Activité Relève et Petites Interventions :



La performance de relève s'élève à 89% sur l'année 2022. Ce qui représente environ 6000 compteurs non relevés sur un cycle complet (4 mois). Les difficultés de relève rencontrées sont essentiellement liées à l'inaccessibilité des compteurs.

Un suivi mensuel sur la situation des compteurs inaccessibles a été initiée. Un objectif de visite annuelle a été établi pour limiter d'une part le volume de facturation estimée sur une période consécutive trop importante et d'autre part pour s'assurer du bon état des ouvrages. Cette démarche vise à être pérennisée dans le temps.

L'activité comptabilise 9644 interventions aux compteurs sur l'année (changement de puissance, coupure après résiliation, mise sous tension, coupures pour impayés ...).

Activité Comptages & Mesures

Le parc des compteurs actuellement en télérelève s'élève à 3 278 compteurs résidentiels ≤ 39 kVA (parc en constante diminution dû à l'obsolescence des compteurs fonctionnant avec la technologie CPL-G1 qui ne sont plus fournis) et 699 compteurs de type ZMD.

Un pilote avec la solution de télérelève Advance de Landis pour le parc de compteurs de type ZMD (PDL avec puissance souscrite $> 39,6$ kVA) a été lancée afin de répondre à l'obsolescence des solutions actuellement en exploitation. Le pilote a été plutôt concluant avec des résultats de télérelève et de récupération des courbes de charge satisfaisantes.

Le déploiement de cette nouvelle solution est prévu début 2023 avec pour cible une migration complète du parc des compteurs pour fin 2024.

Par ailleurs, un projet de déploiement de compteurs résidentiels de nouvelle génération est en cours d'étude. Il viserait à remplacer 30 000 compteurs sur la période 2024-2029. Basé sur la technologie de communication CPL-G3, il permettrait d'envisager une télérelève plus étendue voire la réalisation d'opérations à distance (modifications contractuelles, mises en service etc...).

Activité Facturation & Prépaiement :

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

La cellule gère également l'ensemble des contrats de prépaiement via l'outil Suprima, intervient en support des utilisateurs internes et externes pour la vente des tickets et contribue ponctuellement à des projets de déploiement de la solution de prépaiement en lien avec les services techniques et informatiques dans les îles hors concessions.

Activité Comptabilité Clients & Recouvrement :

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

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

1.3.1.1. Historique

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

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

Avenants :

- n°1 du 06 décembre 1966 : Modifie les articles 5 et 11.
- n°2 du 13 septembre 1972 : Modifie l'article 1er.
- n°3 du 15 juillet 1976 : Modifie l'article 1er.
- n° « 3 bis » du 17 février 1983 : Modification unilatérale (par délibération) des articles 11, 15 et 16.
- n°4 du 22 mai 1987 : Modifie l'article 11, et reprend les modifications des articles 15 et 16 faites par l'avenant n°3 bis.
- n°5 du 05 mai 1988 : Modifie l'article 11.
- n°6 du 11 janvier 1989 : Modifie les articles 11 et 14.
- n°7 du 12 décembre 1990 : Refonte quasi-totale du Cahier des Charges, en prévoyant notamment l'association des communes concédantes et une prorogation à 2020.
- n°8 du 17 janvier 1992 : Modifie l'article 11.
- n°9 du 31 mai 1994 : Modifie l'article 11.
- n°10 du 09 septembre 1997 : Modifie l'article 11.
- n°11 du 06 décembre 1999 : Modifie les articles 2, 5, 8, 11 et 21 (prorogation à 2030).
- n°12 du 05 juin 2001 : Modifie l'article 11.
- n°13 du 15 février 2005 : Modifie l'article 11.
- n°14 du 30 juin 2008 : Modifie l'article 11
- n°15 du 06 février 2009 : Modifie l'article 11 (nouvelles tranches).
- n°16 du 16 mars 2012 : Modifie les articles 7,11 et 13
- Jugement du Tribunal Administratif du 3 juillet 2013 : modifie l'article 11
- n°16 B du 31 septembre 2013 : Modifie l'article 11
- n°16 C du 23 février 2015 : Modifie les articles 11 et 18
- n°17 du 29 décembre 2015 : Modifie l'article 5 de la convention de concession et les articles 11, 22, 23, 24, 27 et 28 du cahier des charges, et crée un article 12 bis
- n°17 B du 26.02.2016 : Etablit une grille tarifaire temporaire, dans l'attente de l'application de la formule prévue à l'avenant 17
- n°18 du 11.02.2019 : Etablit une nouvelle grille tarifaire temporaire, reconnaît le manque à gagner du concessionnaire au titre de la hausse des coûts des hydrocarbures et du transport non répercutés dans les prix entre le 1er mars 2016 et le 31 décembre 2018, et annonce un avenant 19.
- n°18b du 20.07.2020 : impact les comptes 2019 sur 3 points :
 - o Reconnaît de façon définitive le manque à gagner du concessionnaire au titre de la hausse des coûts des hydrocarbures et du transport non répercutés dans les prix, et en fixe les modalités de règlement.
 - 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 qu'appliquée dans les comptes de délégation depuis 2017.
- n°19 du 29.12.2021 : simple mise à jour de la grille tarifaire, pour tenir compte notamment du nouveau mécanisme de solidarité tarifaire inter-îles.

1.3.1.2 Le cas de l'extension aux îles

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

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

1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

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

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

2- OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 - 2.1 Mode de détermination des tarifs
 - 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2022
 - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
 - 2.4 Autres produits d'exploitation
 - 2.5 Statistiques de ventes
 - 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur TAHITI NORD
 - 2.7 Gestion des impayés
 - 2.8 Services offerts à la clientèle
 - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

Les tarifs de vente de l'électricité sont arrêtés par le Conseil des Ministres.

Deux actualisations des tarifs ont été pratiquées au cours de l'année 2022 relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

La première actualisation applicable au 1^{er} janvier 2022, conformément à l'arrêté n° 2980 CM du 22 décembre 2021.

La seconde actualisation applicable au 1^{er} octobre 2022, conformément à l'arrêté n° 1975 CM du 29 septembre 2022.

2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2022

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 30 septembre 2022
			Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	11,90
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	31,10
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	21,50
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	38,60
BT Eclairage public	P4		31,70
BT Usages professionnels et autres usages	P5		35,90
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	23,10
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	19,40
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		13,30
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		20,90
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		29,80

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er octobre au 31 Décembre 2022
			Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	11,90
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	31,10
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 150 kWh/mois	22,00
BT Usage domestique 2nde tranche	P3	de 150 à 240 kWh/mois	23,30
BT Usage domestique 3ème tranche	P4	de 240 à 360 kWh/mois	40,64
BT Usage domestique 4ème tranche	P5	au -dessus de 360 kWh/mois	42,46
BT Eclairage public	P6		33,95
BT Usages professionnels et autres usages	P7	de 0 à 500 kWh/mois	36,20
	P8	de 500 à 1 000 kWh/mois	37,00
	P9	au -dessus de 1000 kWh/mois	39,49
MT Tarif jour 1ère tranche	P10	de 0 à 18 000 kWh/mois	24,63
MT Tarif jour 2ème tranche	P11	au -dessus de 18 000 kWh/mois	26,10
MT Tarif nuit 1ère tranche	P12	de 0 à 18 000 kWh/mois	21,67
MT Tarif nuit 2ème tranche	P13	au -dessus de 18 000 kWh/mois	23,15
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite	P14		13,30
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P15		20,90
Prépaiement supérieur à 3,3 kVA de puissance souscrite	P16		29,80

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er janvier au 30 septembre 2022
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er octobre au 31 décembre 2022
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355

Redevance	Prix unitaire XPF
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%
- sur Redevance Transport	0%
Autres	
- Contribution de Solidarité sur l'Electricité (CSE)	6,30 XPF/kWh
- Contribution pour la Solidarité (CPS)	1%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance	Du 1er janvier au 31 décembre 2022
	P=39,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 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
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 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

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur	kWh vendus postérieur	Total kWh vendus	Montant antérieur	Montant postérieur	Total XPF	Puissance totale (kVA)	Prime totale (XPF)	Puissance au 31/12/2022 (kVA)	Total kWh vendus 2021
BT Usage social 1ère tranche	P0	27 540 583	9 172 795	36 713 378	327 725 045	108 992 686	436 717 731	748 684	196 565 596	63 654	36 286 045
BT Usage social 2ème tranche	P1	4 388 332	1 236 312	5 624 644	136 491 130	38 265 135	174 756 265				5 642 871
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	52 023 647	11 992 015	64 015 662	1 106 835 758	260 650 785	1 367 486 543	2 367 811	1 034 439 840	197 465	70 138 715
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	25 383 431	5 381 079	30 764 510	953 581 782	117 201 490	1 070 783 272				35 208 456
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4		3 628 401	3 628 401		147 459 070	147 459 070				
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5		3 329 311	3 329 311		141 362 626	141 362 626				
BT Eclairage public	P4	2 927 259	892 514	3 819 773	92 840 113	30 300 849	123 140 962	60 583	24 272 845	5 078	4 003 236
BT Usage professionnel 1ère tranche	P5	55 446 704	5 997 118	61 443 822	1 992 407 099	217 102 005	2 209 509 104	1 350 353	540 141 293	113 474	71 726 083
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6		3 230 993	3 230 993	0	119 547 467	119 547 467				
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7		8 851 530	8 851 530	0	349 546 978	349 546 978				
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	90 627 579	14 241 867	104 869 446	2 094 341 324	350 777 188	2 445 118 512				
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	0	14 908 159	14 908 159	0	389 102 991	389 102 991	584 676	977 420 450	48 933	121 000 495
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	51 374 122	9 823 670	61 197 792	997 226 560	212 878 923	1 210 105 483				
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	0	7 217 388	7 217 388	0	167 082 532	167 082 532	240 175	325 437 125		67 707 494
Prépaiement			78 133	78 133	0	1 719 520	1 719 520	1 214		139	76 744
Total		309 711 657	99 981 285	409 692 942	10 353 439 055	2 651 990 244	10 353 439 055	5 353 496	3 098 277 149	428 743	411 790 139

EP - G1

Autres

CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL

3 522 072

98

13 455 238 374

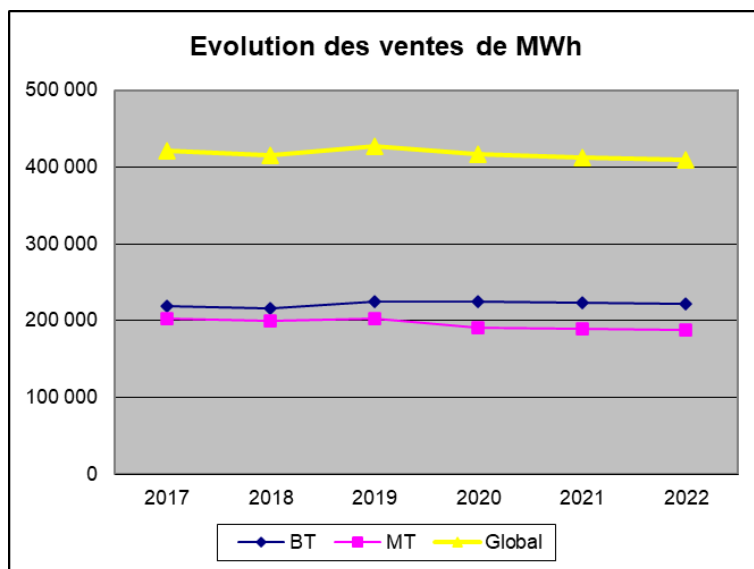
* Ce tableau inclus les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	26 120 050 XPF
- Frais de relance :	32 412 128 XPF
- Total	58 532 178 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



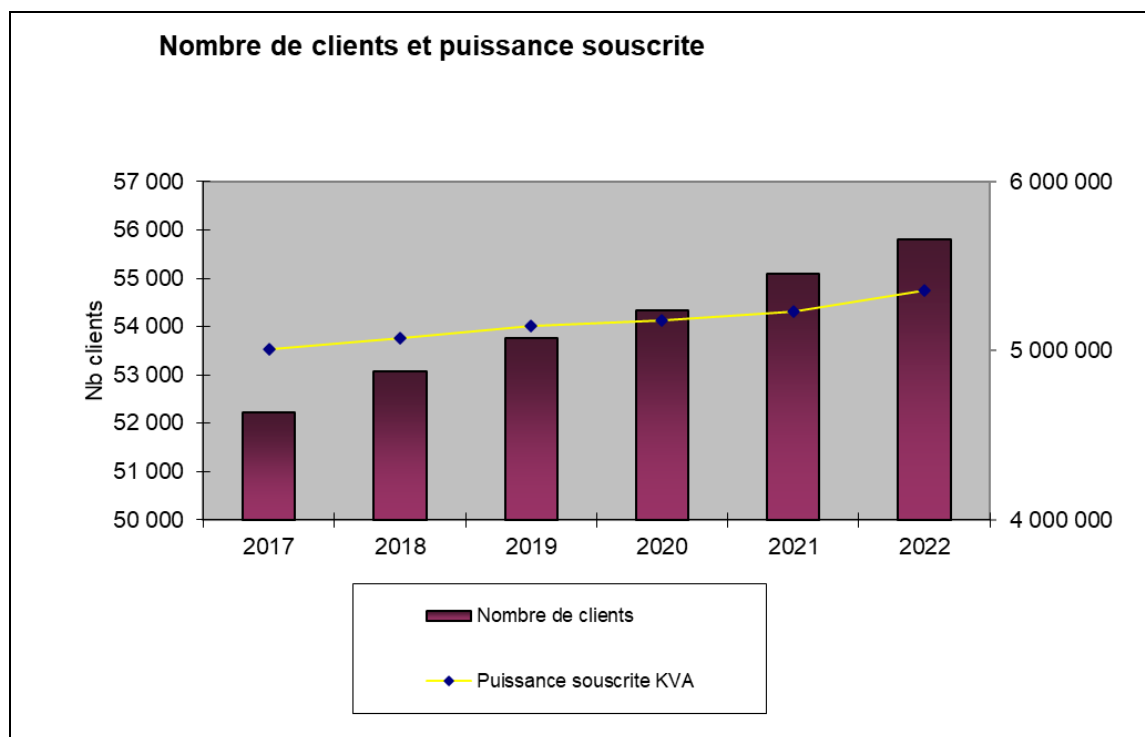
Les ventes d'électricité diminuent de -0,5% (soit près de -2,1 GWh) entre 2021 et 2022 sur la concession Tahiti Nord et s'établissent à un volume global de **409,7 GWh** sur 2022. Cette baisse générale correspond à l'effet conjugué des ventes en basse tension qui diminuent par rapport à 2021 (qui représentent 54% du volume global) de -0,7% (-1,6 GWh) et d'une baisse des ventes en moyenne tension (46% des volumes) de -0,3% (-0,5 GWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui représente 65,0% des volumes basse tension, a connu une baisse de -2,2% (-3,2 GWh). La tendance du nombre de nouvelles installations raccordées par les particuliers se poursuit à la hausse entre 2021 et 2022.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent 33,2% des ventes basse tension, ont augmenté de +2,5% (+1,8 GWh) et enregistrent près de 90 nouveaux contrats contre 139 nouveaux contrats en 2021.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,7% des ventes en basse tension, poursuivent leur tendance baissière (en raison de passage en LEDs sur plusieurs Communes de Tahiti Nord) et diminuent de -4,6% (-0,2 GWh) pour s'établir à environ 3,8 GWh vendus sur 2022.

Les ventes en moyenne tension diminuent de -0,3% en 2022 (-0,5 GWh), cette diminution est liée à principalement à l'effet conjugué de l'autoconsommation avec les nouvelles installations solaires ou augmentations de puissance des installations solaires existantes et de la démarche globale de réduction de la consommation électrique des entreprises. La mise en place du SWAC au CHPF début juillet 2022 impacte fortement à la baisse la consommation de celui-ci. Cependant, l'ouverture du Hilton Tahiti fin 2021 a compensé en grande partie la baisse de la consommation du CHPF lié à la mise en place du SWAC. Globalement, la puissance solaire installée pour l'ensemble des clients BT et MT raccordés passe de 2,9 MWc en 2021 à 3,3 MWc pour l'année 2022, soit une augmentation de +13,8%.



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

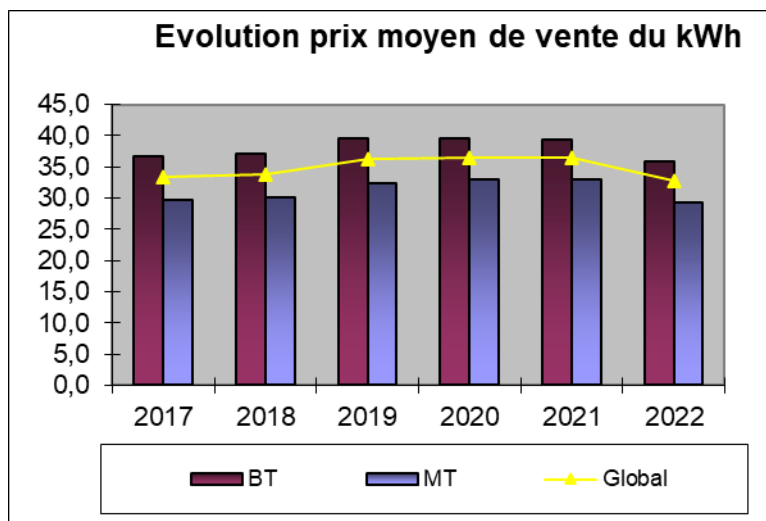
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	55 262	+1,3% (+ 698 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>536</u>	<u>+1,1% (+ 6 contrats)</u>
	55 798	+1,3% (+ 704 contrats)

variation / 2021 (*nombre de contrats*)

Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 4,0% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 735 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 35% du nombre total d'abonnés.
- la diminution de 0,5% du nombre de clients en tarif « classique », avec 142 contrats en moins à ce tarif par rapport à 2021. Les clients en « tarif classique » se sont reportés sur le tarif « petits consommateurs ». Les clients en tarif « classique » représentent aujourd'hui 51% du nombre total d'abonnés.
- la hausse de 1,4% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui représentent 11% du nombre total d'abonnés, avec 90 contrats supplémentaires par rapport à 2021.
- La hausse du nombre de clients moyenne tension de +1,1% en 2022 (+6 contrats), qui représentent 1% du nombre total d'abonnés.

La puissance souscrite facturée s'élève à 5 353 496 kVA, soit une hausse de 2,3% par rapport à 2021.

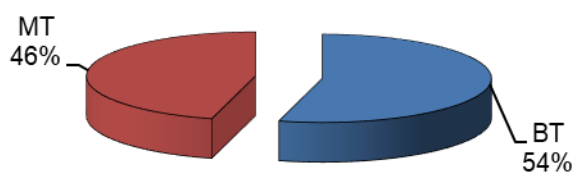


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :

Tarifs basse tension	35,8 Fcp	variation / 2021	- 9,0%
Tarifs moyenne tension	<u>29,3 Fcp</u>		<u>-11,2%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	32,8 Fcp		- 9,9%

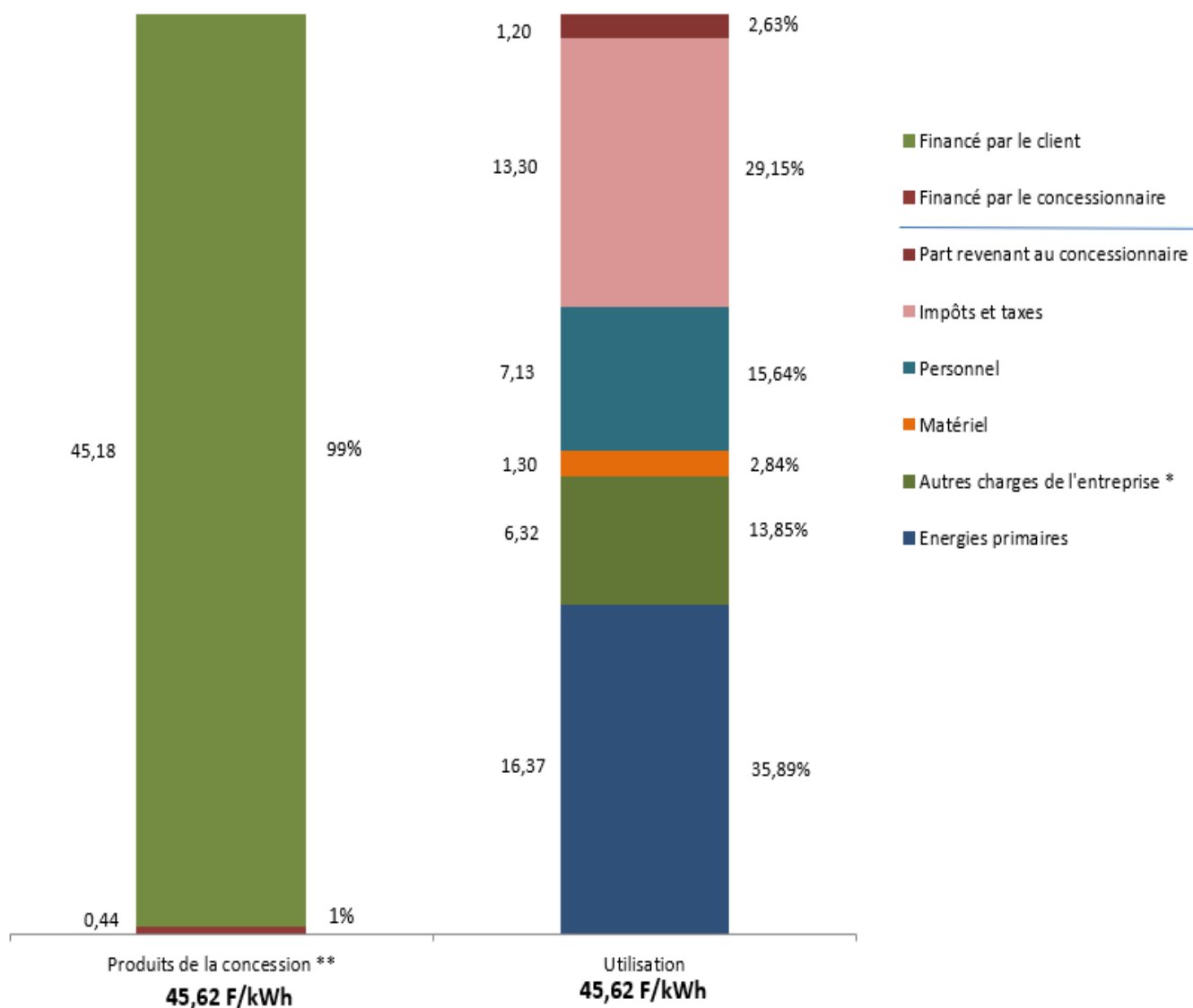
Le prix moyen de vente du kWh diminue de -9,9% et s'établit à 32,8 Fcp/kWh, en raison de la baisse des tarifs applicables au 1^{er} janvier du fait de la mise en place de la CSE (Contribution de solidarité sur l'électricité de 6,3 xpf/kWh). Malgré une augmentation ayant eu lieu au 1^{er} octobre 2022 pour prise en compte partielle de l'augmentation des prix des hydrocarbures.

Répartition des ventes BT / MT



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

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord 2022 (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.

**Dont 45,18 F/KWh (99%) de sommes facturées aux clients

La colonne de droite « Utilisation » détaille par nature l'ensemble des dépenses de la concession. Ces dépenses exprimées par kWh vendu s'élèvent à 45,62 F.

- Le poste impôts et taxes de 13,30 F/kWh représente 29% des dépenses de l'exercice, il inclut :
 - les taxes communales,
 - la TVA,
 - la contribution de solidarité sur l'électricité (CSE),
 - l'IS,
 - l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes.
 - la Contribution pour la solidarité (CPS) d'une valeur de 6,30 F/kWh
 Ne sont pas inclus par simplification, la patente et l'IRCM sur les produits financiers qui figurent dans les « autres charges de l'entreprise ».

- Les énergies comprennent :
 - le coût d'achat des énergies fossiles gazole,
 - le coût d'achat des énergies renouvelables hydroélectricité et solaire,
 - le coûts des huiles.

La colonne de gauche « Produits de la concession » est d'un montant équivalent, ces produits ont trois origines :

- Les recettes clients de 45,18 F/kWh qui financent 99% des dépenses de la concession
- Le concessionnaire pour 0,44 F/kWh pour la différence soit 1% des dépenses de la concession Cette somme est une avance de trésorerie faite par le concessionnaire pour payer la part non répercutée du prix du gasoil dans les tarifs.

Détail des produits de la concession:

en F/kWh en %

La part financée par le client comprend:

- Les ventes d'énergie	32,84	72,0%
- Les produits accessoires	0,14	0,3%
- Les taxes communales, TVA, CPS	5,90	12,9%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	13,8%
	<hr/>	
	45,18	99,0%

La part financée par le concessionnaire:

- Avance du concessionnaire	0,44	1,0%
	<hr/>	
	0,44	1,0%

Total Produits 45,62 F/kWh

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2022, 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 31/12/22, était de 3,1 Milliards Fcp, ce qui représente 18% du chiffre d'affaires 2022, soit un délai de créances clients de 65 jours, contre 66 jours en 2021, soit une diminution de 1 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Tahiti Nord, en moyenne 5 501 clients (5 524 clients en 2021, soit une diminution de 23 clients) sont ainsi relancés chaque mois, ce qui représente environ 9,9% 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 168 clients par mois (le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 145 clients en moyenne par mois en 2021, soit une augmentation de 16%), ce qui représente 0,3% 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 2022, près de 11,0 Millions Fcp (27,0 Millions Fcp en 2021) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tahiti Nord, soit 0,07% du chiffre d'affaires réalisé sur 2022.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2022

Avril :

- Fin de concession qui a entraîné la fermeture des agences des îles sous le vent Huahine, Taha'a, Taputapuatea, Tumaraa'a.

Juin :

- Agence Vaima met à disposition de ses clients un espace selfcare offrant ainsi aux clients dépourvus d'un ordinateur à domicile et donc un accès à internet pour créer et accéder aux compte web EDT.

Octobre :

- Déménagement de l'agence Puurai à Carrefour Plaza.
- L'agence de Puurai est désormais fermée, mais la caisse drive reste ouverte aux horaires habituels.
- L'agence Plaza, une nouvelle agence ouverte du lundi au samedi sur une plage horaire plus étendue 08h00 - 17h00, samedi 08h00 11h30, offrant une facilité d'accès avec un parking couvert et gratuit, accessible aux usagers des transports en commun et accessibles et aux personnes à mobilité réduite. Les équipes clientèles poursuivent les mêmes missions : paiement des factures, ouverture de contrats, résiliation, changement de noms...
- Une borne de paiement positionnée à l'extérieur de l'agence plaza permettant l'encaissement des factures en espèces et cartes bancaires sur une plage horaire étendue aux horaires d'ouverture de la galerie, les weeks end et les jours fériés, une borne au sein de l'agence du Vaima.

31 décembre :

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

Organisation du Service Clientèle

TAHITI NORD

Ce réseau composé de 6 agences situées à Puurai, Plaza Carrefour Faa'a, Vaima, Arue, Papara et l'agence mobile – le bus Te Hono en partenariat avec la CPS, est rattaché au réseau EDT lequel comprend plus de 19 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 des moyens nécessaires dans la satisfaction de la demande du Client, via les différents canaux proposés par EDT : agences, guichets, mails et téléphone.

Au travers de son rattachement à EDT, la concession du Nord bénéficie directement des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan de la gestion commerciale :

- Des services ou cellules spécialisées
 - Solutions énergétiques
 - Comptabilité clients et recouvrement
 - Facturation
 - Réclamation
- D'outils performants
 - Un centre d'appel téléphonique avec un service d'astreinte téléphonique dépannage disponible 24/24h,

- Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux.

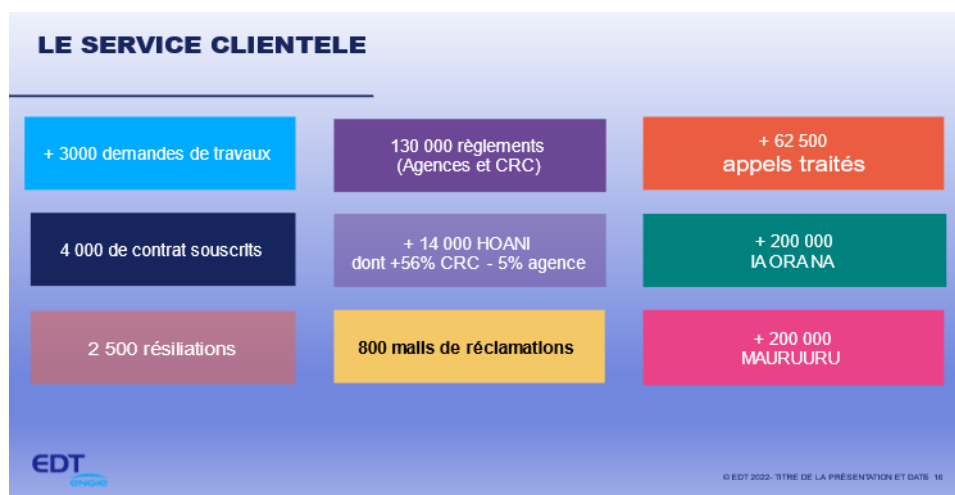
Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc. ; avec notamment son système informatique de gestion de la clientèle, HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, lequel permet d'optimiser la relation client.

Les services offerts à la clientèle de Tahiti

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

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

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

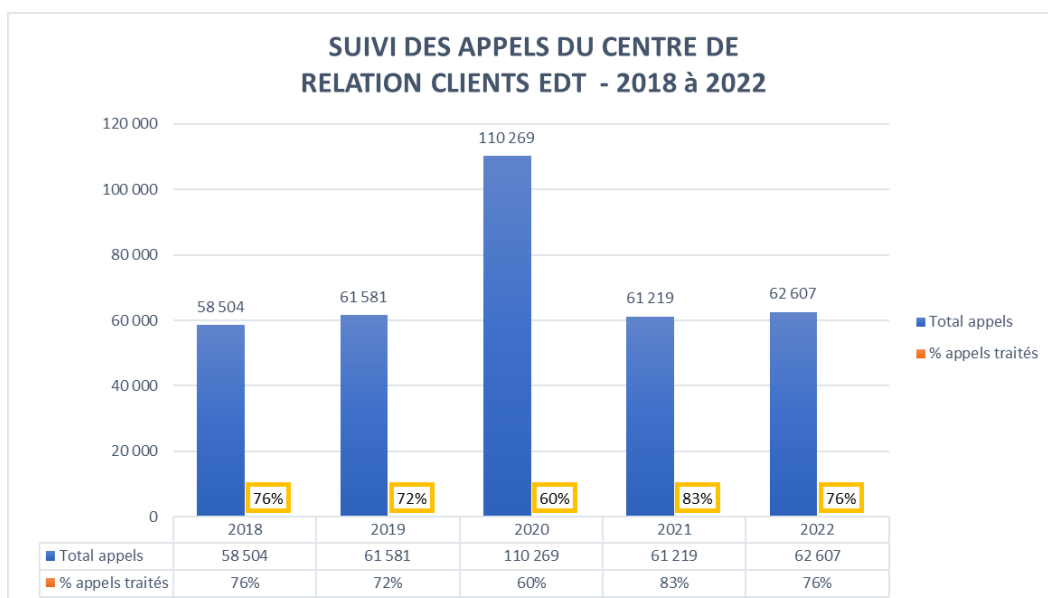


Mesures de la satisfaction clients

En 2022, deux enquêtes de satisfaction menées auprès des clients de EDT (particuliers et professionnels) affichent une note de satisfaction de :

- Satisfaction globale des clients
Particuliers donnent une note de 7.5/10
Professionnels donnent une note de 8.6/10
- Satisfaction de la qualité fourniture énergie
Particuliers donnent une note de 8,4/10
Professionnels donnent une note de 8/10
- Les agences
Particuliers : note de 8,6/10
Professionnels : note de 7,6/10
- Infos conseils :
Particuliers : note de 8,4/10
Professionnels : note de 7,8/10
- Agents releveurs
Particuliers : note de 8,3/10
- Service dépannage :
Particuliers : 8,2/10
- Agence en ligne :
Particuliers : note de 8,7/10
Professionnels : note de 8,6/10
- La satisfaction client sur le service dépannage EDT
72% des clients ayant contactés le Centre de Relation Clients sont satisfaits à 90% de l'accueil téléphonique et de l'intervention des équipes techniques.

Le nombre d'appels clients est en augmentation de + 2% positionnant le Centre de Relation Client comme un acteur majeur de la relation client.



L'information clients par SMS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients :

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

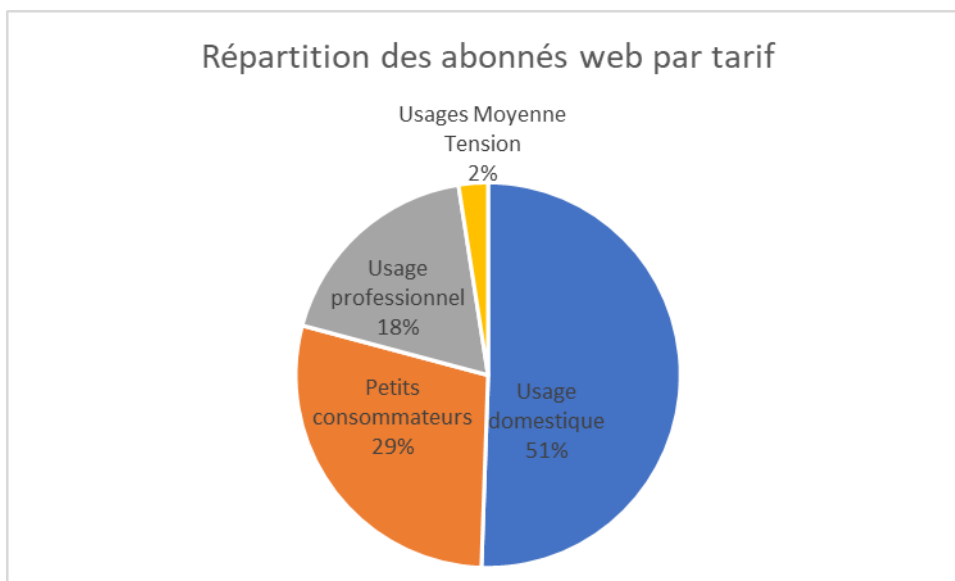
A fin 2022, près de 50 585 contrats sont inscrits aux différents services SMS pour Tahiti et les îles.

Nb contrats actifs avec service SMS en 2022

Service SMS	TAHITI	TSE	ILES	Total général
Auto-relève	5 918	1 382	781	8 081
Avis annulation coupure tvx	5 302	1 357	433	7 092
Avis confirmation coupure tvx	5 302	1 357	433	7 092
Avis coupure tvx	5 313	1 361	433	7 107
Avis passage releveur	4 356	964	422	5 742
Mnt fact mensuelle	5 799	1 367	680	7 846
Relance	5 739	1 224	662	7 625
Total général	37 729	9 012	3 844	50 585

Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	Nb accès web	%age connectés
Tahiti Nord	13661	32%



L'année 2022 a conforté la progression des indicateurs de l'e-reputation d'EDT autant sur ses outils digitaux que sur ses communautés des réseaux sociaux.

L'impulsion de la crise Covid sur le digital s'est maintenue, le recours aux deux services phares du site que sont le paiement en ligne et l'auto-relève a même progressé.

L'annonce des fins de concession de Raiatea, Huahine, Tahaa, Rurutu et Moorea ont suscité beaucoup de réactions de compassion et de gratitude pour les années passées au service de la population.

Un partenariat avec une influenceuse locale a permis de donner une grande visibilité à la communication digitale sur le réseau Facebook sur des thématiques importantes : économies d'énergie, l'agence en ligne, l'auto-relève, le tarif petits consommateurs.

Cette année a été marquée par la mise en place des bornes de paiement dans 2 agences, ce produit est un hybride entre le digital et le présentiel, il nous permettra d'orienter notre clientèle vers une autonomie et fera diminuer progressivement les encaissements par les agents.

Un partenariat avec des communes a permis d'organiser des opérations de proximité sur les économies d'énergie : Pirae, Faa'a ; très bien appréciées de la population, ces opérations perdureront en 2023 avec d'autres communes.

 Facebook +12%

 Instagram +4%

 LinkedIn +46%

edt.pf

-2% d'utilisateurs

+13% création espaces client

+18 % paiements en ligne

+6% auto-relève

Les campagnes commerciales Facebook et Google Ads étaient axées sur les services client suivants : prélèvement automatique, auto-relève, espace client. Les performances Google Ads sont très bonnes avec un bon taux de conversion, il en est de même avec les campagnes lancées sur Facebook Ads.

