



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE TUBUAI**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE TUBUAI
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2024

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
0.1 - Communs à toutes les concessions d'EDT	3
0.2 - Spécifiques à la concession de Tubuai	3
1 - PRESENTATION	5
1.1 - LE SYSTEME ELECTRIQUE POLYNESIEN	6
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	7
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	8
2- OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	10
2.1 - Mode de détermination des tarifs	11
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2024	11
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	12
2.4 - Autres produits d'exploitation	13
2.5 - Statistiques de ventes	13
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tubuai	16
2.7 - Gestion des impayés	18
2.8 - Dépenses de la Commune	18
2.9 - Services offerts à la clientèle	19
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	22
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	24
3.1 - Système électrique de TUBUAI	25
3.2 - Autorisation d'exploitation	25
3.3 - Effectifs	25
3.4 - Détail des ouvrages de production	25
3.5 - Données de production	26
3.6 - Qualité de service	26
3.7 - Qualité - Sécurité - Environnement	27
3.8 - Travaux significatifs - Faits marquants	28
3.9 - Raccordement solaire	29
3.10 - Unités d'œuvre 2024 de la concession	29
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	31
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	32
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	38
4.3 - Comptes de la concession	43
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés	51
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	57
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	58
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	60
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	67
5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année	67
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	69
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	75
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	75
5.8 - Plan de Renouvellement	75
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC	76

0 - FAITS MARQUANTS

0.1 - Communs à toutes les concessions d'EDT

A) Evolution du périmètre d'activité

A l'exception de la commune de Rangiroa qui a fait l'objet d'une nouvelle délégation de service public, les communes à échéance 2020 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.

Le 31 décembre 2023, ont également pris fin les concessions de Nuku Hiva, Hiva Oa, Ua Pou et Ua Huka (cette dernière ayant été écourtée de façon anticipée). La concession qui a pris la suite au 1er janvier 2024 réunit toutes les communes des Marquises au sein de la CODIM, et a été confiée au GIE ELECTRICITE DES MARQUISES, constitué entre EDT et EDP (filiale du groupe ENGIE). La durée du contrat est fixée à 20 ans, pour un terme normal au 31 décembre 2043.

Depuis le 1er octobre 2023, EDP a également repris la concession de production et de distribution d'énergie électrique sur l'atoll de Makemo, pour une durée de 25 ans.

B) Dissolution d'Electra

Après des années sans activité réelle, marquées par des pertes récurrentes, la société ELECTRA a été liquidée le 11 décembre 2024. L'essentiel de ses installations photovoltaïques en activité a été cédé à EDT. Un boni de liquidation a été distribué aux actionnaires.

C) 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.

D) Sécurité

Nous enregistrons sur l'année 2024 écoulée, pour un effectif global de 506 agents sur le périmètre global EDT-EDP-EDM de nos concessions de production et distribution d'électricité en Polynésie française :

- 1 accident de travail avec arrêt (hors trajet) = 56 jours d'arrêt
- 52 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)

0.2 - Spécifiques à la concession de Tubuai

Sortie de la concession de Tubuai :

En 2024, la commune de Tubuai a signifié sa volonté de rejoindre la SPL et, par conséquent, a demandé à EDT de rompre de manière anticipée le contrat de concession avant sa fin contractuelle prévue au 30 septembre 2030. La collectivité a demandé à réduire le préavis contractuel de 2 ans à une année pour une sortie anticipée au 31 décembre 2025. Les négociations sont en cours entre les parties pour définir les termes du débouclage.

Principaux indicateurs

		TUBUAI			
		2024		2023	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	967		936	
	BT	960	99,28%	929	99,25%
	MT	7	0,72%	7	0,75%
	Puissance souscrite au 31/12	3 727		3 693	
	BT	3 502	93,96%	3 468	93,91%
	MT	225	6,04%	225	6,09%
	Puissance maximale appelée (*)	0,50		0,49	
	Nombre de kWh vendus total	2 509 163		2 561 491	
	BT	1 990 315	79,32%	2 024 644	79,04%
	MT	518 848	20,68%	536 847	20,96%
	Chiffre d'affaires énergie	80 919 748		82 321 482	
	BT : Total	64 150 577	79,28%	65 138 878	79,13%
	BT : par client	66 824		70 117	
	BT : par kVA de puissance souscrite	18 317		18 781	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	15 285 826	23,83%	16 538 873	25,39%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	48 864 751	76,17%	48 600 005	74,61%
	MT : Total	16 769 171	20,72%	17 182 604	20,87%
	MT : par client	2 395 596		2 454 658	
	MT : par kVA de puissance souscrite	74 530		76 367	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	4 514 400	26,92%	4 514 400	26,27%
	MT : part variable en XPF et % du CA total	12 254 771	73,08%	12 668 204	73,73%
TECHNIQUES	Prix moyen de vente par kWh vendu	32,25		32,14	
	BT	32,23		32,17	
	MT	32,32		32,01	
	Rendement réseaux (s/production nette)	0,93		0,93	
	Auto consommation 2018				
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	68 197	2,53%	78 675	2,87%
	Energie hydroélectrique kWh		0%		0%
	Energie thermique kWh	2 630 786	97,47%	2 661 328	97,13%
	Energie totale achetée	2 698 983		2 740 003	
FINANCIERS	Temps moyen de coupure global	2h44		2h07	
	origine production	1h00		0h04	
	origine transport	0		0	
	origine distribution	1h44		2h03	
	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement Km	113		112	
	Valeur d'origine k XPF	980 693		962 614	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	453 477		443 393	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement k XPF	54 578		58 194	
	Dépenses d'améliorant k XPF	4 074		6 409	
	Indemnité de fin de concession k XPF	4 377		2 564	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)) k XPF	224 565		213 790	
	Part revenant à la concession k XPF	155 907		145 346	
	Coût des énergies et du transport k XPF	68 659		68 444	
	Rémunération du concédant (avant IRCM) k XPF	7 225		-12 183	
	Ecart RA - CA - péréquation de l'année k XPF	19 481		7 103	
	(+) => 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 dans les îles autres que Tahiti

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

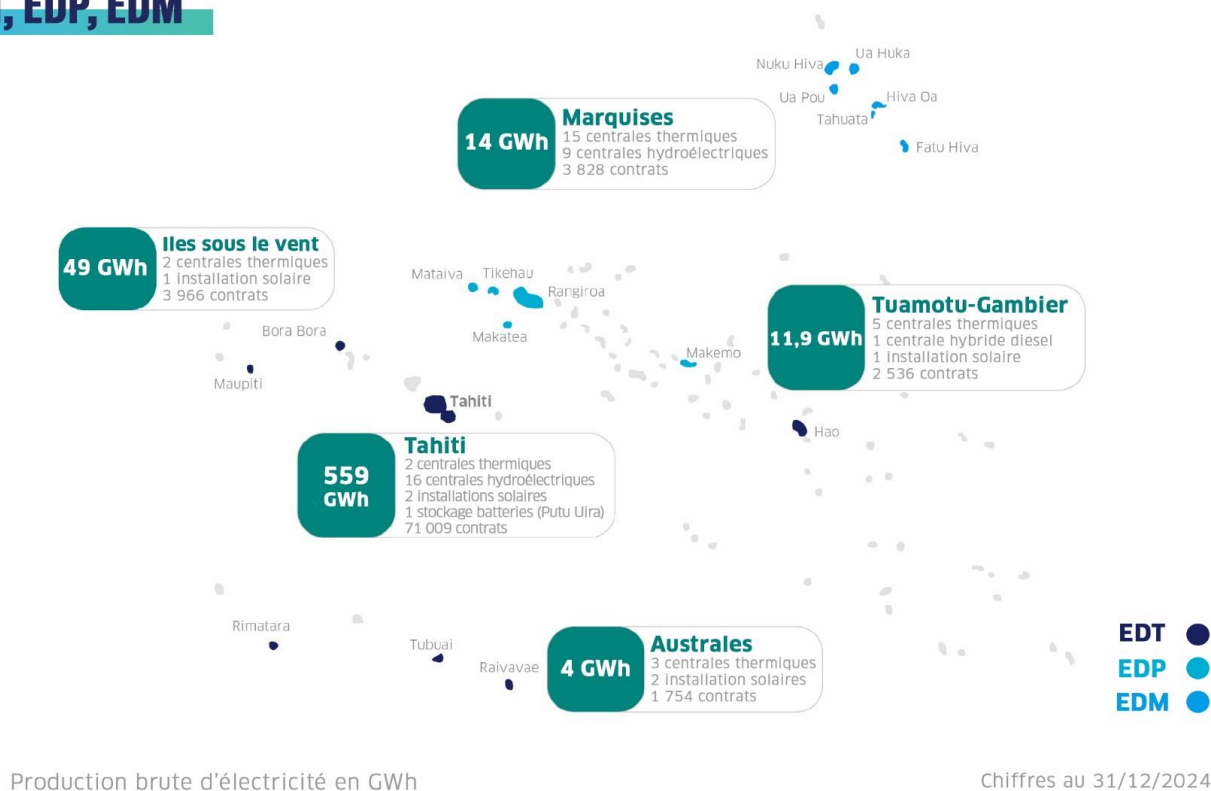
1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- La convention d'adhésion au régime de solidarité tarifaire
- Les autres contrats

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EDT, EDP, EDM



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.

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 dans les îles autres que Tahiti

En dehors de Tahiti, les systèmes électriques ne comportent pas de réseau de transport. Sauf exception, les concessions de service public confiées à EDT dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production est essentiellement assurée par des centrales à gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

L'île de Makatea dispose quant à elle d'une centrale hybride solaire/gasoil.

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 A propos d'ENGIE

ENGIE est un acteur majeur de la transition énergétique dont la raison d'être est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Avec 98 000 collaborateurs présents dans 30 pays, le Groupe couvre l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie, de la production à la vente, en passant par les infrastructures. ENGIE regroupe plusieurs activités complémentaires : la production d'électricité et de gaz renouvelables, les actifs de flexibilité et notamment les batteries, les réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité, les infrastructures énergétiques locales (réseaux de chaleur et de froid) et la fourniture d'énergie aux clients particuliers, collectivités ou entreprises. Chaque année, ENGIE investit plus de 10 milliards d'euros pour faire avancer la transition énergétique et atteindre son propre objectif de net zéro carbone en 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.

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.

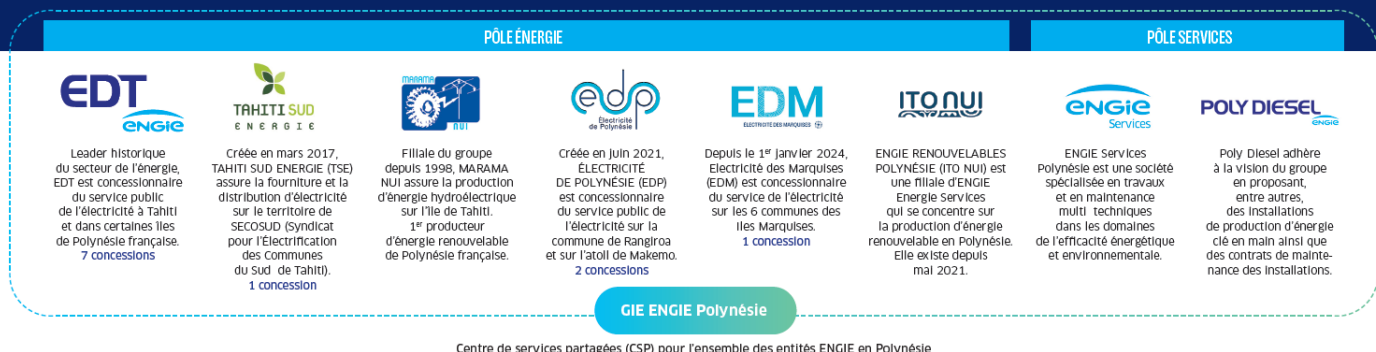
LE GROUPE ENGIE EN POLYNÉSIE

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

En Polynésie, le Groupe ENGIE est composé :

- D'un pôle énergie : EDT, TSE, Marama Nui, EDP, EDM, ITO NUI et GIE ENGIE Polynésie
- D'un pôle services : ENGIE Services et POLYDIESEL

Il est présent sur 11 concessions.



1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de Tubuai a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 24 septembre 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

Cette concession s'inscrit dans le cadre de la convention n°90-1778 du 14 décembre 1990 conclue entre EDT et la Polynésie française, laquelle prévoit « l'adhésion » par les communes des îles à la concession de Tahiti Nord.

Les services juridiques du Haut-commissariat ayant estimé, dans une note du 9 janvier 1991, que les communes ne pouvaient pas abandonner une compétence qu'elles avaient commencé à exercer, le principe d'adhésion a été remplacé par un principe de concession à part entière, avec comme cahier des charges commun celui de la concession de Tahiti Nord, et un équilibre financier partagé.

Le prix du service est donc unique, dans toutes les concessions reliées par ce système dit de « péréquation interne ». A partir du 1er janvier 2022, un système de péréquation externalisé est mis en service, avec perception d'une « Contribution de Solidarité sur l'Electricité », et en contrepartie le versement d'une « compensation de péréquation ». La grille tarifaire reste toutefois la même dans toutes les concessions d'EDT, y compris Tahiti Nord, et le Revenu Autorisé reste global sur tout le périmètre.

Le cahier des charges de la convention de concession de Tubuai correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

Le cahier des charges spécifique de Tubuai a, quant à lui, été modifié par trois avenants depuis son origine :

- L'avenant n°1, en date du 21 décembre 2007, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système de simple assistance à la maîtrise d'ouvrage).

Cet avenant a également validé les mises à jour intervenues sur le cahier des charges de Tahiti Nord depuis 1990, dont la prolongation de la durée du contrat de concession inscrite au cahier des charges, portée au 30 septembre 2030.

- L'avenant n°2, en date du 13 décembre 2022, a organisé la refonte des plans de renouvellement, pour y intégrer notamment des investissements en matière d'intégration de l'énergie photovoltaïque, et le traitement des dépenses de renouvellement par des fonds de travaux.
- L'avenant n°3, en date du 16 décembre 2023, réorganise les programmes de renouvellements entre le fond de distribution et le fonds de production, à enveloppe globale inchangée.

Par courrier du 31 octobre 2024, la Commune de Tubuai a notifié sa demande de résiliation anticipée du contrat de concession, et demandé d'ajourner les travaux programmés dans les avenants 2 et 3. La SPL (nouvel exploitant) devant définir avec EDT les travaux urgents indispensables à la continuité du service.

1.3.2 Le contrat d'adhésion au régime de solidarité tarifaire dans le domaine de l'électricité.

EDT, la commune et la Polynésie française ont conclu le 7 janvier 2022 une convention tripartite d'adhésion au régime de solidarité dans le domaine de l'électricité. Cette adhésion permet au système électrique de bénéficier de la compensation de solidarité permettant de modérer les tarifs.

1.3.3 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Principaux baux de la concession
- d. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- e. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- f. Contrat de supports communs avec l'OPT

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

2- OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

➤ Aspects commerciaux

- 2.1 Mode de détermination des tarifs
- 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2024
- 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 Tubuai
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Dépenses de la Commune
- 2.9 Services offerts à la clientèle
- 2.10 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

La dernière actualisation a eu lieu le 1^{er} octobre 2022 applicable sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1975 CM du 29 septembre 2022, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2024

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 31 décembre 2024
			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 1ère tranche	P7	de 0 à 500 kWh/mois	36,20
BT Usages professionnels et autres usages 2ème tranche	P8	de 500 à 1 000 kWh/mois	37,00
BT Usages professionnels et autres usages 3ème tranche	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 31 décembre 2024
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

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)	6,30XPF/kWh
- Contribution pour la Solidarité (CPS) appliquée jusqu'au 30/09/2023	1%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 décembre 2024
Tarif Petits consommateurs	P=39,0 - 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	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance totale	Prime totale	Puissance au 31/12/2024 (kVA)	Total kWh vendus 2023
BT Usage social 1ère tranche	P0	521 049	6 144 505	14 339	3 761 184	1 185	615 651
BT Usage social 2ème tranche	P1	32 711	1 017 330				38 999
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	295 785	6 394 679	13 148	5 770 282	1 108	350 382
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	86 947	2 025 901				99 286
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	47 506	1 930 665				49 439
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	41 850	1 776 961				41 630
BT Eclairage public	P6	52 845	1 794 102	1 016	406 560	85	56 831
BT Usage professionnel	P7	242 975	8 795 694	13 370	5 347 800	1 125	240 330
BT Usage professionnel 2ème tranche	P8	89 204	3 300 548				87 063
BT Usage professionnel 3ème tranche	P9	148 472	5 863 163				151 336
MT Tarif jour 1ère tranche	P10	341 668	8 415 280	2 700	4 514 400	225	349 569
MT Tarif nuit 1ère tranche	P12	177 180	3 839 491	0			187 278
Prépaiement	Prépaiement	430 971	9 821 203	8 886			293 697
Total		2 509 163	61 119 522	53 459	19 800 226	3 727	2 561 491

CHIFFRE D'AFFAIRES 80 919 748
Prix moyen 32,25

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2024.

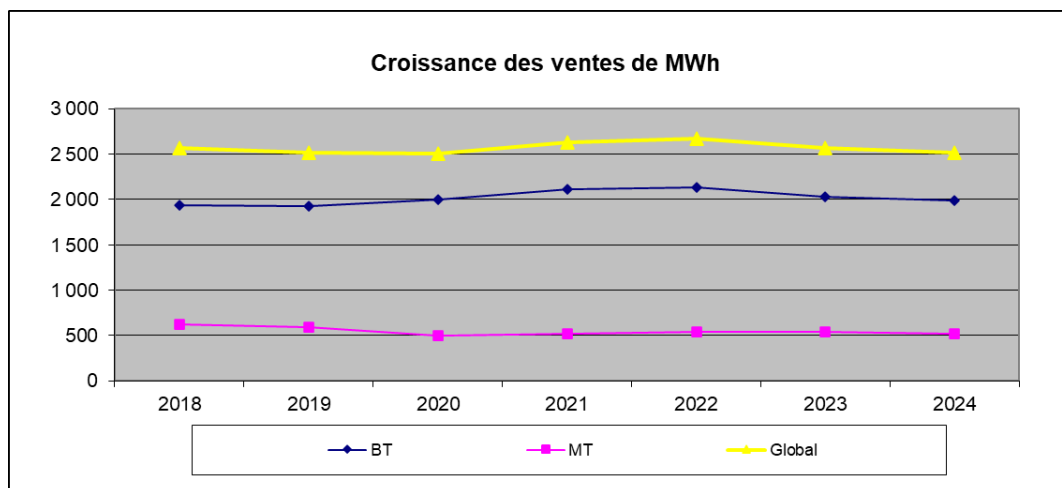
* Ce tableau inclut les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

Concession	Tubuai
Relances	948 458 XPF
Frais perception taxes	177 861 XPF
TOTAL autres produits exploitation	1 126 319 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



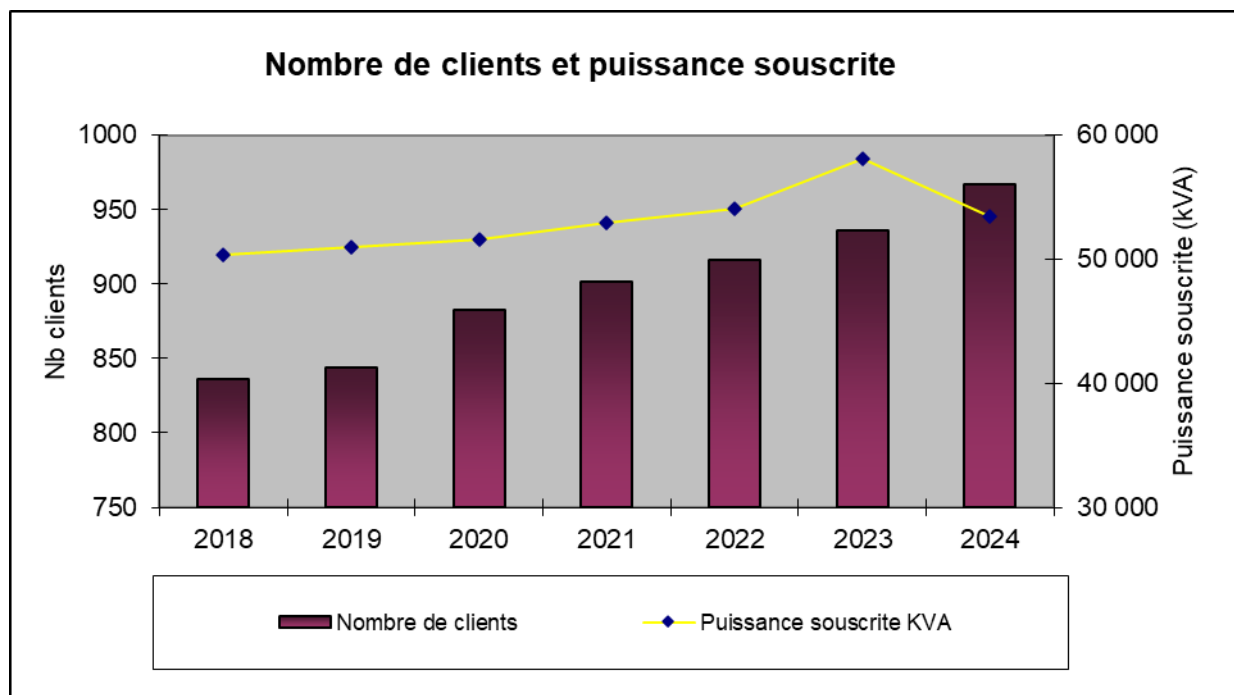
Les ventes d'électricité continuent à diminuer mais moins fortement qu'en 2023, pour la concession de Tubuai (-2%) et s'établissent à 2,5 GWh. La baisse concerne aussi bien les volumes des ventes en basse tension (-35 MWh, soit -1,7%) que les volumes des ventes en moyenne tension (-18 MWh, soit -3,4%).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) et prépaiement, qui pèsent pour 73% des volumes basse tension, a connu une légère baisse de -2,2% (-32 MWh). Cette tendance à la baisse s'explique en partie par le déploiement des compteurs en prépaiement sur l'île de Tubuai au second trimestre 2023 et qui continue sa progression tout au long de l'année 2024.

Les ventes en tarif éclairage public continuent à baisser de 7 % en 2024 par rapport à 2023 (-34 MWh) et représentent 3% des ventes en basse tension.

Les ventes aux clients professionnels comptent pour 24% des volumes en basse tension. Elles restent stables en 2024 par rapport à 2023.

Les consommations en moyenne tension enregistrent une diminution de -3,4%, soit -18 MWh sur 2024 après les hausses des années précédentes.



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

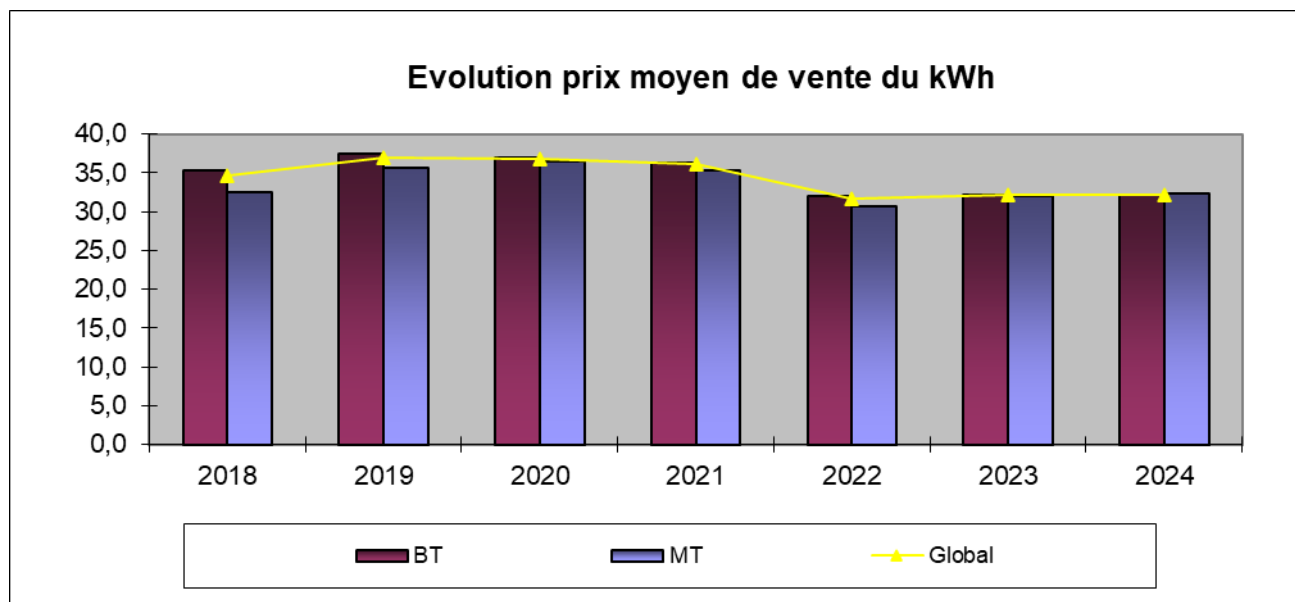
		variation / 2023 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	960	+ 3,3% (+ 31 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>7</u>	<u>-</u>
	967	+3,3% (+ 31 contrats)

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit de la manière suivante à fin 2024 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 38%
- Tarif Prépaiement 30%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 21%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Usages professionnels basse tension 8%
- Tarif Moyenne tension 1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 53 459 kVA, soit une hausse de 11% par rapport à 2023.