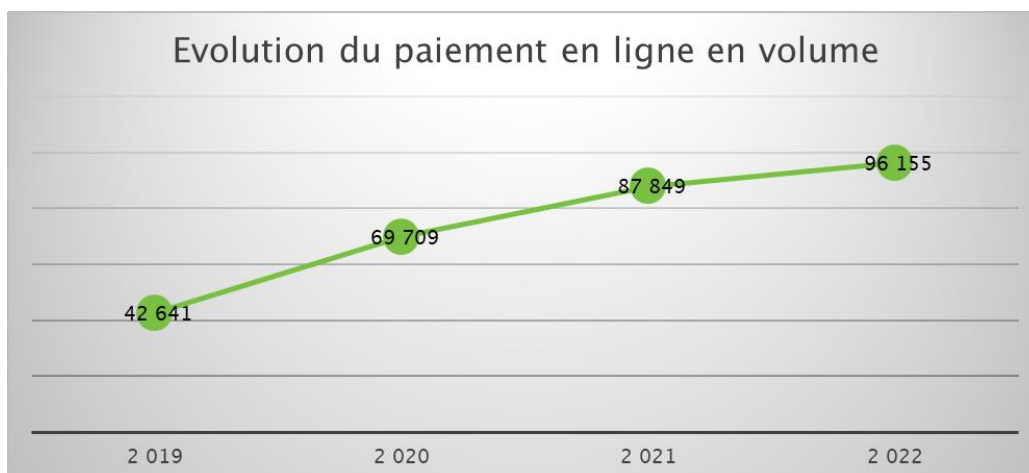


Borne à l'agence Plaza à Faa'a

Agence en ligne

L'agence en ligne est de plus en plus appréciée avec une hausse de +13% de clients qui ont créé leurs espaces clients, ce qui montre l'intérêt des clients pour les fonctionnalités proposées par le site.

Concernant les paiements en ligne, l'étude sur les 4 dernières années montre une augmentation de 125% du paiement en ligne.



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

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

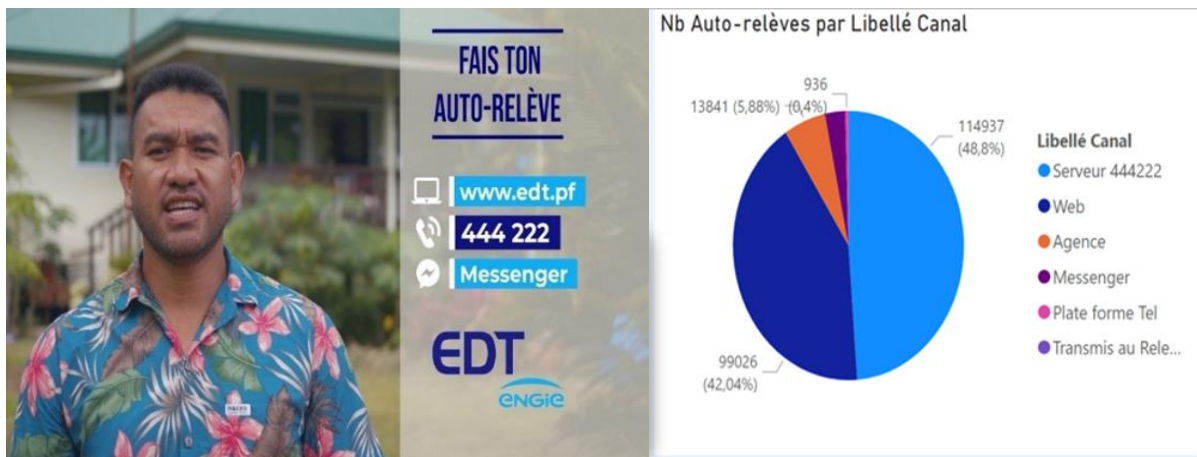
L'auto relève pour suivre et payer sa consommation au réel. L'auto-relève est proposée via trois canaux pour suivre via le serveur vocal, via l'agence en ligne « edt.pf », via Messenger EDT avec la chatbot Mareva. Le serveur vocal 444 222, une ligne téléphonique dédiée gracieusement mise à disposition des clients, reste le n°1 des canaux utilisés par nos clients pour ce service

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

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

- le simulateur de facture, pour connaître le montant de sa prochaine facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- le calculateur de consommation pour avoir la consommation moyenne de ses appareils électriques par pièces de vie de son domicile (chambre, salon, cuisine...)





Continuité des actions de pédagogie sur les économies d'énergie auprès des communes.



Commune de Faa'a

Communication également via les médias : radios, TV (décembre, janvier, février), dans le réseau de bus RTCT et dans les agences commerciales de Fare Rata (OPT).

En ces temps de hausse des prix à la consommation et d'énergie, il semble plus important que jamais d'informer les usagers sur les méthodes simples et efficaces d'économiser de l'énergie, et donc de tenter de réduire leur facture.

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

➤ *Bilan technique*

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

➤ *Bilan technique*

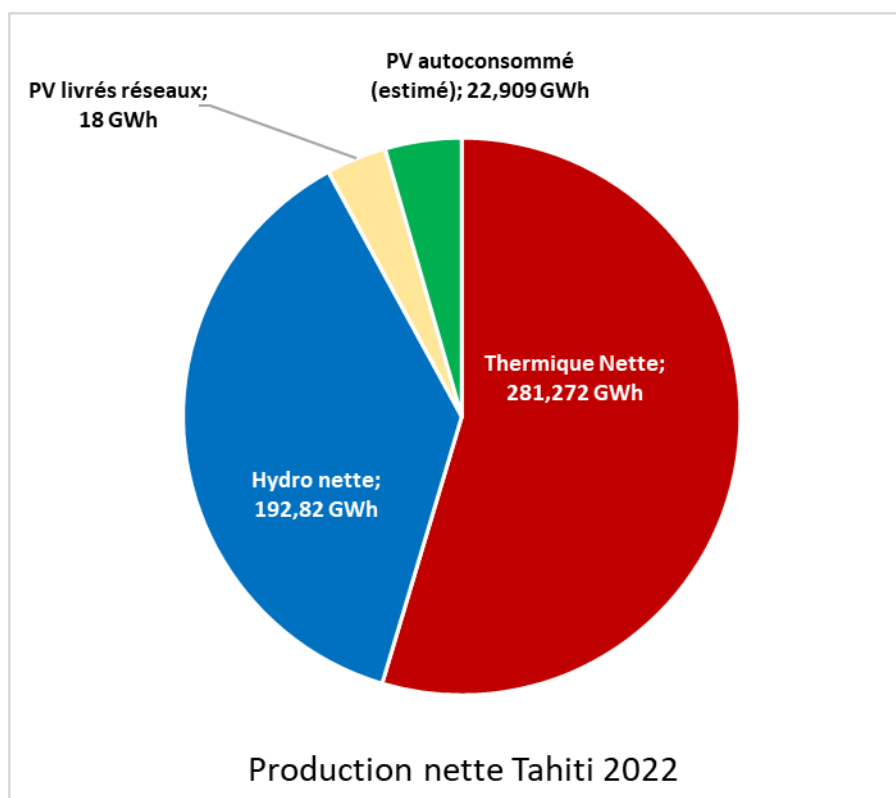
3.1 – Production

Total Production 2022	Tahiti		
	Production	% sur total	% sur 2021
Thermique Nette	281,27 GWh	57,2%	-17,0%
Hydro nette (MN+CHPP+SPEA)	192,82 GWh	39,2%	37,2%
PV livrés réseaux	18 GWh	3,7%	8,4%
Total production Nette	492,1 GWh	100,0%	-0,8%
PV autoconsommé (estimé)	22,909 GWh	4,4%	11,2%
TOTAL avec auto consommation	515 GWh		

Ventes (kWh livrés aux clients)	468,33 GWh	-0,4%
---------------------------------	------------	-------

	Punaruu	Vairaatoa	TOTAL
Production thermique brute (kWh)	287 281 634	7 612 682	294 894 316
Auxiliaires et soutirages	12 938 211	683 643	13 621 854
Production th nette (kWh)	274 343 423	6 929 039	281 272 462

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



La production livrée aux réseaux en 2022 a été de 492,1 GWh, en légère baisse de -0,9 points comparé à 2021 et 515 GWh en tenant compte de l’autoconsommation.

La part des énergies renouvelables a été de 42,8% (hors PV auto consommée) principalement grâce une production d’hydroélectricité : 192,82 GWh en production nette.

3 190 installations solaires étaient raccordées en 2022 dont 2 912 raccordements au nord et 278 raccordements au sud correspondant à une puissance totale de 43,6 MWc.

La production thermique nette a été en 2022 de 281,27 GWh, -17,0 points par rapport à 2021.

Heures de marches des groupes

Le total d'heures de marche des moyens de production thermique est comme les années précédentes, très soutenu pour l'année 2022, avec 28 427 heures pour la centrale Emile MARTIN de la Punaruu et 1 545 heures pour la centrale de Vairaatoa.

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

Punaruu :

Groupes	Hdm 2022	Hdm cumulées
G1P	1 963	158 887
G2P	5 234	161 926
G3P	3 827	163 799
G4P	4 046	132 836
G5P	3 156	94 799
G6P	3 330	93 547
G7P	2 621	61 260
G8P	4 250	64 589

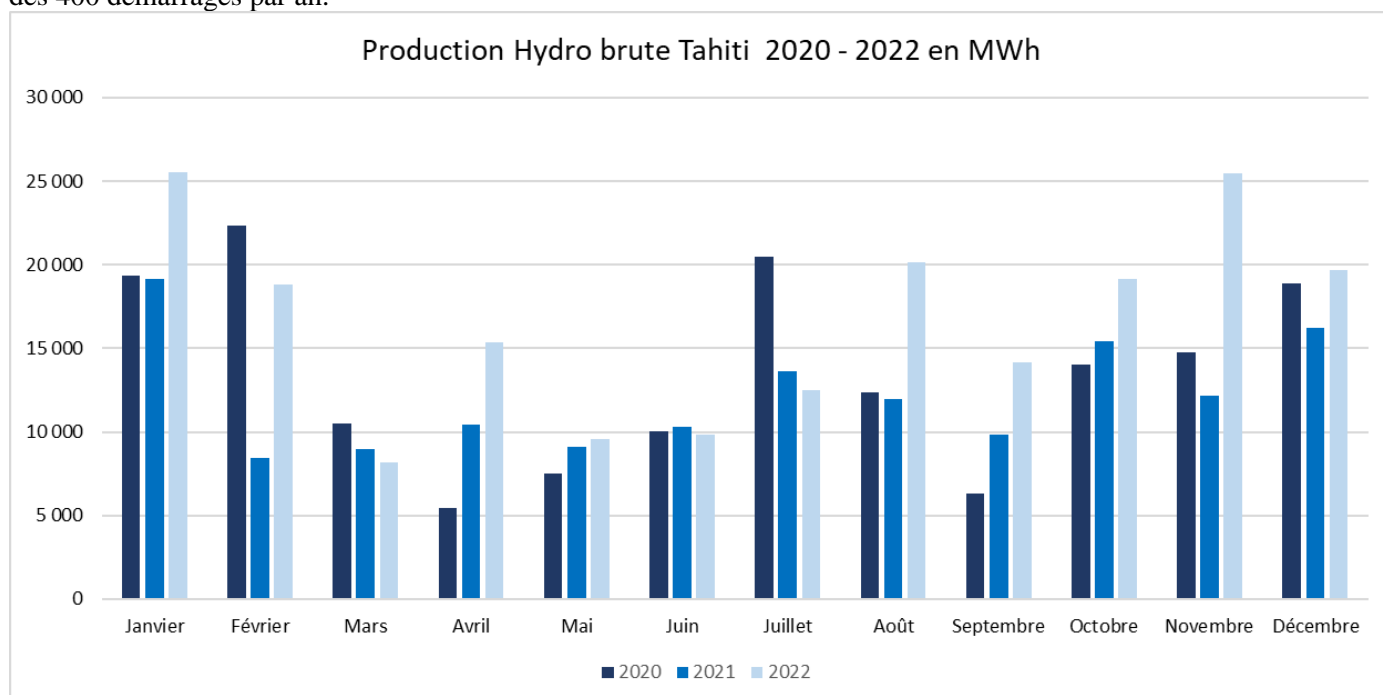
Vairaatoa :

Groupes	Hdm 2022	Hdm cumulées
G2V	288	122 977
G3V	107	139 705
T1V	1150	7 797

Nombre d'arrêts/démarrages des groupes de la Punaruu

Année	Total
2018	629
2019	542
2020	438
2021	405
2022	388

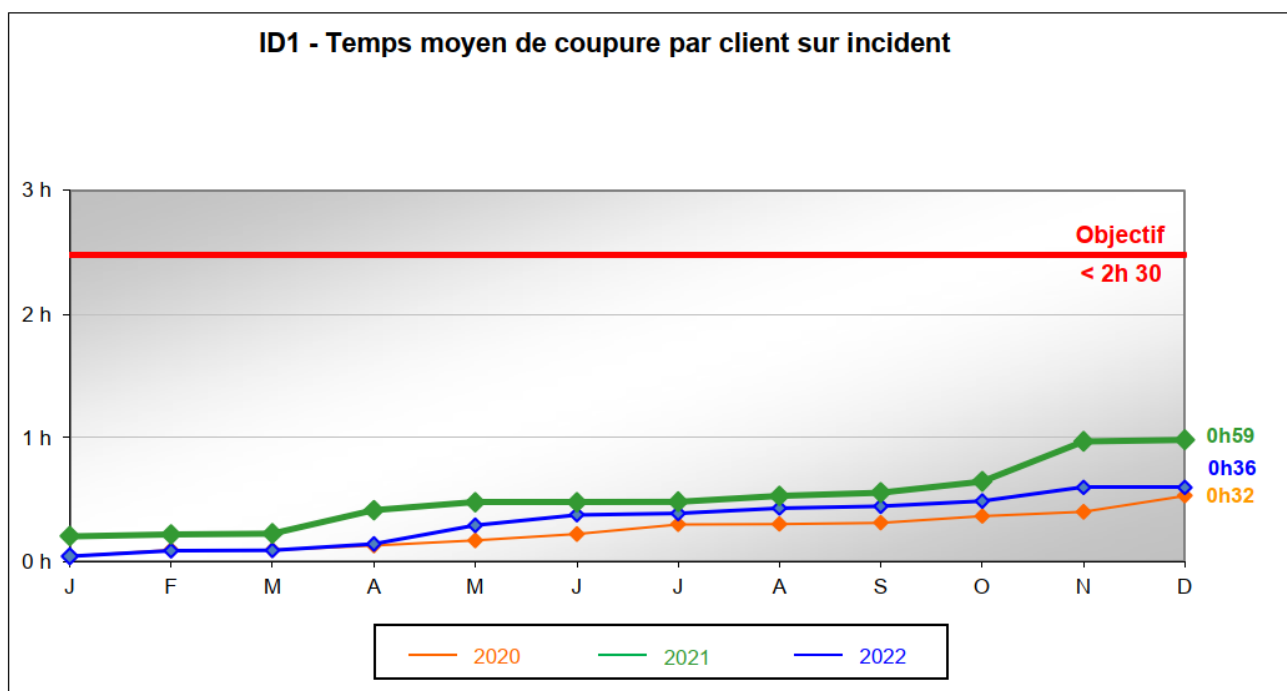
Un programme ambitieux de mobilisation des équipes est en cours afin de stabiliser ce nombre sous la barre des 400 démarrages par an.



*Source PVRE

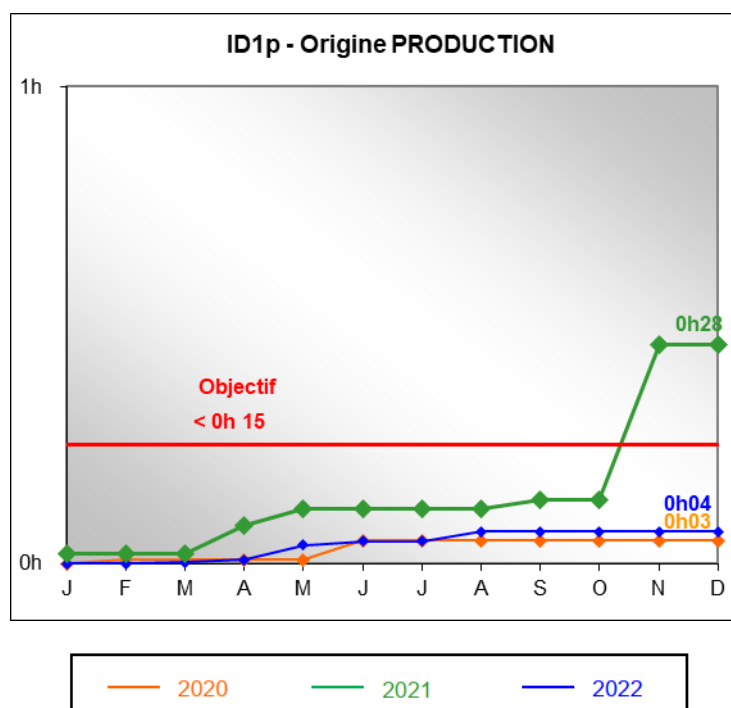
3.2 - Qualité de la fourniture

Le Temps Moyen de Coupure (TMC) global sur incidents de Tahiti Nord a été, à fin décembre 2022, de 36 mn.

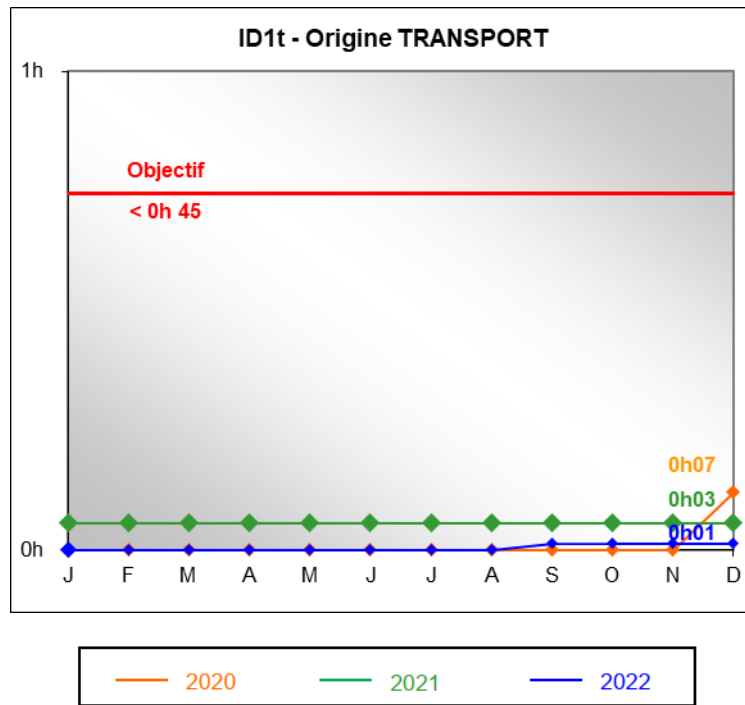


- La décomposition de ce temps de coupure par processus donne :
- Production : 4 minutes
 - Transport : 1 minute
 - Distribution : 31 minutes

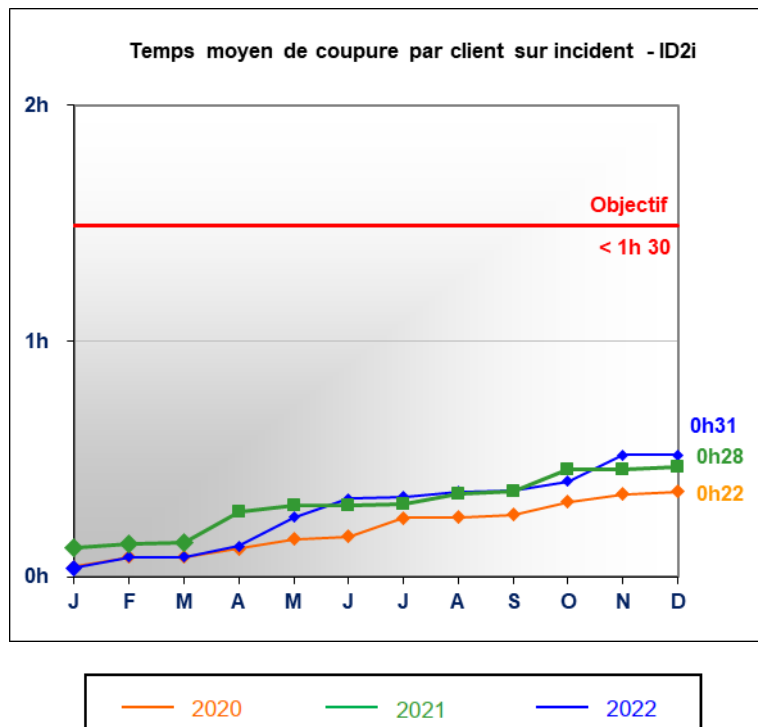
Origine production : 4 minutes



Origine Transport : 1 minute



Origine Distribution : 31 minutes



L'année 2022 a été une année marquée par des incidents majeurs sur le réseau de distribution Nord qui ont impacté le Temps Moyen de Coupure d'origine Distribution avec 31 minutes. La répartition des incidents de l'année 2022 indique que les principales causes d'incidents sont d'origines : matériels (câbles souterrains vieillissants ou endommagés) et exogènes avec des incidents liés à la végétation (chutes d'arbres sur le réseau aérien) ou des accidents de véhicules tiers sur nos ouvrages.

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



Cable souterrain HTA terminé

3.3 - Réseau de transport et de distribution

- **Maintenance des réseaux de distribution**

Traitement des non-conformités et maintenance corrective sur les équipements des postes de distribution publiques :

Un contrat de prestation pour la réalisation de petites interventions dans les postes de distribution publiques a été mis en place en 2022 pour le traitement des pannes et non conformités identifiées lors des renouvellements, des nettoyages annuel des ouvrages ou des remontés des agents exploitation.

Bilan du renouvellement de l'année 2022

Renouvellement	Equipement	Quantité
Renouvellement réseau aérien	Poteau BT Composite	488
	Poteau HTA composite	86
	Transfo H61 et armements	9
Renouvellement de postes	Coffret télécommande	9
	Transfo H59	4
	TUR	25
	Tableau HTA	10

Le renouvellement des transformateurs a été impacté par des difficultés d'approvisionnement lié à la crise sanitaire et le conflit en Ukraine.

Renouvellement des postes de distribution publique :

Ces travaux ont consisté en différentes opérations :

- ✓ Réparation des bétons altérés de la sous-face de dalle et voiles,
- ✓ Démolition et reconstruction de la dalle local OPT,
- ✓ Mise en œuvre d'une imprégnation inhibitrice de corrosion en sous-face de dalle,
- ✓ Ravalement des intérieurs,
- ✓ Ravalement de l'extérieur sur l'ensemble des façades, reprise des peintures sur les portes d'accès du poste,
- ✓ Mise en œuvre d'un hydrofuge sur les façades y compris locaux extérieurs,
- ✓ Remplacement de l'étanchéité par une étanchéité bicouche,
- ✓ Application d'une peinture anticorrosion blanche sur les tôles de couverture de fosses, calfeutrement des TPC à la mousse expansive dans le local comptage
- ✓ Remplacement de grille Arbel par des tôles et petites repartions des portes du local extérieur.

Le programme de rénovation des postes de distribution se poursuit en 2023.

Cette campagne de renouvellement a nécessité une grande campagne de détection d'amiante et de plombs avant la réalisation des travaux. A ce jour environ 120 postes maçonnés sur les 300 installés ont été diagnostiqués.

Plusieurs postes maçonnés de distribution publique avec problématiques structurels ont été identifiées et ont été mis dans le programme de renouvellement. Certains postes maçonnés ont pu être consolidés mais d'autres ont dû être démolis et seront renouvelés par des postes à enveloppe métallique.

Chaque renouvellement de poste a fait l'objet d'une étude afin de déterminer les optimisations possibles à apporter sur le réseau.

Poste SETIL :

Ce poste est dans un état de délabrement avancé et nécessite un renouvellement par un LR71.



Avant



Après

Poste Port de Pêche :

Ce poste dont les structures ne sont pas porteuses, nécessite un renouvellement par un LR71.



Avant



Après

Imprimerie Officielle :

Ce poste est dans un état de délabrement avancé, a été détruit et optimisé pour un poste LR71.



Avant



Après

Poste CESC :

Le poste de distribution publique N0046 (CESC) en face du CECS de Papeete, Rue du bataillon du Pacifique, est situé en contrebas d'une falaise.

Des risques importants d'éboulement de la falaise et des éboulis tombés le 21 juin 2021 ont déjà poussé la commune de Papeete à la mise en place d'un arrêté de mis en péril (Arrêté n°370 / DGS du 30 Juin 2021) portant sur la mise en place d'un périmètre de sécurité le long de la paroi rocheuse.

Ce périmètre de sécurité est matérialisé sur site par l'installation de séparateurs lourds surmonté d'un dispositif antirebond susceptible de retenir la chute ou d'éviter le rebond de rochers ou de tronc d'arbres sur la voie publique en attendant les travaux de sécurisation de Talus qui doivent être engagés par La Direction des Affaires foncières.

La circulation piétonne aux abords de ce périmètre de sécurité est interdite.

Ce poste sera supprimé et le départ BT sera repris depuis le poste de l'imprimerie officielle



- Contrat Eclairage Public

Récapitulatif des contrats et marchés pour l'éclairage public sur l'île de Tahiti :

4 Communes sous contrats d'entretien

- Paea : contrat signé en 2021 pour 4 ans (fin contrat 12/2024)
- Punaauia : contrat signé 12/2021 pour 4 ans (fin contrat 12/2025)
- Faaa : Contrat arrivé à terme fin 2022, à renouveler
- Arue : Contrat arrivé à terme fin 2022, à renouveler

4 clients privés sous contrats d'entretien

- Erima : Contrat de 2 ans (fin contrat le 31/12/2023)
- Te Tavake : Contrat de 5 ans (fin contrat le 31/12/2024)
- ADT : Contrat arrivé à terme fin 2022, à renouveler
- ZI Punaruu : Contrat arrivé à terme fin 2022, à renouveler

En 2022, deux marchés ont été remportés :

- Rénovation de l'EP de la commune de Papeete
 - 2 marchés signés en 2022 phase 3
 - Marché n° 2022/04 complément pour un montant de 14,2 MF HT pour 74 points lumineux + 11 armoires de commande
 - Marché n° 2022/13 complément pour un montant de 11,7 MF HT pour 68 points lumineux
 - Les 2 marchés ont été retardés à la suite des problématiques d'approvisionnements des lanternes Philips de la part du distributeur local.
- Rénovation de l'EP de la commune de Mahina
 - 1 marché signé en 2022 n° 2022/02
 - Montant du marché : 22,1 MFHT
 - 97 points lumineux et 6 armoires de commande
 - Les travaux ont pris du retard à la suite des problématiques d'approvisionnements des lanternes Philips de la part du distributeur local.



3.4 - Transition énergétique

- **Projet PUTU UIRA**



Ce Générateur Virtuel appelé « PUTU UIRA » (Batterie) a été mis en exploitation en décembre 2022 et inauguré en janvier 2023. Il aura fallu plus de 7 ans d'étude et 6 mois d'installation sur site. Ce site se trouvant dans la commune de Punaauia, au niveau de la zone d'activité Brotherson, dans la vallée de la Punaruu.

Pour accompagner le Plan de Transition Énergétique (PTE) de la Polynésie Française, EDT a proposé une solution offrant 15 MW de réserve tournante avec une disponibilité quasi-instantanée. Cette solution est composée d'un ensemble de batteries et de convertisseurs de puissance d'où le nom PUTU UIRA qui veut dire batterie.

PUTU UIRA (Générateur Virtuel) offre plusieurs avantages environnementaux, techniques et financiers:

- ✓ Il participe à la régulation globale du système car le générateur virtuel est plus performant que le meilleur des groupes thermiques.
- ✓ Il permet d'écouler 5 GWh/an de production hydraulique la nuit et le weekend.
- ✓ Il n'a plus d'obligation de stopper la production solaire par manque de consommation ou excès de moyens de production.
- ✓ Il participe à la diminution des heures de marches des groupes de la Punaruu et donc du besoin de renouvellement (un groupe à minima en moins sur le réseau soit une réduction de 4000 hdm). Le générateur virtuel PUTU UIRA libère 15 MW d'espace pour les Enr.
- ✓ Il participe à la baisse de la sollicitation au démarrage des groupes de la Punaruu pour des phases courtes (pointes du weekend par exemple).
- ✓ Il participe à la baisse de la consommation spécifique et des rejets à la Punaruu en fonctionnement au point de rendement optimal des groupes.

De manière générale, cette solution permet:

- ✓ D'améliorer le rendement global des moteurs de la Punaruu et donc de réduire la consommation d'hydrocarbures (de 3000t/an) et ainsi de réduire les émissions de CO2.
- ✓ D'offrir des capacités de modulation de la puissance réactive supérieures à un groupe électrogène (électronique).
- ✓ De permettre d'arrêter un groupe électrogène de la centrale de Punaruu affecté à la réserve tournante (6000 hdm/an) ce qui réduit également les émissions de CO2 et à terme minimisera les besoins de renouvellement.

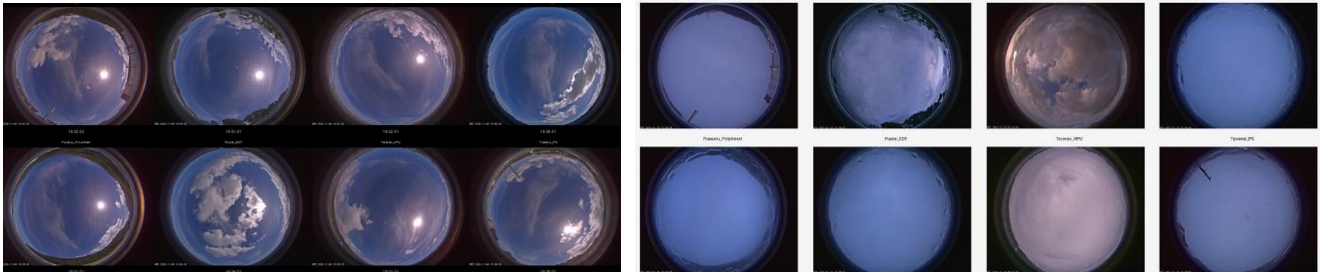
PUTU UIRA demande très peu d'intervention humaine pour l'exploiter. Le Service de gestion des Energies composé du Dispatching et du TCE (Télécommunication, Contrôle Electrique) s'occupent de cette exploitation.

Le Dispatching en assure la conduite et le TCE le dépannage et contrôle électrique.

D'un montant total de 1,5 Milliards XPF, il a été financé en partie par la défiscalisation LODEOM et défiscalisation locale ainsi que sur fond propres.

- **La prévision solaire à long et court terme**

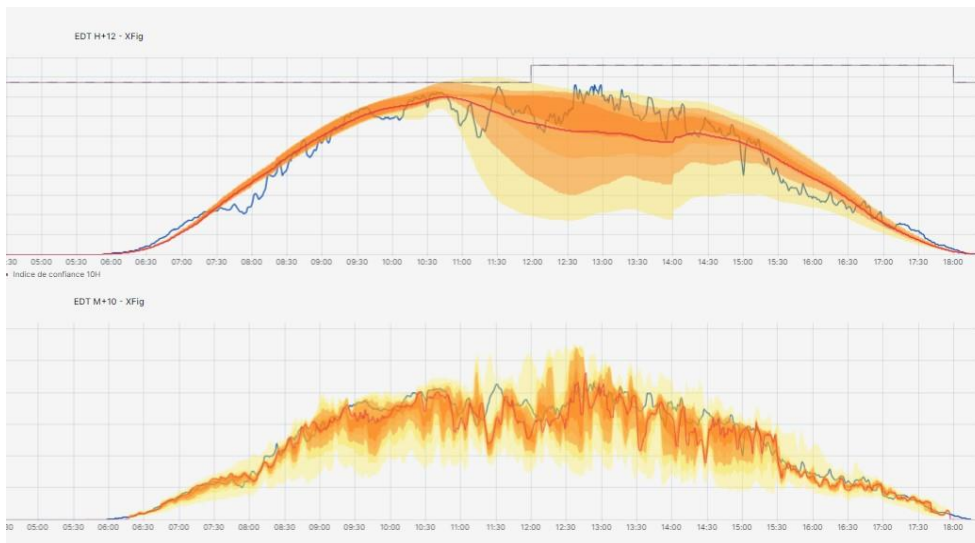
Afin d'optimiser le placement des moyens de production et pour répondre à son rôle de Gestionnaire de l'équilibre de l'énergie du réseau de Tahiti, EDT ENGIE a mis en place, avec l'aide d'une société métropolitaine Steadysun, un système de prévisions de production solaire.



Les besoins du dispatcheur sont doubles. Il utilisera :

- Des prévisions pour les 12 prochaines heures actualisées toutes les heures, un service basé sur des modèles météorologiques et d'images satellite (SteadySAT).
- Des prévisions pour les 10 prochaines minutes, un service basé sur de l'imagerie satellitaire, des caméras installées sur site et enrichies des mesures de production en temps-réel. Cette solution permettra de détecter plus finement les nuages et leur évolution localement à très court-terme, avec une amélioration de la précision des prévisions de production PV globale à la clé.

Avec cet outil mis en place, le dispatcher pourra planifier et adapter ses sources d'énergies.



Courbe en rouge : prévision sur les 12 prochaines heures
 Courbe en Bleu : Puissance solaire réalisée

Courbe en rouge : prévision réactualisée toutes les 10mn
 Courbe en Bleu : Puissance solaire réalisée

3.5 - Gestion de l'équilibre

• Le Dispatching

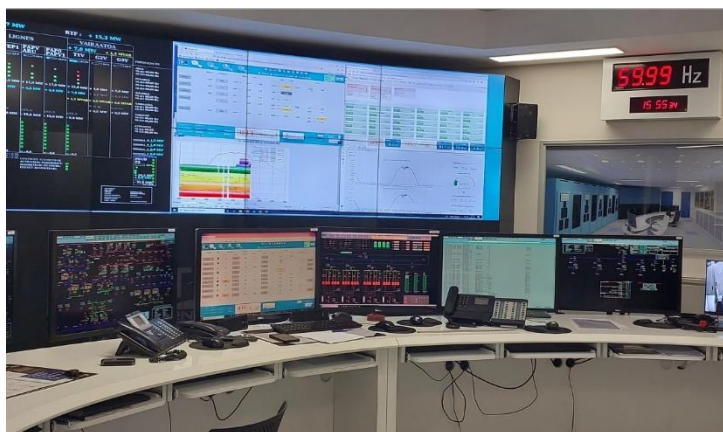
L'équipe du Dispatching gère le réseau de distribution électrique et est le gestionnaire du placement de l'énergie depuis le 1er janvier 2022.

Grâce à cette équipe, le courant passe, à chaque seconde. 24h/24, le dispatching garantit à tous l'accès à une électricité sûre, durable et économique en pilotant en temps réel l'équilibre entre production et consommation d'électricité.

Le système électrique est, du fait de sa petite taille, intrinsèquement plus fragile que les grands systèmes interconnectés continentaux avec un risque de rupture plus important de l'équilibre instantané offre/demande, notamment à cause des variations brutales et de forte amplitude des EnR variables que l'on appelle PV fatal.

Pour satisfaire cette contrainte Production / Distribution, le dispatcher doit en permanence surveiller le réseau de Distribution qui consiste à :

- ✓ La réalisation des manœuvres sur le réseau de distribution (retrait d'installation électrique sur ordre du chargé de conduite d'EDT, manœuvre d'urgence),
- ✓ La gestion des incidents en temps réel (détermination de la meilleure stratégie de réalimentation des clients)
- ✓ La surveillance des contraintes en tension et transit sur le réseau et action en temps réel pour les lever
- ✓ L'anticipation des défauts pouvant impacter le réseau de distribution
- ✓ La gestion en temps réel des sollicitations des clients et de la maintenance
- ✓ La surveillance en temps réel des paramètres suivants :
 - La Réserve Tournante Globale (RTG), la fréquence et la Tension
 - Le Puissance solaire
 - La Puissance hydraulique



Pour cela, il a plusieurs outils en sa possession pour répondre au mieux à ces problèmes :

- Le système Mistral qui est un IHM pour les manœuvres des organes télécommandés sur le réseau (retrait d'installation électrique sur ordre du chargé de conduite d'EDT, manœuvre d'urgence, visualisation des flux d'énergie)
- Une supervision solaire communiquant avec toutes les centrales solaires de plus de 100kWc – Il y a la possibilité de les découpler si la pénétration de l'énergie solaire venait à déstabiliser le réseau.
- Une supervision pour la conduite de PUTU UIRA
- La prévision solaire à long et court terme, basée sur des modèles météo et des caméras installées sur Tahiti (Mata Ara)
- En projet pour 2023, une supervision pour de l'aide au placement de l'énergie

- **Le TCE**

La cellule TCE assure :

- ✓ Le bon fonctionnement des postes de Distribution (maintenance des cellules, des transformateurs, des équipements de protection électrique du Réseau).
- ✓ La sécurisation de tout le réseau de Télécommunication. Ce réseau est constitué d'une infrastructure de
- ✓ Télécommunications permettant l'acheminement de l'ensemble des informations des postes de distribution nécessaires à la téléconduite. (Mistral)
- ✓ La recherche de Défaut des câbles sous-terrain en HT ou en BT

Le TCE a participé en 2022 au contrôle et à réception de toute la partie contrôle/Commande du poste HT de PUTU UIRA.