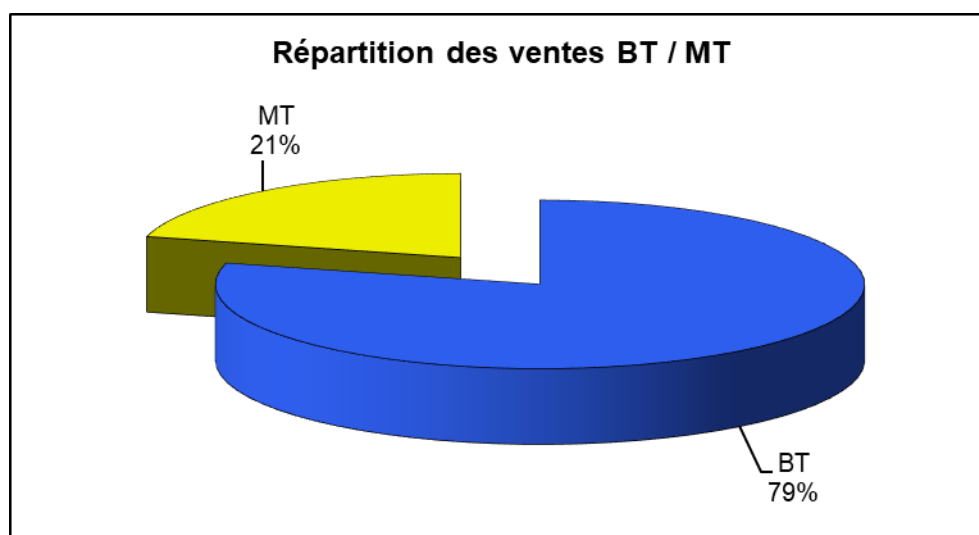
En 2024, l'opération de déploiement des compteurs prépaiement, commencée en 2023, continue sur l'île de Tubuai afin de répondre à un besoin de la population qui souhaite mieux gérer sa consommation et maîtriser son budget.



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

		variation / 2023
Tarifs basse tension	32,2 CFP	+ 0,2%
Tarifs moyenne tension	<u>32,3 CFP</u>	<u>+ 1%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	32,2 CFP	+ 0,3%

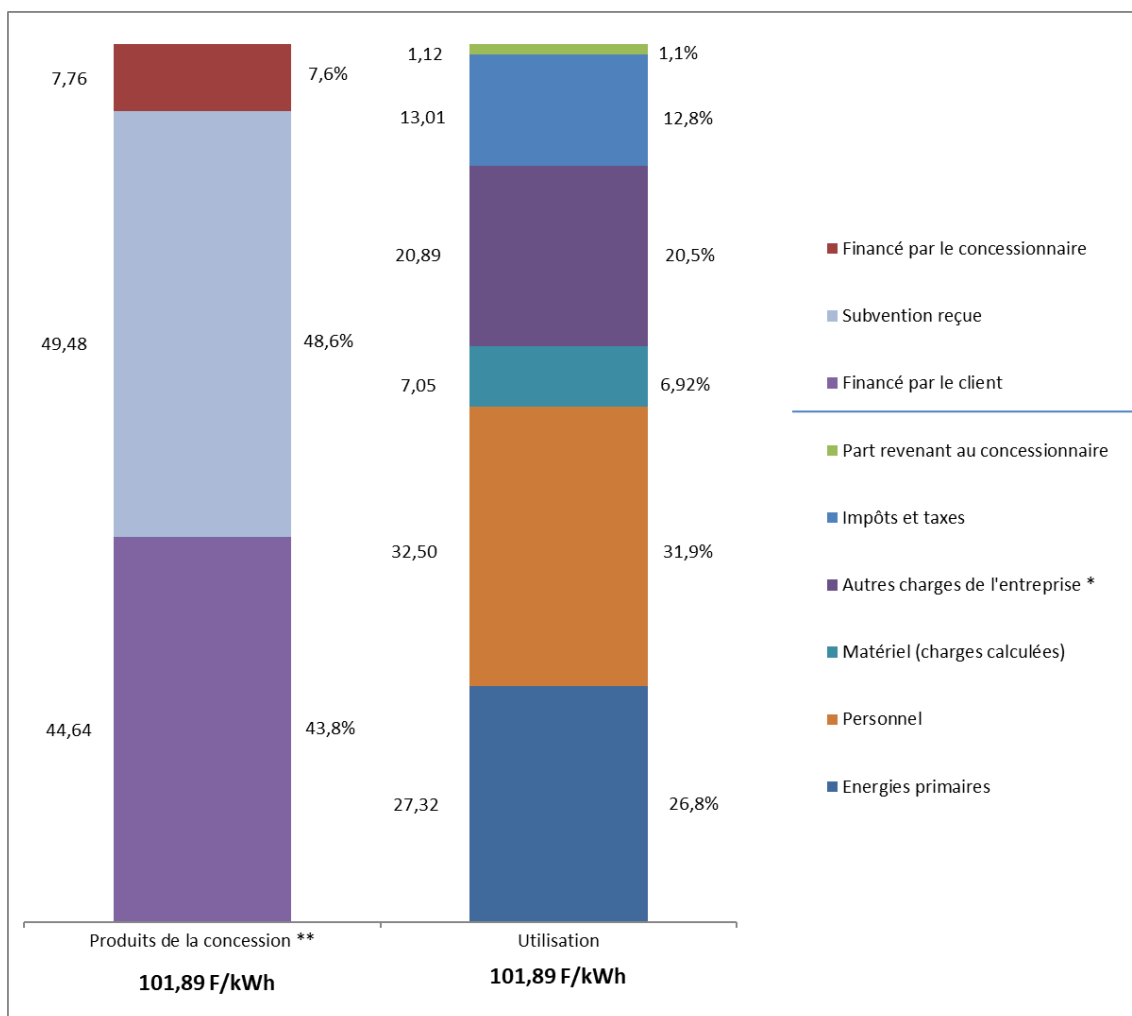
Le prix moyen de vente du kWh reste stable par rapport à 2023 et s'établit à 32,2 Fcp/kWh.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste stable par rapport à 2023. Les ventes basse tension représentent ainsi 79% des volumes globaux (ratio identique en 2023).

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tubuai

2024 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



*Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend les frais de siège, le coût financier, l'interface clientèle, les charges de maintenance & fonctionnement hors main d'œuvre, etc.

**Dont 49,48 F/KWh (48,6%) 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 101,89 F.

- Le poste impôts et taxes de 13,09 F/kWh représente 12,9% des dépenses de l'exercice, il inclut :
 - les taxes communales,
 - la TVA,
 - la contribution de solidarité sur l'électricité (CSE) d'une valeur de 6,30 F/kWh,
 - l'IS,
 - l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes,

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

- Les énergies comprennent :
 - le coût d'achat des énergies fossiles gazole,
 - le coût d'achat des énergies renouvelables 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 44,64 F/kWh qui financent 43,8% des dépenses de la concession.
- les subventions de péréquation de 49,48 F/kWh qui prend en charge 48,6% des dépenses de la concession.
- le concessionnaire pour 7,76 F/kWh pour la différence soit 7,6% 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.

<u>Détail des produits de la concession:</u>	en F/kWh	en %
La part financée par le client comprend:		
- Les ventes d'énergie	32,25	31,7%
- Les produits accessoires	0,45	0,4%
- Les taxes communales, TVA, CPS	5,64	5,5%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	6,2%
	44,64	43,8%
Le montant brut des subventions reçues:		
- Subvention de péréquation	49,48	48,6%
	49,48	48,6%
La part financée par le concessionnaire:		
- Avance du concessionnaire	7,76	7,6%
	7,76	7,6%
Total Produits	101,89	F/kWh

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2024, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Tubuai, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/24, était de 15,4 MCFP ce qui représente 17% du chiffre d'affaires énergie 2024, soit un délai de créances clients de 62 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 Tubuai, en moyenne 110 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 11% 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 Tubuai, en moyenne 6 clients, soit 0,6% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés. Ce faible nombre s'explique par une pénétration du prépaiement particulièrement importante sur Tubuai suite au déploiement de ces compteurs réalisé en 2023.

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 ans 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 2024, 39 812 CFP ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tubuai, soit moins de 0,1% du chiffre d'affaires réalisées sur 2024.

2.8 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2024 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS	1	0	8 291	0,0
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	21	53 584	2 674 640	49,9
07 - USAGE PROFESSIONNEL	18	109 659	6 525 625	59,5
55 - TOUS USAGES MT	3	134 242	5 461 681	40,7
Total	44	297 485	14 670 237	49,3

** Montant des kWh facturés + Montant de la prime d'abonnement, toutes taxes comprises*

A fin 2024, l'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT diminuent de -4,9 % (-0,8 MCFP) et s'élève à 15,4 MCFP dont 2,8 MCFP pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 44 compteurs.

A noter un compteur au tarif petit consommateur sur l'île de RAPA actif mais avec aucune consommation sur l'année.

2.9 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2024

- Lancement de l'application mobile clients EDT

Organisation du Service Clientèle

Rôles et Missions :

- L'accueil et la satisfaction des clients particuliers comme professionnels, usagers du service public d'électricité, 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 clients (encaissement, remboursement,...) ;
- Mise en œuvre des moyens nécessaires dans la satisfaction de la demande du client, via les différents canaux proposés par EDT : agences, guichets, mails, téléphone et plateformes digitales (Agence En Ligne, application mobile clients).

Ces missions sont assurées par nos agents clientèle ou technico-commerciaux déployés dans le réseau d'agences EDT qui comprend 13 points d'accueil clientèle permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de l'ensemble des concessions que nous gérons.

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

Au plan de la gestion commerciale :

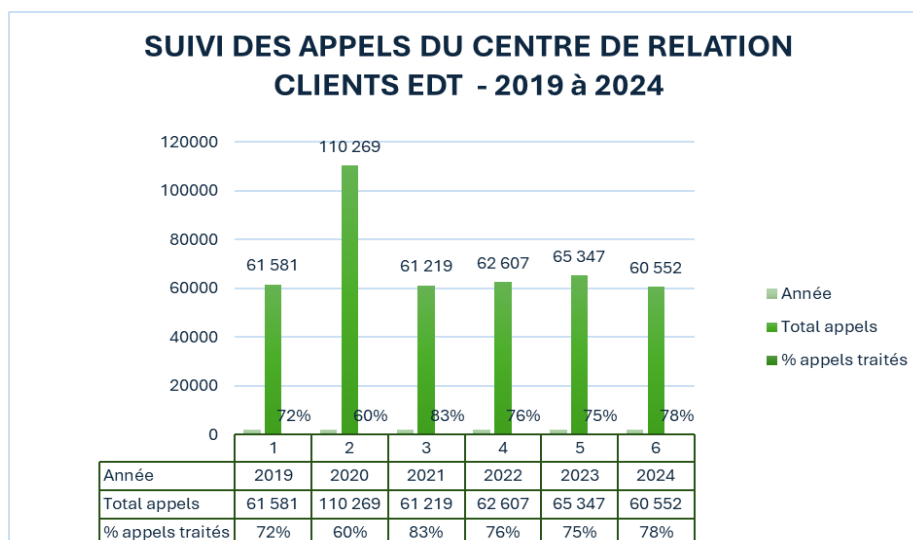
- Des services ou cellules spécialisées
 - Centre de Relation Clients, composée de téléconseillers qui réceptionnent les appels téléphoniques clients et traitent les demandes par téléphone
 - Gestion back-office des demandes clients, avec une équipe composée de chargés e-relation et conseillers clientèle back-office qui réceptionnent et traitent les demandes écrites de nos usagers
 - Gestion des producteurs indépendants, qui réceptionnent et traitent des demandes de raccordement d'installations photovoltaïques au réseau de distribution électrique
 - 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, une application mobile clients, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux.
- De logiciels performants de gestion de la relation clientèle, des contrats clients et de la facturation, avec notamment le SI de gestion de la relation clientèle, HOANI, basée sur la solution CRM Salesforce, leader mondial sur ce marché, lequel permet d'optimiser la relation client.

Les services offerts à la clientèle

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 leurs factures 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.
- Via nos bornes de paiement déployées dans les agences EDT Vaima, Plaza et Tahiti Sud Energie pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privatives.



Le nombre d'appels clients est en léger retrait sur 2024, mais reste à un niveau de volumétrie élevé, positionnant le Centre de Relation Client comme un acteur majeur de la relation client.