Maintenance des cellules et Transformateurs des postes de Distribution

Les cellules



Contrôle des protections

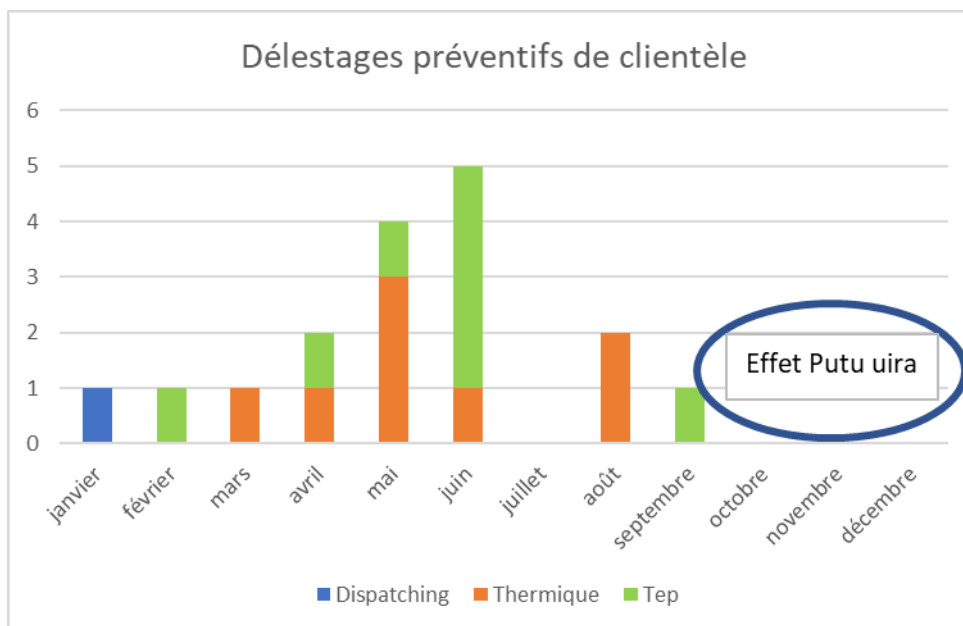
Recherche de Défaut de câble sous terrain



Le TCE réalise également des missions dans les îles pour des recherches de défaut de câble notamment.

3.6 - Délestage Clientèle

Durant toute l'année 2022, 86 délestages sont intervenus sur l'île de Tahiti pour diverses raisons.



Bilan annuel délestage 2022			
Date	Exploitation	Puissance délestée (MW)	Nbr de départs
04-janv-22	Dispatching	2,2	3
04-févr-22	TEP	4,1	5
02-mars-22	Thermique	1	2
20-avr-22	Thermique	1,2	2
04-mai-22	TEP	10,2	7
19-mai-22	Thermique	2,1	3
22-mai-22	Thermique	5,6	8
29-mai-22	Thermique	2,8	9
05-juin-22	TEP	3,6	5
05-juin-22	TEP	3,8	5
13-juin-22	TEP	4,8	5
20-juin-22	Thermique	3,9	4
21-juin-22	TEP	6,1	8
01-août-22	Thermique	4,9	11
01-août-22	Thermique	2,3	6
06-sept-22	TEP	2,5	3

A noter que même si Putu Uira a été mis en exploitation en décembre 2022, la mise en place du générateur Virtuel même en période de test et de réglage a permis de réduire significativement les délestages préventifs, améliorant grandement la qualité de la fourniture.

3.7 - Opération de découplage des installations de production solaire de plus de 100 kWc

Une opération de découplage des centrales solaires a été réalisée en 2022 lors de la journée du 07 août. Ce découplage a été demandé au Responsable d'équilibre, qui a accepté, afin de respecter la puissance minimale thermique des groupes, avec un minimum de 2 groupes en fonctionnement, lors des journées de weekend avec une forte production hydroélectrique.

Compte rendu du découplage solaire du 07 août 2022

Le dimanche 07 août 2022, certaines centrales solaires munies d'un dispositif DEIE ont dû être découplées en raison de la capacité d'écoulement insuffisante du réseau, conformément à l'arrêté 62 CM du 22 janvier 2021 avec l'accord du responsable d'équilibre.

- **Phase de découplage :**

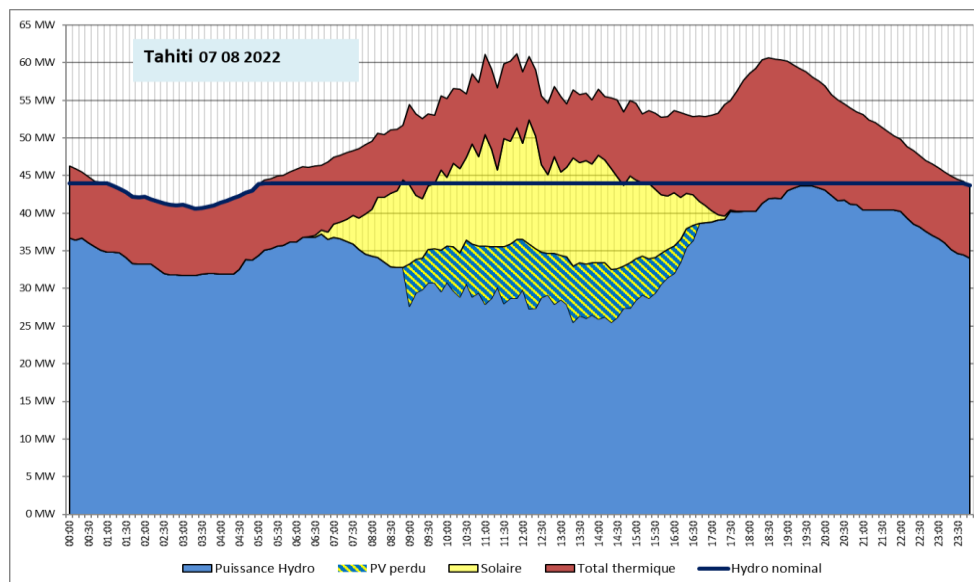
- ✓ A partir de 08h52, 9 centrales découplées soit 1 464.28 kWc retirées.
- ✓ A partir de 09h00, 26 centrales découplées soit 11 863.73 kWc retirées.
- ✓ Au total 35 centrales solaires munies d'un dispositif DEIE ont été découplées soit un total de 13 328 kWc retirées.
- ✓ Les Centrales solaires suivantes SDA, Tamanu Punaauia et CPS n'ont pas été découplées car la commande de découplage ne fonctionnait pas.

- **Phase de recouplage :**

Reconnexion progressive de l'ensemble des centrales sur 3 jours :

- ✓ Le dimanche 07 août à partir de 16h32, 29 centrales recouplées
- ✓ Le lundi 8 août, 5 producteurs solaires recouplés manuellement par l'exploitant
- ✓ Le mardi 9 août, 1 producteur solaire recouplé manuellement par l'exploitant.

Courbe du 07 08 2022



REMARQUES

La puissance solaire figurant sur les graphiques ci-dessus correspond aux producteurs de catégorie 1 sans DEIE et de 3 centrales équipées de DEIE qui ne se sont pas découplées.

Calculs d'énergies perdues :

PV produit	99,4 MWh
PV perdu	44,6 MWh
Hydro produit	868,7 MWh
Hydro perdu	187,3 MWh
Hydro perdu du au PV	82,0 MWh

3.8 - Raccordement solaire

Concessions	Total au 31/12/2022		Raccordements au cours de l'année 2022							
	Nombre d'installations	Somme puissance installée (kWc)	Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée (kWc)	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	de 100 à 400 kWc	SUP 400 kWc	Tarif de rachat
Tahiti Nord	2 912	38 637,2	343	3 314,7	318	16	8	-	1	15,98

3.9 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif

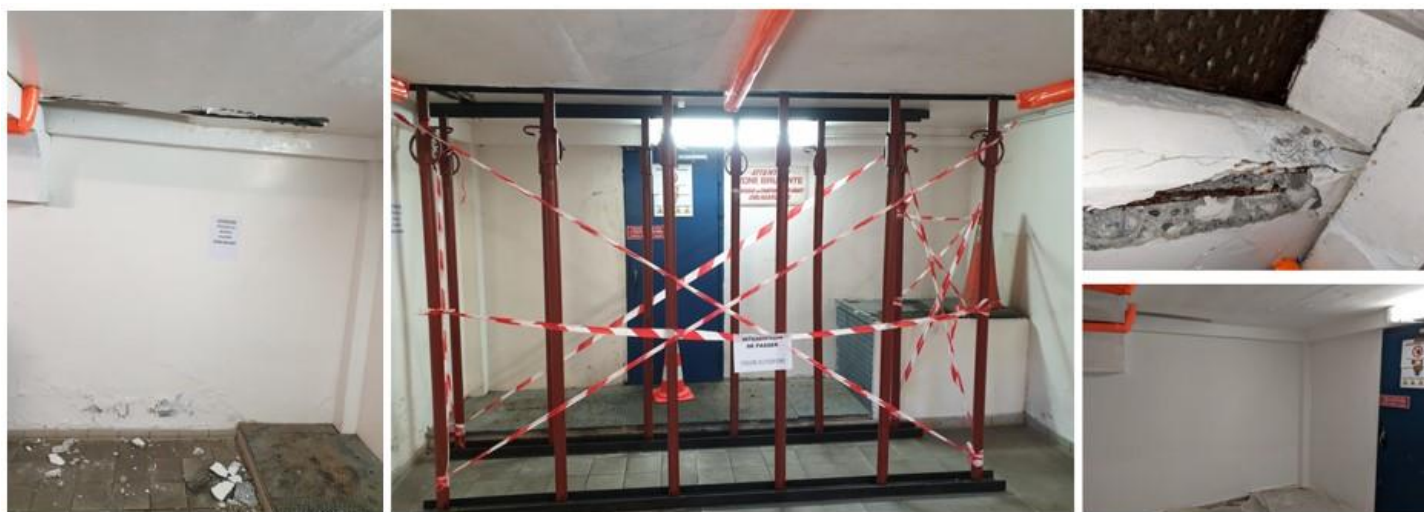
	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	15,98 F/kWh	40F/kWh Electra
Tahiti Nord	1 005 973	2 916 186	1 675 438	10 681 111	164 120

3.10 Travaux significatifs - faits marquants

Technique – Production

VAIRAATO A

Un accord de principe a été trouvé avec le Pays concernant le futur de la centrale hors d'âge de Vairaatoa. Cette dernière devra rapidement être démantelée après la mise en service du site 3 à Papenoo. Ce nouveau site accueillera la turbine de VRT afin d'y assurer des missions de sécurité d'approvisionnement et de lissage solaire. Ce nouveau site diesel sera complété par 1 moteur 10 MW rapide et souple permettant d'accompagner les ENRs.



Un effondrement de morceaux de béton du plafond a été constaté au rez-de-chaussée de la centrale de Vairaatoa en mai 2022. Une note de service interdisant l'accès dans les zones à risques a immédiatement été émise.

EDT a missionné le BET structure IPSI afin de réaliser le diagnostic de la dalle en béton armée fortement dégradée localisée au RDC dans le sas escalier.

À la suite des recommandations formulées par le BET structure, les actions de réparation et sécurisation ont été entreprises. Cout de l'opération : 5 M XPF.

Démantèlement groupes G4V et G5V vairaatoa



Les groupes G4V et G5V de la centrale historique de Vairaatoa, hors exploitation, ont été démantelés après 46 années de service.

Pour mémoire, ces groupes ont été mis en service dans les années 70 et sont des moteurs MAN V6 de 5,48 MW et 12 cylindres.

Ce chantier a débuté en 2020 avec le démantèlement des moteurs G4V et G5V, leurs alternateurs, leurs auxiliaires (pompes, tuyauteries, armoires électriques), leurs transformateurs élévateurs.

En octobre 2022 a commencé la démolition du génie civil de la salle des machines de ces groupes, comprenant notamment les gros massifs de supports des groupes. Ce chantier se terminera en avril 2023.



Les groupes G2V, G3V et la turbine, d'une puissance totale de 22MW, encore en exploitation dans cette centrale, permettent d'accompagner finement les EnR et de secourir la ville, en cas de dysfonctionnement du réseau de transport, ou de problème majeur de la centrale de Punaruu.



Démantèlement total de la centrale de Vairaatoa

Par courrier du 1^{er} février, le Gouvernement polynésien a validé les différentes hypothèses du projet 'Site 3' qui permettra, une fois en service, de démanteler totalement la centrale de Vairaatoa :

- Localisation à Papenoo
- Raccordement sur le réseau 90 kV de la TEP
- Transfert de la Turbine de Vairaatoa sur ce 3^e site
- Puissance totale du site de 20 MW
- Cout global prévisionnel de 4,5 Milliards XPF.

Ces hypothèses permettent de continuer les études d'aménagement du site, ainsi que les discussions avec le Service des Energies quant aux moyens techniques de production d'énergie à intégrer sur ce site. Le cout global du démantèlement de la salle des machines 2 de Vairaatoa est de 190 MXPF.

PUNARUU

Renouvellement alternateur G6P



Dans le cadre du programme « Punaruu 2025 » de fiabilisation des moyens de production thermique, validé par le Gouvernement de Polynésie Française, EDT a commandé un nouvel alternateur de 21 MVA pour la centrale de la Punaruu pour un cout global de 200 MXPF.

Après un mois de transport maritime depuis l'usine en Finlande et après avoir reçu toutes les autorisations administratives, le convoi exceptionnel de 100 tonnes est arrivé à la centrale de la Punaruu.

Les opérations de permutation des alternateurs se sont déroulées en octobre 2022 lors de la grande révision 24 000 heures du groupe G6P.

Cet achat, financé par les provisions de renouvellement n'a aucun impact sur le coût du kWh facturé aux clients.

La mise en service de cet alternateur neuf est en attente suite à de nombreux manquements de la part du fournisseur WARTSILA (pièces manquantes, erreur de protocole d'installation, retard dans l'envoi d'outillage, retard de mission dû à l'attente de permis de travail, ...). Un courrier de mise en demeure a été transmis à l'encontre de WARTSILA, exigeant des garanties de remise en service, prévue pour mai 2023.

Construction Hangar Stockage Alternateur



Dans le cadre du renouvellement de l'alternateur G6P, un hangar est en cours de construction sur le site de PAPATI, à côté de PUTU UIRA, afin de pouvoir y stocker l'ancien alternateur déposé du G6P.

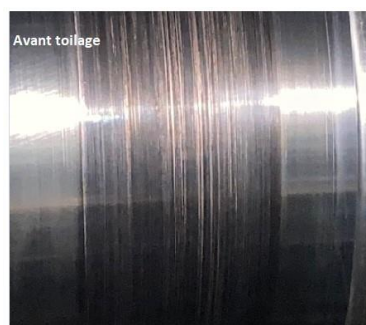
Les fondations et l'aménagement des voiries sont terminés, la date de fin de chantier est prévue pour Juin 2023 pour un cout global de 40 MXPf.

Début de grippage G5P

Le 1^{er} août 2022, le groupe G5P a déclenché un incident suite à un échauffement du maneton 7. La protection températures têtes de bielles a bien fonctionné, permettant d'éviter des dommages beaucoup plus importants.

Des rayures au niveau de la bielle B7 ont été constatées, et ont pu être résorbées après un toilage du maneton.

Les travaux et contrôles suite à l'incident se sont terminés le 15 août 2022. Une révision type R3000 a été réalisée durant l'arrêt du G5P.



Renouvellement silencieux et chaudière G4P



En avril 2022 a eu lieu le renouvellement du silencieux et de la chaudière de production d'eau surchauffée du G4P qui étaient en fin de vie, dans le cadre de l'utilisation des provisions de renouvellement du parc thermique.

Renouvellement de la climatisation

Après plus d'un an de chantier, le nouveau système de climatisation du bâtiment principal de la centrale Emile MARTIN a été mis en service. L'ancien système composé d'une soixantaine de « splits » a été remplacé par 11 compresseurs connectés à 6 réseaux de froid pour un montant de 100 MXPFF.

Les salles techniques sont équipées de 2 réseaux distincts alimentés par 2 sources d'alimentation électrique différentes, assurant une redondance en cas de défaillance d'un des 2 réseaux.

Pour la partie bureau, la centrale de traitement d'air a également été renouvelée totalement, alimentant les salles en air neuf et frais.



Rénovation du local incendie PAPATI

Avec l'arrivée du générateur virtuel PUTU UIRA, le local incendie du stockage PAPATI et son réseau d'eau ont dû être modifiés. Pour 50 MXPF.

Le site est maintenant équipé d'une plus grande réserve d'eau : 560 m³ au total au lieu de 330 m³.
Le local est doté de 3 groupes motopompes au total afin d'assurer la protection des deux sites.



Hydrocarbures :

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

Centrale	Volumes en 2022
Punaruu	69 208 844 litres
Vairaatoa	3 136 330 litres

Le renouvellement pour l'année 2023 sera décisif afin d'orienter les choix techniques de renouvellement et de valider ou non avec le Pays le maintien de la filière fioul lourd qui représente un coût d'exploitation important (traitement du fioul, exportation des boues).



Formations

Les formations C18-510 périodiques des agents de la centrale ont repris au centre de formation de Puurai, ainsi que les habilitations aux risques mécaniques et fluides.



Un exercice POI s'est organisé le 10 novembre 2022 avec la participation des pompiers de Punaauia.

Cet exercice, organisé chaque année, permet d'entraîner les équipes à faire face à un incendie, au moyen des équipements et installations existantes, dans le but de préserver les personnes et les biens.

Cet exercice qui mettait en scène un blessé suite à un départ de feu en pied de cuve combustible 3 000 m³ au stockage de Papati, s'est bien déroulé.

Il s'agissait du 1^{er} exercice réalisé sur le site de PAPATI, suite à la mise en service de PUTU UIRA.



La société IDquation est intervenue pour former des managers de la centrale aux visites de chantier SafePilot.



Présence d’amiante à la centrale

Au fur et à mesure des travaux de renouvellement, les diagnostics ont révélé la présence d’amiante et de plomb à plusieurs endroits (joints, peintures, ...) nécessitant le retrait des pièces amiantées avant intervention travaux.

Ce traitement engendre des surcoûts et délais importants aux chantiers.



Désamiantage des vestiaires du bâtiment élec

Retrofit PC4

Par courrier du 31 janvier 2023, l’Autorité concédante a validé le projet RETROFIT PC4 pour un budget de 4,1 milliards XPF dans le cadre de l’utilisation des provisions de renouvellement du parc thermique.

Ce retrofit permettra de fiabiliser les 4 moteurs PC4 de 13 MW de la centrale de la Punaruu et d’améliorer leur souplesse de fonctionnement, notamment en diminuant leur minimum technique pour placer les énergies renouvelables au maximum.

Les études détaillées sont lancées pour un démarrage du 1^{er} retrofit groupe en 2025.



PC4

Travaux de calfeutrement

En février 2019, suite à divers constats de non-conformité, un audit « calfeutrement » a été réalisé. Cet audit a consisté à vérifier toutes les trémies, à proposer des solutions et à évaluer l'ensemble des travaux de calfeutrement à effectuer.

Le but des travaux de calfeutrement coupe-feu est le rebouchage des passages de câbles et/ou tuyauteries afin de reconstituer le degré coupe-feu initial ou normal des structures. Le budget pour ces travaux est de 80 MXPf.

D'une durée de 2 ans, le chantier suit le planning de révision des groupes, actuellement 95 % travaux ont été réalisés sur 2022, le reste sera fait en 2023.



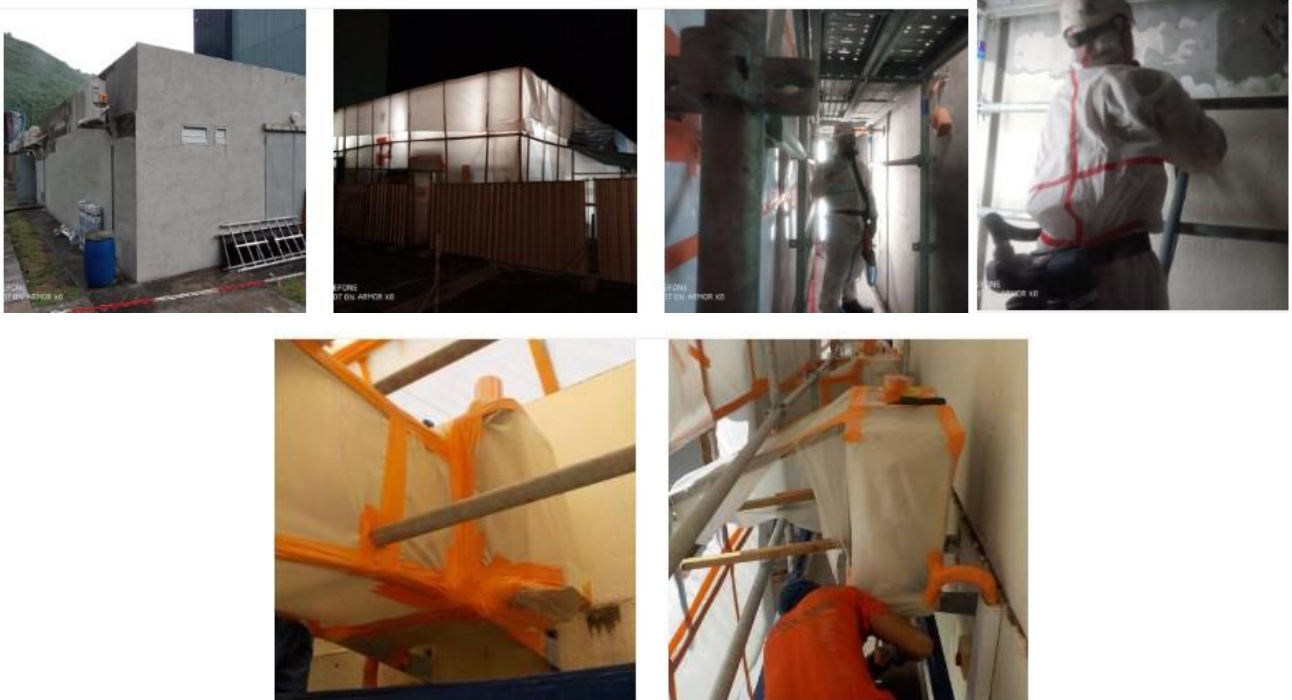
Technique - Distribution

Réhabilitation du poste source de la Punaruu

Dans le cadre du plan de renouvellement, une partie des postes de distribution publique et l'ensemble des postes sources de l'île de Tahiti ont fait l'objet d'une campagne massive de diagnostic amiante, plomb ainsi qu'un diagnostic structurel.

Lors de cette campagne, de l'amiante a été détectée dans les peintures intérieures et extérieures du poste source de la Punaruu. Bien que les prélèvements d'air à l'intérieur du poste source ont démontré l'absence de fibre d'amiante dans l'air, l'accès à ce poste a été réglementé et tous travaux nécessitant des percements ont été interdits.

Les travaux de nuit de désamiantage ont commencé en 2022, la peinture a été soigneusement enlevée des façades extérieures du poste et tous les climatiseurs du poste source ont été renouvelés par une entreprise spécialisée locale. Le montant total de ces travaux s'élève en 2022 à 15 MXPF



Les travaux de ravalement de façades sont en cours et seront terminés au premier semestre 2023. A la fin des travaux, le poste source retrouvera des couleurs avec la réalisation d'une fresque.

Une seconde phase des travaux consistera à la réhabilitation de l'intérieur du poste avec le désamiantage ou l'encapsulation des peintures contaminées.

Renouvellement du poste EDT Puurai

Le chantier de renouvellement du poste de distribution de EDT Puurai a débuté en 2022. En effet, il a été constaté des problèmes structurels avec des risques d'effondrements sur ce poste, la structure a donc été stabilisée par des étais de maçonnerie métalliques afin de sécuriser le plafond du poste en attendant le démantèlement.

Un risque d'effondrement du talus derrière le poste ayant également été identifié, il a été décidé de procéder à la démolition complète du local maçonné et d'en reconstruire un nouveau un peu plus proche de la route afin de l'éloigner du talus.



Incidents d'origine distribution

Les incidents d'origine Distribution ont été causés par :

- ✓ Des défaillances de matériel (câble souterrain vieillissant par exemple) (28%),
- ✓ Des chutes d'arbres ou intempérie (24%),
- ✓ Des défauts d'élagage ou lianes grimpantes (20%),
- ✓ Des travaux tiers (12%),
- ✓ Une erreur humaine (4%)
- ✓ Des défauts non identifiés (il s'agit souvent de végétation sur les lignes HTA non retrouvée sur les lieux du défaut) (12%).



Accident sur le réseau HTA aérien causé par un tiers

Réseau aérien BT a terre suite chutes d'arbres

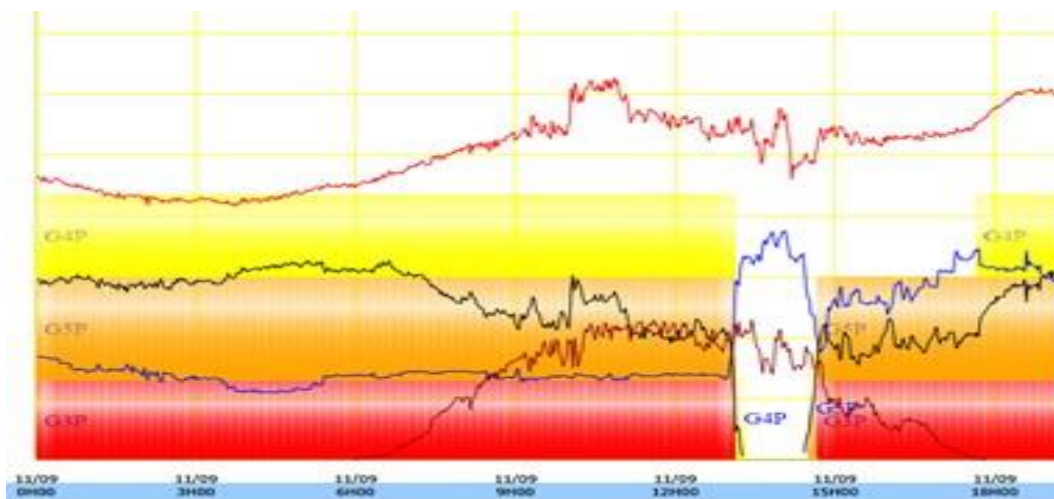
Technique – Gestion des Energies

Le Generateur Virtuel – PUTU UIRA

Fin 2022, achèvement des travaux et mise en exploitation du Générateur Virtuel PUTU UIRA après 2 ans de travaux. L'inauguration s'est tenue en janvier 2023 avec les représentants de KOKAM, de la direction technique DET et des officiels du gouvernement ainsi que de la Mairie de Punaauia.



Lors des essais de réception de PUTU UIRA le 11/09/2022 de 13h à 14h, Tahiti était alimentée 100% EnR. Sur le graphe ci-contre, nous voyons qu'il n'y avait que de l'énergie solaire, hydraulique et PUTU UIRA. Tous les groupes thermiques étaient à l'arrêt.



4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) La séparation des services délégués

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

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

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

4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

4.1.4) 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 2022 :

- les imputations directes concernent 85% 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 15% 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	85%	0%	85%
Frais répartis sur la concession	10%	5%	15%
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 reprises de provisions de 4 649 357 F au titre de l'avarie du groupe G7P, de 2 518 525 F au titre du démantèlement de la centrale Vairaatoa, de 62 026 331 F au titre du démantèlement des groupes G4 et G5 de la Vairaatoa, des produits à recevoir pour 6 760 696 F au titre des coûts de l'avarie du G7P, 3 515 927 F au titre de remboursement de taxes et 9 159 F de dette fournisseur mis en perte et profit.
- Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent une reprise de provision pour dépréciation de stock de 22 264 721 F. A noter qu'une provision pour dépréciation de stock a été comptabilisée pour - 39 837 681 F. Des produits de cession d'immobilisation pour 1 103 311 142 F et des coûts de sortie à la valeur nette comptable pour - 1 103 311 142 F ont été comptabilisés au titre des opérations de défiscalisation du générateur virtuel PUTU UIRA.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 11 015 187 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 19 096 379 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 des produits au titre des prestations effectuées pour 521 590 F et une reprise de provision pour révision des groupes de 210 070 224 F. Une dotation pour provision révision des groupes a été comptabilisée pour un total de 251 483 172 F.

PRODUCTION ACTIVITES ANNEXES

- Les autres coûts directs comprennent 5 320 048 F de produits de transfert de charges.

DISPATCHING

- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 68 436 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 1 740 169 F.

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

- Les autres coûts de maintenance comprennent des produits annexes pour 51 315 F et 1 963 271 F de remboursement sur sinistre transport.
- Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent des produits pour un total de 18 215 386 F dont 1 500 000 F de reprise de provision au titre d'un litige sur le réseau et 16 715 386 F de reprise de provision pour dépréciation de stock de marchandises. Des provisions pour dépréciation de stocks de marchandises ont également été saisies pour -45 383 999 F.
- Les autres coûts directs des activités annexes tiennent compte de produit de variation de travaux en cours pour 71 466 347 F, de reprise de provision pour dépréciation de travaux en cours et des produits au titre des prestations effectuées pour 1 472 899 F.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 12 601 931 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 23 632 418 F.

FOURNITURE D'ELECTRICITE

- Les autres coûts de la gestion administrative comprennent 70 504 F de reprise de provision pour dépréciation clients et 90 254 F de travaux et prestations divers.
- Les autres coûts des études et raccordement solaires comprennent 1 634 710 F de variation de travaux en cours et 21 002 F de travaux et prestation divers.
- Les autres coûts des activités annexes incluent une variation de travaux en cours pour 476 840 F.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 195 519 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 487 063 F.

GESTION DE CLIENTELE

- Les autres coûts de fonctionnement comprennent des produits divers de gestion courante et transfert de charges pour un total de 10 103 185 F et une reprise de provision pour dépréciation clients de 2 162 169 F.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 7 430 922 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 3 960 266 F.

* Coûts des frais de siège : les produits inclus dans les coûts des frais de siège sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, de reprise de provision pour risques, et de remboursement du fonds paritaire de gestion.

Coûts des fonctions support : les produits inclus dans les coûts des fonctions support sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, et de produit de cession d'éléments d'actif.

4.1.6) La justification du périmètre de charges

La structure de la comptabilité analytique colle à l'organisation de l'entreprise permettant la connaissance parfaite des dépenses engagées par chaque service.

Pour sa part, l'organisation de l'entreprise répond à diverses contraintes :

- la contrainte métiers avec des responsables « techniques » par métier
- la contrainte contractuelle avec la gestion d'un patrimoine important (centrales et réseaux) confié à l'entreprise pour l'exécution d'un service de qualité ce qui nécessite des responsables pour chaque contrat de concession, sous tous leurs aspects à savoir qualité de service, gestion budgétaire, sécurité etc...
- Les contraintes de la taille des exploitations et de l'isolement géographique qui obligent à la superposition d'un maximum de moyens sur place dans les îles avec l'existence de services mutualisés à forte valeur ajoutée, ce qui permet d'améliorer l'efficacité et d'optimiser les dépenses.

Il ressort de cette organisation que les périmètres de charge sont parfaitement définis.

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
 - le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
 - la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un service dispatching spécifique doté de moyens propres (locaux, immobilisations et personnels), ce service d'une dizaine de personnes fonctionne 24h sur 24h.
- Dans les autres îles, cette fonction est assurée en astreinte par l'exploitant, ses coûts ne sont pas différenciés.

Transport :

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un réseau de transport lequel fait l'objet d'une délégation de service public confiée à la TEP, ses moyens sont distincts de ceux d'EDT.
- Ce réseau qui relie les centres de production au réseau de distribution a pour frontière la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs production, situées en sortie de centrale, avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport, et à l'autre bout, la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs de distribution avec les bornes « aval » des disjoncteurs du transport pour l'île de Tahiti.
- L'avenant 17 formalise l'accord d'EDT pour homogénéiser ses frontières et intégrer dans ses actifs des transformateurs rattachés historiquement à la concession de Transport.

Distribution :

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, la frontière avec le transport (Tahiti) ou la production (îles) sont claires telles que définies ci-dessus.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps.
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.
- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) La permanence des méthodes

Aucun changement de méthode n'a été opéré sur l'exercice.

Les changements d'organisation ont donné lieu à l'adaptation des pourcentages ou clefs de répartition.

4.1.8) Le principe de détermination des charges économiques calculées

Dans le cadre des principes de la « comptabilité appropriée », le concessionnaire a mis en place en 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

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

L'engagement de l'entreprise auprès de ses salariés fait l'objet d'une provision pour indemnité de départ à la retraite.

Depuis 2020, le calcul des engagements de retraite a été confié à une entreprise spécialisée, se traduisant une réévaluation du besoin global de l'entreprise de 775MF CFP lequel s'est traduit dans les comptes de la concession par une majoration des dotations annuelles correspondant aux effectifs y affectés.

4.1.9) Les opérations effectuées avec les parties liées

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu'elle est susceptible d'être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable. Les coûts sont hors contribution pour la solidarité.

Engie

Libellé	Description	00
	Mise à disposition personnel	9 757 601
Convention d'assistance	La société ENGIE SA s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	98 508 179
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques et RC auprès de Engie S.A.	69 151 949

Marama Nui

Libellé	Description	00
Achat de l'hydroélectricité.	EDT achète de l'hydroélectricité à MN, au prix de 12,06 xpf /kwh avant le 1er mars 2016 puis les tarifs ont changé par vallées soit 10 xpf pour Vaihiria, 12,66 xpf pour la Vaite, 13,65 xpf pour Titaaviri, 10,10 xpf pour Faatautia, 14,05 xpf pour la haute Papenoo et 14,34 xpf pour la moyenne Papenoo.	2 417 713 518
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.	9 514 092

Electra

Libellé	Description	00
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	6 564 800
Convention de mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures	Mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures appartenant à EDT au profit de la société ELECTRA pour la réalisation d'unités de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne. Cette mise à disposition est consentie pour 18 années. A l'expiration du contrat, les installations seront de plein droit remises à EDT soit à titre gratuit soit au franc symbolique.	888 000
Contrat de mandat d'exploitation et maintenance	Il s'agit d'un contrat de mandant relatif à l' exploitation et la maintenance des installations photovoltaïques et éoliennes. Aucune rémunération n'est prévue au titre de ce contrat. Seuls les frais et charges afférents à l'exploitation et la maintenance des installations font l'objet d'une refacturation annuelle, sur présentation des justificatifs nécessaires.	1 817 296

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	1 385 208 405
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.	20 823 395
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	70 036 151
Convention d'exploitation déléguée (art 7.4) - Rémunération prestations	En qualité d'exploitante déléguée, EDT est rémunérée au titre de ses prestations au taux de 2% des "dépenses engagées". Ces dépenses engagées correspondent : - à l'ensemble des charges de TSE à l'exception des achats d'énergie, la redevance transport TEP, du contrat de prestation techniques d'aide à la conduite (dispatching), des dotations aux amortissements et provisions, des frais financiers, de l'IS - aux dépenses comptabilisées directement en immobilisation le cas échéant, sans passer par un compte de charge	1 493 902
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,	9 456 801
Exploitation déléguée: IDR salarié	En cas de départ en retraite d'un ancien salarié de TSE, les indemnités versées par EDT seront refacturées à TSE au prorata du temps passé dans chaque société; en contrepartie de cet engagement, TSE conservera à son bilan les indemnités de départ en retraite comptabilisées par elle même jusqu'à la prise d'effet de ce contrat.	741 459
NRJ du personnel	TSE refacture à EDT la part d'NRJ des agents dédiés au sud	10 347 324

Autres parties liées

Libellé	Description	00
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	57 695 052
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	687 001 068

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

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

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

N/A

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

Cf paragraphe 4.3 Comptes de la concession.

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

4.2.1) Méthodologie d'établissement des comptes

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 82 % 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 18 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les autres créances qui n'ont pas été imputées directement sur la bonne concession;
- des achats et ACE pour les comptes fournisseurs ;
- de la masse salariale pour les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

La différence apparaissant au niveau du bilan de chaque concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ». Elle sert au calcul des produits et charges financières, imputés à la concession considérée, sur la base des taux de marché.

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

Suite à la mise en place de la comptabilité appropriée, plusieurs activités ont été définies.

On entend par activité le ou les métiers qu'exerce l'opérateur. L'activité désigne un ensemble de tâches ayant une **finalité externe** autre que sa propre réalisation. Les activités principales sont :

- *La production d'électricité d'origine thermique*
- *La production d'électricité d'origine hydraulique*
- *La production d'électricité d'origine photovoltaïque*
- *Le dispatching* consiste à assurer l'équilibre, à tout moment, entre l'offre pouvant être délivrée par les différentes sources de productions, et la demande des consommateurs finaux.
- *Le transport* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute tension permettant l'acheminement de l'électricité des sources de production jusqu'à l'entrée des réseaux de distribution.
- *La distribution* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de moyenne et basse tension permettant l'acheminement de l'électricité du réseau de transport jusqu'au consommateur final
- *La fourniture* correspond à l'activité d'un fournisseur d'électricité qui est chargé d'acheter l'électricité à des producteurs et de la revendre au détail au consommateur final, dont il est le principal interlocuteur.

Le document par concession a été adapté suite à la mise en œuvre de la comptabilité appropriée. Les coûts sont décomposés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre).

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
 - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
 - du plafonnement N-1 depuis l'avenant 18b du 20 juillet 2020.
- *Les frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- *Le résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1 ;
Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points.

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 2,447% (+ 0,447 % + 2 %)
 - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,568 % (+0,447 % + 1 % + 0,121 % surperformance financière)
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

Les réintégrations et déductions fiscales sont affectées au réel entre les activités « en concession » et les activités « hors concession » permettant de calculer pour chacune d'elles leur taux de prélèvement « sur résultat comptable ».

Ce taux de prélèvement des activités « en concession » est ensuite appliqué de manière uniforme au résultat comptable de chaque activité et de chaque concession.

- Pour les concessions globalement bénéficiaires, ce taux est appliqué le résultat comptable de chaque activité, même s'il est négatif.
- Pour les concessions globalement déficitaires, Il est déterminé un « impôt positif », mis en report déficitaire, qui s'imputera le moment venu sur l'impôt dû au titre des prochains résultats bénéficiaires.

La marge nette actionnaire est calculée en ajoutant les charges suivantes :

- L'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% de la marge nette concession si elle est positive
- La contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% de la marge nette concession si elle est positive

4.2.2. Principes de répartition des coûts indirects

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

4.2.2.1 Les frais de siège :

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

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

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

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

4.2.2.2 Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.2.3 Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :

Regroupés au sein des services magasin et approvisionnement ces coûts sont ventilés sur les sorties de stock et donc imputés en charges ou en immobilisation sur les concessions concernées en fonction de la destination des pièces concernées

4.2.2.5 Les coûts informatiques :

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

4.2.2.6 Le service de support aux îles situé à Puurai :

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées au prorata des temps passés.

Les dépenses de ce service engagées pour le compte des îles/concessions sont imputées directement sur les îles/concessions bénéficiaires de ces dépenses

4.2.2.7 La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

- le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire ;
- le service Grand Comptes : au prorata du nombre de clients grands comptes ;
- le service relève, intervention et branchement : au prorata du temps passés ;
- le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés.
- Le service marketing & E-services : au prorata du nombre d'abonnés ;

4.2.2.8 Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

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

**Détail des frais répartis 2022
Tahiti Nord**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions perdues (MF)	Montant réparti dans les concessions restantes (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Tahiti Nord en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tahiti Nord
Frais de siège	1 602,4	98,6	1 264,8			899,3	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	71%
Exploitation des îles	365,1	65,7	355,8	109,8	-106,8	3,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 313,4	405,3
Exploitation hydro	112,0		0,2	0,2	-0,2	0,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	282,4	234,6
Gestion des énergies	80,5		79,8	77,3	1,0	78,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	89,2	86,3
Réseau Nord	301,8		299,1	275,5	23,5	299,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	383,1	352,8
Transition énergétique	14,7		12,7	12,7	-0,1	12,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	41,6	41,6
Exploitation thermique Tahiti	531,8		531,7	531,7	0,0	531,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	549,1	549,1
Suivi et développement	77,6		70,4	31,0	8,4	39,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	55,4	24,4
Suivi du patrimoine	58,0		50,9	35,4	8,8	44,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	29,5	20,5
Travaux réseau	106,0		105,5	60,4	29,2	89,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,1	43,6
Dispatching	35,9		35,9	35,9		35,9	Longueur de réseau HTA	85,8	85,8
Clientèle Tahiti	172,6		138,6	138,6		138,6	Nombre d'abonnés Tahiti	55 798	55 798
Relève Intervention Branchement	309,4		298,8	258,1	39,5	297,6	Temps pointé par la cellule	169,7	146,6
Raccordements solaires	24,5		23,7	23,7	-0,1	23,6	100% Tahiti	1,0	1,0
Gestion administrative du solaire	28,4	0,6	26,1	23,5	-0,4	23,0	Contrats solaires	3 306	2 972
Service Grand compte	74,6	4,5	65,8	50,9	-8,4	42,6	Contrats grands comptes	5 381	4 163
Marketing & E-services	101,8	6,2	86,8	67,8	-8,5	59,3	Nombre d'abonnés	82 044	64 122
Reseau Tahiti Sud	61,2		1,8	0,1	1,7	1,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	0,6	0,0
Comptabilité client et recouvrement	1,7	0,1	1,0	0,8	-0,1	0,7	Nombre d'abonnés	82 044	64 070
Magasins	19,9	0,1	18,2	12,3	0,9	13,1	Sorties de stock valorisées	1 171 310	789 552
Support Direction technique	1,7		1,7			1,7			
Support DSI sur production immobilisée	29,6		2,4			2,0			
Total support externe						1 737,8			
Support interne de l'île						0,3			
Total Support						1 738,2			

(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.

Les contrats de concession des Raromatai (Tahaa, Huahine, Raiatea) et Rurutu ont pris fin respectivement au 31/03/2022 et 30/09/2022.

Les frais de support et frais de siège qui auraient dû être alloués sur ces concessions perdues ont été isolés dans la colonne « montant réparti dans les concessions perdues ».

Pour les Raromatai, 3 mois de frais de siège et support ont été comptabilisés dans la colonne « montant réparti sur la concession » et 9 mois en concession perdue « montant réparti dans les concessions perdues ».

Pour Rurutu, 9 mois de frais de siège et support ont été comptabilisés dans la colonne « montant réparti sur la concession » et 3 mois en concession perdue « montant réparti dans les concessions perdues ».

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Tahiti Nord	
	2022	2021
Immobilisations concédées *	47 302 692 660	44 554 528 235
- Production	22 496 976 952	20 682 170 327
- Distribution	24 805 715 708	23 872 357 908
Immobilisations privées	3 197 918 921	2 917 830 303
Immobilisations en-cours	3 015 295 811	1 952 626 971
- Production	1 880 409 839	1 105 027 803
- Distribution	451 463 937	459 603 514
- Privées	683 422 035	387 995 654
Total immobilisations brutes	53 515 907 392	49 424 985 509
Amortissements et provisions **	-31 765 849 670	-30 524 015 710
- Production	-16 356 397 579	-15 838 837 817
- Distribution	-12 585 795 026	-12 049 003 578
- Privés	-2 545 700 023	-2 323 472 642
- Dépréciation immobilisations	-277 957 042	-312 701 673
Immobilisations nettes	21 750 057 722	18 900 969 799
Stock	3 786 350 502	2 894 749 161
Avances et acomptes	422 515 678	397 658 557
Créances clients	3 984 623 577	3 732 672 857
Autres créances	2 153 285 290	1 797 143 329
Charges constatées d'avance	44 570 724	52 241 901
Provisions pour dépréciation	-616 361 453	-567 198 858
Stock et créances nets	9 774 984 318	8 307 266 947
Compte courant du concessionnaire	5 755 040 899	6 747 247 223
TOTAL ACTIF	37 280 082 939	33 955 483 969

* Immobilisations concédées

	2022	2021
Production		
Concessionnaire	19 650 230 024	19 560 346 573
Total concessionnaire	19 650 230 024	19 560 346 573
Total Tiers et concédant	2 846 746 928	1 121 823 754
Total au bilan	22 496 976 952	20 682 170 327

** Amortissements et provisions

	2022	2021
Production		
Concessionnaire	-15 488 399 037	-15 001 881 457
Total concessionnaire	-15 488 399 037	-15 001 881 457
Tiers et concédant	-867 998 542	-836 956 360
Total au bilan	-16 356 397 579	-15 838 837 817

Distribution

	2022	2021
Concessionnaire	20 699 214 721	19 903 609 443
Total concessionnaire	20 699 214 721	19 903 609 443
Tiers et concédant	4 106 500 987	3 968 748 465
Total au bilan	24 805 715 708	23 872 357 908

Distribution

	2022	2021
Concessionnaire	-10 335 478 682	-9 829 050 099
Total concessionnaire	-10 335 478 682	-9 829 050 099
Tiers et concédant	-2 250 316 344	-2 219 953 479
Total au bilan	-12 585 795 026	-12 049 003 578

Amortissement et provisions

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir :

- en production : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens) sauf terrains et améliorant des 10 dernières années.
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant à savoir leur valeur nette comptable.

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré, elle n'est pas identique à la valeur nette comptable au bilan.

A titre d'exemple :

1°) lorsqu'un terrain est remis gratuitement au concédant, il est amorti dans l'économie de la concession alors que sa valeur économique est à minima égale à sa valeur d'origine.

2°) lorsque le montant de l'IFC est différent de la VNC économique des biens.

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Tahiti Nord	
	2022	2021
Résultat	592 472 007	723 299 735
Capitaux propres	592 472 007	723 299 735
Droits des tiers et concédant apports gratuit	3 834 933 029	2 033 662 380
- Production	1 978 748 386	284 867 394
- Distribution	1 856 184 643	1 748 794 986
Provisions devenues sans objet	3 434 327 952	4 176 010 118
- PR devenues sans objet TN Distrib	3 434 327 952	4 174 296 615
- Autres PR devenues sans objet	0	1 713 503
Droits du concédant exigible en nature	7 269 260 981	6 209 672 498
Caducité	4 939 390 833	5 556 814 687
- Distribution	4 939 390 833	5 556 814 687
Autres provisions	2 037 593 386	1 962 046 877
- PIDR	1 175 738 248	1 046 034 675
- Autres provisions	861 855 138	916 012 202
Provision pour risques et charges	6 976 984 219	7 518 861 564
Emprunts et dettes financières	827 383 770	0
- Autres dettes financières	827 383 770	0
- Soldes créditeurs de banque	0	0
Clients - avances sur consommation	718 739 611	728 878 443
Fournisseurs	3 104 912 773	2 420 950 693
Dettes fiscales et sociales	3 186 607 023	2 266 189 811
Passif de renouvellement	13 966 799 216	13 884 667 424
- Production	13 115 044 681	13 083 461 838
- Distribution	851 754 534	801 205 586
Autres dettes	328 295 264	153 093 579
Produits constatés d'avance	308 628 074	49 870 222
Emprunts et dettes	22 441 365 731	19 503 650 172
TOTAL PASSIF	37 280 082 939	33 955 483 969

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

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Tahiti Nord 2021			Tahiti Nord 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	2 352 420 380		2 352 420 380	2 299 699 256		2 299 699 256
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	108 382,00		108 382	107 556,00		107 556
	- Forfait FP1	22 256		22 256	22 406		22 406
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-1 784 325 336	-9 093 541	-1 793 418 877	-1 870 740 010	2 768 733	-1 867 971 276
	par UO : Puissance maximale majorée	-16 463		-16 547	-17 393		-17 367
	- Maintenance	-489 377 761	-9 103 568	-498 481 329	-490 540 693	-1 326 383	-491 867 076
	- AC	-68 018 239	-3 494 959	-71 513 198	-71 127 396	-12 485 069	-83 612 465
	- ACE	-134 843 810	-2 446 459	-137 290 269	-143 152 151	-251 367	-143 403 518
	- MO	-304 051 640	-4 674 372	-308 726 012	-335 370 969		-335 370 969
	- AUTRES	17 535 928	1 512 222	19 048 150	59 109 823	11 410 054	70 519 876
	- Conduite et Fonctionnement	-226 799 976		-226 799 976	-221 843 836		-221 843 836
	- AC	-5 625 874		-5 625 874	-2 545 005		-2 545 005
	- ACE	-104 701 207		-104 701 207	-123 826 752		-123 826 752
- MO	-6 288 541		-6 288 541	-7 095 768		-7 095 768	
- AUTRES	-110 184 354		-110 184 354	-88 376 311		-88 376 311	
- Amortissement des actifs de concession	-543 598 963		-543 598 963	-509 760 904		-509 760 904	
- Dot. Provision pour Renouvellement							
- Dotation amortissement biens au bilan	-372 594 306		-372 594 306	-511 506 873		-511 506 873	
- Dotation / reprise de lissage	-171 004 657		-171 004 657	1 745 969		1 745 969	
- Quote part des activités support affectées	-524 548 636	10 026	-524 538 610	-648 594 577	4 095 117	-644 499 460	
- Fonctions supports	-287 290 516	-3 899 142	-291 189 658	-356 601 292		-356 601 292	
- Frais de siège	-237 258 120	3 909 168	-233 348 952	-291 993 285	4 095 117	-287 898 168	
P2 Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	763 954 549		763 954 549	799 546 320		799 546 320
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	287 351 287		287 351 287	296 567 626		296 567 626
	- Forfait FP2	2,669		2,669	2,696		2,696
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-630 663 059	453 705	-630 209 355	-607 610 757	625 640	-606 985 116
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,195		-2,193	-2,049		-2,047
	- Maintenance	-508 583 784		-508 583 784	-479 083 329		-479 083 329
	- AC	-265 243 596		-265 243 596	-246 872 335		-246 872 335
	- ACE	-104 595 179		-104 595 179	-78 237 048		-78 237 048
	- MO	-88 092 560		-88 092 560	-112 555 982		-112 555 982
- AUTRES (provision révgroupes...)	-50 652 449		-50 652 449	-41 417 965		-41 417 965	
- Traitement des effluents	-17 842 140		-17 842 140				
- Quote part des activités support affectées	-104 237 135	453 705	-103 783 431	-128 527 428	625 640	-127 901 788	
- Fonctions supports	-76 700 563		-76 700 563	-83 917 509		-83 917 509	
- Frais de siège	-27 536 572	453 705	-27 082 868	-44 609 919	625 640	-43 984 279	
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	3 983 126 138		3 983 126 138	4 168 231 972		4 168 231 972
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	13,86		13,86	14,05		14,05
	- Consommations	-3 998 694 810		-3 998 694 810	-4 168 231 992		-4 168 231 992
	- Gasoil	-3 709 241 652		-3 709 241 652	-4 042 456 371		-4 042 456 371
- Huile	-119 623 023		-119 623 023	-120 860 438		-120 860 438	
- Urée	-2 083 415		-2 083 415	-4 915 183		-4 915 183	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	888 000		888 000	888 000		888 000
	- Coûts directs	-10 194 393		-10 194 393			
	- Quote part des activités support affectées	-331 216		-331 216	-289 757		-289 757
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES	1 024 629 421		1 024 629 421	1 078 581 853		1 078 581 853
	- Coûts sur revente energie	-910 767 740	-1 206 395	-911 974 135	-962 466 289	500 964	-961 965 325
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 333 923 507		1 333 923 507	1 865 775 347		1 865 775 347
- Coûts directs	-1 278 805 499		-1 278 805 499	-1 829 800 513		-1 829 800 513	
- Quote part des activités support affectées	-66 990 730		-66 990 730	-65 431 186		-65 431 186	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	9 458 941 995		9 458 941 995	10 212 722 748		10 212 722 748
	MARGE AVANT IS	778 169 212	-9 846 232	768 322 980	708 152 244	3 895 338	712 047 582
	- I.S.	-339 276 306	4 292 888	-334 983 418	-273 202 624	-1 502 808	-274 705 432
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	438 892 906	-5 553 344	433 339 562	434 949 620	2 392 530	437 342 150
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	373 058 970	-4 720 342	368 338 628	369 707 177	2 033 651	371 740 828
	En % des produits	4%		4%	4%		4%

		Tahiti Nord 2021			Tahiti Nord 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
TRANSPORT							
T	PRODUIT AUTORISÉ :	1 122 431 677		1 122 431 677	1 129 610 445		1 129 610 445
	Par kWh xxx						
	- Redevance TEP	-1 126 818 877		-1 126 818 877	-1 129 610 445		-1 129 610 445
	MARGE AVANT IS	-4 387 200		-4 387 200			
	- I.S.	1 912 788		1 912 788			
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	-2 474 412		-2 474 412			
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 103 250		-2 103 250				
En % des produits	0%		0%				
DISPATCHING							
D1	PRODUIT AUTORISÉ :	91 099 124		91 099 124	92 443 967		92 443 967
	- UO UD1 : longueur des réseaux HTA -1	576		576	576		576
	- Forfait FD1	91 455 199		91 455 199	92 443 967		92 443 967
	COUTS DU DISPATCHING	-159 656 773	334 092	-159 322 681	-180 023 343	430 182	-179 593 161
	- Conduite et Fonctionnement	-104 238 855		-104 238 855	-103 275 391		-103 275 391
	- AC	116 989		116 989	-209 518		-209 518
	- ACE	-21 274 926		-21 274 926	-12 623 046		-12 623 046
	- MO	-83 080 918		-83 080 918	-90 218 932		-90 218 932
	- AUTRES				-223 895		-223 895
	- REVENTE SECOSUD						
	- Amortissement des actifs de concession	-9 535 373		-9 535 373	-9 535 373		-9 535 373
	- Dotation amortissement biens au bilan	-8 291 880		-8 291 880	-8 291 880		-8 291 880
	- Dotation / reprise de lissage	-1 243 493		-1 243 493	-1 243 493		-1 243 493
	- Quote part des activités support affectées	-45 882 545	334 092	-45 548 453	-67 212 579	430 182	-66 782 397
	- Fonctions supports	-25 605 577		-25 605 577	-36 539 379		-36 539 379
	- Frais de siège	-20 276 968	334 092	-19 942 876	-30 673 200	430 182	-30 243 018
	ACTIVITES ANNEXES						
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	18 919 434		18 919 434	18 970 893		18 970 893
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	260 437		260 437	-215 780		-215 780
	- Fonctions supports	260 437		260 437	-215 780		-215 780
	- Frais de siège						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	4 922 192		4 922 192	-397 289		-397 289
- Coûts directs	-4 208 984		-4 208 984	397 289		397 289	
- AC	-4 604 053		-4 604 053	-579 575		-579 575	
- ACE	1 472 811		1 472 811	976 864		976 864	
- MO	-1 077 742		-1 077 742				
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-713 208		-713 208				
SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING							
	TOTAL DES PRODUITS	114 940 750		114 940 750	111 017 571		111 017 571
	MARGE AVANT IS	-49 377 778	334 092	-49 043 686	-68 824 263	430 182	-68 394 081
	- I.S.	21 528 364	-145 662	21 382 702	26 552 157	-165 963	26 386 194
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	-27 849 414	188 430	-27 660 984	-42 272 107	264 219	-42 007 887
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-23 672 002	160 166	-23 511 836	-35 931 291	224 587	-35 706 704
	En % des produits	-21%		-20%	-32%		-32%

		Tahiti Nord 2021			Tahiti Nord 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	1 728 183 935		1 728 183 935	1 774 296 684		1 774 296 684
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	1 530		1 530	1 548		1 548
	- Forfait FD2	-1 133 680		-1 133 680	-1 146 006		-1 146 006
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-1 410 669 994	5 398 164	-1 405 271 830	-1 546 376 586	-20 898 436	-1 567 275 022
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-921 789		-918 262	-998 794		-1 012 292
	- Maintenance	-687 571 131		-687 571 131	-676 246 268	-26 936 124	-703 182 392
	- AC	-42 856 019		-42 856 019	-44 038 532	-26 936 124	-70 974 656
	- ACE	-177 517 437		-177 517 437	-192 149 327		-192 149 327
	- MO	-467 469 656		-467 469 656	-440 815 077		-440 815 077
	- AUTRES	271 981		271 981	756 668		756 668
	- Conduite et Fonctionnement	-582 810		-582 810	-52 857 981	500 000	-52 357 981
	- AC	-3 583 492		-3 583 492	-24 935		-24 935
	- ACE	-11 357 911		-11 357 911	-10 016 971		-10 016 971
	- MO	-1 766 610		-1 766 610	-3 020 165		-3 020 165
- AUTRES	16 125 203		16 125 203	-39 795 910	500 000	-39 295 910	
- Amortissement des actifs de concession	-12 785 839		-12 785 839	-12 603 114		-12 603 114	
- Reprise lissée caducité	617 423 854		617 423 854	617 423 854		617 423 854	
- Dotation amortissement biens au bilan	-550 969 658		-550 969 658	-580 721 513		-580 721 513	
- Dotation / reprise de lissage	-79 240 035		-79 240 035	-49 305 455		-49 305 455	
- Quote part des activités support affectées	-709 730 214	5 398 164	-704 332 050	-804 669 223	5 537 688	-799 131 535	
- Fonctions supports	-382 100 868		-382 100 868	-409 816 584		-409 816 584	
- Frais de siège	-327 629 346	5 398 164	-322 231 182	-394 852 639	5 537 688	-389 314 951	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	34 081 469		34 081 469	37 072 318		37 072 318
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	542 738 262		542 738 262	326 724 500		326 724 500
	- Coûts directs	-415 594 866		-415 594 866	-214 208 718		-214 208 718
	- AC	-137 921 400		-137 921 400	-127 839 534		-127 839 534
	- ACE	-110 538 139		-110 538 139	-89 437 747		-89 437 747
	- MO	-88 990 018		-88 990 018	-74 415 920		-74 415 920
	- AUTRES	-78 145 309		-78 145 309	77 484 483		77 484 483
	- Quote part des activités support affectées	-109 685 046	251 897	-109 433 149	-123 321 106	305 698	-123 015 408
	- Fonctions supports	-94 396 718		-94 396 718	-101 524 010		-101 524 010
	- Frais de siège	-15 288 328	251 897	-15 036 431	-21 797 096	305 698	-21 491 398
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	913 905 751		913 905 751	870 694 681		870 694 681
	- Coûts directs	-797 661 417		-797 661 417	-759 548 442		-759 548 442
	- AC	-284 882 922		-284 882 922	-272 207 628		-272 207 628
	- ACE	-348 041 771		-348 041 771	-336 915 529		-336 915 529
- MO	-117 160 465		-117 160 465	-140 621 268		-140 621 268	
- AUTRES	-47 576 259		-47 576 259	-9 804 017		-9 804 017	
- Quote part des activités support affectées	-121 101 360		-121 101 360	-180 146 070		-180 146 070	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	3 218 909 417		3 218 909 417	3 008 788 183		3 008 788 183	
MARGE AVANT IS	364 196 733	5 650 061	369 846 795	185 187 262	-20 592 739	164 594 523	
- I.S.	-158 787 216	-2 463 387	-161 250 603	-71 444 589	7 944 606	-63 499 983	
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
MARGE NETTE CONCESSION	205 409 518	3 186 674	208 596 192	113 742 673	-12 648 133	101 094 540	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	174 598 090	2 708 673	177 306 763	96 681 272	-10 750 913	85 930 359	
En % des produits	5%		6%	3%		3%	

		Tahiti Nord 2021			Tahiti Nord 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	10 263 349 769		10 263 349 769	11 192 657 039		11 192 657 039
	- Achat d'électricité d'origine thermique	7 099 501 067		7 099 501 067	7 267 477 548		7 267 477 548
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	1 533 791 447		1 533 791 447	2 139 007 528		2 139 007 528
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	385 459 846		385 459 846	400 963 558		400 963 558
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE	219 967 988		219 967 988	306 626 552		306 626 552
	- Autres revente à TSE/Tumaraa	1 024 629 421		1 024 629 421	1 078 581 853		1 078 581 853
	COUTS D'ACHAT	-10 270 851 463		-10 270 851 463	-11 192 657 039		-11 192 657 039
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-8 124 130 488		-8 124 130 488	-8 346 059 401		-8 346 059 401
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-1 756 550 675		-1 756 550 675	-2 435 512 227		-2 435 512 227
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-3 203 824		-3 203 824	-10 121 853		-10 121 853
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-386 966 476		-386 966 476	-400 963 558		-400 963 558
	GESTION ADMINISTRATIVE	-25 156 563	25 279	-25 131 284	-34 619 604	17 315	-34 602 289
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement	-4 871 072		-4 871 072	-9 255 222		-9 255 222	
- AC							
- ACE	-4 261 485		-4 261 485	-4 229 493		-4 229 493	
- MO	-760 151		-760 151	-5 186 487		-5 186 487	
- AUTRES	150 564		150 564	160 758		160 758	
- Quote part des activités support affectées	-20 285 491	25 279	-20 260 212	-25 364 382	17 315	-25 347 067	
- Fonctions supports	-18 751 217		-18 751 217	-24 129 800		-24 129 800	
- Frais de siège	-1 534 274	25 279	-1 508 995	-1 234 582	17 315	-1 217 267	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	34 620 936		34 620 936	42 497 336		42 497 336
	- Coûts directs	-27 937 322		-27 937 322	-26 609 801		-26 609 801
	- AC	-1 693 716		-1 693 716	-3 205 486		-3 205 486
	- ACE	-4 755 840		-4 755 840	-2 512 173		-2 512 173
	- MO	-24 520 329		-24 520 329	-22 535 350		-22 535 350
	- AUTRES	3 032 563		3 032 563	1 643 208		1 643 208
	- Quote part des activités support affectées	-34 755 802	83 758	-34 672 044	-52 468 543	103 089	-52 365 454
	- Fonctions supports	-29 672 271		-29 672 271	-45 118 003		-45 118 003
- Frais de siège	-5 083 531	83 758	-4 999 773	-7 350 540	103 089	-7 247 451	
GESTION DE CLIENTELE	PRODUIT AUTORISE	907 487 887		907 487 887	933 402 548		933 402 548
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	54 335		54 335	55 094		55 094
	- Forfait FC	-16 767,00		-16 767	-16 942,00		-16 942
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	55 344 717		55 344 717	58 532 178		58 532 178
	- Frais de relance	29 116 902		29 116 902	32 412 128		32 412 128
	- Frais de perception de taxe	26 227 815		26 227 815	26 120 050		26 120 050
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-722 272 547	1 057 492	-721 215 055	-781 158 894	944 600	-780 214 294
	par UO : Nombre d'abonnés	-13 293		-13 273	-14 179		-14 162
	- Affranchissements	-65 070 619		-65 070 619	-74 224 063		-74 224 063
	- Fonctionnement	-281 956 923		-281 956 923	-278 138 017		-278 138 017
	- AC	-9 931 488		-9 931 488	-10 816 646		-10 816 646
	- ACE	-55 002 999		-55 002 999	-40 610 688		-40 610 688
- MO	-206 978 541		-206 978 541	-218 612 175		-218 612 175	
- AUTRES	-10 043 895		-10 043 895	-8 098 508		-8 098 508	
- Quote part des activités support affectées	-375 245 005	1 057 492	-374 187 513	-428 796 814	944 600	-427 852 214	
- Fonctions supports	-311 062 894		-311 062 894	-361 444 162		-361 444 162	
- Frais de siège	-64 182 111	1 057 492	-63 124 619	-67 352 652	944 600	-66 408 052	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	33 173 114		33 173 114	35 349 585		35 349 585
	- Frais de coupure	33 173 114		33 173 114	35 349 585		35 349 585
	- Coûts directs	-6 010 355		-6 010 355	-13 899 812		-13 899 812
	- AC	477 406		477 406	-5 224 082		-5 224 082
	- ACE	-670 963		-670 963	-1 933 702		-1 933 702
	- MO	-5 817 677		-5 817 677	-7 213 334		-7 213 334
	- AUTRES	879		879	471 306		471 306
	- Quote part des activités support affectées	-11 113 166	21 418	-11 091 748	-10 443 498	34 405	-10 409 093
- Fonctions supports	-9 813 235		-9 813 235	-7 990 311		-7 990 311	
- Frais de siège	-1 299 931	21 418	-1 278 513	-2 453 187	34 405	-2 418 782	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	11 293 976 423		11 293 976 423	12 262 438 686		12 262 438 686	
MARGE AVANT IS	195 879 203	1 187 949	197 067 152	150 581 495	1 099 409	151 680 904	
- I.S.	-85 401 956	-517 937	-85 919 893	-58 093 807	-424 148	-58 517 955	
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
MARGE NETTE CONCESSION	110 477 248	670 011	111 147 259	92 487 688	675 261	93 162 949	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	93 905 660	569 510	94 475 170	78 614 535	573 972	79 188 507	
En % des produits	1%		1%	1%		1%	

		Tahiti Nord 2021			Tahiti Nord 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution				4 689 416		4 689 416
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	MARGE AVANT IS				4 689 416		4 689 416
	- I.S.				-1 809 160		-1 809 160
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION				2 880 256		2 880 256
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE				2 448 218		2 448 218
	En % des produits						
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	-159 725 920		-159 725 920	-105 827 761		-105 827 761
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	47 670 504		47 670 504	97 627 044		97 627 044
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	112 679 730		112 679 730	8 200 717		8 200 717
	MARGE AVANT IS	624 314		624 314			
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	16 925 343 853		16 925 343 853	18 277 379 887		18 277 379 887
	TOTAL DES CHARGES (*)	-15 640 239 369	-2 674 130	-15 642 913 499	-17 297 593 734	-15 167 809	-17 312 761 543
	MARGE AVANT IS	1 285 104 484	-2 674 130	1 282 430 354	979 786 153	-15 167 809	964 618 344
	- I.S.	-560 296 521	1 165 902	-559 130 619	-377 998 023	5 851 687	-372 146 336
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	724 807 963	-1 508 228	723 299 735	601 788 130	-9 316 122	592 472 008
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	616 086 769	-1 281 994	614 804 775	511 519 911	-7 918 704	503 601 207
	En % des produits	4%		4%	3%		3%

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

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

4.3.4. COMMENTAIRES SUR LES ETATS FINANCIERS

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : +4 MF**
 - +5 MF de reprises de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège).
 - -1 MF au titre d'un incident moteur survenu sur le groupe G7P en juillet 2021.
- **Distribution : -21 MF**
 - -27MF au titre des régularisations des écarts d'inventaire sur 2022
 - +6 MF de reprises de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège).
- **Fourniture : +1 MF**
 - +1 MF de reprises de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège).

4.3.4.2 Commentaires sur la variation entre 2021 et 2022 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : +1 352 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 **+928 MF**

Les ventes d'énergie à d'autres concessions augmentent de **+141 MF** :

- +54 MF au titre de la production thermique
- +87 MF au titre de la production hydraulique

Les explications relatives aux autres produits augmentent de **+284 MF** sont :

- **Production : +532 MF**

- +532 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - +1000 MF au titre de la mise en service du projet Putu Uira fin 2022 ;
 - -251 MF liés aux travaux de révisions 24000h sur le groupe G2 de la centrale Punaruu effectués en 2021
 - -145MF suite à l'achat de panoplies de pièces PC4 en 2021
 - -101 MF au titre du renouvellement des stations environnementales en 2021
 - +29 MF autres investissement de renouvellement

- **Dispatching : -5 MF**

- -5 MF sur les travaux immobilisés

- **Distribution : -256 MF**

- -213 MF sur les travaux vendus dont :
 - -73 MF au titre des travaux d'électrification des quartiers, extensions des réseaux et déplacements des coffrets.
 - -65 MF lié aux travaux de déplacement des réseaux sous-terrain et branchement.
 - -60 MF lié à la baisse des travaux vendus pour TSE (renouvellement des poteaux et entretien préventif du réseau)
 - -28 MF au titre des travaux de rénovation d'éclairage public
 - +13MF autres travaux vendus
- -43 MF sur les travaux immobilisés lié à la baisse des travaux de renouvellement du réseau Tahiti Nord (support HT/BT ; poteaux ; transformateur...)

- **Fourniture : +13 MF**

- +8 MF sur les études et raccordement d'installations solaires
- +3 MF sur les produits de relance
- +2 MF au titre des travaux vendus

Commentaires sur la variation des charges : +1 657 MF

- **Production : +824 MF**

- +549 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - +1000 MF au titre de la mise en service du projet Putu Uira fin 2022 ;
 - -205 MF liés aux travaux de révisions 24000h sur le groupe G2 de la centrale Punaruu effectués en 2021
 - -145MF suite à l'achat de panoplies de pièces PC4 en 2021
 - -101 MF au titre du renouvellement des stations environnementales en 2021

- +169 MF au titre des matières consommées (fioul, gasoil, huiles...).
 - +52 MF au titre des coûts de production thermique « revendus » à la concession du Sud.
 - +87 MF au titre de la maintenance des centrales et la conduite et fonctionnement dont :
 - +101 MF au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - +55 MF au titre des frais de siège
 - +19 MF sur les coûts d'entretien de la centrale de la Punaruu
 - -41 MF au titre des études effectuées en 2021 relatives au plan Punaruu 2025 (3^{ème} site de production, rétrofit sur les groupes G1P à G4P)
 - -33 MF sur les charges calculées
 - -22 MF lié à la baisse de la provision TAC en 2022
 - +8 MF autres coûts
 - -23 MF au titre de la maintenance des moteurs dont :
 - -25 MF achat de matériel d'entretien des groupes en 2021 (coffret analyse huile, détecteur de brouillard, démarreur progressif...)
 - -20 MF lié à la mise en place d'un oscilloperturbographe en 2021
 - -17 MF au titre des travaux complémentaires sur les groupes de production
 - -18 MF au titre du vidage des boues et traitement des effluents
 - +17 MF au titre des frais de siège
 - +43 MF au titre des dotations aux provisions révisions des groupes
 - -3 MF autres coûts
- **Transport : +3 MF**
 - **Dispatching : +15 MF**
 - +20 MF au titre de la conduite et fonctionnement du dispatching dont :
 - +18 MF au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - +10 MF au titre des frais de siège
 - -8 MF au titre de l'entretien matériel du dispatching
 - -5 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés
 - **Distribution : -31 MF**
 - +135 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - +67 MF au titre des frais de siège
 - +26 MF lié aux provisions pour dépréciation des stocks
 - +19 MF au titre des provisions pour litige réseau (reprises en 2021)
 - +15 MF au titre des travaux de nettoyage et d'entretien curative des postes DP
 - +2 MF au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - +6 MF autres coûts
 - +20 MF sur les travaux immobilisés lié à la hausse des travaux de renouvellement du réseaux Tahiti Nord (support HT/BT ; poteaux ; transformateur...)
 - -187 MF au titre des travaux vendus dont :
 - -60 MF lié à la baisse des travaux vendus pour TSE (renouvellement des poteaux et entretien préventif du réseau)
 - -57 MF au titre des travaux d'électrification des quartiers, extensions des réseaux et déplacements des coffrets
 - -57 MF lié aux travaux de déplacement des réseaux sous-terrain et branchement
 - -28 MF lié aux travaux de rénovation d'éclairage public
 - +15 MF autres coûts

- **Fourniture : +91 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 59 MF au titre du coût de l'interface clientèle dont
 - +62 MF au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - +9 MF sur les coûts d'affranchissements lié à l'augmentation du coût du timbre
 - +3 MF au titre des frais de siège
 - -11 MF au titre des interventions de mise sous tension et changement de puissance
 - - 9 MF au titre des mesures sanitaires mise en place lors de la crise du Covid jusqu'à fin 2021
 - +5 MF autres coûts
 - + 16 MF lié à la hausse des coûts de fonctionnement et supports au titre des études et raccordements des auto-producteurs solaires
 - +9 MF au titre de la gestion administrative du solaire
 - +7 MF au titre des travaux vendus

- **Achat des énergies renouvelables : +700 MF**
 - + 679 MF au titre des achats d'origine hydraulique Marama Nui
 - +14 MF au titre des achats d'origine solaire
 - + 7 MF au titre des achats d'origine hydraulique CHPP

- **Financier : +55 MF** suite à l'impact de la diminution du compte courant du concessionnaire et de la baisse des taux d'intérêts sur le poste « R.A. financier » et donc les charges associés.

Commentaires sur la variation de la marge : -305 MF

La marge récurrente diminue de 305 MF impactée principalement par :

- Une hausse de 928 MF du revenu autorisé ;
- Une hausse de 613 MF au titre des achats d'électricité d'origine hydraulique et solaire ;
- Une hausse de 169 MF sur les matières consommées ;
- Une hausse des coûts de 136 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la Distribution (hors charges calculées) ;
- Une perte de 102 MF sur la marge avant IS des activités annexes ;
- Une baisse de 55 MF sur les produits financier ;
- Une baisse de 15 MF sur les autres produits ;
- Une hausse des coûts de 98 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la Production (hors charges calculées) ;
- Une hausse des coûts de de 59 MF au titre du fonctionnement de la Clientèle ;
- Une hausse des coûts de 20 MF au titre de la maintenance et fonctionnement du Dispatching ;
- Une hausse des coûts du transport TEP de 3 MF ;
- Une hausse de 2 MF sur la marge avant IS au titre de la revente d'énergie ;
- Une baisse des coûts de 34 MF au titre des charges calculées.

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

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

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

4.4.0) Plafonnement des résultats

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

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

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

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

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

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

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

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

Impact de ce mécanisme sur les comptes de la concession :

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

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

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

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

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

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

Calcul du plafonnement 2022

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

Pour rappel, en 2021, en raison d'un RA de la concession représentant 67,41 % du RA des concessions gérées par EDT,

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

4.4.1) Revenu autorisé

Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de trois éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE), les « Coûts d'Énergie » (CE) et le « Plafonnement N-1 ».