L'information clients par SMS

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

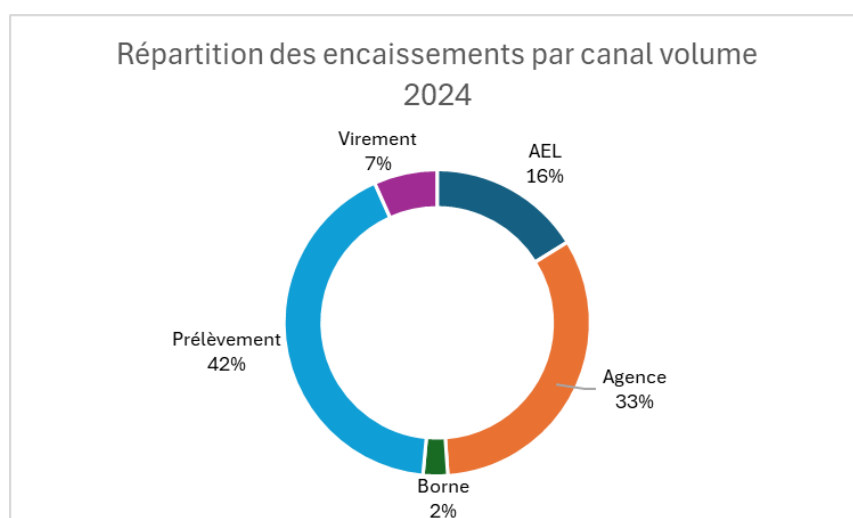
A fin 2024, nous enregistrons :

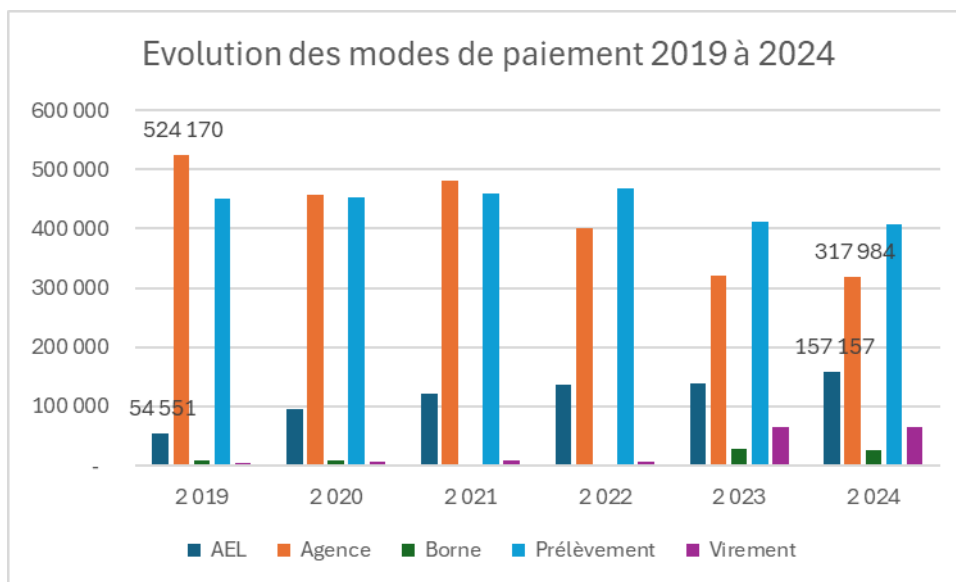
+ 20 540 nouvelles inscriptions aux différents services SMS

Environ 1,5 millions de SMS envoyés sur l'année

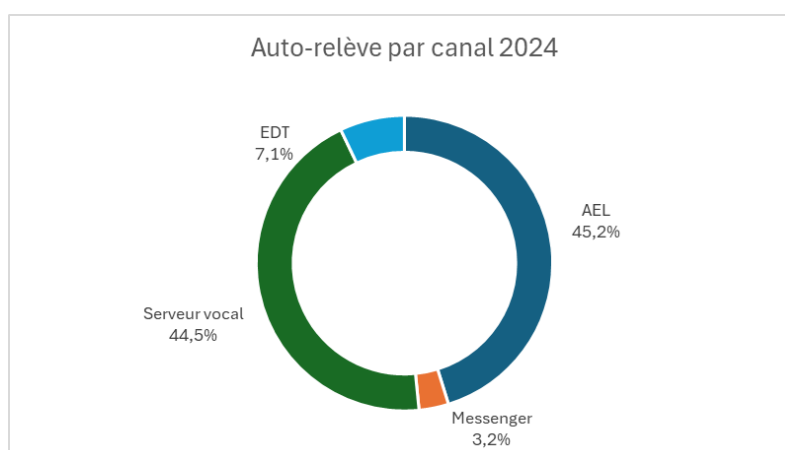
Services Clients Digitaux

Le site client edt.pf mis à disposition des clients depuis quelques années connaît une croissance régulière boostée notamment par la crise COVID qui a converti une large partie des clients à opter pour les services proposés notamment le paiement en ligne et l'auto-relève.





L'agence en ligne est de plus en plus utilisée comme canal de paiement, on constate en effet une progression de 188% de ce mode de règlement en 5 ans.



Second service phare du site, l'auto-relève progresse également de façon significative avec une progression de +32% sur les 3 dernières années. Le canal Agence en ligne est désormais le premier canal de transmission de l'auto-relève passant devant le serveur vocal.

E Facture

Concession	E-Facture	Contrat	Pourcentage
Tubuai	163	677	24%

Une belle percée du service e-facture lancé en 2023 avec un taux général de 60% des contrats ayant souscrit à la e-facture sur l'ensemble de nos concessions. Une prise en main plutôt lente des clients sur Tubuai est à noter, avec un taux de souscription atteignant seulement 24 %.

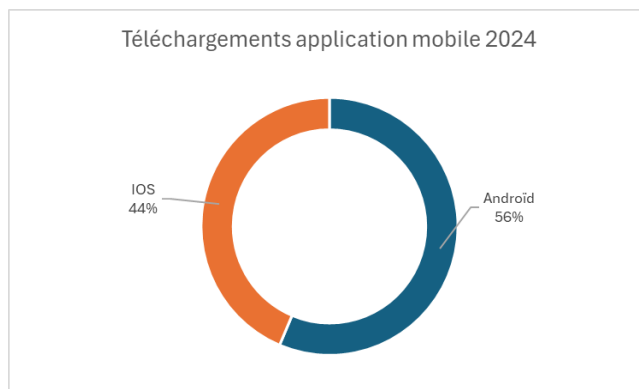
Application Mobile



Lancée le 16 septembre 2024 sur les deux plateformes IOS et Android, l'application mobile EDT permet dans sa première version de :

- Payer sa facture, voire d'y déposer un crédit
- Disposer de ses factures sur un historique d'un an
- Effectuer son auto-relève

Les fonctionnalités propres à une application mobile rendent l'expérience utilisateur simple et fonctionnelle grâce à une connexion facilitée via la biométrie, un système de notifications qui permet aux utilisateurs d'être notifié aux moments opportuns et une gestion contractuelle sans être connecté (en mode visiteur). Le nombre de téléchargements affiché 4 mois après le lancement est de 6214 réparti sur les deux plateformes.



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

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

Nous avons par ailleurs mis en place un certain nombre de services permettant à nos clients usagers de mieux gérer leur consommation d'énergie et/ou anticiper le montant de leur facture :

Auto-relève

L'auto relève, qui permet au client de suivre et payer sa consommation au réel, est proposée via trois canaux : le serveur vocal, l'agence en ligne edt.pf, Messenger EDT avec le chatbot Mareva.

Le service auto-relève a progressé sur le web, atteignant 45 % en 2024 contre 44 % en 2023, reléguant le serveur vocal en deuxième position.

Ces résultats sont probablement dus à la promotion des avantages de l'auto-relève via l'AEL et au déploiement de l'application mobile.

Bilan d'énergie

Le bilan d'énergie permet au client :

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

Simulateur de facture

Le simulateur de facture permet au client de connaître le montant de sa prochaine facture jusqu'à sa visualisation en format PDF

Calculateur de consommation

Le calculateur de consommation permet au client d'avoir la consommation moyenne de ses appareils électriques par pièce de vie de son domicile (chambre, salon, cuisine...).



Calculateur de puissance

Le calculateur de consommation permet au client de mesurer en fonction de ses équipements électriques la puissance la plus adaptée à son profil de consommation afin d'ajuster sa puissance souscrite contractuelle.

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

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

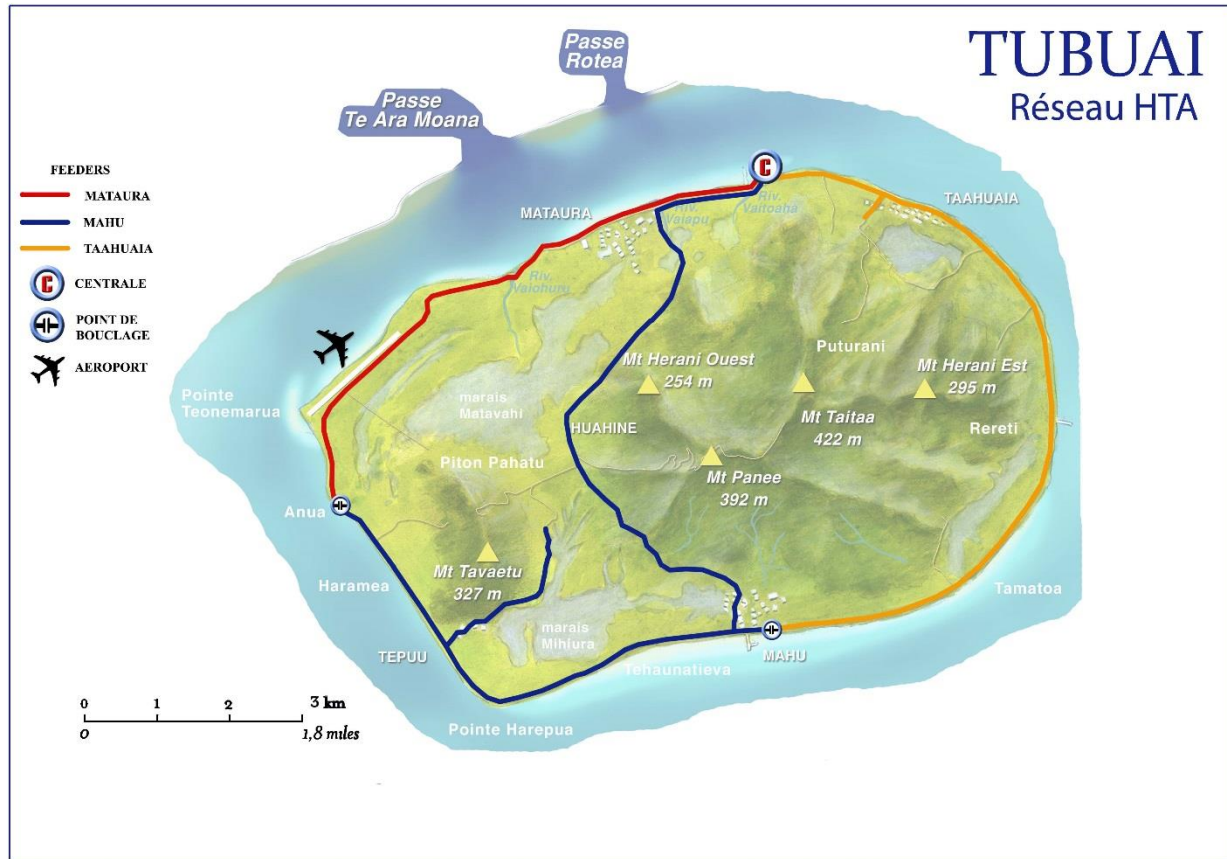
Bilan technique

- 3.1 Système électrique de Tubuai
- 3.2 Autorisation d'exploitation
- 3.3 Effectif de l'exploitation de Tubuai
- 3.4 Détail des ouvrages de production
- 3.5 Données de production
- 3.6 Qualité de service
- 3.7 Qualité - Sécurité - Environnement
- 3.8 Travaux significatifs - Faits marquants
- 3.9 Raccordement solaire
- 3.10 Unités d'œuvre 2024 de la concession

➤ Bilan technique

3.1 - Système électrique de TUBUAI

Le réseau de distribution de TUBUAI, alimenté depuis l'unique centrale de production thermique de l'île, est constitué de 3 départs HTA 4,8 kV totalisant à fin 2024 une longueur de 40,94 km, principalement en aérien. Le réseau basse tension totalisait 71,82 km, dont 83,9 % en aérien. La fréquence du courant électrique à TUBUAI est de 60 Hz.



3.2 - Autorisation d'exploitation

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

Type de text	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1126	08/03/2010	MATAURA-TUBUAI	Modif. Nouveau
Arrêté	9028	07/12/2009	MATAURA-TUBUAI	Nouveau

3.3 – Effectifs

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation en 2024 de Tubuai est de 4 agents.

3.4 - Détail des ouvrages de production

Le parc de groupes électrogènes fixes de production est le suivant :

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Numero d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2024	HDM au 1er Janvier 2025	Nbre heure de fonctionnement
G1 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G311	27/06/2018	24 950	29 406	4 456
G2 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G312	27/06/2018	25 567	30 352	4 785
G3 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G258	15/11/2013	39 883	43 911	4 028
G4 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G259	15/11/2013	44 480	48 854	4 374

Les valeurs de puissance nominale des groupes indiquées dans le tableau ci-dessus, sont celles pour un fonctionnement en mode continu ou « prime ».

3.5 - Données de production

Sortie de centrale, 2 631 MWh ont été produits en 2024 contre 2 661 MWh en 2023.

754 157 litres de gazole ont été consommés en 2024 contre 755 622 litres en 2023, et 3 342 litres d'huile ont été consommés en 2024 contre 3 044 litres en 2023.