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

$$13.586.391.831 = 5.798.250.430 + 7.837.813.503 - 49 672 102$$

4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	108 382	107 556	-0,8%	22 256	22 406	0,7%	2 412 149 792	2 409 899 736	-0,1%
Nb de kWh produits	287 351 287	296 567 626	3,2%	2,669	2,696	1,0%	766 940 585	799 546 320	4,3%
Ajustement TAC Avenant 18b							-50 534 609	-110 200 480	
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA	575,7	575,7		91 455 199	92 443 967	1,1%	91 455 199	92 443 967	1,1%
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	1 530,4	1 548,244	1,2%	1 133 680	1 146 006	1,1%	1 734 938 812	1 774 296 684	2,3%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	54 335,0	55 094	1,4%	16 767	16 942	1,0%	911 034 945	933 402 548	2,5%
RE - "Forfaits"							5 865 984 724	5 899 388 775	0,6%
Résultat financier							-160 350 234	-105 827 761	-34,0%
Partage des gains de rendement								4 689 416	
RE (Revenu de l'exploitation)							5 705 634 490	5 798 250 430	1,6%

4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2021			2022		
		Qté	Prix	XPF	Qté	Prix	XPF
Carburant : GO	C	71 320 265	52,01	3 709 241 651	62 479 712	64,70	4 042 456 351
Carburant : Fuel	C	3 039 991	55,18	167 746 720	0	0	0
Urée	U			2 083 415			4 915 183
Huiles	H	397 606	300,86	119 623 024	348 046	347,25	120 860 438
Énergie achetée Hydro	E	122 920 938	12,53	1 539 786 511	168 649 208	12,68	2 139 007 528
Énergie achetée Solaire	E	15 589 117	24,82	386 966 476	16 442 827	24,39	400 963 558
Prod ENR EDT							
Transport	T	411 790 139	2,74	1 126 818 877	409 692 942	2,76	1 129 610 445
CE Total				7 052 266 674			7 837 813 503

Prix des combustibles

	Gazole Tahiti	Arrêté CM
Acpt 02/2022	55,18	Arrêté 35 CM 19 janvier 2022
Acpt 03/2022	55,18	Arrêté 150 CM 24 février 2022
Acpt 03/2022	55,18	Arrêté 411 CM 24 mars 2022
Acpt 04/2022	55,18	Arrêté 410 CM 24 mars 2022
Acpt 05/2022	55,18	Arrêté 608 CM 27 avril 2022
Acpt 06/2022	55,18	Arrêté 796 CM 27 mai 2022
Acpt 06/2022	55,18	Arrêté 926 CM 9 juin 2022
Acpt 07/2022	55,18	Arrêté 1049 CM 22 juin 2022 - prix modifié par arrêté 1105 CM 28 juin 2022
Acpt 07/2022	95,18	Arrêté 1105 CM 28 juin 2022
Acpt 09/2022	95,18	Arrêté 1941 CM 22 septembre 2022
Acpt 09/2022	95,18	Arrêté 1942 CM 22 septembre 2022
Acpt 10/2022	95,18	Arrêté 2215 CM 27 octobre 2022
Acpt 11/2022 - 12/2022	95,18	Arrêté 2522 CM 30 novembre 2022

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

Depuis la signature de l'avenant 18 b les produits acquis au concessionnaire en raison de la vente d'énergie correspondent au Revenu Autorisé de l'exercice, comptablement ils sont constitués par le chiffre d'affaires énergie facturé aux clients et par une écriture de régularisation (produits constatés d'avance ou facture à établir pour la différence).

Ces écritures de régularisation sont globalisées au niveau de l'ensemble des concessions gérées par EDT et constituent soit une dette envers les clients lorsque le CA facturé est supérieur au Revenu Autorisé, soit une créance sur les clients dans le cas inverse.

Lorsque le résultat des concessions considérées dépasse le plafond fixé à l'avenant 18b, le concessionnaire réduit ses produits comptabilisés par le biais d'une écriture de « produits constatés d'avance ». Cette écriture est extournée l'exercice suivant, de sorte à ce que ses « Produits autorisés » soient égaux au RA de l'exercice réduit du dépassement de plafond.

Exercice	Dépassement plafond	RA (A)		écritures comptables (B)		A+B
		RA hors plafond	Déduction plafond N-1	PCA plafond N	Extourne PCA plafond N-1	
N	50	1000	n/a	-50	n/a	950
N+1	80	1010	-50	-80	50	930
N+2	0	1020	-80	0	80	1020

Pour assurer une bonne transparence des comptes, cette réduction de produit est répartie par concession et processus dans les comptes des délégations.

		Tahiti Nord							
		2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	13 455 238 374	15 015 226 291	15 198 662 372	15 475 281 072	14 022 263 792	14 089 892 126	14 417 770 195	14 920 683 705
Péréquation	B	n/a	n/a	n/a	-2 370 400 086	-2 215 095 727	-2 193 696 071	n/a	-2 477 746 396
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	13 104 880 986	11 807 168 065	11 896 196 055	n/a	12 442 937 309
Ecart RA/CA		180 825 559	-2 257 325 127	-2 517 920 889	n/a	n/a	543 563 105	-2 756 372 455	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		13 636 063 933	12 757 901 164	12 680 741 483	13 367 980 270	12 919 694 065	12 439 759 160	-2 756 372 455	12 442 937 309
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-543 563 105	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	350 909 308	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA			-49 672 102						
Produits comptabilisés		13 636 063 933	12 708 229 062	12 680 741 483	13 104 880 986	11 807 168 065	12 247 105 362	-2 756 372 455	12 442 937 309

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

4.5 - Annexes

4.5.1) Annexe détail des charges d'énergie

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2022	Réalisé 2021
Nombre de kWh vendus Tahiti Nord	409 692 942	411 790 139
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	92,5%	92,0%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	1 005 973	1 059 971
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	2 916 186	3 051 842
Achat Photovoltaïque à 35 F/kWh	1 675 438	1 549 608
Achat Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	10 681 111	9 748 128
Achat Electra 40F/kWh	164 120	179 569
Total Production Photovoltaïque	16 442 827	15 589 117
Achat hydro Marama Nui Vaite	10 286 194	7 796 908
Achat hydro Marama Nui Vaihiria	18 332 325	13 318 333
Achat hydro Marama Nui Faatautia	29 470 947	21 593 472
Achat hydro Marama Nui Titaaviri	17 270 209	12 857 595
Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	65 739 001	48 449 002
Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	26 821 881	18 673 179
Achat production hydro CHPP et SPEA	728 652	232 450
Total Production Hydro	168 649 208	122 920 938
Total achat production EnR	185 092 036	138 510 055
% répartition production Punaruu	97,4%	97,4%
% répartition production Vairaatoa	2,6%	2,6%
Production brute thermique Punaruu	251 264 981	301 021 183
Production brute thermique Vairaatoa	6 658 276	8 084 050
Total production thermique (sortie alternateur)	257 923 257	309 105 232
Total production thermique nette (*)	246 009 182	296 567 626
Total Achat energie (EDT et autres) en kWh	443 015 292	447 615 288
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique Punaruu (en réalisé global punaruu)	0,241	0,239
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa TAC	0,437	0,418
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa - Groupe	0,286	0,277
Fioul Centrale thermique Punaruu	0,241	0,239
<u>Stock Matières Premières GO volume</u>		
Stock Initial	4 028 281	2 868 690
achat Matière première	61 953 885	72 481 566
stock Final	3 502 454	4 029 991
consommation Matière 1ère	62 479 712	71 320 265
<u>Stock Matières Premières Fioul volume</u>		
Stock Initial		1 297 364
achat Matière première		1 742 628
stock Final		
consommation Matière 1ère		3 039 991
<u>Stock Matières Premières volume (**)</u>		
Stock Initial	4 028 281	4 166 054
achat Matière première	61 953 885	74 224 194
stock Final	3 502 454	4 029 991
consommation Matière 1ère en litre	62 479 712	74 360 256
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,242	0,241

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2022	Réalisé 2021
<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	64,700 F	52,008 F
Prix du fioul		55,180 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaite	12,34 F	12,27 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaihiria	9,94 F	9,85 F
Prix Achat hydro Marama Nui Faatautia	9,99 F	9,93 F
Prix Achat hydro Marama Nui Titaaviri	13,49 F	13,40 F
Prix Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	13,77 F	13,70 F
Prix Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	13,98 F	13,90 F
Achat production hydro CHPP	12,07 F	12,06 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	15,98 F	15,98 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
<u>Coût de l'énergie achetée ou consommée en KF Tahiti</u>		
<u>Stock Matières Premières GO XPF (***)</u>		
Stock Initial	209 321 898	144 933 237
achat Matière première	4 156 300 519	3 773 719 171
stock Final	323 166 066	209 410 757
Consommation GO XPF	4 042 456 351	3 709 241 651
<u>Stock Matières Premières Fioul XPF</u>		
Stock Initial		71 588 524
achat Matière première		96 158 195
stock Final		
Consommation Fioul XPF		167 746 720
Huile	120 860 438	119 623 024
Urée	4 915 183	2 083 415
(CUHPF) Combustible, urée, huiles.....	4 168 231 972	3 998 694 810
Hydro Marama Nui Vaite	126 869 636	95 669 076
Hydro Marama Nui Vaihiria	182 009 880	131 202 744
Hydro Marama Nui Faatautia	294 121 545	214 464 553
Hydro Marama Nui Titaaviri	232 686 176	172 269 240
Hydro Marama Nui Haute Papenoo	904 331 454	663 742 983
Hydro Marama Nui moyenne Papenoo	374 584 779	259 634 567
Hydro CHPP & SPEA	8 787 544	2 803 349
Hydroélectricité - Avec TVA sociale 1%	2 139 007 528	1 539 786 511
Photovoltaïque - Avec TVA sociale 1%	400 963 558	386 966 476
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 539 971 086	1 926 752 987
Prix transport TEP - Avec TVA sociale 1%	2,76	2,74
(T) Cout total transport en XPF	1 129 610 445	1 126 818 877
(CE) TOTAL achat de matières premières	7 837 813 503	7 052 266 674

(*) Tahiti Nord	2022
Production	Total
Production thermique brute (kWh)	257 923 257
Vairaatoa	6 658 276
Punaruu	251 264 981
Auxiliaires et soutirages Vai	600 645
Auxiliaires et soutirages Pun	11 313 430
Pertes auxiliaires centrales	4,6%
Production th nette (kWh)	246 009 182

Production thermique nette (kWh) - Punaruu	239 951 551
Production thermique nette (kWh) - Vairaatoa	6 057 631

(**) Gasoil 2022 volume	Punaruu	Vairaatoa	Total
Stock initial	3 844 784	183 497	4 028 281
Achats	59 311 633	2 642 253	61 953 885
Stock final	3 353 767	148 687	3 502 454
Consommation matière première	59 802 649	2 677 063	62 479 712

(***) Gasoil 2022 FCFP	Punaruu	Vairaatoa	Total
Stock initial	199 672 328	9 649 570	209 321 898
Achats	3 978 571 766	177 728 753	4 156 300 519
Stock final	309 474 966	13 691 100	323 166 066
Consommation matière première	3 868 769 129	173 687 222	4 042 456 351

4.5.2) Annexe Détail de la production thermique Tahiti

		Tahiti 2022			Tahiti Nord 2022			Secosud 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE										
P1 Puissance maximale majorée	PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	2 299 699 256		2 299 699 256	2 299 699 256		2 299 699 256			
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2021	123 533		123 533	107 556		107 556			
	- Forfait FP1 2022	22 406		22 406	22 406		22 406			
	Facturation P1 autres distributeurs	363 360 960		363 360 960						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-2 148 630 719	3 180 017	-2 145 450 702	-1 870 740 010	2 768 733	-1 867 971 276	-277 890 709	411 284	-277 479 425
	par UO : Puissance maximale majorée	17 393		17 367	17 393		17 367			
	- Maintenance	-563 408 489	-1 523 412	-564 931 901	-490 540 693	-1 326 383	-491 867 076	-72 867 796	-197 029	-73 064 825
	- AC	-81 693 077	-14 339 675	-96 032 752	-71 127 396	-12 485 069	-83 612 465	-10 565 681	-1 854 606	-12 420 287
	- ACE	-164 416 812	-288 707	-164 705 519	-143 152 151	-251 367	-143 403 518	-21 264 661	-37 340	-21 302 001
	- MO	-385 188 943		-385 188 943	-335 370 969		-335 370 969	-49 817 974		-49 817 974
	- AUTRES	67 890 343	13 104 970	80 995 313	59 109 823	11 410 054	70 519 876	8 780 520	1 694 916	10 475 437
	- Conduite et Fonctionnement	-254 797 822		-254 797 822	-221 843 836		-221 843 836	-32 953 986		-32 953 986
	- AC	-2 923 055		-2 923 055	-2 545 005		-2 545 005	-378 050		-378 050
	- ACE	-142 220 705		-142 220 705	-123 826 752		-123 826 752	-18 393 953		-18 393 953
	- MO	-8 149 815		-8 149 815	-7 095 768		-7 095 768	-1 054 047		-1 054 047
	- AUTRES	-101 504 247		-101 504 247	-88 376 311		-88 376 311	-13 127 936		-13 127 936
	- Amortissement des actifs de concession	-585 483 783		-585 483 783	-509 760 904		-509 760 904	-75 722 879		-75 722 879
	- 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	-587 489 108		-587 489 108	-511 506 873		-511 506 873	-75 982 235		-75 982 235	
- Charge lissée de renouvellement	2 005 325		2 005 325	1 745 969		1 745 969	259 356		259 356	
- Quote part des activités support affectées	-744 940 625	4 703 429	-740 237 196	-648 594 577	4 095 117	-644 499 460	-96 346 048	608 313	-95 737 736	
- Fonctions supports	-409 572 943		-409 572 943	-356 601 292		-356 601 292	-52 971 651		-52 971 651	
- Frais de siège	-335 367 682	4 703 429	-330 664 253	-291 993 285	4 095 117	-287 898 168	-43 374 398	608 313	-42 766 085	

		Tahiti 2022			Tahiti Nord 2022			Secosud 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
P2	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	799 546 320		799 546 320	799 546 320		799 546 320			
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2021	338 934 138		338 934 138	296 567 626		296 567 626			
	- Forfait FP2 2022	2,696		2,696	2,696		2,696			
	Facturation P2 autres distributeurs	117 741 038		117 741 038						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-694 706 482	715 321	-693 991 161	-607 610 757	625 640	-606 985 116	-87 095 725	89 680	-87 006 045
	par UO : kWh produits sortie de centrale	2,050		2,048	2,049		2,047			
	- Maintenance	-547 755 763		-547 755 763	-479 083 329		-479 083 329	-68 672 434		-68 672 434
	- AC	-282 259 340		-282 259 340	-246 872 335		-246 872 335	-35 387 005		-35 387 005
	- ACE	-89 451 649		-89 451 649	-78 237 048		-78 237 048	-11 214 601		-11 214 601
	- MO	-128 689 904		-128 689 904	-112 555 982		-112 555 982	-16 133 922		-16 133 922
	- AUTRES (provision rév groupes...)	-47 354 870		-47 354 870	-41 417 965		-41 417 965	-5 936 905		-5 936 905
	- Traitement des effluents									
- Quote part des activités support affectées	-146 950 719	715 321	-146 235 398	-128 527 428	625 640	-127 901 788	-18 423 291	89 680	-18 333 610	
- Fonctions supports	-95 946 355		-95 946 355	-83 917 509		-83 917 509	-12 028 846		-12 028 846	
- Frais de siège	-51 004 364	715 321	-50 289 043	-44 609 919	625 640	-43 984 279	-6 394 444	89 680	-6 304 764	
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	4 168 231 972		4 168 231 972	4 168 231 972		4 168 231 972			
	Facturation autres distributeurs	597 479 855		597 479 855						
	Par kWh produits sortie de centrale	-12,30		-12,30	-14,05		-14,05			
	- Consommations	-4 765 711 847		-4 765 711 847	-4 168 231 992		-4 168 231 992	-597 479 855		-597 479 855
	- Fioul									
	- Gasoil	-4 621 907 383		-4 621 907 383	-4 042 456 371		-4 042 456 371	-579 451 012		-579 451 012
- Huile	-138 184 732		-138 184 732	-120 860 438		-120 860 438	-17 324 294		-17 324 294	
- Urée	-5 619 732		-5 619 732	-4 915 183		-4 915 183	-704 549		-704 549	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	888 000		888 000	888 000		888 000			
	- Coûts directs									
	- Quote part des activités support affectées	-289 757		-289 757	-289 757		-289 757			
	- Fonctions supports	-289 757		-289 757	-289 757		-289 757			
	- Frais de siège									
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES				1 078 581 853		1 078 581 853			
	- Coûts sur revente energie				-962 466 289	500 964	-961 965 325			
	MARGE AVANT IS				116 115 564	500 964	116 616 528			
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 865 775 347		1 865 775 347	1 865 775 347		1 865 775 347			
	- Coûts directs	-1 829 800 513		-1 829 800 513	-1 829 800 513		-1 829 800 513			
- AC	-992 821 697		-992 821 697	-992 821 697		-992 821 697				
- ACE	-729 493 416		-729 493 416	-729 493 416		-729 493 416				
- MO	-108 088 352		-108 088 352	-108 088 352		-108 088 352				
- AUTRES	602 952		602 952	602 952		602 952				
- Quote part des activités support affectées	-65 431 186		-65 431 186	-65 431 186		-65 431 186				
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE										
	TOTAL DES PRODUITS	10 212 722 748		10 212 722 748	10 212 722 748		10 212 722 748			
	MARGE AVANT IS	708 152 244	3 895 338	712 047 582	708 152 244	3 895 338	712 047 582			
	- I.S.	-273 202 624	-1 502 808	-274 705 432	-273 202 624	-1 502 808	-274 705 432			
	MARGE NETTE	434 949 620	2 392 530	437 342 150	434 949 620	2 392 530	437 342 150			

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.

	2021	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2022
VB concessionnaire	19 560 346 573	-253 118	192 264 559	-102 127 990	19 650 230 024
VB tiers & concédant	1 121 823 754		1 724 923 174		2 846 746 928
Immo incorporelles					0
Production	20 682 170 327	-253 118	1 917 187 733 (1)	-102 127 990 (2)	22 496 976 952
VB concessionnaire	19 903 609 443	-246 882	878 436 969	-82 584 809	20 699 214 721
VB tiers & concédant	3 968 748 465		236 161 104	-98 408 582	4 106 500 987
Immo incorporelles					0
Distribution	23 872 357 908	-246 882	1 114 598 073 (3)	-180 993 391 (4)	24 805 715 708
Total	44 554 528 235	-500 000	3 031 785 806	-283 121 381	47 302 692 660

Production

(1) Détail des acquisitions de production :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement	
						Fin. Concession	Fin. Tiers & C.
GENERATEUR VIRTUEL PRODUC	1000000361	GROUPE	796 335 754		-	796 335 754	
GENERATEUR VIRTUEL PRODUC	1000000362	GROUPE	494 087 778		-	494 087 778	
GENERATEUR VIRTUEL PRODUC	1000000362	GROUPE	434 499 642		-		434 499 642
TVX AMELIORANTS G3P R0600	1000000359	GROUPE	22 900 156	100%	22 900 156	-	
RNV SILENCIEUX CHEMINEE	1000000358	GROUPE	36 829 139		-	36 829 139	
RNV CHAUDIERE EAU SURCHAU	2600000087	COMBUSTIBLE	23 074 740		-	23 074 740	
RNV ECHANGEUR SURCHAUFFEE	2700000029	EAU	17 921 145		-	17 921 145	
RNV DISJONCTEURS BT PUN	2800000177	ENERGIE	44 515 644		-	44 515 644	
RNV TABLEAU BT TAG G4P	2800000180	ENERGIE	28 148 495		-	28 148 495	
RNV CENTRIFUGEUSE HUILE	2900000015	LUBRIFIANT	17 284 515		-	17 284 515	
APP VISU DONNEES ATMOSPHE	3000000085	ENVIRONNEMENT	1 590 725		-	1 590 725	
Acquisition			1 917 187 733		22 900 156	1 459 787 935	434 499 642

(2) Détail des cessions de production :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Valeur Brute
A.N FILIERE PUNARUU	2500000002	FILIERES	87 353 893
CHEMINEE G4P PUNARUU	1000000323	GROUPES	14 774 097
Cessions			102 127 990

Distribution

(3) Détail des acquisitions de distribution :

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
POSTE LOGMT OTHS PAPEAVA	5000000440	2 906 954	0,00%	-	2 906 954
REHAB GC POSTE P9002 PPT	5000000442	2 156 578	0,00%	-	2 156 578
REHAB GC POSTE N0029 PPT	5000000443	1 167 403	0,00%	-	1 167 403
REHAB GC POSTE P0002 PPT	5000000444	1 260 290	0,00%	-	1 260 290
REHAB GC POSTE V0020 PPT	5000000445	1 291 112	0,00%	-	1 291 112
REHAB GC POSTE P0601 PPT	5000000446	1 213 453	0,00%	-	1 213 453
REHAB GC POSTE I0216 PIRA	5000000447	1 308 599	0,00%	-	1 308 599
REHAB GC POSTE F0364 FAAA	5000000448	1 374 293	0,00%	-	1 374 293
REHAB GC POSTE F0302 FAAA	5000000449	1 154 181	0,00%	-	1 154 181
REHAB GC POSTE U1219 PUNA	5000000450	1 122 291	0,00%	-	1 122 291
REHAB GC POSTE U0928 PUNA	5000000451	1 376 089	0,00%	-	1 376 089
REHAB GC POSTE U0927 PUNA	5000000452	1 529 129	0,00%	-	1 529 129
REHAB GC POSTE U0930 PUNA	5000000453	1 538 943	0,00%	-	1 538 943
REHAB GC POSTE U1015 PUNA	5000000454	1 222 172	0,00%	-	1 222 172
REHAB GC POSTE R3812 PAPA	5000000455	1 235 221	0,00%	-	1 235 221
REHAB GC POSTE M1022 MAHI	5000000456	1 420 948	0,00%	-	1 420 948
REHAB GC POSTE M1123 MAHI	5000000457	1 333 067	0,00%	-	1 333 067
REHAB GC POSTE M1124 MAHI	5000000458	1 370 206	0,00%	-	1 370 206
REHAB GC POSTE M1126 MAHI	5000000459	1 373 451	0,00%	-	1 373 451
REHAB GC POSTE U1605 PUN	5000000460	1 206 565	0,00%	-	1 206 565
REHAB GC POSTE P3301 PPT	5000000463	1 649 013	0,00%	-	1 649 013
REHAB GC POSTE N0001 PPT	5000000464	1 318 750	0,00%	-	1 318 750
REHAB GC POSTE F0365 FAAA	5000000465	1 315 375	0,00%	-	1 315 375
REHAB GC POSTE U1312 PUNA	5000000466	1 317 217	0,00%	-	1 317 217
REHAB GC POSTE U1306 PUNA	5000000467	1 657 676	0,00%	-	1 657 676
REHAB GC POSTE U1418 PUNA	5000000468	1 586 257	0,00%	-	1 586 257
REHAB GC POSTE U1604 PUNA	5000000469	1 617 385	0,00%	-	1 617 385
REHAB GC POSTE U1318 PUNA	5000000470	1 598 548	0,00%	-	1 598 548
REHAB GC POSTE M1122 MAHI	5000000461	13 605 500	0,00%	-	13 605 500
POSTE GIRATOIRE DE ARUE	5000000441	5 479 612	0,00%	-	5 479 612
RENV GC POSTE U1445 PUN	5000000462	3 591 076	0,00%	-	3 591 076
COFFRET IT U1450 PUNARUU	5100000106	601 620	0,00%	-	601 620
COFFRET IT P0124 PAPINEAU	5100000107	601 620	0,00%	-	601 620
COFFRET IT U0904 PUNAAUIA	5100000108	960 594	0,00%	-	960 594
COFFRET IT R3812 PAPARA	5100000109	601 620	0,00%	-	601 620
COFFRET IT P2101 PUROTU	5100000110	601 620	0,00%	-	601 620
COFFRET IT M0934 MAHINA	5100000111	601 620	0,00%	-	601 620
COFFRET IT R4102 PAPARA	5100000112	601 620	0,00%	-	601 620
COFFRET IT F0498 ST HILAI	5100000114	601 620	0,00%	-	601 620
COFFRET IT A0802 ARUE CIT	5100000113	863 251	0,00%	-	863 251
COFFRET IT F0524 AIR TAHI	5100000118	486 690	0,00%	-	486 690
COFFRET IT A0420 GIRATOIR	5100000115	480 930	0,00%	-	480 930
COFFRET IT U0055 MOTU UTA	5100000116	849 565	0,00%	-	849 565
COFFRET IT U1018 PUNAAUIA	5100000119	829 668	0,00%	-	829 668
COFFRET IT IV245 PIRAE	5100000117	883 972	0,00%	-	883 972
AUT COMP P3301 PAPEETE	5200000852	231 583	0,00%	-	231 583
AUT COMP U1450 PUNARUU	5200000853	452 048	0,00%	-	452 048
AUT COMP U1323 PUNAAUIA	5200000854	394 715	0,00%	-	394 715
AUT COMP E2205 PAEA LOT	5200000855	322 109	0,00%	-	322 109
AUT COMP R3812 PAPARA	5200000856	404 961	0,00%	-	404 961
AUT COMP M1022 MAHINA	5200000857	489 278	0,00%	-	489 278
AUT COMP M0934 MAHINA	5200000859	1 190 465	0,00%	-	1 190 465
AUT COMP U1608 PUNAAUIA	5200000860	509 548	0,00%	-	509 548
AUT COMP TIPI8 A0327 ARUE	5200000858	446 642	0,00%	-	446 642
AUT COMP M1136 MAHINARAMA	5200000861	924 073	0,00%	-	924 073
AUT COMP U0927 MIRI P2 PU	5200000873	1 165 994	0,00%	-	1 165 994
AUT COMP U1306 PUNAVAI PK	5200000874	258 591	0,00%	-	258 591
AUT COMP U1219 SCI TE ARA	5200000875	564 513	0,00%	-	564 513
AUT COMP F0365 PAMATAI HI	5200000864	676 486	0,00%	-	676 486
AUT COMP IV128 PATER 3	5200000865	4 627 438	0,00%	-	4 627 438
AUT COMP U0928 MIRI P3 PU	5200000867	804 615	0,00%	-	804 615
AUT COMP U0930 MIRI P1 PU	5200000868	635 008	0,00%	-	635 008
AUT COMP P0601 BALCONS TE	5200000866	752 979	0,00%	-	752 979
AUT COMP U1312 PUNAVAI	5200000870	768 420	0,00%	-	768 420
AUT COMP U0032 MOTU UTA	5200000869	843 645	0,00%	-	843 645

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
AUT COMP U1452 TAMANU PUN	5200000872	500 304	0,00%	-	500 304
AUT COMP P4115 FARE UTE	5200000877	898 550	0,00%	-	898 550
AUT COMP U0721 BEACHCOMBE	5200000871	312 083	0,00%	-	312 083
AUT COMP F0634 IMM TE ATA	5200000882	835 090	0,00%	-	835 090
AUT COMP P4110 LOT VAIAVA	5200000876	1 097 110	0,00%	-	1 097 110
AUT COMP P4802 TIPAERUI	5200000885	489 635	0,00%	-	489 635
AUT COMP U0106 MOTU UTA	5200000883	672 385	0,00%	-	672 385
AUT COMP U0915 PUNAAUIA	5200000880	375 015	0,00%	-	375 015
AUT COMP P4114 PAPEETE	5200000881	1 090 033	0,00%	-	1 090 033
TRANSFO P3301 PAPEETE	5300001773	1 368 890	0,00%	-	1 368 890
TRANSFO I0207 PIRAE RTE	5300001774	927 475	0,00%	-	927 475
TRANSFO U0903 PUNAAUIA	5300001775	1 124 825	0,00%	-	1 124 825
TRANSFO F0448 FAAA TEHAPA	5300001776	883 818	0,00%	-	883 818
TRANSFO U1608 PUNAAUIA	5300001777	1 040 589	0,00%	-	1 040 589
TRANSFO M1205 MAHINA PEPI	5300001778	1 165 538	0,00%	-	1 165 538
TRANSFO V0025 GIGA PPT	5300001779	2 000 520	0,00%	-	2 000 520
TRANSFO M1306 OROFARA	5300001780	847 296	0,00%	-	847 296
TRANSFO P4401 ECOLE STE	5300001782	302 301	37,50%	113 363	188 938
TRANSFO P0802 SCI TORIKI	5300001785	1 517 221	0,00%	-	1 517 221
TRANSFO E1807 PK21 PAEA	5300001783	955 198	0,00%	-	955 198
TRANSFO E1806 LOT PAPEHUE	5300001784	1 042 120	37,50%	390 795	651 325
TRANSFO F0436 ST HILAIRE	5300001792	929 615	0,00%	-	929 615
TRANSFO F0314 PAMATAI FAA	5300001787	1 032 416	0,00%	-	1 032 416
TRANSFO F0105 HILLS RESID	5300001788	1 193 995	0,00%	-	1 193 995
TRANSFO E1813 ANT MONTARO	5300001786	709 706	0,00%	-	709 706
TRANSFO F0437 PRES CIMET	5300001789	1 044 556	0,00%	-	1 044 556
TRANSFO R3004 PAPARA VALL	5300001795	1 010 661	0,00%	-	1 010 661
TRANSFO F0415 FAAA ANTENN	5300001797	970 819	0,00%	-	970 819
TRANSFO I0213 LOT NAHOATA	5300001790	861 215	0,00%	-	861 215
TRANSFO V0103 VAL TITORO	5300001791	1 110 482	0,00%	-	1 110 482
TRANSFO U0915 PUNAAUIA	5300001796	1 445 930	0,00%	-	1 445 930
AUT COMPOSANTS PS ARUE	5800000015	325 642	0,00%	-	325 642
PASSERELLE TEP AUTOMATE	6420000008	3 632 809	100,00%	3 632 809	-
MODERN EQUIP TELE-ACT°TPS	6420000007	5 423 466	0,00%	-	5 423 466
IAM 2022 TAHITI NORD	8110000014	6 167 369	22,31%	1 375 940	4 791 429
IAT 2022 TAHITI NORD	8120000013	3 680 222	0,00%	-	3 680 222
POTEAUX BT METAL 2022 NOR	8520000143	2 821 972	5,37%	151 540	2 670 432
POTEAUX HT METAL 2022 NOR	8540000137	6 826 136	1,91%	130 379	6 695 757
POTEAUX BT CIMENT 2022 NO	8550000136	116 283 749	3,62%	4 209 472	112 074 277
POTEAUX HT CIMENT 2022 NO	8560000127	59 925 692	1,94%	1 162 558	58 763 134
CABLE AERIEN BT 2022 NORD	8610000187	8 568 203	7,19%	616 054	7 952 149
CABLE AERIEN HT 2022 NORD	8620000173	9 169 161	0,00%	-	9 169 161
ARMEMENT AERIEN 2022 NORD	8710000186	133 803 159	4,71%	6 302 129	127 501 030
ARMEMENT 2022 NORD GFC	8720000002	40 952 367	2,94%	1 204 000	39 748 367
RNV RSX BTS LOT LES VINIS	9300000908	10 976 013	0,00%	-	10 976 013
RNV RSX HTS STATION SHELL	9300000909	7 658 153	0,00%	-	7 658 153
RNV RSX HTS GROTT MARAA	9300000910	8 456 555	0,00%	-	8 456 555
14A1 LC1111/MEF/SDE PUNAA	9300000911	1 553 759	100,00%	1 553 759	-
RNV RSX HTS ZONE CONSERVA	9300000913	1 497 785	0,00%	-	1 497 785
14A1 LC303/MEF FAA'A LOT	9300000927	1 123 716	100,00%	1 123 716	-
RNV RSX BTS LOTUS PUNAAUI	9300000933	936 723	0,00%	-	936 723
RNV RSX BTS IM WOHLER AV.	9300000934	13 037	0,00%	-	13 037
14A1 LC1669/MEF/SDE PUNAA	9300000935	642 773	100,00%	642 773	-
ART2 LC224/MED/SDE PIRAE	9300000943	1 854 929	0,00%	-	1 854 929
ART2 LC160/MEF/SDE PAPEET	9300000944	8 622 318	55,68%	4 800 907	3 821 411
ART2 LC1692/MAE/SDE PAEA	9300000957	4 050 466	89,60%	3 629 218	421 248
ART2 LC419/MAE/SDE PAPARA	9300000958	2 838 056	78,24%	2 220 495	617 561
14A1 LC1669/MEF/SDE FAAA	9300000925	677 421	100,00%	677 421	-
14A1 LC1593/MEF/SDE PAPAR	9300000926	1 432 866	100,00%	1 432 866	-
14A1 LC1669/MEF/SDE ARUE	9300000914	462 254	100,00%	462 254	-
14A1 LC1669/MEF/SDE PAPAN	9300000912	9 746	100,00%	9 746	-
RNV RSX HTS PRESIDENCE	9300000915	9 747 628	0,00%	-	9 747 628
RNV RSX BTS TEROMA FAA'A	9300000936	9 742	0,00%	-	9 742
LC300/MEF EXT RSX HTA	9300000924	1 169 793	100,00%	1 169 793	-
RNV RSX BTS YOUN YOUN AV	9300000931	762 662	0,00%	-	762 662
RNV RSX BTS IM WITTMAN RO	9300000930	518 527	0,00%	-	518 527
14A1 LC156/MEF/SDE FAA'A	9300000928	997 301	100,00%	997 301	-
14A1 LC356/MEF/SDE ARUE	9300000937	1 121 647	100,00%	1 121 647	-
RNV RSX HTS CABLES CPI EN	9300000955	28 115 395	0,00%	-	28 115 395
14A1 LC156/MEF/SDE PAPANO	9300000929	1 906 133	100,00%	1 906 133	-
RNV RSX BTS PK 21 PAEA	9300000938	242 911	0,00%	-	242 911

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
RNV RSX HTS PONT FAUTAU	9300000947	6 999 182	0,00%	-	6 999 182
RESEAUX HT/BT SOUTERRAINS	9300000916	30 144 619	32,39%	9 763 842	20 380 777
RNV RSX BTS TDF PAPENOO	9300000949	3 156 222	0,00%	-	3 156 222
RNV RSX HTS PK 41 PAEA	9300000945	14 284 530	0,00%	-	14 284 530
RNV RSX HTS ZONE 13A&14A	9300000946	9 010 321	0,00%	-	9 010 321
RNV RSX BTS IMMLLOU PUNAA	9300000932	141 606	0,00%	-	141 606
RNV RSX BTS HEIRI FAA'A	9300000941	337 913	0,00%	-	337 913
RNV RSX HTS HT OUTUMAORO	9300000948	1 678 116	0,00%	-	1 678 116
RNV RSX BTS DEMONT PAPARA	9300000942	350 643	0,00%	-	350 643
CPTAGE MONO NUME 2022 NOR	9540000122	148 484 438	6,58%	9 770 276	138 714 162
CPTAGE TRI NUME 2022 NORD	9550000118	26 345 389	5,50%	1 448 996	24 896 393
CPTAGE ZMD NUME 2022 NORD	9560000123	23 443 868	33,22%	7 788 053	15 655 815
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13		878 436 969		69 808 234	808 628 735
POSTE F0428 TAIMITI RESID	5000000471	1 500 000	100,00%	1 500 000	-
POSTE U1332 TE AVA'A RES	5000000473	1 500 000	100,00%	1 500 000	-
POSTE P3601 MATEATA RESID	5000000472	1 500 000	100,00%	1 500 000	-
AUT COMP IV201 KEALAA FAU	5200000886	3 531 770	100,00%	3 531 770	-
AUT COMP F0428 TAIMITI	5200000887	2 563 811	100,00%	2 563 811	-
AUT COMP P0125 VAI'OATA	5200000890	925 741	100,00%	925 741	-
AUT COMP U1332 TE AVA'A	5200000889	2 485 264	100,00%	2 485 264	-
AUT COMP P3601 MATEATA	5200000888	2 484 335	100,00%	2 484 335	-
TRANSFO T0110 RESIDENCE	5300001799	1 047 245	100,00%	1 047 245	-
TRANSFO R3620 VAIOPAPOIA	5300001800	1 242 272	100,00%	1 242 272	-
TRANSFO IV201 KEALAA FAUT	5300001801	1 094 275	100,00%	1 094 275	-
TRANSFO F0428 TAIMITI RES	5300001802	1 186 092	100,00%	1 186 092	-
TRANSFO U1332 TE AVA'A	5300001803	1 776 815	100,00%	1 776 815	-
TRANSFO P3601 MATEATA RES	5300001805	1 435 612	100,00%	1 435 612	-
TRANSFO S0216 HANA RESIDE	5300001804	1 240 410	100,00%	1 240 410	-
POTEAUX HT METAL 2022 NOR	8540000138	986 052	100,00%	986 052	-
POTEAUX BT CIMENT 2022 NO	8550000137	8 619 779	100,00%	8 619 779	-
POTEAUX HT CIMENT 2022 NO	8560000128	3 537 520	100,00%	3 537 520	-
CABLE AERIEN BT 2022 NORD	8610000188	2 609 218	100,00%	2 609 218	-
CABLE AERIEN HT 2022 NORD	8620000174	390 345	100,00%	390 345	-
ARMEMENT AERIEN 2022 NORD	8710000187	93 324 985	100,00%	93 324 985	-
ARMEMENT 2022 NORD GFC	8720000003	4 177 095	100,00%	4 177 095	-
RSX SOUT TIERS TN 2022	9300000956	97 002 468	100,00%	97 002 468	-
TOTAL FINANCEMENT TIERS		236 161 104		236 161 104	-
TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION		1 114 598 073	-	305 969 338	808 628 735

(4) Détail des cessions de distribution :