La puissance de pointe appelée est de 497 kW pour 2024, en hausse par rapport à l'année 2023 qui était de 487 kW. La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

TUBUAI 2024	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	238 751	233 602	66 562	279	307	459
Février	228 288	223 432	63 439	278	170	444
Mars	239 961	234 780	67 297	280	291	488
Avril	219 354	214 333	62 157	283	265	455
Mai	226 532	221 777	63 440	280	216	458
Juin	204 970	201 637	58 544	286	273	467
Juillet	216 318	213 003	60 461	280	345	475
Août	207 171	204 039	59 966	289	277	494
Septembre	211 331	208 755	60 107	284	290	457
Octobre	218 781	216 126	61 957	283	245	465
Novembre	213 954	211 101	59 380	278	285	445
Décembre	251 822	248 201	70 847	281	378	497
TOTAL	2 677 233	2 630 786	754 157	282	3 342	497

3.6 - Qualité de service

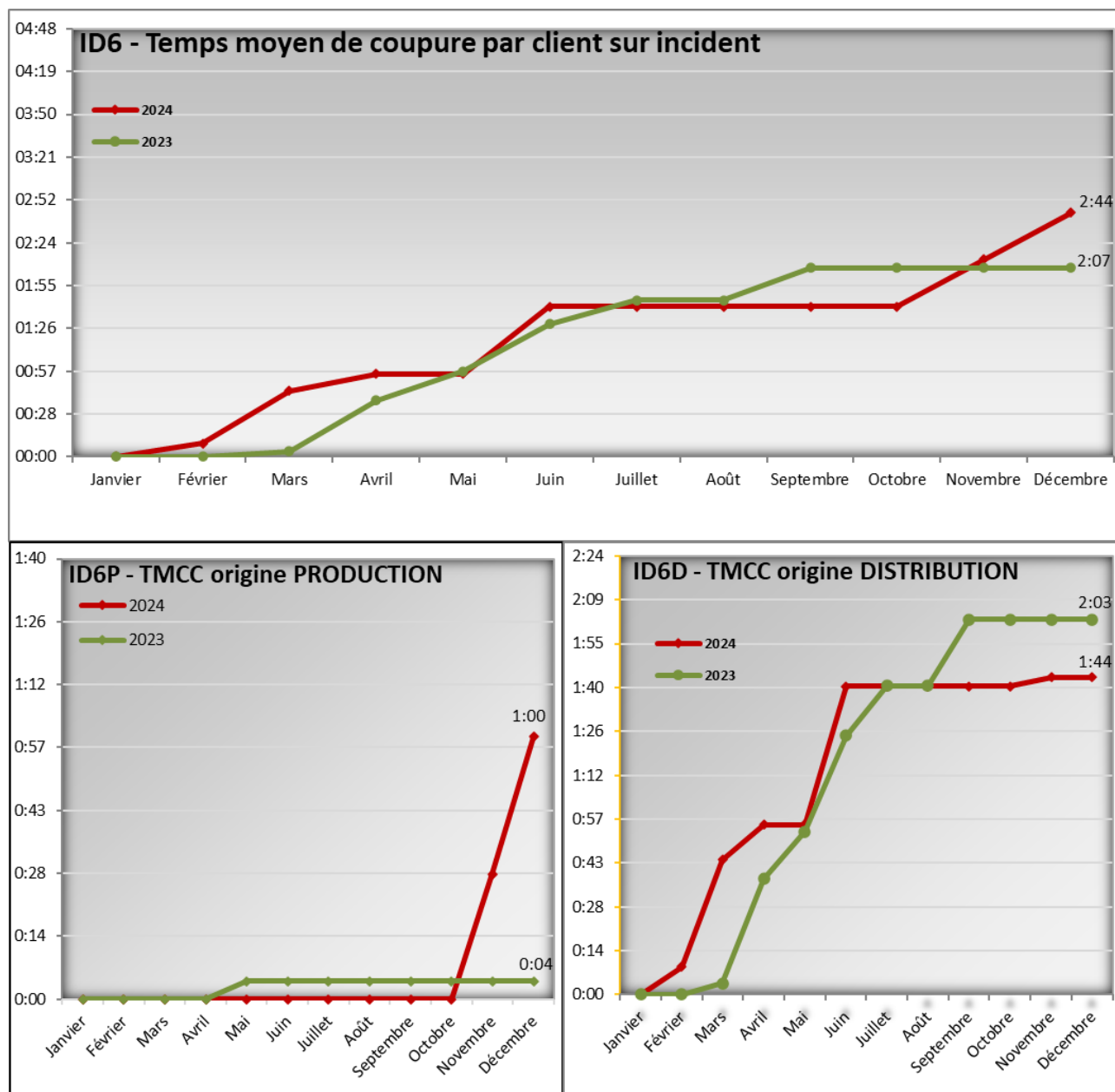
Le TMCC sur incident est légèrement en hausse en 2024 : 2h44 contre 2h07 en 2023. Les incidents majeurs ont été marqués par des poteau accidentés, des armements haute tension mis à rude épreuve en raison de l'air salin, l'avarie d'un alternateur.

En production :

TMCC de 1h00 lié à des incidents d'origine production sont dues notamment à l'avarie de l'alternateur du groupe électrogène n°3.

En Distribution :

TMCC de 1h44 lié à des incidents d'origine distribution ont été engendrés suite à des poteaux accidentés, des défauts de matériels en autres.



3.7 - Qualité - Sécurité – Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Un exercice POI de lutte contre l'incendie a été réalisé le jeudi 21 mars 2024. Ce type d'exercice incendie a permis de rappeler les bonnes pratiques à tenir, et de vérifier les bons gestes de l'équipe en cas d'incident à la centrale EDT.



Traitement des effluents

416 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2024.

3.8 - Travaux significatifs - Faits marquants

Production :

- Travaux de maintenance pour une révision 12 000 heures du groupe électrogène n°1



- Travaux de peinture des cuves principales
- Mise en conformité de l'éclairage dans la centrale

Distribution :

- Mise à jour du logiciel de traitement des compteurs cash power
- Contrôle, vérification et dépannage du réseau d'éclairage public de la Commune de TUBUAI.
- Numérotation des poteaux HTA BT.
- Identification des postes de transformation, et des OMT.
- Renouvellement du réseau HTA le long de la route de l'aéroport de TUBUAI.



- Renouvellement du réseau HTA du poste de transformation du RSMA de TUBUAI.
- Renforcement du transformateur du poste T1002.
- Travaux d'élagage sur toute l'île de Tubuai.
- Electrification de la scierie de TUBUAI pour une puissance installée de 250kVA.
- Réalisation du programme d'extension du réseau BT pour électrifier trois quartiers commandés par la Commune de TUBUAI.
- Mise en conformité du poste privé sur poteau T1013 du dispensaire de TUBUAI.

Exploitation :

- Sensibilisation à la DICT
- Forum des métiers
- Visite de la centrale thermique de TUBUAI par des élèves du Collège de TUBUAI.
- Evacuation des déchets.

3.9 - Raccordement solaire

Concession	Total au 31/12/2024		Raccordements au cours de l'année 2024				
	Nombre d'installations	Puissance raccordée (kWc)	CATEGORIE ≤ 10 kWc	CATEGORIE > 10 & < 36 kWc	CATEGORIE ≥ 36 & < 100 kWc	CATEGORIE ≥ 100 & < 400 kWc	Tarif de rachat XPF/kWh
TUBUAI	5	100	0	1	1	0	23,64

3.10 - Unités d'œuvre 2024 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	497
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	2 509 163
Quantité en litre de combustible	754 157
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 630 786
Nb de kWh solaire acheté par tarif	68 197
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	3 090
Nombre d'abonnés (BT et HT)	967

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	-	-	-	63 534	4 663

Répartition des longueurs Réseau 2024 :

Concession	RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain/Sous-marin	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Tubuai	26,15	14,80	-	40,94	63,9%	36,1%	60,25	11,57	71,82	83,9%	16,1%	86,40	26,36	112,76	76,6%	23,4%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- Le contrôle des extincteurs avec la société AMERIS.
- Le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec la société AMERIS.
- Le contrôle des BAES avec la société AMERIS.
- La visite et l'entretien de la moto pompe incendie avec POLYDIESEL.
- La visite et l'entretien de la nacelle avec POLYDIESEL.
- Les travaux d'élagage avec la société HAREVAA.
- La fourniture du gasoil par la société PETROPOL.
- La fourniture de l'huile par la société TOTAL ENERGIE.
- La fourniture du gasoil et de l'essence pour la flotte des véhicules par PACIFIC PETROLEUM.
- L'analyse, et le contrôle de la qualité des effluents de la centrale par la société CAIRAP.

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

4.1 - 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.

L'arrêté 725 CM du 21 mai 2024 a mis à jour et précisé les conditions de présentation des rapports annuels des délégataires.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

1. La séparation des contrats de délégation
2. La séparation des activités du contrat de délégation
3. Le principe du coût réel constaté
4. Le principe de la prééminence de l'imputation directe
5. La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
6. La justification du périmètre de charges
7. La permanence des méthodes retenues dans la détermination du périmètre de charge
8. Les principes relatifs à la méthode économique des charges calculées
9. Les opérations effectuées avec les parties liées
10. L'identification des contrats à long terme
11. Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
12. Objectivation de la marge du délégataire par activité
13. Présentation de l'écart entre le revenu autorisé prévisionnel et le chiffre d'affaires réalisé
14. Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité en charge du contrôle de la concession des coûts présentés

4.1.1 La séparation des contrats de délégation

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

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur l'île de Tahiti.

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

4.1.2 La séparation des activités du contrat de délégation

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.

4.1.3 Le principe du coût réel constaté

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

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

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

4.1.4 La prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre.

Sur Tubuai, en 2024 :

- les imputations directes concernent 80 % du total des dépenses de la concession de Tubuai. 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 20 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

TUBUAI	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	73%	7%	80%
Frais répartis sur la concession	6%	15%	20%
Total	78%	22%	100%

4.1.5 La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière

Les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat à l'exception des postes suivants :

Tubuai		Produits	Charges associées
Production thermique - frais de siège*		212 187	
Production thermique - fonction support*		470 666	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	463 562	-771 632
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	11 174 201	0
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	97 574	0
Distribution d'électricité - frais de siège*		298 168	
Distribution d'électricité - fonction support*		656 961	
Fourniture - Etudes & raccordements - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-271 720	0
Fourniture d'électricité - frais de siège*		5 428	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	211 796	-445 956
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	1 304	-1 304
Clientèle - frais de siège*		84 943	
Clientèle - fonction support*		141	
Total		13 405 211	-1 218 892

4.1.6 La justification du périmètre de charges

La structure de la comptabilité analytique correspond 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, 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, sauf pour les cellules exploitation et expédition qui sont réparties à part égale sur chaque île
- 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, 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.

A une écriture de comptabilité générale peuvent être associées une ou plusieurs écritures analytiques qui précisent le(s) centre(s) de coût et le(s) eOTP concernés.

L'eOTP est la combinaison d'un chantier et d'un bien, le bien permettant de préciser « sur quoi » on travaille : tel groupe de puissance d'une centrale de production, tel élément du réseau de distribution, tel barrage, telle agence de clientèle....

L'eOTP permet d'affecter une concession, une activité et un processus à l'écriture. Les centres de coûts permettent de connaître la fonction concernée en cas d'imputation directe. Ils sont aussi le support des imputations indirectes.

4.1.7 La permanence des méthodes retenues dans la détermination du périmètre de charge

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

Les adaptations liées aux évolutions d'organisation suivantes sont intervenues en 2024 :

- Création d'une Direction Métier et Performance (DMP) en charge des grands projets EDT et de l'exploitation de Marama Nui
- Création d'une Direction Des Opérations (DDO), responsable de l'ensemble des exploitations EDT, TSE, EDP et EDM
 - o Nouvelle évolution des services supports aux îles, suite à la fin des concessions des Marquises et modification des clés utilisées pour la cellule sécurité (pointage des agents)
 - o Exploitation thermique : création des cellules
 - Pôle expertise Exploitation
 - Bureau d'études
 - o Gestion du patrimoine : création des cellules
 - Gestion PMT distribution
 - Expertise technique réseau

4.1.8 Les principes relatifs à la méthode économique des charges 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 et est conforme au point 218-6 de l'arrêté 725 CM du 21 mai 2024.

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 par 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	XPF
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	2 183 777
Assurance	EDT bénéficie de couvertures d'assurance multirisques et Responsabilité Civile souscrites par le groupe ENGIE. Chaque année, ENGIE refacture à EDT sa quote-part, à hauteur des risques assurés	1 412 054

Autres parties liées

Libellé	Description	XPF
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management facturé chantiers par chantiers sur la base de bons de commande	256 644
Polydiésel	Travaux sous-traités: production facturé chantiers par chantiers sur la base de bons de commande	12 418 549

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 activité

La présentation des comptes de la concession (voir paragraphe 4.3) permet de répondre aux demandes de l'arrêté 725 CM du 21 mai 2024

4.1.13 Présentation de l'écart entre le revenu autorisé prévisionnel et le chiffre d'affaires réalisé

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

4.1.14 Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité en charge du contrôle de la concession 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 89 % 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 11 % 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. Il ne peut être ni supérieur au taux moyen réel de placement obtenu par le Concessionnaire dans le cadre de sa gestion de trésorerie, ni inférieur à la moyenne annuelle de l'Euribor 3 mois

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 5.515% (+3.515 % + 2 %)
- Le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de +1.863 % (taux moyen réel de placement obtenu par le Concessionnaire inférieur l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 point)

- *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.

Suivi des reports déficitaires	Tubuai						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Solde à l'ouverture	0	0	0	0	0	2 198 764	7 807 183
IS déficitaire	0	0	0	0	2 198 764	5 608 418	0
Consommation IS déficitaire	0	0	0	0	0	0	-2 887 665
Solde à la clôture	0	0	0	0	2 198 764	7 807 183	4 919 518

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 au franc le franc, sur la base de clés représentatives de la consommation des différentes prestations.
- 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 de Tahiti qui possède des centrales communes pour 2 concessions.