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute
POSTE PUNAAUIA PK13 PUNA2	5000000006	675 741
POSTE RDC PAMATAI	5000000015	564 812
POSTE PUNAVAI C/MTPK13 P2	5000000018	644 596
POSTE IMMEUBLE JARDONNET	5000000024	664 851
POSTE LOT AUTE2 POSTE 2	5000000026	669 630
POSTE IMM INVESTISI MAMAO	5000000035	680 650
POSTE LOT MAHINARAMA TOPA	5000000047	1 300 653
POSTE RES.DU PARADIS POS3	5000000064	733 183
POSTE ZI PUNARUU	5000000075	874 444
POSTE LOT.TOPARAA MAHANA	5000000077	734 870
POSTE LOT TE ANUHE	5000000078	757 132
POSTE LOT TEMARUATA PK16	5000000094	918 552
POSTE LOT TEMARUATA PK16	5000000095	685 237
POSTE DERR.LYCEE GAUGUIN	5000000108	683 036
POSTE LOTISSEMENT TAAPUNA	5000000115	725 806
POSTE LOGMT OTHS PAPEAVA	5000000140	894 647
POSTE CPLEXE SPORT.PUNARU	5000000150	912 510
POSTE ZONE RESDTLLE ATIMA	5000000158	922 705
POSTE LOT ALOHA P2 PUNAVA	5000000166	1 053 602
POSTE GIRATOIRE DE ARUE	5000000191	1 854 612
POSTE LES BALCONS TEPAPA	5000000211	874 521
POSTE LOT MIRI P1	5000000216	1 125 734
POSTE LOT MIRI P3	5000000223	1 006 606
POSTE LOT MIRI P2	5000000230	1 118 555
POSTE PONT E TAHARUU PAPA	5000000261	930 872
POSTE RESEAU TITIRO	5000000299	1 358 831
POSTE GIRATOIRE ARUE	5100000018	336 432

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute
POSE IPT PROGRAMME 2005	5100000030	756 978
POSE IPT PROGRAMME 2005	5100000033	474 095
TELECOM MONT MARAU FAA'A	5100000038	488 425
TELECOM POSTE CARREFOUR	5100000039	495 751
COFFRET IPT PUNARUU	5100000095	575 339
POSTE CITE DES FONCTIONNA	5200000014	411 950
POSTE MOTU-UTA	5200000021	412 848
POSTE ZONE DOUAN.MOTU-UTA	5200000059	354 469
POSTE F/MAIS.DE JEUN.PIRA	5200000090	909 242
POSTE LOT BALDWIN PAEA	5200000106	182 934
POSTE MOTU-UTA DIGUE EST	5200000132	497 072
POSTE PTE GUILLEMET	5200000137	302 603
POSTE F/CENT.COMM.LOTUS	5200000140	222 709
POSTE ZONE RESIDENT.ATIMA	5200000189	200 952
POSTE LIVRAISON MATATIA	5200000192	538 752
POSTE LOT VAIAVA FARE-UTE	5200000211	756 135
POSTE LOT LES HAUTS MAHIN	5200000226	646 430
POSTE GIRATOIRE PUNAVAI	5200000243	284 466
POSTE LES BALCONS DE TAPA	5200000246	542 663
POSTE LOT MIRI P1	5200000251	464 507
POSTE MAIRIE DE PIRAE	5200000257	646 624
POSTE LOT MIRI P3	5200000258	588 574
POSTE ENTREE RTE CEINTURE	5200000262	228 288
POSTE LOT MIRI P2	5200000265	852 922
POSTE GIRATOIRE PUNARUU	5200000277	335 632
POSTE RTE PTE DES PECHEUR	5200000281	377 033
POSTE CARREFOUR ARUE	5200000282	336 593
POSTE IMM TE ATA NINAMU	5200000296	629 330
POSTE PONT E TAHARUU PAPA	5200000297	758 567
POSTE IMMEUBLE PAPINEAU	5200000327	309 466
REAMGT RES SINGAPOUR PPT	5200000353	385 848
POSTE DP IMM SCI TE ARA	5200000368	445 052
POSTE RESEAU TITIORO	5200000376	190 831
POSTE ZI FARE UTE	5200000408	740 429
POSTE ZI FARE UTE	5200000410	898 217
CELLULES HTA DP U1306	5200000477	216 282
CELLULES HTA DP U1312	5200000478	642 697
AUT.COMP.ECH.AER.BAT.AIRT	5200000447	407 061
TRANSFO TEVAIROA ST HILAI	5300000720	327 815
TRANSFO PAMATAI RT CHAUMI	5300000222	426 338
TRANSFO LOT PAPEHUE PAEA	5300000049	402 623
TRANSFO PRES CIM ST HIL	5300000229	462 389
TRANSFO MONT MARAU P/AVIA	5300000455	399 334
TRANSFO VAL TAREIA PAPARA	5300000490	399 334
TRANSFO VAL TITIORO BAIN	5300000605	399 334
TRANSFO ANT MONTARON PAEA	5300000768	399 334
TRANSFO ZONE GAZ MOTU UTA	5300000274	462 800
TRANSFO STOCK	5300000014	634 879
TRANSFO QTIER SANFORD PPT	5300000518	634 879
TRANSFO IMM SC TORIKI PPT	5300000652	906 826
TRANSFO AV POMARE A/CARRE	5300001195	1 196 668
TRANSFO IM CHIMECAL MAMAO	5300001226	1 142 333
POTEAUX BT BOIS 1991 NORD	8510000104	2 732 638
POTEAUX BT BOIS 1992 NORD	8510000105	3 703 871
POTEAUX BT BOIS 1993 NORD	8510000106	1 474 303
POTEAUX BT BOIS 1994 NORD	8510000107	1 508 340
POTEAUX BT BOIS 1995 NORD	8510000108	354 854
POTEAUX BT BOIS 1997 NORD	8510000110	720 948
POTEAUX BT BOIS 1998 NORD	8510000111	1 044 442
POTEAUX BT BOIS 1999 NORD	8510000112	1 355 589
POTEAUX BT CIMENT 2010 NO	8550000100	1 838
POTEAUX BT CIMENT 2011 NO	8550000101	106 555
ARMEMENT AERIEN 1991 NORD	8710000104	3 166 981
ARMEMENT AERIEN 1992 NORD	8710000105	4 191 592
ARMEMENT AERIEN 1993 NORD	8710000106	1 676 637
ARMEMENT AERIEN 1994 NORD	8710000107	1 583 490
ARMEMENT AERIEN 1995 NORD	8710000108	279 439
ARMEMENT AERIEN 1997 NORD	8710000110	652 025
ARMEMENT AERIEN 1998 NORD	8710000111	1 024 611
ARMEMENT AERIEN 1999 NORD	8710000112	1 397 197

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute
RESEAUX SOUTERRAINS TN	9300000556	155 747
RES.SOUT TAHITI N 2003	9300000054	938 060
RESEAU BT SOUT OROFERO	9300000062	17 576
DEPL BRCHT PPT SHOW ROOM	9300000099	778 553
RENOVATION RES.HTA PSTES	9300000133	261 005
AMENAGMT 3ÈME VOIE FRONT	9300000275	859 067
EXT BTS QTIER MOETARAVA	9300000306	144 297
MIS CONFORM BTS LOT AUTE	9300000369	931 784
RSX SOUT NORD 2016 TAHITI	9300000557	645 011
RENV RSX HT SOUT ZI PAPEA	9300000674	49 189
RENV RSX BT SOUT EN FACE	9300000705	78 855
RENV RSX HTA U1029 TAAPUN	9300000751	80 275
RNV RSX BTS PIAFAU FAA'A	9300000807	264 568
TOTAL CESSION CONCESSIONNAIRE		82 584 809
CABLE AERIEN HT 2021 NORD	8620000172	12 473
ARMEMENT AERIEN 2021 NORD	8710000185	8 343
ARMEMENT AERIEN 2018 NORD	8710000179	270 476
ARMEMENT AERIEN 2019 NORD	8710000181	303 488
ARMEMENT AERIEN 2020 NORD	8710000183	121 004
ARMEMENT AERIEN 2017 NORD	8710000172	90 159
ARMEMENT AERIEN 2014 NORD	8710000165	795 294
ARMEMENT AERIEN 2010 NORD	8710000133	118 363
ARMEMENT AERIEN 2010 NORD	8710000161	418 702
ARMEMENT AERIEN 2011 NORD	8710000134	473 451
ARMEMENT AERIEN 2011 NORD	8710000162	577 763
ARMEMENT AERIEN 2012 NORD	8710000135	355 088
ARMEMENT AERIEN 2012 NORD	8710000163	758 956
ARMEMENT AERIEN 2009 NORD	8710000132	1 183 628
ARMEMENT AERIEN 2009 NORD	8710000160	935 968
ARMEMENT AERIEN 2008 NORD	8710000131	118 363
ARMEMENT AERIEN 2007 NORD	8710000158	811 429
ARMEMENT AERIEN 2001 NORD	8710000124	1 538 716
ARMEMENT AERIEN 2001 NORD	8710000153	21 540
ARMEMENT AERIEN 2002 NORD	8710000125	236 726
ARMEMENT AERIEN 2002 NORD	8710000154	282 560
ARMEMENT AERIEN 2003 NORD	8710000126	118 363
ARMEMENT AERIEN 2003 NORD	8710000155	4 186 429
ARMEMENT AERIEN 2004 NORD	8710000127	236 726
ARMEMENT AERIEN 2004 NORD	8710000156	355 489
ARMEMENT AERIEN 2005 NORD	8710000128	100 398
ARMEMENT AERIEN 2006 NORD	8710000129	118 363
ARMEMENT AERIEN 2006 NORD	8710000157	540 953
ARMEMENT AERIEN 1999 NORD	8710000151	211 098
ARMEMENT AERIEN 2000 NORD	8710000152	376 218
ARMEMENT AERIEN 1992 NORD	8710000144	1 016 663
ARMEMENT AERIEN 1993 NORD	8710000145	59 560
ARMEMENT AERIEN 1994 NORD	8710000146	311 650
ARMEMENT AERIEN 1995 NORD	8710000147	122 503
ARMEMENT AERIEN 1987 NORD	8710000139	10 548 963
ARMEMENT AERIEN 1988 NORD	8710000140	4 985 328
ARMEMENT AERIEN 1989 NORD	8710000141	5 506 993
ARMEMENT AERIEN 1990 NORD	8710000142	239 267
CABLE AERIEN BT 2020 NORD	8610000184	318 673
CABLE AERIEN BT 2019 NORD	8610000182	171 001
CABLE AERIEN BT 2014 NORD	8610000137	293 357
CABLE AERIEN BT 2014 NORD	8610000167	300 943
CABLE AERIEN HT 2014 NORD	8620000136	111 371
CABLE AERIEN HT 2014 NORD	8620000164	1 253 982
CABLE AERIEN HT 2012 NORD	8620000134	238 137
CABLE AERIEN HT 2012 NORD	8620000162	1 341 587
CABLE AERIEN BT 2009 NORD	8610000132	698 847
CABLE AERIEN HT 2009 NORD	8620000132	521 970
CABLE AERIEN HT 2009 NORD	8620000160	1 875 748
CABLE AERIEN BT 2010 NORD	8610000133	456 980
CABLE AERIEN BT 2011 NORD	8610000134	596 817
CABLE AERIEN BT 2012 NORD	8610000135	83 299
CABLE AERIEN HT 2001 NORD	8620000124	46 651
CABLE AERIEN BT 2002 NORD	8610000125	79 759
CABLE AERIEN HT 2002 NORD	8620000125	504 978
CABLE AERIEN BT 2003 NORD	8610000126	3 587 521

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute
CABLE AERIEN BT 2003 NORD	8610000156	5 784 734
CABLE AERIEN HT 2004 NORD	8620000127	885 636
CABLE AERIEN BT 2005 NORD	8610000128	540 413
CABLE AERIEN HT 1999 NORD	8620000150	435 785
CABLE AERIEN BT 2000 NORD	8610000153	302 372
CABLE AERIEN BT 1992 NORD	8610000145	1 491 695
CABLE AERIEN BT 1993 NORD	8610000146	88 671
CABLE AERIEN BT 1994 NORD	8610000147	290 082
CABLE AERIEN HT 1994 NORD	8620000145	227 357
CABLE AERIEN HT 1995 NORD	8620000146	229 140
CABLE AERIEN BT 1991 NORD	8610000144	346 024
CABLE AERIEN BT 1987 NORD	8610000139	288 981
CABLE AERIEN HT 1987 NORD	8620000138	410 214
CABLE AERIEN BT 1988 NORD	8610000141	44 872
CABLE AERIEN HT 1988 NORD	8620000139	930 738
CABLE AERIEN BT 1989 NORD	8610000142	136 866
POTEAUX HT CIMENT 2019 NO	8560000123	393 140
POTEAUX BT CIMENT 2018 NO	8550000129	375 246
POTEAUX BT CIMENT 2017 NO	8550000122	117 045
POTEAUX HT CIMENT 2012 NO	8560000106	635 084
POTEAUX HT CIMENT 2012 NO	8560000111	658 605
POTEAUX BT METAL 2012 NOR	8520000116	132 109
POTEAUX BT CIMENT 2010 NO	8550000112	24 728
POTEAUX BT METAL 2011 NOR	8520000115	262 254
POTEAUX HT METAL 2011 NOR	8540000115	659 473
POTEAUX HT METAL 2009 NOR	8540000113	3 199 271
POTEAUX BT METAL 2010 NOR	8520000114	129 135
POTEAUX BT METAL 2008 NOR	8520000112	122 608
POTEAUX BT BOIS 2007 NORD	8510000142	883 887
POTEAUX HT BOIS 2005 NORD	8530000118	1 407 468
POTEAUX HT METAL 2005 NOR	8540000109	1 955 434
POTEAUX BT BOIS 2006 NORD	8510000141	691 810
POTEAUX BT METAL 2006 NORD	8520000110	135 493
POTEAUX BT BOIS 2000 NORD	8510000136	444 186
POTEAUX BT BOIS 2001 NORD	8510000117	1 199 384
POTEAUX BT BOIS 2002 NORD	8510000118	188 482
POTEAUX BT BOIS 2003 NORD	8510000119	117 729
POTEAUX BT BOIS 2004 NORD	8510000120	204 367
POTEAUX BT BOIS 1988 NORD	8510000124	3 734 226
POTEAUX BT BOIS 1989 NORD	8510000125	4 542 515
POTEAUX HT BOIS 1989 NORD	8530000123	217 894
POTEAUX BT BOIS 1990 NORD	8510000126	3 361 197
POTEAUX HT BOIS 1990 NORD	8530000124	221 546
POTEAUX BT BOIS 1987 NORD	8510000123	8 437 320
AUT COMP PAMATAI HILL P3	5200000522	574 291
TOTAL CESSION TIERS ET CONCEDANT		98 408 582
TOTAL CESSION DISTRIBUTION		180 993 391

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

Production, inventaire des biens gérés

En MF

NATURE	Puissance en MW	date de mise en service	Valeur Brute d'origine concessionnaire	Valeur Brute d'origine - Tiers et concédant	Amortissement économique	Amortissement économique-Tiers	Valeur nette économique
Terrain			772	0	0		772
Bâtiment renouvelable			1 310	0	1 232		78
Bâtiment non-renouvelable			1 172	0	585		587
G1P	12,6	01/01/1986	1 027	0	1 027		0
G2P	13,7	01/01/1988	1 278	0	1 078		200
G3P	13,1	01/01/1989	1 233	0	1 030		203
G4P	13,7	01/01/1994	1 442	0	1 366		76
G5P	17,00	01/05/2003	1 182	0	874		308
G6P	17,00	01/05/2003	1 195	0	830		365
G7P	17,00	22/12/2008	626	561	354	315	518
G8P	17,00	22/12/2008	642	561	363	315	525
GS			190	0	114		76
Pièces sécurité et reconditionnées			598	0	342		256
Filières			4 223	0	2 397		1 826
Cellules Production			57	0	57		0
TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)			16 947	1 122	11 649	630	5 790
Terrain			0	0	0		0
Bâtiment			404	0	404		0
G2V	5,00	01/01/1995	199	0	199		0
G3V	5,00	01/01/1995	193	0	193		0
TAC	11,6	17/10/2007	816	0	496		320
GS			12	0	12		0
Pièces sécurité et reconditionnées			50	0	50		0
Filières			794	0	794		0
Cellules Production			13	0	13		0
TOTAL CENTRALE VAIRAATO A			2 482	0	2 161	0	320
Putu Uira		23/12/2022	0	1 725	3		1 722
Terrain		04/06/2008	173	0	0		173
Filières		31/01/2019	12	0	2		10
Batiments		01/01/2013	4	0	1		3
Autres			32	0	30		2
TOTAL AUTRES PRODUCTIONS TAHITI NORD			221	1 725	36	0	1 910
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION			19 650	2 847	13 847	630	8 020
TOTAL			22 497	22 497	14 477	14 477	8 020

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

Distribution : inventaire des biens gérés

composants	VO au 31/12/2021		VO au 31/12/2022		Amortissement économique	Valeur nette économique
	Qté	Coût en MF	Qté	Coût en MF		
postes cabines		2 074		2 091	1 167	924
enveloppes	1040	686	1 040	686	459	227
transformateur	477	472	499	488	255	234
autres		917		917	454	463
postes aériens		440		466	343	122
transformateur	455	377	455	385	279	106
armement poste	0	63	0	81	64	17
poste source	0	2 206	0	2 258	1 223	1 034
organes de coupure aérien		107		117	83	35
IAT	27	62	27	68	41	27
IAM	65	45	65	49	41	8
télécommandes	0	18	0	18	11	7
réseau aérien		8 671		9 039	5 680	3 359
poteaux BT	10 454	2 056	10 454	2 146	1 096	1 050
poteaux HT	5 175	1 604	5 175	1 665	909	757
câbles aériens BT	1 009 527	1 396	1 009 527	1 391	1 029	362
câbles aériens HT	182 613	304	182 613	304	249	56
armements autres	0	3 312	0	3 532	2 398	1 134
réseau souterrain	4 763	6 388	16 618	6 644	2 519	4 125
comptages		3 837		4 036	2 422	1 614
monophasés	34 350	3 370	36 674	3 518	2 160	1 358
triphasés	3 370	283	3 550	309	182	126
ZMD	1 014	133	1 085	156	64	92
solaires monophasés	1 367	33	1 367	33	9	24
solaires triphasés	217	19	217	19	6	13
solaires ZMD	5	0	5	0	0	0
autres distribution	0	3	0	3	0	3
dispatching	0	126	0	126	60	75
Total		23 872		24 805	13 507	11 298
		dont tiers : 3 969		4 205	2 456	1 749

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

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Production :

Cf 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

Distribution :

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

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	113970	14A1 LC 1111/MEF/SDE PUNAAUIA TETAVAKE PARCELLE 175 - M. LUTRINGER JEAN	1 675 792	1 675 792	
00	133580	14A1 LC 1669/MEF/SDE ARUE MADAME COWAN MILDRED - SERVITUDE TEARAPAE	645 500	645 500	
00	130240	14A1 LC 1669/MEF/SDE PAPERNOO MADAME TEURUA VAITEA - PK 17,5 C/MONT	385 443	385 443	
00	133110	14A1 LC 1669/MEF/SDE FAA'A MONSIEUR NAUTA TEIKI - PK 4,9 C/MONT	756 363	756 363	
00	116860	14A1 LC 1298/MEF/SDE PAPARA MME CHARLES SABRINA QT CHARLES PK 38 C/MONT	1 058 581	1 058 581	
00	008740	14A1 LC 1593/MEF/SDE PAPARA M. YAMATAI - QT LUCKY PK 36 C/MONT - DOMAINE AMO	1 501 846	1 501 846	
00	032780	14A1 LC 273/MEF/SDE PUNAAUIA M. DELIGNY JOEL	499 400	499 400	
00	034900	14A1 LC 303/MEF/FAA'A LOT TEROMA PIAFAU - MME POPOFF POLLY	1 261 676	1 261 676	
00	124160	14A1 LC 156/MEF/SDE FAA'A TEROMA QT RATOREA M. FAGOTIN HERVE	1 246 626	1 246 626	
00	124180	14A1 LC 156/MEF/SDE PAPERNOO M. DAUPHIN MANAIA	2 006 456	2 006 456	
00	134560	14A1 LC 659/MEF/SDE PAPARA PK 37 C/MONT PROPRIETE M. MATOHI POUTENI	1 605 013	1 440 234	164 779
00	137010	14A1 LC 1669/MEF/SDE PUNAAUIA MME BESSERT DANIELLE - PK 11,8 C/MONT	677 263	677 263	
00	139660	14A1 LC 396/MEF/SDE PAPERNOO M. PIHATARIOE RAIHA	427 530	427 530	
00	208020	14A1 LC 356/MEF/SDE ARUE SERVITUDE PARUAU - PK 5 C/MONT M. CHEONG SANG MOANA	1 289 250	1 289 250	
00	129570	14A1 LC 156/MEF/SDE ARUE QT TETAINANUARII TOIMATA FELIX	1 025 766	1 001 525	24 241
		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14a - travaux à l'initiative de l'autorité concédante	16 062 505	15 873 484	189 021

2. Extensions réalisées dans le cadre l'article 2

Pas de travaux en 2022

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	127750	RENV RSX HT SOUT ZONE 13A & 14A LOTUS PUNAAUIA	9 010 321	-	9 010 321
00	D20143	RENV RSX DP E2012 FEEDER PK21 PAEA	234 790	-	234 790
00	D20144	RENV COFFRETS BT DP F0361 FEEDER ZIT2 ROUTE DE PAMATAI FAA'A	441 876	-	441 876
00	D20145	RENV RSX HTS ENTRE DP U1018 - U1030 FEEDER PK13MER PUNAAUIA	2 773 809	-	2 773 809
00	D20146	EXT RSX BT DP F0498 FEEDER RDOMER FAA'A	229 808	229 808	-
00	D20150	EXT RSX BT DP R3601 FEEDER ATIMAONO3 PAPARA	146 801	146 801	-
00	D20152	RENV RSX BT DP U1601 FEEDER RDPMONT PUNAAUIA	281 594	-	281 594
00	D20153	EXT RSX DP M1203 FEEDER PAPMONT MAHINA	326 293	326 293	-
00	D20154	EXT RSX DP IV130 FEEDER ARUE4 PIRAE	216 500	216 500	-
00	D21001	RENV RSX HT DP M1205 FEEDER PAPMER PK 17 MAHINA	1 008 332	-	1 008 332
00	D21006	RENV DISTRIBUTEURS DP N0130 FEEDER ZIT1 BRCHT COLLECTIF IMM OPH FENUA UTE TIPAERUI	281 643	-	281 643
00	D21008	RENV RSX BT DP I0259 FEEDER GADIOT PIRAE	205 438	-	205 438
00	D21009	RENV GFC DP U1804 FEEDER PK 21 PAEA	159 345	-	159 345
00	D21012	RENV GFC DP F0102 FEEDER RDPMONT RESIDENCE LE PARC PAPEETE	734 492	-	734 492
00	D21014	RENV RSX BT DP F0369 FEEDER FAAA2 ROUTE GENDARMERIE FAA'A	1 157 381	-	1 157 381
00	D21016	RENV RSX BT DP U1115 FEEDER PK13 MONT PUNAAUIA	1 114 372	-	1 114 372
00	D21026	RENV RSX BT DP F0404 FEEDER FAAA2	557 655	-	557 655
00	D21037	RENV GFC DP U1119 FEEDER PK13MER ROUTE JAMBOLANA MONTAGNE KEKAA NUI PUNAAUIA	541 047	-	541 047
00	D21040	RENV GFC DP U1008 DEPART E FEEDER PK13MER LOT TAAPUNA PUNAAUIA	1 790 405	-	1 790 405
00	D21041	RENV GFC DP U1008 DEPART A-B FEEDER PK13MER LOT TAAPUNA PUNAAUIA	732 602	-	732 602
00	D21044	RENV RSX HTS ENTRE DP F0502 - F0503 FEEDER RDPMER FAA'A	585 470	-	585 470
00	M21002	RENF RSX HT/BT DP F0313 SOCREDO HAUT PAMATAI FAA'A	8 823 127	530 686	8 292 441
00	M21037	RENV RSX HT/BT DP R3503 FEEDER ATIMAONO1 PAPARA	2 538 456	-	2 538 456
00	M21040	RENV TRANSFO + TUR4 + RSX HT/BT DP P3301 TITIORO PAPEETE	6 960 324	-	6 960 324
00	M21042	RENV RSX HT/BT DP R3510 FEEDER ATIMAONO1 PAPARA	4 567 176	-	4 567 176
00	M21043	RENV IPT + TUR8 DP U1450 FEEDER ZIPUNARUU GIRATOIRE PUNARUU PUNAAUIA	2 023 902	-	2 023 902
00	M21044	RENV RSX HT/BT ENTRE P4110 & IAM312 PATUTOA TAUNOA PAPEETE	6 875 464	-	6 875 464
00	M21045	RENV RSX HT/BT DP A0411 FEEDER COWAN ANT SACHET ARUE	2 304 685	-	2 304 685
00	M21046	RENV TIPI + RSX BT DP U1323 FEEDER RDPMONT PUNAAUIA	1 311 843	-	1 311 843
00	M21047	RENV COFFRET IPT + RSX DP P0124 FEEDER VILLESUD1 IM PAPINEAU PAPEETE	1 455 548	-	1 455 548
00	M21048	RENV RSX BT DP I0209 FEEDER GADIOT PIRAE	1 106 817	-	1 106 817
00	M21050	RENV RSX BT DP F0415 FEEDER FAAA2 PUURAI	3 431 222	-	3 431 222
00	M21051	RENV COFFRET IPT DP U0904 FEEDER RDPMONT PUNAAUIA	960 594	-	960 594
00	M21053	POSE IAM 511 NEUF + RENV RSX HT/BT DP U0944 - DP 1122 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	7 686 541	2 149 213	5 537 328
00	M21054	RENV RSX BT DP F0423 FEEDER RDOMER ATELIER MECANIQUE SAINT HILAIRE FAA'A	284 717	-	284 717
00	M21055	RENV IPT + RSX DP R3922 - R4102 FEEDER ATIMAONO1	12 297 507	-	12 297 507
00	M21057	RENV RSX BT DP U1417 FEEDER ZIPUNARUU PUNAAUIA	812 683	-	812 683
00	M21058	RENV TUR4/TIPIA + RSX BT DP E2205 FEEDER PK41 PAEA PK22 C/MONT	839 658	-	839 658
00	M21063	RENV IAM103 + RSX HT/BT LOT ERIMA ARUE	7 321 293	-	7 321 293
00	M21013	RENF RSX HT/BT DP I0259 FEEDER GADIOT PIRAE	12 329 358	156 592	12 172 766

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	D21033	RENV GFC + RSX BT DP F0617 FEEDER FAAA3	589 870	-	589 870
00	M21041	RENV IPT + RSX BT DP P2101 FEEDER VILLESUD5 PAPEETE	2 065 758	-	2 065 758
00	M21064	RENV RSX HT/BT DP A0503 FEEDER TAHARAAMER ARUE	10 072 318	-	10 072 318
00	M21067	RENV TRANSFO DP U0903 FEEDER RDPMONT LES BALCONS DU LOTUS PUNAAUIA	1 124 825	-	1 124 825
00	M21068	RENV RSX HT/BT DP R3812 FEEDER ATIMAONO1 PAPARA	16 565 349	-	16 565 349
00	M21071	RENV RSX BT + POSTE DP S0116 FEEDER VILLESUD5 LOT PAPEAVA MISSION PAPEETE	3 884 505	-	3 884 505
00	M21073	RENV IAM + RSX HT/BT DP O1403 FEEDER PAPMER PAPENOO	8 636 247	-	8 636 247
00	M21074	RENV TIPI + GFC DP M1022 FEEDER HYATT MAHINA	2 241 543	-	2 241 543
00	M21075	RENV TRANSFO + RSX BT DP F0448 FEEDER RDOMER LOT TEHAPATOA QT BARFF FAA'A	1 586 393	-	1 586 393
00	D20148	RENV RSX BT SOUT PIRAE	224 868	-	224 868
00	D20156	RENF RSX BT PK 18 J-MARIE PUNAAUIA	419 070	188 875	230 195
00	D20161	RENV RSX BT SOUT PUNAVAI NUI PUNAAUIA	1 509 189	-	1 509 189
00	D20163	RENV RSX BT PUNAAUIA	357 806	-	357 806
00	D21029	EXT RSX BT FAA'A	467 284	467 284	-
00	D21031	RENV GFC VALLEE DE PAPEHUE PAEA	396 884	-	396 884
00	D21032	RENV GFC DP U1008 FEEDER PK13MER LOT TAAPUNA PUNAAUIA	913 010	-	913 010
00	D21036	RENV GFC DP U1015 FEEDER PK13MER LOT TAAPUNA PUNAAUIA (DEPART F)	699 327	-	699 327
00	D21043	RENV RSX BT DP U1801 FEEDER PK21 - PK 18 C/MER PUNAAUIA	345 045	-	345 045
00	D21055	RENV TRANSFO DP M1205 FEEDER PAPMER MAHINA	1 165 538	-	1 165 538
00	D21057	RENV GFC + RSX BT SOUT DP M1017 FEEDER PAPMER ANTENNE CPS FAREROI MAHINA	303 769	-	303 769
00	M21056	RENF IAM 108 + RSX HT/BT MOETARAVA ERIMA ARUE	7 995 660	278 580	7 717 080
00	D21047	RENV RSX BT DP U1217 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	348 040	-	348 040
00	D21096	RENV RSX BT DP F0447 FEEDER RDOMER FAA'A	332 461	-	332 461
00	D20077	EXT RSX BT PAR DP P1301 FEEDER FARIIPITI PAPEETE S/SUPP DP P001	481 437	481 437	-
00	D20106	RENV RSX BT SOUT PUNAAUIA	909 541	-	909 541
00	D20118	RENV RSX BT SOUT LOT MAHINARAMA MAHINA	529 008	-	529 008
00	D20123	RENV COFFRET BT DP U1028 FEEDER PK13MONT MATATIA PUNAAUIA	533 647	-	533 647
00	D20126	RENV RSX BT SOUT LOT PUNAVAI PUNAAUIA	617 192	-	617 192
00	D20164	RENV RSX BTS DP U1318 FEEDER PUNAVAI PUNAAUIA	667 449	-	667 449
00	D20172	RENV RSX BTS LOT 27 TAINA PUNAAUIA	532 168	-	532 168
00	D20176	RENF RSX BT DP A0407 FEEDER COWAN SUITE INCENDIE ARUE	709 668	579 325	130 343
00	D21010	RENV RSX BTS LES HAUTS DE OUTUMAORO PUNAAUIA	542 095	-	542 095
00	D21015	RENV RSX BTS SERVITUDE CERAN JERUSALEM VANIZETTE ST AMELIE PAPEETE	880 201	-	880 201
00	D21019	EXT RSX BTS DP P1301 FEEDER FARIIPITI AVENUE PRINCE HINOI PAPEETE	1 701 202	1 701 202	-
00	D21046	RENV RSX BT RTE CALIMERO PAPEETE	467 713	-	467 713
00	D21049	RENV RSX BT DP F0707 FEEDER FAAA3 BELAIR FAA'A	1 732 853	-	1 732 853
00	D21052	RENV GFC + RSX BTS CHEMIN AUX QUATRE VENTS FARE RAU APE RTE BELVEDERE PIRAE	3 059 184	-	3 059 184
00	D21053	RENV GFC DP U1015 FEEDER PK13MER LOT TAAPUNA PUNAAUIA	678 366	-	678 366
00	D21061	RENF TRANSFO + RSX BT DP R3809 FEEDER ATIMAONO1 ANTENNE TEHAAMATAI PAPARA	714 477	-	714 477
00	D21065	RENV RSX BT HEIRI FAA'A	1 790 334	-	1 790 334
00	D21066	RENV RSX BT QT WALKER PIRAE	279 608	-	279 608
00	D21069	RENV RSX BT DEVANT AUTO PRO & STATION SERVICE FAA'A	367 632	-	367 632
00	D21073	RENV RSX BT DP R3405 FEEDER ATIMAONO3 ANT POINTE ERICH PAPARA	1 355 118	-	1 355 118
00	D21079	DEPLACEMENT RSX BT DP E2107 FEEDER PK41 PAEA	250 348	215 835	34 513
00	D21080	RENV RSX BT DP F0524 FEEDER FAAA1 VINI VINI	952 209	-	952 209
00	D21081	RENV RSX BT DP F0404 FEEDER FAAA2	430 075	-	430 075
00	D21084	RENV RSX HT ANTENNE LEILANI PAPARA	572 946	-	572 946
00	D21085	RENV RSX BT SERVITUDE AMARU ARUE	257 296	-	257 296
00	D21086	RENV RSX HT ANT NETI SUITE CHUTE D'ARBRE MAHINA	884 657	-	884 657
00	D21089	RENV GFC + RSX BTS ANTENNE VILLIERME OROVINI PAPEETE	1 640 264	-	1 640 264
00	D21090	RENV RSX BT ANT AMIOT FAA'A	434 966	-	434 966
00	D21091	RENV RSX BT QT FRITCH HOMER MAHINA	725 156	-	725 156
00	D21092	RENV RSX BT TAAPUNA SOCIAL PUNAAUIA	309 489	-	309 489
00	D21093	RENV RSX BTS GREEN VALLEY PUNAAUIA	224 539	-	224 539
00	D21095	RENV TRANSFO DP V0025 FEEDER FAUTAUAMER GIGA PPT	2 000 520	-	2 000 520
00	D21097	RENV RSX BT DP M0931 FEEDER TAHARAAMONT ANTENNE VILLIERME MAHINA	239 323	-	239 323
00	D21099	RENV RSX BT DP IV240 FEEDER NAHOATA PIRAE	218 989	-	218 989
00	D20129	RENV RSX BTS DP F0633 FEEDER RDPMONT TEROMA FAA'A	259 181	-	259 181
00	D21023	RENV TRANSFO H61 DP M1306 FEEDER PAPMER OROFARA MAHINA	847 296	-	847 296
00	D21048	RENF RSX BT DP S0112 FEEDER VILLESUD4 SERVITUDE DUPONT ST AMELIE PAPEETE	1 246 794	439 459	807 335
00	D21062	RENV GFC DP M0803 FEEDER HYATT CITE JAY ARUE	536 202	-	536 202
00	D21063	RENV GFC RTE TETAVAKE PUNAAUIA	901 655	-	901 655
00	D21064	RENV GFC DP U1605 FEEDER RIVENAC LOT TEMARUATA PUNAAUIA	1 106 904	-	1 106 904
00	D21070	RENV GFC DP M0803 FEEDER HYATT CITE JAY ARUE	273 317	-	273 317
00	D21072	RENV RSX BT DP R3003 FEEDER PK41 PAPARA	292 086	-	292 086
00	D21076	RENV GFC LOT LES HAUTS DE OUTUMAORO PUNAAUIA	1 093 278	-	1 093 278
00	D21078	RENV RSX BT DP R3914 ANT RTE CARRIERE PAPARA	1 038 854	-	1 038 854
00	D21082	RENV RSX BT DP R3001 FEEDER PK41 PAPARA	150 677	-	150 677
00	D21083	RENV RSX BT DP F0514 FEEDER RDPMER FAA'A	172 805	-	172 805
00	D21088	RENV GFC DP U0904 FEEDER RDPMONT RTE LES VALLONS DU LOTUS PUNAAUIA	338 944	-	338 944
00	M21011	RENV TUR8/TIPI8 DP A0327 FEEDER CONTINENT ARUE	2 102 486	-	2 102 486
00	M21030	RENV COFFRET + CELLULES MOTORISEES + COFFRET ITI + RSX HT/BT DP M0934 FEEDER TAHARAA	14 873 110	-	14 873 110