Les montants sont répartis entre Tahiti Nord et Secosud au prorata des kWh injectés.

La refacturation des kWh produits mesurés au travers de :

- La rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1
- Des autres charges de production : P2
- Des matières consommées

est conforme à l'article 12 bis de l'avenant 17 relatif à la vente d'électricité hors du périmètre de la concession.

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 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, lorsqu'ils ne sont pas directement affectés à un ou plusieurs services, sont répartis en fonction du nombre de PC présents dans chaque service.

4.2.2.6 Les services généraux :

Dédié au site de Puurai, ses coûts sont imputés aux services occupant Puurai au prorata des surfaces occupées.

4.2.2.7 Le service Formation :

Ses coûts sont repartis sur les différents services bénéficiaires au prorata de leurs dépenses de formation.

4.2.2.8 Le service de support aux îles situé à Puurai :

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées selon les clés suivantes :

- Le service Sécurité : pointage des agents de la cellule
- Le service Exploitation : pointage des agents de la cellule
- Le service Maintenance distribution : pointage des agents de la cellule
- Le service Maintenance Production : pointage des agents de la cellule
- Le service Expédition : réparti à part égale sur chaque île

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

4.2.2.9 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 passé ;
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le service marketing & E-services : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le Service Facturation et Prépaiement : au prorata du nombre d'abonnés.

4.2.2.10 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, services généraux, cellule Formation) 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 affectées directement sur les processus (production, distribution, clientèle)

Pointages et répartitions : pour les services qui interviennent sur les processus production et distribution, un taux horaire est calculé en début d'année pour chaque cellule. A chaque fois qu'un opérateur pointe, la part « support » de son pointage est envoyée dans les postes « fonctions supports » du compte de résultat par activité (impératif de la comptabilité approprié). En fin d'année, l'écart entre les coûts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode ». Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes.

Détail des frais répartis 2024
Tubuai

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Tubuai en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tubuai
Frais de siège	1 435,9	1 066,5			21,5	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des îles - Siège	0,8	0,8	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	4,8	0,6
Exploitation des îles - Sécurité	-4,7	-4,0	-1,2	-0,2	-1,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	5,6	1,7
Exploitation des îles - Exploitation	37,2	34,4	3,9	-0,1	3,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	24,1	2,7
Exploitation des îles - Maintenance distribution	11,4	10,9	4,7	0,0	4,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	11,1	4,7
Exploitation des îles - Maintenance production	5,5	5,4	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	20,9	0,7
Exploitation des îles - Expédition	5,7	5,7	1,0	0,0	1,0	Réparti à part égale sur chaque île	6	1
Centre Australes	-1,3	-1,3	-0,5	0,0	-0,4	Réparti au prorata des effectifs	10	4
Centre hors concession	100,8	18,0	0,9	0,0	0,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	5,8	0,3
Clientèle îles	22,0	11,6	1,8	0,0	1,8	Nombre d'abonnés îles	6 261	967
Suivi et développement	10,1	8,2	0,3	0,0	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	39,8	1,4
Suivi du patrimoine	66,3	54,3	0,9	0,0	0,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,8	0,3
Expertise technique réseaux	16,7	16,0	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	4,2	0,1
Gestion administrative du solaire	40,1	40,1	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	3 812	5
Service Grand compte	86,6	66,9	1,4	0,0	1,4	Contrats grands comptes	4 231	88
Marketing & E-services	88,5	67,7	1,0	0,0	1,0	Nombre d'abonnés	63 078	967
Facturation & Prépaiement	37,9	29,2	0,4	0,0	0,4	Nombre d'abonnés	63 078	967
Informatique	370,5	342,2	3,8	0,0	3,8	Nombre de PC	537	6
Autres	25,4	10,0		1,3	1,3			
Total support externe					20,1			
Support interne de l'île					33,2			
Total Support					53,3			

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Tubuai	
	2024	2023
Immobilisations concédées *	980 692 767	962 614 239
- Production	296 997 583	298 513 058
- Distribution	683 695 184	664 101 181
Immobilisations privées	37 292 455	36 328 799
Immobilisations en-cours	10 762 041	23 834 960
- Production	4 293 637	834 434
- Distribution	6 468 404	22 553 461
- Privées	0	447 065
Total immobilisations brutes	1 028 747 263	1 022 777 998
Amortissements et provisions **	-668 695 691	-650 481 772
- Production	-199 251 147	-195 142 798
- Distribution	-433 255 071	-419 446 535
- Privés	-36 189 473	-35 892 439
- Dépréciation immobilisations		
Immobilisations nettes	360 051 571	372 296 227
Stock	41 677 614	30 700 634
Avances et acomptes	1 362 380	1 201 913
Créances clients	19 870 827	19 295 076
Autres créances	34 799 741	31 194 179
Provisions pour dépréciation	-3 771 677	-2 386 143
Stock et créances nets	93 938 885	80 005 659
Compte courant du concessionnaire	47 270 883	55 149 251
TOTAL ACTIF	501 261 340	507 451 137

* Immobilisations concédées

	2024	2023
Production		
Concessionnaire	272 996 351	284 950 692
Tiers et concédant	106 453	488 976
Fonds	23 894 779	13 073 390
Total Tiers et concédant	24 001 232	13 562 366
Total au bilan	296 997 583	298 513 058

** Amortissements et provisions

	2024	2023
Production		
Concessionnaire	-198 283 148	-194 678 206
Tiers et concédant	-62 216	-464 592
Fonds	-905 783	0
Tiers et concédant	-967 999	-464 592
Total au bilan	-199 251 147	-195 142 798

Distribution		
Concessionnaire	354 196 073	365 104 680
Tiers et concédant	242 199 288	252 097 571
Fonds	87 299 823	46 898 931
Tiers et concédant	329 499 111	298 996 502
Total au bilan	683 695 184	664 101 182

Distribution		
Concessionnaire	-303 285 934	-298 442 986
Tiers et concédant	-126 723 115	-121 003 549
Fonds	-3 246 022	0
Tiers et concédant	-129 969 137	-121 003 549
Total au bilan	-433 255 071	-419 446 535

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	Tubuai	
	2024	2023
Résultat	7 224 568	-12 183 456
Capitaux propres	7 224 568	-12 183 456
Droits des tiers et concédant apports gratuit	115 520 410	131 118 406
- Production	44 237	24 384
- Distribution	115 476 173	131 094 022
Provisions devenues sans objet	456 868	456 868
- PR devenues sans objet	456 868	456 868
Droits du concédant exigible en nature	115 977 278	131 575 274
Autres provisions	12 291 771	10 858 178
- PIDR	12 291 771	10 858 178
Provision pour risques et charges	12 291 771	10 858 178
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	0	0
Emprunts et dettes financières	1 000 000	1 100 000
- Autres dettes financières	1 000 000	1 100 000
Clients - avances sur consommation	4 006 888	3 738 912
Fournisseurs	31 631 675	32 167 097
Dettes fiscales et sociales	21 253 149	27 713 749
Passif de renouvellement	288 475 285	308 118 382
- Production	74 421 502	74 349 282
- Distribution	214 053 783	233 769 101
Autres dettes	0	676 090
Produits constatés d'avance	19 400 727	3 686 911
Emprunts et dettes	365 767 724	377 201 141
TOTAL PASSIF	501 261 340	507 451 136

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

			Tubuai 2023			Tubuai 2024		
			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 autori	92 023 470		92 023 470	96 351 960		96 351 960
		- UO UP1 : Puissance maximale majorée 9	735,00		735	735,00		735
		- Forfait FP1 10	-125 202		-125 202	-131 108		-131 108
		Facturation P1 autres distributeurs						
		COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-85 185 551	39 964	-85 145 587	-68 942 380	57 439	-68 884 941
		par UO : Puissance maximale majorée	-115 899		-115 844	-93 799		-93 721
		- Maintenance	-27 933 662		-27 933 662	-28 765 904		-28 765 904
		- AC	-2 633 605		-2 633 605	-3 499 862		-3 499 862
		- ACE	-6 774 226		-6 774 226	-6 526 911		-6 526 911
		- MO	-18 479 030		-18 479 030	-18 735 407		-18 735 407
		- AUTRES	-46 801		-46 801	-3 724		-3 724
		- Conduite et Fonctionnement	-1 891 875		-1 891 875	-1 657 751		-1 657 751
		- AC	90 438		90 438	-14 150		-14 150
		- ACE	-330 981		-330 981	-629 454		-629 454
		- MO	-13 404		-13 404	-25 855		-25 855
- AUTRES	-1 637 928		-1 637 928	-988 292		-988 292		
- Amortissement des actifs de concession	-16 015 587		-16 015 587	-16 079 601		-16 079 601		
- Dotation amortissement biens au bilan	-13 528 058		-13 528 058	-16 007 380		-16 007 380		
- Dotation / reprise de lissage	-2 487 529		-2 487 529	-72 221		-72 221		
- Quote part des activités support affectées	-39 344 426	39 964	-39 304 462	-22 439 124	57 439	-22 381 685		
- Fonctions supports	-31 334 779		-31 334 779	-15 232 865		-15 232 865		
- Frais de siège	-8 009 647	39 964	-7 969 683	-7 206 259	57 439	-7 148 820		
P2	Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE: Rémunération des autres charges de productio	6 049 013		6 049 013	6 205 417		6 205 417
		- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 9	2 738 349		2 738 349	2 661 328		2 661 328
		- Forfait FP2 10	2,209		2,209	2,332		2,332
		Facturation P2 autres distributeurs						
		COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-5 020 681	1 941	-5 018 740	-5 896 144	3 518	-5 892 625
		par UO : kWh produits sortie de centrale	- 1,833		- 1,833	- 2,215		- 2,214
		- Maintenance	-2 175 068		-2 175 068	-3 647 262		-3 647 262
		- AC	-617 596		-617 596	-1 277 338		-1 277 338
		- ACE	-40 990		-40 990	-366 742		-366 742
		- MO	-1 515 250		-1 515 250	-2 003 182		-2 003 182
		- AUTRES (provision rév groupes...)	-1 232		-1 232			
		- Traitement des effluents						
		- Quote part des activités support affectées	-2 845 613	1 941	-2 843 672	-2 248 882	3 518	-2 245 363
		- Fonctions supports	-2 456 668		-2 456 668	-1 807 475		-1 807 475
		- Frais de siège	-388 945	1 941	-387 005	-441 406	3 518	-437 888
Matières consommées		PRODUIT AUTORISE: Matières consommées	66 491 289		66 491 289	66 437 829		66 437 829
		Facturation autres distributeurs						
		Par kWh produits sortie de centrale	24,28		24,28	24,96		24,96
		- Consommations	-66 491 288		-66 491 288	-66 446 393		-66 446 393
		- Fioul						
		- Gasoil	-65 308 408		-65 308 408	-65 181 790		-65 181 790
		- Huile	-1 182 880		-1 182 880	-1 264 603		-1 264 603
- Urée								
ACTIVITES ANNEXES		PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	60 000		60 000	25 000		25 000
		- Couts directs						
		- Quote part des activités support affectées						
		- Fonctions supports						
		- Frais de siège						
		PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
		- Couts sur revente energie						
		PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	17 750 804		17 750 804	14 728 689		14 728 689
		- Couts directs	-16 769 748		-16 769 748	-14 635 977		-14 635 977
		- Quote part des activités support affectées	-1 466 117		-1 466 117	-31 367		-31 367
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE								
		TOTAL DES PRODUITS	182 374 576		182 374 576	183 748 895		183 748 895
		MARGE AVANT IS	7 441 191	41 904	7 483 096	27 796 635	60 957	27 857 591
		- I.S.						
		- IS report déficitaire 2022 / 2023	-3 425 408	-19 290	-3 444 698			
		MARGE NETTE CONCESSION	7 441 191	41 904	7 483 096	27 796 635	60 957	27 857 591
		MARGE NETTE ACTIONNAIRE	7 441 191	41 904	7 483 096	23 627 139	51 813	23 678 953
		En % des produits	4%		4%	13%		13%