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	M21049	RENV TRANSFO 100 KVA & TIPI4 DP U1608 FEEDER RIVENAC PUNAAUIA	1 550 137	-	1 550 137
00	M21062	RENV RSX HT/BT DP M1205 FEEDER PAPMER MAHINA	5 859 430	-	5 859 430
00	M21065	RENV IAT 619 + RSX HT/BT DP R2901 FEEDER PK41 PAPARA	5 264 152	-	5 264 152
00	M22003	RENV TIPI + GFC DP M1136 FEEDER TAHARAAMONT HAUT MAHINARAMA MAHINA	1 125 376	-	1 125 376
00	100130	RENV RSX BTS LOT LES VINIS PIRAE	11 608 482	-	11 608 482
00	106590	RENV RSX HT STATION SHELL FEEDER RDOMONT FAA'A	7 658 153	-	7 658 153
00	111760	RENV RSX HT SOUT FEEDER PK41 GROTT DE MARAA PAEA	8 456 555	-	8 456 555
00	939520	RENV RSX HT DP S0111 à P0807 FEEDER VILLESUD3 PRESIDENCE PAPEETE	9 747 628	-	9 747 628
00	131430	RENV RSX HT FEEDER ZIT1 ZONE CONSERVATOIRE & PS TIPAERUI PAPEETE	1 497 785	-	1 497 785
00	136960	RENF RSX HT/BT DESCENTE DU TAHARAA'A MAHINA	10 596 309	1 492 569	9 103 740
00	D21024	RENV RSX HT PUNAAUIA	675 669	-	675 669
00	D21050	RENV RSX BT DP N0022 FEEDER VILLESUD4 PAPEETE	453 869	-	453 869
00	D22002	RENV RSX BT DP P2101 FEEDER VILLESUD4 PAPEETE (SUITE EBOULEMENT INTEMPERIES)	158 142	-	158 142
00	D22009	RENV RSX BT SOUT DP M1008 FEEDER PAPMER MAHINA	94 700	-	94 700
00	116740	RENV RSX BT RTE VAITAVERE PUNAAUIA	320 179	-	320 179
00	038210	LC 300/MEF EXT RSX HTA en vue du raccordement du poste HTA/BT LR71 630 KVA - Projet PUTU	1 169 793	1 169 793	-
00	108160	RENV RSX HT/BT PK 12,5 C/MONT VALLEE AHONU MAHINA	718 770	-	718 770
00	D21051	RENV RSX BTS CITE DE L'AIR FAA'A	1 049 024	-	1 049 024
00	D22012	RENF TRANSFO DP P4401 FEEDER ARUE3 ECOLE STE THERESE PAPEETE	302 301	113 363	188 938
00	D22015	RENV RSX HT DP U1017 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	373 140	-	373 140
00	D22016	RENV RSX BT DP U0710 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	407 183	-	407 183
00	D22017	RENV RSX BT DP U0826 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	292 482	-	292 482
00	D22018	RENV RSX BT DP U0944 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	231 480	-	231 480
00	D22060	RENV GFC MAHINARAMA MAHINA	148 000	-	148 000
00	D22069	RENV SUPPORTS BT GRILLE AX2-3 PUNAAUIA	708 232	-	708 232
00	D22071	RENV SUPPORT BT GRILLE AV1-3 PUNAAUIA	266 660	-	266 660
00	D22072	RENV SUPPORTS BT GRILLE AT1-1 PUNAAUIA	761 705	-	761 705
00	D22073	RENV SUPPORTS HT GRILLE AZ2-4 PUNAAUIA	534 932	-	534 932
00	D21071	RENV RSX HT SOUT PONT DU TAAONE FACE AORAI TINIHOU FEEDER MESS PIRAE	1 450 877	-	1 450 877
00	D22004	RENV RSX BT DP U1219 FEEDER PK13MONT SERVITUDE KRAUSER PUNAAUIA	303 944	-	303 944
00	D22007	RENV SUPPORTS HT/BT ENTRE DP R3516 & IA803 PAPARA	1 283 331	-	1 283 331
00	D22014	RENV GFC DP F0505 FEEDER FAAA3 ANTENNE LIAIS FAA'A	291 512	-	291 512
00	D22054	RENV GFC LOT TE MARU ATA PUNAAUIA	2 517 180	-	2 517 180
00	D22059	RENV RSX HT ANTENNE SMPP SOGEBARUE	2 196 298	-	2 196 298
00	M22004	RENV RSX BT DP F0505 FEEDER FAAA3 ANTENNE LIAIS BATIPOL	1 836 395	-	1 836 395
00	M22006	RENV SUPPORTS BT DP E2006 /E2008 FEEDER PK21 ANT TEPUHAPA PAEA	700 306	-	700 306
00	M22007	RENF TRANSFO + RSX HT/BT OUV IAM 602 PK 21 PAEA	7 447 310	390 795	7 056 515
00	M22008	RENV TRANSFO DP P0802 FEEDER VILLESUD1 PAPEETE	1 517 221	-	1 517 221
00	M22009	RENV RSX HT/BT DP I0101 FEEDER ARUE4 FAUTAU PIRAE	690 032	-	690 032
00	M22012	RENV RSX HT/BT DP M0809 FEEDER TAHARAAMONT MAHINA	504 431	-	504 431
00	M22013	RENV RSX HT/BT DP R3604-R3605-R3610-R3614 FEEDER ATIMAONO3 PAPARA	981 945	-	981 945
00	M22014	RENV RSX BT DP R3303-R3404-R3516 FEEDER ATIMAONO1 PAPARA	1 321 004	-	1 321 004
00	M22015	RENV RSX BT DP E1909 FEEDER PK21 PAEA	1 487 786	-	1 487 786
00	M22016	RENV RSX BT DP U1433 FEEDER RIVENAC CENTRE TAMANU PUNAAUIA	1 711 177	-	1 711 177
00	M22022	RENV TRANSFO + RSX BT DP E1813 FEEDER PK21 ANT MARAETAATA PK18,3 C/MONT PAEA	1 579 907	-	1 579 907
00	M22025	RENV TRANSFO DP F0314 FEEDER ZIT2 FAA'A	1 032 416	-	1 032 416
00	M22026	RENV SUPPORT BT BOIS RTE TIPAERUI PAPEETE	830 081	-	830 081
00	M22029	RENV GFC DP U0632 FEEDER RDPMONT GREEN VALLEE PUNAAUIA	300 522	-	300 522
00	M22031	RENV TRANSFO DP F0105 FEEDER RDOMONT RESIDENCE CARLTON HILLS FAA'A	1 193 995	-	1 193 995
00	M22038	RENV TIPI 8 DP F0365 FEEDER ZIT2 PAMATAI HILLS FAA'A	676 486	-	676 486
00	M22039	RENV CELLULES HT FLUOKIT PAR RM6 DP IV128 FEEDER ARUE4 LOT PATER 3 PIRAE	4 627 438	-	4 627 438
00	M22041	RENV TIPI 8 + GFC DP P0601 FEEDER VILLESUD5 MISSION PAPEETE	812 016	-	812 016
00	M22042	RENV SUPPORTS BT TITIORO IMM MAYEVA PAPEETE	677 378	-	677 378
00	M22043	RENV TIPI 8 DP U0928 FEEDER RDPMONT LOT MIRI PUNAAUIA	804 615	-	804 615
00	M22044	RENV TIPI 4 DP U0930 FEEDER RDPMONT LOT MIRI PUNAAUIA	635 008	-	635 008
00	M22045	RENV TIPI 8 + GFC DP U0032 FEEDER MOTUUTA2 FARE UTE PAPEETE	1 008 010	-	1 008 010
00	M22047	RENV COFFRET ITI D'IPT DP A0802 FEEDER HYATT CITE DES FONCTIONNAIRES ARUE	863 251	-	863 251
00	M22048	RENV TIPI 4 + GFC DP U1312 FEEDER PUNAVAI PUNAAUIA	862 171	-	862 171
00	M22051	RENV RSX BT DP E2111 FEEDER PK41 OROFERO PAEA	1 885 317	-	1 885 317
00	109140	RENV DISJONCTEUR C630N CESC PAPEETE	663 381	-	663 381
00	M22027	RENV TRANSFO + RSX BT DP I0213 FEEDER GADIOT LOT NAHOATA PIRAE	1 284 389	-	1 284 389
00	M22021	RENV TRANSFO + RSX BT DP F0437 FEEDER FAAA3 COLLEGE NDA	2 259 957	-	2 259 957
00	D20216	RENV SUPPORTS BT FAA'A	2 301 867	-	2 301 867
00	D22003	RENV RSX BT SOUT RESIDENCE TIARE VILLAGE PUNAAUIA	1 798 250	-	1 798 250
00	D22006	RENV RSX BT RESIDENCE LICHON PUNAAUIA	1 518 862	-	1 518 862
00	D22066	RENV SUPPORTS BT POURRIS GRILLE AV1-4 PUNAAUIA	241 286	-	241 286
00	D22067	RENV SUPPORTS BT POURRIS GRILLE AV1-2 PUNAAUIA	307 104	-	307 104
00	D22068	RENV SUPPORTS BT POURRIS GRILLE AW1-2 PUNAAUIA	901 412	-	901 412
00	D22070	RENV SUPPORTS BT POURRIS GRILLE AX1-2 PUNAAUIA	702 028	-	702 028
00	D22077	RENV RSX BT ANTENNE PUGIBET MAHINA	2 720 005	-	2 720 005
00	D22078	RENV RSX BT LOT SOCREDO PUNAVAI PLAINE PUNAAUIA	642 265	-	642 265
00	D22079	RENV RSX BT DP R3701 FEEDER ATIMAONO3 PK 37,5 C/MONT PAPARA	779 823	-	779 823

00	D22085	RENV SUPPORT BT BOIS CASSE N° AM2-163 FAA'A	191 584	-	191 584
00	D22092	RENV SUPPORT BT N° AX2-20 PUNAAUIA	298 458	-	298 458
00	D22097	RENV SUPPORT BT TERMITTE A18-168 DP IV127 FEDDER ARUE4 PATER 2 PIRAE	270 256	-	270 256
00	D22119	RENV RSX BT + GFC DP F0505 FEEDER FAAA3 ANTENNE LIAIS FAA'A	627 118	-	627 118
00	D22063	RENV GFC DP F0512 CITE DE L'AIR FAA'A	2 033 840	-	2 033 840
00	M22005	RENV TIPI 8 + RSX HT/BT DP U0721 FEEDER RDPMER HOTEL BEACHCOMBER PUNAAUIA	2 536 111	-	2 536 111
00	M22011	RENV TIPI 8 + RSX BT DP U1452 FEEDER RIVENAC TAMANU PUNAAUIA	5 300 930	-	5 300 930
00	M22018	RENV RSX HT/BT DP E2308 BOURNE - DP E2604 SDJ FEEDER PK41 PAEA	16 374 640	-	16 374 640
00	M22028	RENV TRANSFO + RSX HT DP V0103 FEEDER FAUTAUAMONT VALLEE TITIORO AVANT SPEA PPT	1 836 548	-	1 836 548
00	M22032	RENV RSX BT LY HEIRI FARIIPITI PAPEETE	319 328	-	319 328
00	M22034	RENV TIPI 8 DP U0927 FEEDER RDPMONT LOT MIRI PUNAAUIA	1 165 994	-	1 165 994
00	M22036	RENV TRANSFO H61 DP F0436 + COFFRET ITI DP F0498 FEEDER RDOMER + RSX HT/BT ST HILAIRE P	7 548 175	-	7 548 175
00	M22037	RENV TIPI 8 + RSX BT DP U1306 FEEDER PUNAVAI PUNAAUIA	1 262 188	-	1 262 188
00	M22046	RENV TIPI 8 + RSX BT DP U1219 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	1 415 616	-	1 415 616
00	M22052	RENV LR71 + CELLULES HTA RM6 + DEPARTS BT TIPI 8 DP A0420 FEEDER COWAN ERIMA FACE COL	8 197 649	-	8 197 649
00	M22058	RENV RSX BT DP A0432 FEEDER TAHARAAMER LOT ERIMA ARUE	1 564 358	-	1 564 358
00	M22059	RENV COFFRET ITI DP U0055 FEEDER MOTUUTA1 DIGUE EST FARE UTE	849 565	-	849 565
00	M22071	RENV COFFRET ITI DP IV245 FEEDER NAHOATA FACE MAIRIE PIRAE	883 972	-	883 972
00	M22056	RENV COFFRET ITI + RENF RSX BT DP F0524 FEEDER FAAA1 AIR TAHITI	2 519 694	312 803	2 206 891
00	D22010	RENV GFC LOT JAY ARUE	1 262 997	-	1 262 997
00	D22011	RENV GFC LOT JEUNES MENAGES MAHINA	1 647 936	-	1 647 936
00	D22019	RENV RSX BT GRILLE AU1-2 PUNAAUIA	613 774	-	613 774
00	D22055	RENV GFC DP A0455 FEEDER TAHARAAMER LOT ERIMA ARUE	428 853	-	428 853
00	D22061	RENV GFC RESIDENCE TE MARU ATA PUNAAUIA	652 314	-	652 314
00	D22062	RENV GFC RESIDENCE TE MARU ATA PUNAAUIA	1 719 682	-	1 719 682
00	D22064	RENV GFC VALLONS DU LOTUS	1 258 892	-	1 258 892
00	D22065	RENV RSX BT DP E21054 FEEDER PK21 PAEA	238 854	-	238 854
00	D22076	RENV RSX + COFFRET DE REGROUPEMENT BRANCHEMENT DP F0619 FEEDER FAAA3 RTE TEROMA	230 273	-	230 273
00	D22080	RENV GFC DP U0904 HAUT VALLONS DU LOTUS PUNAAUIA	729 792	-	729 792
00	D22084	RENV GFC ATOHEI PAPENOO	167 215	-	167 215
00	D22086	RENV GFC LOT TAAPUNA PUNAAUIA	824 276	-	824 276
00	D22087	RENV GFC DP M1005 FEEDER PAPMER RTE TUAURU MAHINA	774 534	-	774 534
00	D22091	RENV RSX BT FEEDER PAPAMER ANT AHONU MAHINA	1 701 936	-	1 701 936
00	D22094	RENV GFC CASSE 342VOE2 LOT MIRI PUNAAUIA	251 245	-	251 245
00	D22095	RENV GFC LOT PUNAVAI PUNAAUIA	199 470	-	199 470
00	D22096	RENV GFC PDL 357BCE7 PUNAAUIA	153 581	-	153 581
00	009990	RENV RSX BT RESIDENCE TAMAHANA PAE MITI C/MER ARUE	4 091 568	-	4 091 568
00	131830	RENV RSX BT IM WITTMAN RTE ROYAL PALMS OUTUMAORO	518 527	-	518 527
00	136650	RENV RSX BT YOUN YOUN AVENUE PRINCE HINOI PAPEETE	762 662	-	762 662
00	136670	RENV RSX BT COLLECTIF IMMEUBLE LOU PUNAAUIA	1 599 408	-	1 599 408
00	136690	RENV RSX BT LOTUS PUNAAUIA	971 213	-	971 213
00	136770	RENV RSX BT IM WOHLER AVENUE PRINCE HINOI PAPEETE	673 534	-	673 534
00	141580	RENV GFC HAUTEURS PUNAVAI NUI PUNAAUIA	314 260	-	314 260
00	142510	RENV RSX BT DP F0617 TEROMA FAA'A	674 665	-	674 665
00	210470	RENV GFC + RSX BT SOUT PK 21,1 C/MONT M. PAOFAI VAIARII PAEA	552 071	-	552 071
00	M22019	RENV RSX HT/BT DP F0369 FEEDER FAAA2 ENTRE LA MAIRIE ET L'ANT NUUTANIA	11 003 435	-	11 003 435
00	M22035	RENV TRANSFO H61 DP R3004 FEEDER PK41 PAPARA	1 010 661	-	1 010 661
00	M22055	RENV TIPI DP P4110 FEEDER FAREUTE LOT VAIAVA PAPEETE	1 097 110	-	1 097 110
00	M22064	RENV TUR8 PAR TIPI8 DP P4115 FEEDER MOTUUTA1 FARE UTE PAPEETE	898 550	-	898 550
00	M22065	RENV RSX BT DP A0320 FEEDER ORSTOM PRES RESIDENCE ARAHIRI ARUE	1 080 872	-	1 080 872
00	M22072	RENV RSX BT DP U1304 FEEDER PK13MER PUNAAUIA	1 998 556	-	1 998 556
00	M22077	RENV RSX BT DP F0448 FEEDER RDOMER FAA'A	1 485 313	-	1 485 313
00	M22020	RENV TRANSFO + TIPI DP U0915 FEEDER RDPMONT PUNAAUIA	1 820 945	-	1 820 945
00	M22030	RENV TUR4 + GFC DP P4114 FEEDER FARE UTE DGAE PAPEETE	1 152 723	-	1 152 723
00	M22060	RENV RSX HT/BT PAMATAI FAA'A	4 838 707	-	4 838 707
00	M22063	RENV TRANSFO + RSX BT DP F0415 FEEDER FAAA2	5 160 787	-	5 160 787
00	M22069	RENV RSX BT DP E2105 FEEDER PK21 ANT STADE MANU URA PAEA	1 366 680	-	1 366 680
00	M22083	RENV RSX BT DP F0459 FEEDER FAAA2 PUURAI	296 700	-	296 700
00	D22005	RENV RSX BT PK 12,5 C/MONT FOND VALLEE AHONU MAHINA	3 767 494	-	3 767 494
00	D22013	RENV GFC CASSE + EXT RSX MAHINA	702 500	-	702 500
00	D22074	RENV GFC RESIDENCE TAHARA'A/BACCINO MAHINA	1 066 801	-	1 066 801
00	D22075	RENV GFC LOT COPPENRATH PIAFAU FAA'A	1 742 972	-	1 742 972
00	D22098	RENV GFC SERVITUDE AMATAHIAPO - PK 19 C/MONT PAEA	900 732	-	900 732
00	D22101	RENV GFC SERVITUDE TARAHU-ELLIS RTE STADE GANIVET FAA'A	933 096	-	933 096
00	D22142	RENV SUPPORT BT POURRI GRILLE BFS-4 PAEA	271 164	-	271 164
00	G22002	RENV DES BATTERIES DES CHARGEURS 48V TELECOM DU PS ARUE	325 642	-	325 642
00	G22003	RENV RSX BT TDF PAPENOO	4 397 806	-	4 397 806
00	206120	RENV RSX HT/BT RTE TERRITORIALE 2 EST FEEDER TAHARAA MER MAHINA	14 623 049	-	14 623 049
00	216800	RENV RSX BT DP S0006 FEEDER VILLESUD1 YET SING PAPEETE	1 748 107	-	1 748 107
00	220000	RENV RSX BT SOUT HEIRI QT TEFATUFATU AVANT L'ECOLE MATERNELLE TEROMA	337 913	-	337 913
00	225830	RENV RSX BT SOUT MME DEMONT PAPARA	350 643	-	350 643
00	03958A	ART2 LC 224/MEF/SDE PIRAE PONT DU LYCEE POLYVALENT DE TAAONE (ch 039585)	1 854 929	-	1 854 929

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	10005A	ART 2 LC 160/MEF/SDE PAPEETE BATIMENT ADMINISTRATIF A3 (ch 100055)	8 622 318	4 800 581	3 821 737
00	108090	RENV RSX HTA SOUT FEEDER PK 41 PAEA	14 284 530	-	14 284 530
00	209850	RENV RSX HT SOUT PROPRIETE PRIVE PONT DE FAUTUAU PIRAE	6 999 182	-	6 999 182
00	222150	RENV RSX HT DP U0635 à U0618 FEEDER RDPMONT CHAPELLE VAIRAI - HAUT OUTUMAORO PUNA	1 678 116	-	1 678 116
00	M22050	RENV TIPI DP F0634 FEEDER FAAA3	835 090	-	835 090
00	M22066	RENV COFFRET ITI DP U1018 FEEDER PK13MER PUNAAUIA	829 668	-	829 668
00	M22079	RENF RSX BT DP P0802 FEEDER VILLESUD1 IMMEUBLE SCA TORIKI PAPEETE	562 461	10 695	551 766
00	D20188	REHAB GC DP F0302 FEEDER FAAA1	1 154 181	-	1 154 181
00	D20190	REHAB GC DP U1219 FEEDER PK13MONT PUNAAUIA	1 122 291	-	1 122 291
00	D20192	REHAB GC DP U0928 FEEDER RDPMONT PUNAAUIA	1 376 089	-	1 376 089
00	D20195	REHAB GC DP U1015 FEEDER PK13MER PUNAAUIA	1 222 172	-	1 222 172
00	D20198	REHAB GC DP R3812 FEEDER ATIMAONO1 PAPARA	1 235 221	-	1 235 221
00	D20199	REHAB GC DP M1022 FEEDER HYATT MAHINA	1 420 948	-	1 420 948
00	D20200	REHAB GC DP M1123 FEEDER TAHARAAMONT MAHINA	1 333 067	-	1 333 067
00	D20201	REHAB GC DP M1124 FEEDER TAHARAAMONT MAHINA	1 370 206	-	1 370 206
00	D20202	REHAB GC DP M1126 FEEDER TAHARAAMONT MAHINA	1 373 451	-	1 373 451
00	D20178	REHAB GC DP P9002 FEEDER FEEDER ZIT3 PAPEETE	2 156 578	-	2 156 578
00	D20179	REHAB GC DP N0029 FEEDER VILLESUD4 PAPEETE	1 167 403	-	1 167 403
00	D20180	REHAB GC DP P0002 FEEDER FARIIPITI PAPEETE	1 260 290	-	1 260 290
00	D20181	REHAB GC DP V0020 FEEDER FAUTAUAMONT PAPEETE	1 291 112	-	1 291 112
00	D20184	REHAB GC DP P0601 FEEDER VILLESUD5 PAPEETE	1 213 453	-	1 213 453
00	D20185	REHAB GC DP I0216 FEEDER GADIOT PIRAE	1 308 599	-	1 308 599
00	D20186	REHAB GC DP F0364 FEEDER ZIT2 FAA'A	1 374 293	-	1 374 293
00	D20193	REHAB GC DP U0927 FEEDER RDPMONT PUNAAUIA	1 529 129	-	1 529 129
00	D20194	REHAB GC DP U0930 FEEDER RDPMONT PUNAAUIA	1 538 943	-	1 538 943
00	120990	RENV RSX HTA DEVANT RESIDENCE VILLA LOT ERIMA ARUE	3 291 614	-	3 291 614
00	12660A	ART 2 LC 1383/MEF/SDE PAPEETE RUE WALLIS FARIIPITI (ch 126605)	1 064 751	-	1 064 751
00	M22068	RENV TUR4 PAR TIPI4 + GFC DP U0106 FEEDER MOTUUTA2 PAPEETE	1 470 475	-	1 470 475
00	M22080	RENV POSTE D22 U1445 FEEDER ZIPUNARUU COMPLEXE SPORTIF PUNARUU PUNAAUIA	3 591 076	-	3 591 076
00	D20203	REHAB GC DP M1122 FEEDER TAHARAAMONT MAHINA	13 605 500	-	13 605 500
00	D20205	REHAB GC DP U1605 FEEDER RIVENAC LOT TEMARUATA PUNAAUIA	1 206 565	-	1 206 565
00	D22008	RENV SUPPORTS HT/BT ANTENNE LUCKY PAPARA	733 950	-	733 950
00	E3901M	NOUVEAU COMPTEUR MONO TAHITI NORD	9 882 491	9 882 491	-
00	E3901T	NOUVEAU COMPTEUR TRIPHASE TAHITI NORD	1 343 066	1 343 066	-
00	E3901Z	NOUVEAU COMPTEUR ZMD TAHITI NORD	7 788 312	7 788 312	-
00	E3902	RENV BRANCHEMENT/COMPTAGES TAHITI NORD	179 259 826	-	179 259 826
00	91912	530069-QP15%/EXTENSIONS 2022	9 046 400	9 046 400	-
00	939510	RENV CABLES CPI EN CIS ENTRE DP SAT - VP	28 115 395	-	28 115 395
00	D20182	REHAB GC DP P3301 FEEDER FAUTAUAMONT PAPEETE	1 649 013	-	1 649 013
00	D20183	REHAB GC DP N0001 FEEDER VILLE4 PAPEETE	1 318 750	-	1 318 750
00	D20187	REHAB GC DP F0365 FEEDER ZIT2 FAA'A	1 315 375	-	1 315 375
00	D20189	REHAB GC DP U1312 FEEDER PUNAVAI PUNAAUIA	1 317 217	-	1 317 217
00	D20191	REHAB GC DP U1306 FEEDER PUNAVAI PUNAAUIA	1 657 676	-	1 657 676
00	D20196	REHAB GC DP U1418 FEEDER ZIPUNARUU PUNAAUIA	1 586 257	-	1 586 257
00	D20197	REHAB GC DP U1604 FEEDER RIVENAC PUNAAUIA	1 617 385	-	1 617 385
00	D20204	REHAB GC DP U1318 FEEDER PUNAVAI PUNAAUIA	1 598 548	-	1 598 548
00	M22075	RENV TIPI + RSX BT DP P4802 FEEDER ZIT3 LIMONADERIE SINGAPOUR TIPAERUI PAPEETE	1 711 777	-	1 711 777
00	72884B	MISE SOUT + POSTE DP PK21 PAEA (chantier art 2 728845)	11 979 129	3 629 114	8 350 015
00	82276A	ENFOUISSEMENT DES RSX SUITE AMENAGEMENT VOIRIE RTE PAPARA (chantier art 2 822765)	10 656 243	2 220 353	8 435 890
00	G00212	MODERNISATION EQUIPEMENT TELEACTIONS SELTA & PREST	5 423 466	-	5 423 466
00	G21218	PASSERELLE DONNEES TEP	3 632 809	3 632 809	-
		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	862 374 464	53 934 749	808 439 715
		TOTAL FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE DISTRIBUTION TAHITI NORD	878 436 969	69 808 234	808 628 735

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchements	Extensions
00	028435	RACCORDEMENT POSTE LR71 630 KVA STE RTCT TIPAERUI PAPEETE	295 592	0	295 592
00	031585	EXTENSION RSX BTA PARCELLE AO 346 DERRIERE CIMETIERE PAPARA	1 488 791	105 491	1 383 300
00	032325	ELECTRIFICATION RESIDENCE KEALAA RUE AFARERII FAUTAU PIRAE	6 387 178	1 407 998	4 979 180
00	037005	ELECTRIFICATION PROPRIETE DE MME TIARE TAINA RUE DU PONT NEUF MISSION PAPEETE	405 293	69 597	335 696
00	102535	EXTENSION RSX BTA VILLA ARUE LOTISSEMENT ERIMA ARUE	325 145	0	325 145
00	111165	ELECTRIFICATION PROPRIETE MME ESTALL MARIE LAURE PK 18,2 C/MT PUNAAAUIA	1 150 245	0	1 150 245
00	117685	ELECTRIFICATION PROPRIETE MME TUARAU SERVITUDE CHAPMAN LOT 2 PAEA	1 480 135	314 493	1 165 642
00	738745	RACCORDEMENT POSTE PRIVE SWAC TAAONE PIRAE	4 707 013	0	4 707 013
00	811915	EXTENSION RSX BTS TIRUA CABRAL PK 37,6 C/MER PAPARA	776 022	0	776 022
00	837935	ELECTRIFICATION DE LA RESIDENCE TAIMITI ST-HILAIRE BATIMENT B FAA'A	10 654 850	4 481 361	6 173 489
00	907685	ELECTRIFICATION RSX SOUTERRAIN IMMEUBLE VAI'OATA MISSION PAPEETE	6 121 660	1 964 174	4 157 486
00	933245	BRANCHEMENT COLLECTIF IMMEUBLE 0032 RESIDENCE DE L'ARMEE FAA'A	756 030	756 030	0
00	004775	ELECTRIFICATION DE LA RESIDENCE HANA ST AMELIE PAPEETE	2 986 746	1 344 299	1 642 447
00	007635	ELECTRIFICATION BUREAUX SORAM SCI FLAMINGO COURS DE L'UNION SACREE PAPEETE	619 687	151 382	468 305
00	008395	RACCORDEMENT POSTE PRIVE OCEAN PRODUCT FARE UTE PAPEETE	1 141 537	0	1 141 537
00	011015	ELECTRIFICATION RESIDENCE MANATEA NUI AVENUE POMARE 5 PAPEETE	2 415 734	319 574	2 096 160
00	017205	ELECTRIFICATION DE 4 LOTS LOTISSEMENT PUNAVAI NUI PUNAAUIA	816 407	167 639	648 768
00	020725	ELECTRIFICATION DE L'EGLISE PROTESTANT MAOHI PRESBYTERE DE TIROAMA PAPEETE	165 400	165 400	0
00	022965	ELECTRIFICATION DE LA RESIDENCE TE AVA'IA ET LEQUERRE PUNAAUIA	7 800 769	2 422 738	5 378 031
00	032255	BRANCHEMENT IMMEUBLE MOANA FARIIPITI PAPEETE	330 421	330 421	0
00	033025	ELECTRIFICATION ANTENNE VODAFONE PARCELLE B83 TERRE OUTUAHIAHI 1 & 2 ARUE	789 715	69 597	720 118
00	103375	ELECTRIFICATION PROPRIETE STE SCI SYMARI LOT SAGE PUNAAUIA	368 645	69 597	299 048
00	104195	ELECTRIFICATION COFFRETS EP PROMENADE DE NICE AVENUE CHARLES DE GAULLE PAPEE	929 190	0	929 190
00	107625	ELECTRIFICATION STE TAHITI GLACE TIPAERUI PAPEETE	950 802	950 802	0
00	108865	ELECTRIFICATION CENTRE MEDICAL MAHINARAMA PRES CASERNE POMPIERS MAHINA	632 875	147 812	485 063
00	116315	ELECTRIFICATION IMMEUBLE IMAPE RUE GEORGES LAGARDE PAPEETE	1 237 290	0	1 237 290
00	118255	ELECTRIFICATION DU LOT AD-399 DE LA STE TIAITI SCI PK 21 COTE MER PAEA	300 103	69 597	230 506
00	118725	EXTENSION RESEAU BTAS/DEPLACT RESEAU PK 30,2 C/MER PAPARA	1 338 326	327 504	1 010 822
00	122585	ELECTRIFICATION PROPRIETE STE CHEZ DUOC PK 21 C/MER PAEA	246 038	69 597	176 441
00	125505	ELECTRIFICATION DE 3 LOTS PAMATAI HILLS FAA'A	278 243	68 124	210 119
00	126885	ELECTRIFICATION PROPRIETE MICHEL LAU VETEA 1 PIRAE	480 434	0	480 434
00	127075	ELECTRIFICATION PROPRIETE GAUTHIER STEVE SERVITUDE VERNAUDON PAPARA	501 332	69 597	431 735
00	130175	BRANCHEMENT IMMEUBLE WING CHONG FARE UTE PAPEETE	310 676	310 676	0
00	130665	ELECTRIFICATION PROPRIETE TEHEI PK 11,9 C/MONT PUNAAUIA	303 288	105 491	197 797
00	131885	BRANCHEMENT STE PACIFIC MOBILE TELECOM IMM WOHLER AVE PRINCE HINOI PAPEETE	87 542	87 542	0
00	132275	BRANCHEMENT COLLECTIF LOTISSEMENT PUNAVAI NUI PK 13 PUNAAUIA	713 674	713 674	0
00	132305	EXTENSION RESEAU BTA STATION CHLORATION DE OROFERO PAEA	507 873	105 491	402 382
00	133095	ELECTRIFICATION LOT 443 IMPASSE E PAMATAI HILLS FAA'A	1 192 231	71 897	1 120 334
00	133105	ELECTRIFICATION PROPRIETE SCI WARE HOUSE TEROMA FAA'A	312 269	110 003	202 266
00	133165	ELECTRIFICATION STE FARIIPITI/ DEPLACEMENT SUPPORT PAPEETE	105 491	105 491	0
00	133915	ELECTRIFICATION PROPRIETE TAIARUI GEORGY MAHINA	352 277	86 606	265 671
00	135435	ELECTRIFICATION PROPRIETE PAOFAI VAIARII PK 21 C/MONT PAEA	307 280	111 747	195 533
00	136995	ELECTRIFICATION PROPRIETE SACAULT SYLVANNA ARUE	406 847	0	406 847
00	142375	ELECTRIFICATION STE POLYTOL ZI TIPAERUI FAA'A	360 547	70 638	289 909
00	200275	ELECT POSTES RELEVAGES ASSAINISSEMENT EAUX USEEES PAMATAI HILLS FAA'A	588 034	0	588 034
00	200695	ELECTRIFICATION LOT 976 ARIITAU ARUE	360 530	0	360 530
00	200905	ELECTRIFICATION PORT AUTONOME PROMENADE MOTU UTA PAPEETE	1 926 215	0	1 926 215
00	201935	ELECTRIFICATION PROPRIETE SCI A&I ANCIEN MAGASIN SOUKY EN FACE DE ENGECO FAA'A	673 279	250 941	422 338
00	204635	ELECTRIFICATION PROPRIETE BORDES LIAIS TERRE VAITEATOU LOT 6BIS FAA'A	461 532	202 544	258 988
00	205115	ELECTRIFICATION RESIDENCE TOWNHOUSE PAMATAI HILLS FAA'A	888 251	888 251	0
00	207415	ELECTRIFICATION DE L'ACCUEIL TE VAI-ETE SUR LA PARCELLE CN15 MAMA O PAPEETE	2 135 051	180 444	1 954 607
00	210265	BRANCHEMENT FENUA SMART RUE COLETTE PAPEETE	212 632	212 632	0
00	212975	ELECTRIFICATION SPIC DECHETS DECHARGE FAA'A	889 279	65 035	824 244
00	627035	ELECTRIFICATION FARE OPH ELZEA ROUTE DU PIC ROUGE TIPAERUI PAPEETE	240 006	0	240 006
00	738175	ELECTRIFICATION DE LA RESIDENCE RAUMAIRE SERVITUDE LEQUERRE PUNAAUIA	4 239 132	1 343 269	2 895 863
00	806125	EXTENSION RSX BTAS NICOLE VERNAUDON PK 34,900 C/MONT PAPARA	1 102 934	0	1 102 934
00	837955	EXTENSION/BRANCHEMENT COLLECTIF RESIDENCE VANILLA HOME OROVINI DERRIERE SIEGE SOCREDO	3 011 409	482 970	2 528 439
00	900586	ELECTRIFICATION LOTISSEMENT OPH VAIOPAPOIA PK 36,3 PAPARA	3 611 078	953 446	2 657 632
00	917615	ELECTRIFICATION DE LA RESIDENCE TEVAI FARIIPITI PAPEETE	3 783 381	1 076 054	2 707 327
00	918265	ELECTRIFICATION DE LA RESIDENCE KAMEA FARIIPITI PAPEETE	1 628 573	1 130 878	497 695
00	936805	ELECTRIFICATION PROPRIETE MAHANA ITI RUE COLETTE PAPEETE	435 018	172 737	262 281
00	938405	EXTENSION RESEAU BTAS RUE DE LA POTERIE PK 34 PAPARA	402 816	0	402 816
00	938865	ELECTRIFICATION DE LA RESIDENCE MATEATA LES HAUTS DE LA MISSION PAPEETE	10 324 126	1 008 411	9 315 715
00	039585	DEVOIEMENT RESEAUX HTS PONT HAMUTA DU LYCEE POLYVALENT DE TAAONE PIRAE (chantier art 2 03958A)	11 445 802	0	11 445 802
00	100055	DEVOIEMENT RESEAUX HTS BATIMENT ADMINISTRATIF A3 PAPEETE (chantier art 2 10005A)	11 540 945	0	11 540 945
00	126605	TRAVAUX RESEAUX BT RUE WALLIS FARIIPITI PAPEETE (chantier art 2 12660A)	2 113 775	0	2 113 775
00	728845	MISE SOUT + POSTE DP PK21 PAEA (chantier art 2 72884B)	42 198 107	0	42 198 107
00	822765	ENFOUISSEMENT DES RSX SUITE AMENAGEMENT VOIRIE RTE PAPARA (chantier art 2 82276A)	18 200 832	0	18 200 832
00	CP2022	340040-POSE COMPTEUR M/T/Z -OPERATIONS CONTRAC	49 910 724	49 910 724	0
		TOTAL FINANCEMENT TIERS DISTRIBUTION TAHITI NORD	236 161 104	75 600 416	160 560 688

5.4 - Dépenses de renouvellement

5.4.1 Réalisé de l'exercice

Production :

Cf 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

Distribution :

	Réalisé		
	coût unitaire renouvellement	quantité	Montant renouvellement
POTEAUX BT	142 490	805	114 744 709
POTEAUX HT	347 658	188	65 458 890
CABLES BT	1 352	5 881	7 952 149
CABLES HT	3 773	2 430	9 169 161
COFFRET TELECOM (ITI)	683 286	14	9 566 010
COMPTEURS	75 051	2 389	179 266 370
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)			63 297 354
IMMOS DISPATCHING			5 423 466
IAT	1 840 111	2	3 680 222
IAM	1 233 474	4	4 791 429
POSTE SOURCE			325 642
RESEAU SOUTERRAIN	15 974	8 263	131 989 591
TELECOM (POSTE DP)			0
TRANSFO	1 081 460	21	22 981 028
ARMEMENT RESEAUX AERIENS			127 501 030
GRILLES FAUSSE COUPURE	186 147	214	39 748 367
ARMEMENTS POSTES	0	0	
AUTRES COMPOSANTS (DP)			22 733 316
TOTAL RENOUVELLEMENT			808 628 735

Les dépenses de renouvellement immobilisées dans l'exercice sur les réseaux s'élèvent à 809 MF comparer à une prévision de 892,6 MF.