				Tubuai 2023			Tubuai 2024		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE									
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	36 309 518		36 309 518			37 466 915		37 466 915
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) 9	102		102			102		102
	- Forfait FD2 10	354 433		354 433			365 778		365 778
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-36 665 185	45 406	-36 619 779			-45 385 091	79 850	-45 305 241
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-357 905		-357 462			-443 024		-442 244
	- Maintenance	-10 401 745		-10 401 745			-20 846 656		-20 846 656
	- AC	-1 662 563		-1 662 563			-1 206 211		-1 206 211
	- ACE	228 859		228 859			-7 459 239		-7 459 239
	- MO	-8 941 700		-8 941 700			-12 175 892		-12 175 892
	- AUTRES	-26 341		-26 341			-5 314		-5 314
	- Conduite et Fonctionnement	-331 668		-331 668			-789 438		-789 438
	- AC								
	- ACE	-571 746		-571 746			-481 368		-481 368
	- MO								
	- AUTRES	240 078		240 078			-308 070		-308 070
	- Amortissement des actifs de concession	-2 758 507		-2 758 507			-1 603 468		-1 603 468
	- Reprise Provision pour Renouvellement								
	- Dotation provision pour risque								
	- Reprise lissée caducité								
	- Dotation amortissement biens au bilan	-12 884 248		-12 884 248			-21 318 785		-21 318 785
	- Dotation / reprise de lissage	10 125 740		10 125 740			19 715 317		19 715 317
	- Reprise provision pour risque								
	- Quote part des activités support affectées	-23 173 263	45 406	-23 127 858			-22 145 529	79 850	-22 065 679
	- Fonctions supports	-14 072 956		-14 072 956			-12 127 577		-12 127 577
	- Frais de siège	-9 100 308	45 406	-9 054 902			-10 017 952	79 850	-9 938 102
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	2 674 359		2 674 359			5 431 674		5 431 674
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	7 754 148		7 754 148			3 331 131		3 331 131
	- Coûts directs	-6 000 723		-6 000 723			-1 366 235		-1 366 235
	- AC	-7 547 632		-7 547 632			-4 737 852		-4 737 852
	- ACE	-2 615 310		-2 615 310			-5 070 610		-5 070 610
	- MO	-1 251 954		-1 251 954			-2 839 864		-2 839 864
	- AUTRES	5 414 173		5 414 173			11 282 091		11 282 091
	- Quote part des activités support affectées	-1 891 579	1 799	-1 889 780			-3 314 966	5 808	-3 309 159
	- Fonctions supports	-1 531 008		-1 531 008			-2 586 346		-2 586 346
	- Frais de siège	-360 571	1 799	-358 772			-728 621	5 808	-722 813
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	66 545 971		66 545 971			31 297 106		31 297 106
	- Coûts directs	-59 204 453		-59 204 453			-27 439 226		-27 439 226
	- AC	-21 218 360		-21 218 360			-6 150 096		-6 150 096
	- ACE	-20 690 514		-20 690 514			-15 256 359		-15 256 359
	- MO	-17 169 890		-17 169 890			-6 022 455		-6 022 455
	- AUTRES	-125 689		-125 689			-10 316		-10 316
	- Quote part des activités support affectées	-14 335 667		-14 335 667			-5 748 782		-5 748 782
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION									
	TOTAL DES PRODUITS	113 283 996		113 283 996			77 526 826		77 526 826
	MARGE AVANT IS	-4 813 610	47 205	-4 766 406			-5 727 474	85 657	-5 641 817
	- I.S.								
	- IS report déficitaire 2022 / 2023	2 215 852	-21 730	2 194 123					
	MARGE NETTE CONCESSION	-4 813 610	47 205	-4 766 406			-5 727 474	85 657	-5 641 817
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-4 091 569	40 124	-4 051 445			-5 727 474	85 657	-5 641 817
	En % des produits	-4%		-4%			-7%		-7%

				Tubuai 2023			Tubuai 2024		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE									
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	166 516 673		166 516 673			171 207 066		171 207 066
	- Achat d'électricité d'origine thermique	164 563 772		164 563 772			168 995 206		168 995 206
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)								
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 952 901		1 952 901			2 211 860		2 211 860
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE								
	- Autres revente à TSE								
	COUTS D'ACHAT	-166 516 673		-166 516 673			-171 097 997		-171 097 997
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-164 563 772		-164 563 772			-168 995 206		-168 995 206
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui								
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP								
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-1 952 901		-1 952 901			-2 102 791		-2 102 791
	GESTION ADMINISTRATIVE	-46 746	21	-46 725			-57 287	37	-57 250
	- Produits de la Redevance solaire								
	- Coûts de Fonctionnement								
	- AC								
	- ACE								
	- MO								
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées	-46 746	21	-46 725			-57 287	37	-57 250
	- Fonctions supports	-42 617		-42 617			-52 591		-52 591
	- Frais de siège	-4 129	21	-4 108			-4 696	37	-4 659
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	547 056		547 056			742 752		742 752
	- Coûts directs	52 066		52 066			-586 690		-586 690
	- MO	-659 818		-659 818			-314 970		-314 970
	- Quote part des activités support affectées	-1 238 686	948	-1 237 737			-122 823	644	-122 179
	- Fonctions supports	-1 048 654		-1 048 654			-42 031		-42 031
	- Frais de siège	-190 032	948	-189 084			-80 792	644	-80 148
GESTION DE CLIENTELE	PRODUIT AUTORISE	15 483 148		15 483 148			16 889 815		16 889 815
	- UO UC : Nombre d'abonnés 9	916		916			936		936
	- Forfait FC 10	16 903,00		16 903			18 047,00		18 047
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	863 720		863 720			1 126 319		1 126 319
	- Frais de relance	678 714		678 714			948 458		948 458
	- Frais de perception de taxe	185 006		185 006			177 861		177 861
	COUT DEL'INTERFACE CLIENTELE	-29 810 500	12 108	-29 798 392			-32 569 348	24 402	-32 544 945
	par UO : Nombre d'abonnés	-32 544		-32 531			-34 796		-34 770
	- Affranchissements	-1 204 595		-1 204 595			-1 360 597		-1 360 597
	- Fonctionnement	-9 131 995		-9 131 995			-12 877 733		-12 877 733
	- AC	-106 734		-106 734			-81 900		-81 900
	- ACE	-1 170 931		-1 170 931			-1 043 900		-1 043 900
	- MO	-7 801 149		-7 801 149			-11 481 807		-11 481 807
	- AUTRES	-53 181		-53 181			-270 126		-270 126
	- Quote part des activités support affectées	-19 473 910	12 108	-19 461 802			-18 331 018	24 402	-18 306 615
	- Fonctions supports	-17 047 263		-17 047 263			-15 269 494		-15 269 494
	- Frais de siège	-2 426 646	12 108	-2 414 539			-3 061 523	24 402	-3 037 121
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	413 446		413 446			919 577		919 577
	- Frais de coupure	413 446		413 446			919 577		919 577
	- Coûts directs	-413 221		-413 221			-957 014		-957 014
	- AC	-2 667		-2 667			-328 737		-328 737
	- ACE						-198 854		-198 854
	- MO	-410 554		-410 554			-429 423		-429 423
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées	-764 096	590	-763 506			-511 671	878	-510 793
	- Fonctions supports	-645 854		-645 854			-401 528		-401 528
	- Frais de siège	-118 242	590	-117 652			-110 143	878	-109 265
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE									
	TOTAL DES PRODUITS	183 824 043		183 824 043			190 885 529		190 885 529
	MARGE AVANT IS	-14 913 811	13 666	-14 900 145			-15 017 301	25 962	-14 991 339
	- I.S.								
	- IS report déficitaire 2022 / 2023	6 865 285	-6 291	6 858 994					
	MARGE NETTE CONCESSION	-14 913 811	13 666	-14 900 145			-15 017 301	25 962	-14 991 339
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-14 913 811	13 666	-14 900 145			-12 764 706	22 067	-12 742 638
	En % des produits	-8%		-8%			-7%		-7%

		Tubuai 2023			Tubuai 2024		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement 10						
	- kWh produits 10						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution						
	- Rendement de référence						
	- Rendement 4						
	- kWh fournis aux client finaux 10						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	MARGE AVANT IS						
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2022 / 2023						
	MARGE NETTE CONCESSION						
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE						
	En % des produits						
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	-4 518 855		-4 518 855	-1 027 299		-1 027 299
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de	4 518 855		4 518 855	1 027 431		1 027 431
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financ						
	MARGE AVANT IS	0		0	132		132
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2022 / 2023	0		0			
	MARGE NETTE CONCESSION	0		0	132		132
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	0		0	112		112
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	310 399 988		310 399 988	282 138 746		282 138 746
	TOTAL DES CHARGES (*)	-322 686 219	102 775	-322 583 444	-275 086 754	172 576	-274 914 179
	MARGE AVANT IS	-12 286 231	102 775	-12 183 456	7 051 992	172 576	7 224 568
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2022 / 2023	5 655 729	-47 311	5 608 418			
	MARGE NETTE CONCESSION	-12 286 231	102 775	-12 183 456	7 051 992	172 576	7 224 568
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-12 286 231	102 775	-12 183 456	5 994 193	146 689	6 140 882
	En % des produits	-4%		-4%	2%		2%

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

Des reprises de provisions pour risques de redressements CPS sur indemnités forfaitaires non soumises à cotisation (en frais de siège) ont été constatées en production, en distribution et fournitures.

Le montant total de ces reprises s'élève à 173 KCFP.

4.3.4.2 Commentaires sur la variation entre 2023 et 2024 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 28 MF

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

Ce poste augmente de + **11 MF**.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - **39 MF** sont :

- **Production : - 3 MF**

- - 3 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - - 7 MF relatif aux travaux de rénovation des bureaux de la centrale en 2023
 - - 6 MF suite à la réalisation d'une aire de levage avec stockage pour les fûts d'huiles et transformateurs en 2023
 - - 2 MF au titre de la fourniture et pose du circuit de gasoil pour le remplissage des cuves de la centrale en 2023
 - - 2 MF au titre de la réfection de la toiture du local de la moto pompe centrale en 2023
 - + 10 MF lié à l'achat de moteurs Perkins pour les groupes G1 et G2 de la centrale en 2024
 - + 2 MF suite à la réalisation d'une clôture à la centrale en 2024
 - + 1 MF au titre de la pose d'une nouvelle cuve à eau en 2024 afin d'assurer la sécurité incendie de la centrale
 - + 1 MF sur les autres investissements

- **Distribution : - 37 MF**

- - 35 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - 43 MF au titre du déploiement du cash power avec le remplacement de 753 compteurs en 2023
 - - 17 MF au titre des travaux de remplacement des poteaux HTA & BT
 - + 19 MF au titre du renouvellement des câbles HTA en sous-terrain réalisé en 2024
 - + 4 MF sur les autres travaux d'investissements
- - 2 MF au titre des travaux vendus

- **Fourniture : + 1 MF**

- + 1 MF au titre des travaux vendus

Commentaires sur la variation des charges : - 48 MF

- **Production : - 19 MF**

- - 16 MF au titre de la maintenance et du fonctionnement de la centrale dont :
 - - 17 MF sur les frais de support et frais de siège
 - + 1 MF sur la maintenance de la centrale
- - 4 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés dont :
 - - 7 MF relatif aux travaux de rénovation des bureaux de la centrale en 2023
 - - 6 MF suite à la réalisation d'une aire de levage avec stockage pour les fûts d'huiles et transformateurs en 2023
 - - 2 MF au titre de la fourniture et pose du circuit de gasoil pour le remplissage des cuves de la centrale en 2022

- - 2 MF au titre de la réfection de la toiture du local de la moto pompe centrale en 2023
- + 10 MF lié à l'achat de moteurs Perkins pour les groupes G1 et G2 de la centrale en 2024
- + 2 MF suite à la réalisation d'une clôture à la centrale en 2024
- + 1 MF au titre de la pose d'une nouvelle cuve à eau en 2024 afin d'assurer la sécurité incendie de la centrale
- + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
- **Distribution : - 35 MF**
 - - 40 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés dont :
 - - 43 MF au titre du déploiement du cash power avec le remplacement de 753 compteurs en 2023
 - - 17 MF au titre des travaux de remplacement des poteaux HTA & BT
 - + 19 MF au titre du renouvellement des câbles HTA en sous-terrain réalisé en 2024
 - + 1 MF sur les autres travaux d'investissements
 - + 9 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
 - + 10 MF sur la maintenance et l'entretien préventif du réseau (travaux d'élagage)
 - + 1 MF sur les frais de support et frais de siège
 - - 1 MF au titre des charges calculées
 - - 1 MF sur les autres coûts
 - - 3 MF au titre des travaux vendus
- **Fourniture : + 2 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
- **Financier : + 3 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 20 MF

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

- La hausse de 11 MF sur le revenu autorisé
- La baisse de 16 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Production
- La hausse de 10 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- La hausse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement de la Clientèle
- La baisse de 1 MF sur les charges calculées
- La hausse de 7 MF sur la marge des activités annexes
- La hausse de 1 MF sur les autres produits
- Une baisse de 3 MF sur les produits financier

4.3.5 Tableaux de passage du RAD aux comptes sociaux

	Concession	Autres concessions	Toutes concessions
Résultat avant IS - RAD de la concession	7 224 568	1 021 675 355	1 028 899 922
Retraitements concession	-7 666 299	87 214 212	79 547 913
Complément 2023 RA financier Tahiti Nord	0	28 893 620	28 893 620
Complément de PIDR lissée RAD (*)	330 000	64 391 906	64 721 906
Ecart charges calculées PCG/lissée	-7 994 775	-5 957 869	-13 952 644
Ecart sur plafonnement PCG	-1 524	-113 445	-114 969
Hors concession		220 575 154	220 575 154
Résultat avant IS - PCG	-441 732	1 329 464 721	1 329 022 989

(*) La quote part pour chaque concession est estimée (couts affectés par centres de couts)

	Concession	Autres concessions	Toutes concessions
Résultat net - RAD de la concession	7 224 568	646 560 017	653 784 584
Déficits reportables sur concessions déficitaires	0	25 185 803	25 185 803
Reprise de report déficitaire antérieur	-2 887 665	-58 434 806	-61 322 470
Retraitements	-4 602 074	52 330 787	47 728 713
Complément 2023 RA financier Tahiti Nord	0	17 336 159	17 336 159
Complément de PIDR lissée RAD (*)	198 099	38 635 017	38 833 115
Ecart charges calculées PCG/lissée	-4 799 258	-3 572 323	-8 371 580
Ecart sur plafonnement PCG	-915	-68 066	-68 981
Hors concession		325 654 633	325 654 633
Résultat net - PCG	-265 171	991 296 434	991 031 262

(*) La quote part pour chaque concession est estimée (couts affectés par centres de couts)

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

4.4.0 Plafonnement des résultats

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

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

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

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 2024 :

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, suite aux sorties de concessions, le plafond 2024 est de 523 129 610 F CFP après IS. Le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 875 807 969 F CFP avant IS dont 2.183.073 F CFP conservés par l'entreprise et 2.183.073 F CFP à restituer aux clients.