Les principaux écarts portent sur :

- Armements réseaux aériens pour + 103,8 MFP
- Les compteurs pour – 118,7 MFP
- Génie civil DP (poste DP) pour + 54,2 MFP
- Réseau souterrain pour – 117 MFP

5.4.2 Suivi des renouvellements réalisés

Production :

Production chantiers de renouvellement		n° immobilisation	date mise en service	VO totale	Taux d'améliorant	Montant Renouvellement	
						fin concession	fin tiers
GENERATEUR VIRTUEL PRODUC	GROUPE	1000000361	23/12/2022	796 335 754	0,00%	796 335 754	
GENERATEUR VIRTUEL PRODUC	GROUPE	1000000362	23/12/2022	494 087 778	0,00%	494 087 778	
GENERATEUR VIRTUEL PRODUC	GROUPE	1000000362	23/12/2022	434 499 642	0,00%		434 499 642
RNV SILENCIEUX CHEMINEE	GROUPE	1000000358	01/08/2022	36 829 139	0,00%	36 829 139	
RNV CHAUDIERE EAU SURCHAU	COMBUSTIBLE	2600000087	10/05/2022	23 074 740	0,00%	23 074 740	
RNV ECHANGEUR SURCHAUFFEE	EAU	2700000029	04/02/2022	17 921 145	0,00%	17 921 145	
RNV DISJONCTEURS BT PUN	ENERGIE	2800000177	01/01/2022	44 515 644	0,00%	44 515 644	
RNV TABLEAU BT TAG G4P	ENERGIE	2800000180	02/05/2022	28 148 495	0,00%	28 148 495	
RNV CENTRIFUGEUSE HUILE	LUBRIFIANT	2900000015	10/05/2022	17 284 515	0,00%	17 284 515	
APP VISU DONNEES ATMOSPHE	ENVIRONNEMENT	3000000085	01/09/2022	1 590 725	0,00%	1 590 725	
					0,00%	-	
			2 022			1 459 787 935	434 499 642

Distribution :

Méthodologie de répartition du coût des chantiers sur leurs constituants :

Le coût de revient des travaux de distribution est réparti sur les principaux composants du chantier soit sur la base du coût de sortie magasin (ex transformateurs) majoré d'un forfait de main d'œuvre, soit du coût standard moyen des poteaux et des câbles HT, d'une part et BT d'autre part, la différence avec le coût global du chantier est comptabilisée en armement et part non décomposable.

Le coût moyen standard intègre les coûts de sortie magasin, les coûts de sous-traitance pose et dépose ainsi que de la main d'œuvre interne EDT, il correspond à la moyenne pondérée des coûts standard des différents poteaux ou câbles installés sur le réseau en BT d'une part, en HT d'autre part.

Suivi des coûts unitaires

	Coût unitaire			
	Réalisé	plan 09/2019	écarts (xpf)	écarts (%)
POTEAUX BT	142 490	134 661	7 830	6%
POTEAUX HT	347 658	359 488	- 11 829	-3%
CABLES BT	1 352	1 942	- 590	-30%
CABLES HT	3 773	3 615	158	4%
COMPTEURS	75 051	123 420	- 48 369	-39%
IAT	1 840 111	1 203 512	636 599	53%
IAM	1 233 474	1 100 023	133 451	12%
RESEAU SOUTERRAIN	15 974	16 608	- 635	-4%
TRANSFO	1 081 460	2 236 581	- 1 155 121	-52%

Il est à noter que l'absence de mise à jour des coûts standards fausse la vision du coût unitaire des seuls poteaux et câbles pour lesquels les très fortes augmentations résultant des crises COVID et guerre d'Ukraine (de l'ordre de 30%) se retrouvent dans le poste armement et part non décomposable,

Ce poste qui représentait de l'ordre de 45% du coût des seuls poteaux et câbles du réseau aérien est monté à 65% sur l'exercice

Suivi des quantités

	quantité			
	Réalisé	plan 09/2019	écarts nb	écarts (%)
POTEAUX BT	805	545	260	48%
POTEAUX HT	188	130	58	45%
CABLES BT	5 881	5 659	223	4%
CABLES HT	2 430	3 874	- 1 444	-37%
COMPTEURS	2 389	2 353	35	1%
IAT	2	6	- 4	-66%
IAM	4	4	0	-3%
RESEAU SOUTERRAIN	8 263	14 615	- 6 353	-43%
TRANSFO	21	13	8	63%

Distribution chantiers de renouvellement	quantité total	VO totale	Taux d'améliorant	quantité Renouv.	Montant Renouvellement	Coûts unitaires
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)		63 297 354			63 297 354	
TELECOM (POSTE DP)	14	9 566 010		14	9 566 010	683 286
AUTRES COMPOSANTS (DP)		22 733 316			22 733 316	
TRANSFO	22	23 485 186		21	22 981 028	1 081 460
POSTE SOURCE		325 642			325 642	
IMMOS DISPATCHING		5 423 466			5 423 466	
INTERRUPTEURS AERIENS IAM	5	6 167 369		4	4 791 429	1 233 474
INTERRUPTEURS AERIENS IAT	2	3 680 222		2	3 680 222	1 840 111
POTEAUX RESEAUX BT	836	119 105 721		805	114 744 709	142 490
POTEAUX RESEAUX HTA	192	66 751 828		188	65 458 890	347 658
CABLE RESEAUX AERIENS BT	6 337	8 568 203	7,19%	5 881	7 952 149	1 352
CABLE RESEAUX AERIENS HTA	2 430	9 169 161	0,00%	2 430	9 169 161	3 773
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS		133 803 159	4,71%		127 501 030	0,646
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	220	40 952 367	2,94%	214	39 748 367	186 147
RESEAU SOUTERRAIN	10 378	152 404 052		8 263	131 989 591	15 974
COMPTEURS	2 575	198 273 695		2 389	179 266 370	75 051
				20 211	808 628 735	

5.4.3 Besoin de renouvellement

5.4.3.1 Evolution du besoin de renouvellement

Production :

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

Ce dernier non validé en l'état a fait l'objet de nombreuses discussions pendant près de deux ans aboutissant à un nouveau projet entièrement orienté vers la transition énergétique.

Pour plus de détail, se référer au point 5.8 Plan de renouvellement.

Distribution :

Le plan de renouvellement présenté par EDT le 5 avril 2019 s'élevait à 12.229,290,957 CFP couvrant la période 2018 à 2030.

Ce plan n'a pas été validé par le ministère lequel souhaitait un moindre provisionnement au bénéfice des clients.

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

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

5.4.3.2 Reste à faire

Réalisé

	Production*	Distribution	Total
2018	42 953 542	569 098 068	612 051 610
2019	115 879 663	358 730 053	474 609 716
2020	40 865 619	383 863 609	424 729 229
2021	270 863 134	979 029 720	1 249 892 854
2022	1 459 787 935	808 628 735	2 268 416 670
cumul	1 930 349 893	3 099 350 185	5 029 700 079

*déduction faite de l'apport des défiscalisants métropolitains

Reste à faire sur plan

	2022 - 2030 Production	2022 - 2030 Distribution	Total
plan 2018 / 2030	15 308 465 477	10 938 894 885	26 247 360 362
- réalisé	(1 930 349 893)	(3 099 350 185)	(5 029 700 079)
+ ajustement du plan			-
Reste à faire	13 378 115 584	7 839 544 700	21 217 660 283

Previsionnel de renouvellement

Production

Les renouvellements de l'exercice porteront sur la modernisation des filières de la centrale de la Punaruu ainsi que sur le lancement du retrofit des premiers groupes Pielsticks lesquels ont dépassé les 150.000 hdm.

Par ailleurs le terrain nécessaire à l'implantation d'un nouveau site de production, sera acquis dans l'exercice, ce sera le premier pas pour le démantèlement de la centrale de la Vairaaotoa.

Les études relatives aux moyens de production à y installer pour fiabiliser la fourniture d'énergie dans un contexte de fort développement des ENR seront réalisés.

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.

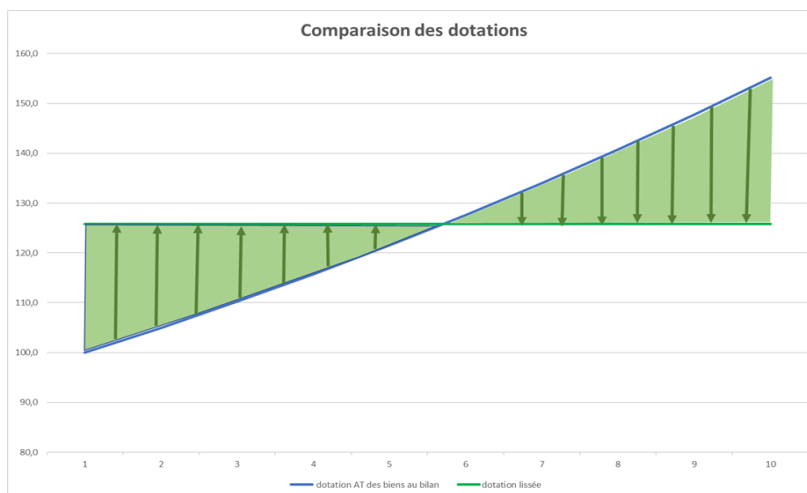
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	19 666 164 770	19 828 229 018	19 761 438 337	19 786 109 905	19 451 297 260	19 557 757 627	21 349 917 214
Acquisitions	53 271 383	42 953 542	115 879 663	40 865 619	270 863 134	1 459 787 935	1 672 264 448
Acquisitions financement Tiers						434 499 642	
Tranfers/réguls	162 064 250	(13 960 140)			(253 118)		
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(53 271 385)	(95 784 083)	(91 208 095)	(375 678 264)	(164 149 649)	(102 127 990)	(932 981 303)
- origine financement tiers							
VO Clôture	19 828 229 018	19 761 438 337	19 786 109 905	19 451 297 260	19 557 757 627	21 349 917 214	22 089 200 359
- Financements tiers cumul	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)
- IFC biens au bilan clôture	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé			n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC renouvelint exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
Base amortissable	17 970 315 309	17 903 524 628	17 928 196 196	17 593 383 551	17 699 843 918	19 057 503 863	19 796 787 008
Cumul doté à l'ouverture	14 117 357 097	14 392 568 398	14 519 230 388	14 719 147 552	14 638 916 039	14 797 274 143	15 179 852 565
Sortie AT sur sortie immo		(159 463 627)	(91 208 095)	(375 678 264)	(164 149 649)	(102 127 990)	(922 573 144)
Reste à amortir	3 852 958 212	3 670 419 857	3 500 173 903	3 249 914 263	3 225 077 528	4 362 357 710	5 539 507 587
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation sur TN	248 222 536	252 919 782	256 857 605				
Dotation part du Sud	26 988 765	33 205 835	34 267 654				
Dotation exercice	275 211 301	286 125 617	291 125 259	295 446 751	322 507 753	484 706 412	692 438 448
Dotations cumulées	14 392 568 398	14 519 230 388	14 719 147 552	14 638 916 039	14 797 274 143	15 179 852 565	14 949 717 869
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 577 746 911	3 384 294 240	3 209 048 644	2 954 467 512	2 902 569 775	3 877 651 298	4 847 069 139
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(11 955 933 456)	(12 195 068 650)	(12 436 375 671)	(12 664 194 671)	(12 888 551 998)	(13 083 461 838)	(13 115 044 681)
Dotations/reprises B	(239 135 194)	(241 307 021)	(227 819 000)	(224 357 327)	(194 909 840)	(31 582 843)	176 149 193
Actif/Passif de renouvellement clôture	(12 195 068 650)	(12 436 375 671)	(12 664 194 671)	(12 888 551 998)	(13 083 461 838)	(13 115 044 681)	(12 938 895 488)
Dotation aux amortissements A	(275 211 301)	(286 125 617)	(291 125 259)	(295 446 751)	(322 507 753)	(484 706 412)	(692 438 448)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(514 346 495)	(527 432 638)	(518 944 259)	(519 804 078)	(517 417 593)	(516 289 255)	(516 289 255)
moyenne des dotations	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)
écart sur moyenne exercice	3 121 245	(9 964 898)	(1 476 519)	(2 336 338)	50 147	1 178 485	1 178 485
écart sur moyenne en cumulé	3 121 245	(6 843 653)	(8 320 172)	(10 656 510)	(10 606 363)	(9 427 879)	(8 249 394)
Traitement de l'améliorant							
VO Ouverture	-	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	1 124 159 580	1 147 059 736
Acquisitions financement concession	66 105 032	142 321 695	45 587 202	474 169 882	395 975 769	22 900 156	
Acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	1 124 159 580	1 147 059 736	1 147 059 736
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	(7 000 000)	(10 500 000)
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	-	-	-	-	-	(7 000 000)	(17 500 000)
	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%
Base amortissable	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	1 124 159 580	1 140 059 736	1 129 559 736
Cumul doté à l'ouverture	0	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(204 607 314)	(308 546 472)
Reste à amortir	66 105 032	203 704 939	233 622 530	688 323 868	1 021 724 740	935 452 422	821 013 264
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	(4 721 788)	(15 669 611)	(19 468 544)	(62 574 897)	(102 172 474)	(103 939 158)	(102 626 658)
Dotations cumulées	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(204 607 314)	(308 546 472)	(411 173 130)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	61 383 244	188 035 328	214 153 986	625 748 971	919 552 266	831 513 264	718 386 606
TAC : reprise lissée de provision pour dépréciation						34 744 630	34 744 630
Impact exercice (+) = produit	(519 068 283)	(543 102 249)	(538 412 803)	(582 378 975)	(619 590 067)	(585 483 783)	(584 171 283)

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	22 089 200 359	22 968 483 504	23 721 766 648	25 128 887 656	26 801 152 104	28 398 889 536	27 925 374 383
Acquisitions	1 672 264 448	1 672 264 448	1 672 264 448	1 672 264 448	1 672 264 448	1 672 264 448	1 672 264 448
Acquisitions financement Tiers							
Tranferts/réguls							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(792 981 303)	(918 981 303)	(265 143 440)	-	(74 527 016)	(2 145 779 601)	(60 356 031)
- origine financement tiers							
VO Clôture	22 968 483 504	23 721 766 648	25 128 887 656	26 801 152 104	28 398 889 536	27 925 374 383	29 537 282 799
- Financements tiers cumul	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)
- IFC biens au bilan clôture	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC renouvelé exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
Base amortissable	20 676 070 153	21 429 353 297	22 836 474 305	24 508 738 753	26 106 476 185	25 632 961 032	27 244 869 448
Cumul doté à l'ouverture	14 949 717 869	15 088 069 936	15 379 132 743	16 658 486 304	18 621 049 416	21 066 506 995	22 276 844 213
Sortie AT sur sortie immo	(792 981 303)	(918 981 303)	(265 143 440)	-	(74 527 016)	(2 145 779 601)	(60 356 031)
Reste à amortir	6 519 333 587	7 260 264 665	7 222 485 002	7 850 252 450	7 559 953 785	6 712 233 638	5 028 381 267
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
Dotation sur TN							
Dotation part du Sud							
Dotation exercice	931 333 370	1 210 044 111	1 544 497 000	1 962 563 112	2 519 984 595	3 356 116 819	5 028 381 267
Dotations cumulées	15 088 069 936	15 379 132 743	16 658 486 304	18 621 049 416	21 066 506 995	22 276 844 213	27 244 869 448
Vo - fin tiers - IFC - dotations	5 588 000 217	6 050 220 554	6 177 988 002	5 887 689 337	5 039 969 190	3 356 116 819	-
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(12 938 895 488)	(12 523 851 374)	(11 830 096 518)	(10 801 888 773)	(9 355 614 916)	(7 351 919 576)	(4 512 092 012)
Dotations/reprises B	415 044 114	693 754 856	1 028 207 745	1 446 273 857	2 003 695 340	2 839 827 564	4 512 092 012
Actif/Passif de renouvellement clôture	(12 523 851 374)	(11 830 096 518)	(10 801 888 773)	(9 355 614 916)	(7 351 919 576)	(4 512 092 012)	-
Dotation aux amortissements A	(931 333 370)	(1 210 044 111)	(1 544 497 000)	(1 962 563 112)	(2 519 984 595)	(3 356 116 819)	(5 028 381 267)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 289 255)
moyenne des dotations	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)
écart sur moyenne exercice	1 178 485	1 178 485	1 178 485	1 178 485	1 178 485	1 178 485	1 178 485
écart sur moyenne en cumulé	(7 070 909)	(5 892 424)	(4 713 939)	(3 535 454)	(2 356 970)	(1 178 485)	(0)
Traitement de l'améliorant							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	1 147 059 736	1 147 059 736	1 147 059 736	1 147 059 736	1 147 059 736	1 147 059 736	1 147 059 736
Acquisitions financement concession							
Acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	1 147 059 736	1 147 059 736	1 147 059 736	1 147 059 736	1 147 059 736	1 147 059 736	1 147 059 736
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	(14 000 000)	(17 500 000)	(21 000 000)	(24 500 000)	(28 000 000)	(31 500 000)	(35 000 000)
- IFC biens au bilan cumulé	(31 500 000)	(49 000 000)	(70 000 000)	(94 500 000)	(122 500 000)	(154 000 000)	(189 000 000)
	3%	4%	6%	8%	11%	13%	16%
Base amortissable	1 115 559 736	1 098 059 736	1 077 059 736	1 052 559 736	1 024 559 736	993 059 736	958 059 736
Cumul doté à l'ouverture	(411 173 130)	(511 799 788)	(609 509 779)	(703 019 771)	(790 404 762)	(868 456 420)	(930 758 078)
Reste à amortir	704 386 606	586 259 948	467 549 957	349 539 965	234 154 974	124 603 316	27 301 658
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	(100 626 658)	(97 709 991)	(93 509 991)	(87 384 991)	(78 051 658)	(62 301 658)	(27 301 658)
Dotations cumulées	(511 799 788)	(609 509 779)	(703 019 771)	(790 404 762)	(868 456 420)	(930 758 078)	(958 059 736)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	603 759 948	488 549 957	374 039 965	262 154 974	156 103 316	62 301 658	-
TAC : reprise lissée de provision pour dépréciation	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630
Impact exercice (+) = produit	(582 171 283)	(579 254 616)	(575 054 616)	(568 929 616)	(559 596 283)	(543 846 283)	(508 846 283)

Détail des calculs / Distribution et dispatching :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	22 092 241 675	21 822 492 143	21 776 404 495	21 726 373 296	21 832 075 025	22 302 863 882	22 930 499 226
acquisitions fin concession	598 179 884	569 098 069	358 730 052	383 863 609	979 029 720	808 628 735	1 051 080 346
transferts	(162 064 250)	246 882	(43)				
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	(404 105 438)	(82 584 809)	10,2%
57,9%		52,0%	54,3%	58,0%	41,3%	10,2%	
- origine financement tiers	(359 790 161)	(319 286 048)	(213 831 460)	(55 479 984)	(104 135 425)	(98 408 582)	
VO Clôture	21 822 492 143	21 776 404 495	21 726 373 296	21 832 075 025	22 302 863 882	22 930 499 226	23 981 579 572
- Financements tiers cumul	(3 948 600 191)	(3 629 314 143)	(3 415 482 683)	(3 360 002 699)	(3 255 867 274)	(3 157 458 692)	(3 157 458 692)
- IFC biens au bilan clôture	(2 897 786 215)	(3 511 416 919)	(3 795 564 462)	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 778 894 710)	(4 722 996 090)	(5 287 055 584)	(5 287 055 584)
- IFC renouvelint exercice	n/a	n/a	n/a				(756 777 849)
							72,00%
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 778 894 710)	(4 722 996 090)	(5 287 055 584)	(6 043 833 433)
Base amortissable	15 040 827 934	14 751 678 140	14 716 532 055	14 693 177 616	14 324 000 518	14 485 984 950	14 780 287 447
Cumul doté à l'ouverture	8 713 767 144	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 609 453 769	9 713 756 271	10 170 595 183
Sortie AT sur sortie immo	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	(404 105 438)	(82 584 809)	-
Reste à amortir	6 673 135 795	6 221 068 480	5 883 231 185	5 592 071 543	5 118 652 187	4 854 813 488	4 609 692 264
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	459 064 072	497 620 958	490 487 100	508 347 696	508 407 940	539 423 721	576 211 533
Dotations cumulées	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 609 453 769	9 713 756 271	10 170 595 183	10 746 806 716
Vo - fin tiers - IFC - dotations	6 214 071 723	5 723 447 522	5 392 744 085	5 083 723 847	4 610 244 247	4 315 389 767	4 033 480 731
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	-	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 058)	(801 205 586)	(851 754 534)
Dotations/reprises B	(249 162 726)	(216 538 187)	(125 963 409)	(129 057 736)	(80 483 528)	(50 548 948)	(13 761 136)
Actif/Passif de renouvellement cloture	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 058)	(801 205 586)	(851 754 534)	(865 515 671)
Dotation aux amortissements A	(459 064 072)	(497 620 958)	(490 487 100)	(508 347 696)	(508 407 940)	(539 423 721)	(576 211 533)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(708 226 798)	(714 159 145)	(616 450 509)	(637 405 432)	(588 891 468)	(589 972 669)	(589 972 669)
moyenne des dotations	(612 491 955)	(612 491 955)	(612 491 955)	(612 491 955)	(612 491 955)	(612 491 955)	(612 491 955)
écart sur moyenne exercice	(95 734 843)	(101 667 189)	(3 958 554)	(24 913 477)	23 600 487	22 519 286	22 519 286
écart sur moyenne en cumulé	(95 734 843)	(197 402 032)	(201 360 586)	(226 274 062)	(202 673 575)	(180 154 289)	(157 635 003)
Traitement de l'améliorant							
VO Ouverture	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions financement concession	95 411 085	141 234 694	159 588 642	327 389 603	132 741 928	69 808 234	
Acquisitions autres financement Tiers	128 769 777	193 586 458	117 256 529	116 115 956	157 152 471	236 161 104	
VO Clôture	224 180 862	559 002 014	835 847 185	1 279 352 744	1 569 247 143	1 875 216 481	1 875 216 481
Financements tiers cumul	(128 769 777)	(322 356 235)	(439 612 764)	(555 728 720)	(712 881 191)	(949 042 295)	(949 042 295)
- IFC améliorant exercice	(64 722 197)	(51 282 510)	(85 201 196)	(82 430 717)	(34 572 790)	(46 610 785)	-
68%		49%	51%	71%	0%	0%	72%
- IFC biens au bilan cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	(283 636 620)	(318 209 410)	(364 820 195)	(364 820 195)
68%		49%	51%	39%	37%	39%	39%
Base amortissable	30 688 888	120 641 072	195 028 518	439 987 403	538 156 541	561 353 990	561 353 990
Cumul doté à l'ouverture	0	-2192063,429	-11303525,59	-26613941,6	-64193347,2	-115046945,6	-164636617,2
Reste à amortir	30 688 888	118 449 008	183 724 992	413 373 462	473 963 194	446 307 045	396 717 373
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	(2 192 063)	(9 111 462)	(15 310 416)	(37 579 406)	(50 853 598)	(49 589 672)	(49 589 672)
Dotations cumulées	(2 192 063)	(11 303 526)	(26 613 942)	(64 193 347)	(115 046 946)	(164 636 617)	(214 226 289)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	28 496 825	109 337 546	168 414 576	375 794 056	423 109 596	396 717 373	347 127 701
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	(92 995 007)	(105 846 753)	(14 337 071)	(57 560 984)	(22 321 212)	(22 138 487)	(22 138 487)

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	23 981 579 572	25 032 659 918	26 083 740 264	27 134 820 610	28 185 900 956	29 236 981 302	30 288 061 648
acquisitions fin concession	1 051 080 346	1 051 080 346	1 051 080 346	1 051 080 346	1 051 080 346	1 051 080 346	1 051 080 346
transferts							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession							(107 346 259)
	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%
- origine financement tiers							
VO Clôture	25 032 659 918	26 083 740 264	27 134 820 610	28 185 900 956	29 236 981 302	30 288 061 648	31 231 795 735
- Financements tiers cumul	(3 157 458 692)	(3 157 458 692)	(3 157 458 692)	(3 157 458 692)	(3 157 458 692)	(3 157 458 692)	(3 157 458 692)
- IFC biens au bilan clôture	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(6 043 833 433)	(6 839 606 363)	(7 674 899 914)	(8 549 188 546)	(9 462 997 799)	(10 415 907 240)	(11 408 127 087)
- IFC renouvelint exercice	(795 772 930)	(835 293 551)	(874 288 632)	(913 809 253)	(952 909 442)	(992 219 847)	(1 031 425 144)
	75,71%	79,47%	83,18%	86,94%	90,66%	94,40%	98,13%
- IFC hors biens améliorants	(6 839 606 363)	(7 674 899 914)	(8 549 188 546)	(9 462 997 799)	(10 415 907 240)	(11 408 127 087)	(12 439 552 230)
Base amortissable	15 035 594 863	15 251 381 658	15 428 173 372	15 565 444 465	15 663 615 370	15 722 475 869	15 634 784 812
Cumul doté à l'ouverture	10 746 806 716	11 359 490 737	12 008 139 224	12 692 146 053	13 410 470 656	14 161 518 894	14 941 997 381
Sortie AT sur sortie immo	-	-	-	-	-	-	(107 346 259)
Reste à amortir	4 288 788 147	3 891 890 921	3 420 034 148	2 873 298 412	2 253 144 713	1 560 956 975	800 133 690
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	612 684 021	648 648 487	684 006 830	718 324 603	751 048 238	780 478 487	800 133 690
Dotations cumulées	11 359 490 737	12 008 139 224	12 692 146 053	13 410 470 656	14 161 518 894	14 941 997 381	15 634 784 812
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 676 104 126	3 243 242 434	2 736 027 319	2 154 973 809	1 502 096 476	780 478 487	-
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(865 515 671)	(842 804 319)	(784 128 501)	(690 094 341)	(561 742 407)	(400 666 839)	(210 161 021)
Dotations/reprises B	22 711 352	58 675 818	94 034 160	128 351 934	161 075 568	190 505 818	210 161 021
Actif/Passif de renouvellement clôture	(842 804 319)	(784 128 501)	(690 094 341)	(561 742 407)	(400 666 839)	(210 161 021)	0
Dotation aux amortissements A	(612 684 021)	(648 648 487)	(684 006 830)	(718 324 603)	(751 048 238)	(780 478 487)	(800 133 690)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(589 972 669)	(589 972 669)	(589 972 669)	(589 972 669)	(589 972 669)	(589 972 669)	(589 972 669)
moyenne des dotations	(612 491 955)	(612 491 955)	(612 491 955)	(612 491 955)	(612 491 955)	(612 491 955)	(612 491 955)
écart sur moyenne exercice	22 519 286	22 519 286	22 519 286	22 519 286	22 519 286	22 519 286	22 519 286
écart sur moyenne en cumulé	(135 115 717)	(112 596 431)	(90 077 144)	(67 557 858)	(45 038 572)	(22 519 286)	-
Traitement de l'améliorant							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture							
Acquisitions financement concession							
Acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	1 875 216 481	1 875 216 481	1 875 216 481	1 875 216 481	1 875 216 481	1 875 216 481	1 875 216 481
Financements tiers cumul	(949 042 295)	(949 042 295)	(949 042 295)	(949 042 295)	(949 042 295)	(949 042 295)	(949 042 295)
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
	76%	79%	83%	87%	91%	94%	98%
- IFC biens au bilan cumulé	(364 820 195)	(364 820 195)	(364 820 195)	(364 820 195)	(364 820 195)	(364 820 195)	(364 820 195)
	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%
Base amortissable	561 353 990	561 353 990	561 353 990	561 353 990	561 353 990	561 353 990	561 353 990
Cumul doté à l'ouverture	-214226288,8	-263815960,4	-313405632,1	-362995303,7	-412584975,3	-462174646,9	-511764318,5
Reste à amortir	347 127 701	297 538 030	247 948 358	198 358 686	148 769 015	99 179 343	49 589 672
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	(49 589 672)	(49 589 672)	(49 589 672)	(49 589 672)	(49 589 672)	(49 589 672)	(49 589 672)
Dotations cumulées	(263 815 960)	(313 405 632)	(362 995 304)	(412 584 975)	(462 174 647)	(511 764 319)	(561 353 990)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	297 538 030	247 948 358	198 358 686	148 769 015	99 179 343	49 589 672	-
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	(22 138 487)	(22 138 487)	(22 138 487)	(22 138 487)	(22 138 487)	(22 138 487)	(22 138 487)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année

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

5.7 - Indemnités de fin de concession

Article 22.1 Biens de production

L'article 22.1 « REPRISE DES INSTALLATIONS EN FIN DE CONCESSION » du cahier des charges prévoit qu'il sera attribué une indemnité au concessionnaire pour la valeur non amortie des ouvrages faisant partie intégrante de la concession, établis par le concessionnaire pendant les dix dernières années de la concession et pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.

Cette clause ne sera effective que pour les biens améliorants mis en service à compter du 1er octobre 2019.

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

DESIGNATION	COMMUNE	TITRE DE PROPRIETE	REFERENCES	SURFACE (M2)	MONTANT DE L'INDEMNITE* (CFP)
Terrain principal Centrale Emile MARTIN	PUNAAUIA	Acte d'échange transcrit le 23.12.1985 (n°07, vol.1351)	Lots 115 à 123 et 134 à 142 du lotissement basse vallée de Punaruu	19.428	108 500 000
Terrain stockage principal PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 27.05.2005 (n°19, vol.2996)	Lot E lotissement BROTHERRSON 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
					726 589 955

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).

	VNC ou IFC Prévisionnelle			
	Sur biens issus du renouvellement	Sur biens existants au bilan au 31/12/2022 et non renouvelables	Total prévisionnel à fin de concession	rappel estimation précédente
ARMEMENTS POSTES	-431 393	4 507 365	4 075 972	4 854 115
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	341 989 154	525 200 917	867 190 072	953 984 113
AUTRES COMPOSANTS (DP)	210 808 349	150 368 567	361 176 916	503 394 096
CABLE RESEAUX AERIENS	210 715 759	139 958 557	350 674 316	219 941 903
CARTOGRAPHIE			0	117 076 828
COFFRET TELECOM (ITI)	31 497 649	727 212	32 224 860	727 212
COMPTEURS	2 447 914 963	576 762 135	3 024 677 098	2 760 523 075
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	29 939 328	142 392 649	172 331 977	174 228 246
IMMOS DISPATCHING	0		0	23 291 165
INTERRUPTEURS AERIENS	82 642 499	9 113 659	91 756 158	54 838 499
PIECES DE SECURITE			0	31 616 626
POSTE SOURCE	499 440 866	477 757 747	977 198 613	1 003 674 254
POTEAUX RESEAUX	971 662 292	1 053 588 039	2 025 250 331	1 578 097 259
RESEAU SOUTERRAIN	1 972 907 370	2 339 444 558	4 312 351 928	2 650 310 704
TELECOM (POSTE DP)	14 086 406	19 013 164	33 099 569	2 164 576 826
TERRAIN ET AMENAG TERRAIN			0	12 269 016
TRANSFO	346 264 874	204 630 009	550 894 883	429 996 440
Total général	7 159 438 115	5 643 464 579	12 802 902 694	12 683 400 377

L'indemnité prévisionnelle de fin de concession est estimée à 12.802 MF contre 12.683 MF en 2021, soit une hausse de 1% soit +119 MF.

5.8 - Plan de Renouvellement

Programme de renouvellement et de modernisation de l'activité de production

Les grandes composantes de ce programme résultent de deux années d'échanges avec le concédant. Il est d'ores et déjà prévu avec le concédant qu'un prochain avenant organise le suivi de ce plan par la mise en place d'un fonds de travaux, les sommes non consommées lui revenant le cas échéant en fin de concession.

En l'attente, et pour en permettre la réalisation, ses principales composantes ont déjà été validées :

- Plan Punaruu 2025 : courrier n°322/MAE du 2 avril 2020 pour 807 MF
- Plan Punaruu 2025 : courrier n°379/MAE du 18 mai 2020 pour la partie filières
- Régulateur de production : courrier n°390/MAE du 22 mai 2020
- Implantation du site 3 de production : courrier n° 187 / MEF du 21 février 2021
- Rétrofit des groupes G1 à G4P : courrier n°214/MEF du 31 janvier 2023
- Principe d'un nouveau site de production (site 3) à la Papenoo : courrier n° 229 / MEF du 1er février 2023

Les éléments ci-après présentés sont issus d'un projet d'avenant en cours de finalisation.

Ce programme a été établi dans le cadre d'hypothèses fixées par l'Autorité concédante. L'hypothèse la plus structurante est le nombre de kWh thermiques à produire chaque année. Elle correspond au « scénario 1b » établi entre le Concessionnaire et l'Autorité concédante.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Enrgie totale GWh	545	545	545	545	558	558	566	566	571
Boucle Nord TEP GWh	0	10	10	10	10	10	10	10	10
Swac GWh	0	10	10	10	10	10	10	10	10
Thermique Punaruu GWh	345	344	343	308	265	265	272	271	276
<i>hdmarche Punaruu</i>	32 774	32 674	32 623	29 246	25 203	25 149	25 836	25 780	26 218
<i>hdmarche Pun avec Putu</i>	32 774	28 674	28 623	25 246	21 203	21 149	21 836	21 780	22 218
Thermique Site n° 3	0	0	0	0	55	55	55	55	55
Hydro Mnui actuel	165	165	165	165	165	165	165	165	165
Hydro 95, Putu et HX2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PV fatal	35	36	37	37	38	38	39	39	40
PV stocké avec batterie	0	0	0	35	35	35	35	35	35
<i>Taux EnR</i>	37%	39%	39%	45%	44%	44%	44%	44%	44%
Puissance [MW]	95	95	95	95	100	103	105	105	105

Cette hypothèse dépend d'une part de la demande clients et d'autre part du développement et de la performance des énergies renouvelables.

En réponse à cette hypothèse, le plan convenu consiste en :

- La mise en place d'un régulateur de production (ou « générateur virtuel ») ;
- « L'ajout de nouveaux moyens de production (3ème site) pour une puissance minimale de 20MW au gazole sur un terrain réservé sur la commune de Papenoo » ;
- « La modernisation de la centrale de la Punaruu, de sorte à prolonger sa durée de vie opérationnelle aux environ de 2040, dans le cadre des hypothèses du scénario 1B précité :
 - o Plan Punaruu 2025 ;
 - o Plan Punaruu 2030 ;
 - o Retrofit des moteurs Pielstick (G1P à G4P). »
- Le démantèlement et le cas échéant la dépollution de la centrale de la Vairaatoa ainsi que le repositionnement de la TAC sur le site 3.

Situation prévisionnelle au 31 décembre 2020.

La valeur prévisionnelle des besoins est de 15.132.125.269 F.CFP pour la période 2020 à fin de concession

La ventilation de ce montant par élément d'actif n'est donnée qu'à titre indicatif.

items	montants	date de mise en service	précision des estimations
Régulateur de production "Putu Uira"	1 651 753 925	fin 2022	98%
Plan Punaruu 2025	1 775 000 000	2024	95%
Retrofit des groupes G1P à G4P	3 500 000 000	2024 à 2028	90%
Plan Punaruu 2030	1 675 000 000	2025 à 2030	90%
Composants turbos et cheminées	600 000 000	2021 à 2030	95%
Site 3 (20MW)	4 500 000 000	2026	80%
Aleas	1 180 371 344	n/a	n/a
transfert TAC	250 000 000	2026	50%
Total	15 132 125 269		

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

- a) Convention de fourniture de Gasoil pour la centrale de Punaruu (lot 50.000 m3 estimés) (EDT – Pacifique Petroleum et Services)
Convention de fourniture de Gasoil pour la centrale de Punaruu (lot 20.000 m3 fermes et Vairaatoa) (EDT – TOTAL ENERGIES)**

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

Durée : 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022.

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

- Le premium (1,80 \$/bbl pour PPS, et 2,50\$/bbl pour TOTAL
- Les prestations locales (6,5 F/litre pour PPS Punaruu, 5,20 F/litre pour TOTAL Punaruu, et 5,50 F/litre pour TOTAL Vairaatoa).

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

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

Le contrat de fourniture d'hydroélectricité, signé le 30 novembre 2000 avec la société EDT, s'est poursuivi en 2022. 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. Aucune pénalité n'a été appliquée en 2022.

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

Au 31/12/2022, 2 912 producteurs d'électricité photovoltaïque étaient raccordés au réseau de Tahiti Nord.

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

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

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

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Bilan technique : Raccordement solaire

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

Depuis le 1^{er} juin 2019, un contrat lie Electricité de Tahiti à la société T.E.P., relatif au versement de la redevance de transport, 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 1^{er} septembre 2017, du fait de l'arrêté n° 2048 CM du 15 décembre 2016.

Cette redevance est assise sur le nombre de kWh recouverts par EDT sur les usagers finals de la distribution. Toutefois, le Code de l'énergie prévoit qu'à compter du 1^{er} janvier 2022, le gestionnaire du réseau de transport supporte les pertes d'énergie intervenues sur son réseau. Le système actuel de facturation et de reversement de la redevance TEP doit donc être réformé pour mise en conformité avec le code de l'énergie.

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

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

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

g) Principaux baux de la concession

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

- Agence Arue : Bail commercial 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 Vaima : deux baux commerciaux du 25/11/1982 et 31/07/1992, cédés le 16/10/1992 à EDT, tacitement reconduits pour une période indéfinie. Loyer : 295.931 F/mois.
- Agence Papara : loyer de 63.250 F/mois à la SCI TUNUI.
- Agence Faa'a Carrefour Piazza : loyer 195.300 F/mois à la SCI MANANUI
- Poste source Vairaatoa : loyer de 252.768 F/mois à la SCI VAIRAATOA
- Hangar Bodo, Z.I. Punaruu : le 10 juillet 2018, EDT a conclu avec M. Heimana BODO un bail commercial de 9 ans prenant effet le 1^{er} août 2018, sur un hangar de 454 m², à des fins de stockage. Le loyer est de 315.000 F/mois.
- Hangar de stockage Papara : 185.000 F/mois à la SCI MATEORO

h) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

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

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

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

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

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

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

j) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

k) Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication. Ce sont ainsi près de 20.000 poteaux qui sont mis à disposition à Tahiti Nord.

Une nouvelle convention débutant rétroactivement au 1^{er} janvier 2021 a été conclue en 2022.