En raison d'un RA de la concession représentant 1,33 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élève à 28 943 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élève à 28 943 F CFP

4.4.1 Revenu autorisé

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

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & \text{RE} & + & \text{CE} & - & \text{Plafonnement N-1} \\ 224.565.441 & = & 155.906.903 & + & 68.658.538 & - & 0 \end{array}$$

4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N- 1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	735	735		125 202	131 108	4,7%	92 023 470	96 364 380	4,7%
Nb de kWh produits	2 738 349	2 661 328	-2,8%	2,209	2,332	5,6%	6 049 013	6 206 217	2,6%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	102	102		354 433	365 778	3,2%	36 309 518	37 471 745	3,2%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	916	936	2,2%	16 903	18 047	6,8%	15 483 148	16 891 992	9,1%
RE - "Forfaits"							149 865 149	156 934 334	4,7%
Résultat financier							-4 518 855	-1 027 431	-77,3%
Partage des gains de rendement									
RE (Revenu de l'exploitation)							145 346 294	155 906 903	7,3%

4.4.1.2) Coûts d'Energie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2023			2024		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	755 622	86	65 308 409	754 157	86,43	65 181 790
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	3 044	389	1 182 880	3 342	378,40	1 264 603
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	78 675	25	1 952 901	68 197	30,83	2 102 791
Prod ENR EDT							109 354
Transport	T						
CE Total				68 444 190			68 658 538

Achat de l'énergie solaire injectée dans le réseau de distribution par les centrales photovoltaïques des tiers

Le contrat d'achat donne l'obligation aux bénéficiaires de panneaux photovoltaïques de facturer au distributeur l'énergie injectée avec une périodicité mensuelle. Il a été décidé d'appliquer la prescription quinquennale en rejetant toute facturation établie avec un retard supérieur à 5 années. Les charges d'énergie étant répercutées au franc le franc dans le prix de vente de l'électricité, cette modification est sans impact sur le résultat de la concession.

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt 01/2024	86,63	Arrêté n° 2406 CM du 20 décembre 2023
Acpt 02/2024	86,63	Arrêté n° 79 CM du 31 janvier 2024
Acpt 03/2024	86,63	Arrêté n° 234 CM du 28 février 2024
Acpt 04/2024	86,63	Arrêté n° 398 CM du 27 mars 2024
Acpt 05/2024	86,63	Arrêté n° 555 CM du 24 avril 2024
Acpt 06/2024	86,63	Arrêté n° 753 CM du 28 mai 2024
Acpt 07/2024	86,63	Arrêté n° 875 CM du 26 juin 2024
Acpt 08/2024	86,63	Arrêté n° 1169 CM du 25 juillet 2024
Acpt 09/2024	86,63	Arrêté n° 1471 CM du 28 août 2024
Acpt 10/2024	86,63	Arrêté n° 1702 CM du 25 septembre 2024
Acpt 11/2024	86,63	Arrêté n° 1965 CM du 30 octobre 2024
Acpt 12/2024	86,63	Arrêté n° 2211 CM du 27 novembre 2024

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	Produits autorisés
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.

	Revenu autorisé (A)	Plafonnement (B)	Produit autorisé (A)+(B)
Activité de production	102 570 597	-13 220	102 557 377
Activité de distribution	37 471 745	-4 830	37 466 915
Activité de fourniture	16 891 992	-2 177	16 889 815
Résultat financier	-1 027 431	132	-1 027 299
Sous total (1)	155 906 903	-20 094	155 886 809
Carburant : GO	65 181 790	-8 564	65 173 226
Huiles	1 264 603	0	1 264 603
Energie achetée Solaire	2 102 791	-285	2 102 506
Prod ENR EDT	109 354	0	109 354
Sous total (2)	68 658 538	-8 849	68 649 689
Total (1)+(2)	224 565 441	-28 943	224 536 498

		Tubuai									
		2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	80 919 748	82 321 482	84 608 567	94 817 422	92 185 304	93 040 106	88 656 138	88 623 822	90 306 489	91 391 821
Péréquation	B	124 164 508	124 365 575	122 321 208	n/a	n/a	112 207 396	100 580 573	103 949 669	n/a	111 190 927
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	205 247 502	189 236 711	192 573 491	n/a	202 582 748
Ecart RA/(CA+péréquation)		19 481 185	7 103 427	4 755 273	99 620 278	98 947 546	n/a	n/a	8 799 103	105 944 601	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		224 565 441	213 790 484	212 442 079	194 437 700	191 132 850	209 368 140	207 067 470	201 372 594	196 251 090	202 582 748
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1				211 685 048							
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-8 799 103	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	5 680 457	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA		-28 943			-757 031						
Produits comptabilisés		224 536 498	213 790 484	212 442 079	193 680 669	191 132 850	205 247 502	189 236 711	198 253 948	196 251 090	202 582 748

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

4.4.3 Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2024	Réalisé 2023
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	2 509 163	2 561 491
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie Produite et achetée</u>	91,4%	92,0%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	63 534	72 988
Achat Electra 40F/kWh	4 663	5 687
Total Production Photovoltaïque	68 197	78 675
Production Total EnR	68 197	78 675
Production brute thermique à produire	2 677 233	2 704 366
Production Nette thermique à produire	2 630 786	2 661 328
Total production (EDT et Autres)	2 745 430	2 783 041
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,282	0,279
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	77 648	69 448
Achat Matière première	759 000	763 822
Stock Final	82 491	77 648
Consommation Matière 1ière	754 157	755 622
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,282	0,279
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	86,43 F	86,43 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	378,40 F	388,59 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	6 711 117	6 002 391
Achat Matière première	65 600 370	66 017 135
Stock Final	7 129 697	6 711 117
Consommation Matière 1ière	65 181 790	65 308 409
Huile	1 264 603	1 182 880
(CUHPF) Combustible urée, huiles ...	66 446 392	66 491 289
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	2 212 145	1 952 901
(CE) TOTAL achat de matières premières	68 658 538	68 444 190

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

	2023	Acquisitions	Transfert	Cession	2024
VB concessionnaire	284 950 692	448 097		-12 402 438	272 996 351
VB Fonds	13 073 390	10 821 389			23 894 779
VB tiers & concédant	488 976			-382 523	106 453
Immo incorporelles	0				0
Production	298 513 058	11 269 486	0	-12 784 961	296 997 583
VB concessionnaire	365 104 680	6 981 271		-17 889 878	354 196 073
VB Fonds	46 898 931	40 400 892	0		87 299 823
VB tiers & concédant	252 097 571			-9 898 283	242 199 288
Immo incorporelles	0				0
Distribution	664 101 182	47 382 163	0	-27 788 161	683 695 184
Total	962 614 240	58 651 649	0	-40 573 122	980 692 767

Détail Production :

Libellé des chantiers	N° immobilisation	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
CR5911-MODULES PHOTOVOLTA / IQUE 200WC CENT TUBUAI	400000117377	410 366	100%	410 366	-
CR5911-STRUCTURE SUPPORTA / MODULES CENTRALE TUBUA	400000117378	37 729	100%	37 729	-
CR5911-ARMOIRE REGULAT°A / AUTOMATE CENTRALE TUBU	400000117379	1	100%	1	-
CR5911-ONDULEUR SOL 12KW / TRIPOWER	400000117380	1	100%	1	-
TOTAL FINANCEMENT CONCESSION		448 097		448 097	-
G40232-RNV PORTE COUPE FEU CENTRALE DE CTRL TUBUAI	400000117184	625 226	0%		625 226
G40230-RNV MOTEUR PERKINS G1 CENTRALE	400000117361	5 098 082	0%		5 098 082
G40230-RNV MOTEUR PERKINS G2 CENTRALE	400000117362	5 098 081	0%		5 098 081
TOTAL FINANCEMENT FONDS		10 821 389			10 821 389
TOTAL ACQUISITION PRODUCTION		11 269 486	-	448 097	10 821 389
MOTEUR FG WILSON P438 TUBUAI G311	400000000475	-6 201 219		-	(6 201 219)
MOTEUR FG WILSON P438 TUBUAI G312	400000000476	-6 201 219		-	(6 201 219)
TOTAL CESSION CONCESSIONNAIRE		(12 402 438)			(12 402 438)
AN CONST CONCEDANT TUBUAIA PORT	400000000477	(382 523)		-	(382 523)
TOTAL CESSION TIERS ET CONCEDANT		(382 523)			(382 523)
TOTAL CESSION PRODUCTION		(12 784 961)			(12 784 961)

Détail Distribution :

Libellé des chantiers	N° immobilisation	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
			100%	-	-
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14		-		-	-
353980-14A1 LCMH/CB2023/2274 EXT QT HAUATA TAHIATA	400000117358	963 213	100%	963 213	-
313610-14A1-TL-BC-2023/237 EXT BTA QT TIHATA MATAU	400000117359	356 923	100%	356 923	-
CP 2023BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119123	1 170 914	100%	1 170 914	-
CP 2024 BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119137	1 134 964	100%	1 134 964	-
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 7		3 626 014		3 626 014	-
342910-RNV CABLE HTA SOUT PROP HARAMEA	400000117360	17 015 852	0%		17 015 852
30429A-RNV POTEAUX HT/BT PMT TUBUAI	400000117945	18 409 426	0%		18 409 426
342920-RNV HT SOUTERRAIN RSMA TUBUAI	400000119389	4 975 614	0%		4 975 614
CP 2023 BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119143	1 384 860	0%		1 384 860
CP 2024 BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119149	1 970 397	0%		1 970 397
TOTAL FINANCEMENT FONDS TUBUAI		43 756 149	-	-	43 756 149
TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION TUBUAI		47 382 163		3 626 014	43 756 149
EXT BTA ALEX TAUTU TUBUAI	400000001683	(243 440)			
EXT.BTS QTIER YIENG KOW MATAURA TUBUAI (14A1)	400000001731	(247 002)			
MEC BTS QT THIEN TUBUAI A MATAURA	400000001737	(3 239 731)			
MEC HT/BTS TEMPLE TUBUAI PROTESTANT S/CYCLONE C	400000001736	(2 556 100)			
RES.AERIEN TUBUAI 93	400000001136	(11 603 605)			
TOTAL CESSION CONCESSIONNAIRE		(17 889 878)			
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI FINANC 14A2 TR 2 2014	400000001768	(4 287 324)			
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA I FINANCEMENT	400000001757	(4 354 016)			
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA I FINANCEMENT	400000001759	(1 256 943)			
TOTAL CESSION TIERS ET CONCEDANT		(9 898 283)			
TOTAL CESSION DISTRIBUTION TUBUAI		(27 788 161)			

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

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique		Valeur Nette Economique
				Concessionnaires	Concédant & Tiers	Fonds	Concessionnaires	Concédant Tiers & Fond	
AN TERRAIN CENT TUBUAI	100000009	01/01/1991	60	15 730 081	-		8 919 459	-	6 810 622
AN TERRAIN CENT TUBUAI	100000010	01/01/1991	60	530 000	-		300 527	-	229 473
AN CONST CONCEDANT TUBUAI	500000071	01/01/1991	35	-	106 453		-	103 478	2 975
A.N CONSTRUCTION TUBUAI	500000003	01/01/1999	35	91 103 975	-		67 720 027	-	23 383 948
PROTECTION INCENDIE TUBUA	3100000001	01/01/2003	25	7 460 299	-		6 569 151	-	891 148
AMNGT INSTAL GRPE G3 & G4	200000008	09/06/2006	44,58	2 200 000	-		916 684	-	1 283 316
BATIMENT CENTRALE TUBUAI	500000081	09/06/2006	27,58	2 327 390	-		1 567 515	-	759 875
INSTAL 2GRPES TUBUAI	2800000012	09/06/2006	25	284 761	-		211 581	-	73 180
INSTAL 2GRPES TUBUAI	4000000004	09/06/2006	25	2 157 275	-		1 602 885	-	554 390
EXTENS*EXTINCT*INCENDIE	3100000035	01/01/2009	25	959 702	-		614 525	-	345 177
RENFORCMT.CENTRALE TUBUAI	6000000026	01/02/2009	24,91	445 320	-		284 663	-	160 657
RENFORCMT CENTR.TUBUAI	2800000029	01/02/2009	24,91	4 208 749	-		2 690 370	-	1 518 379
ETUDES DDAE CENTR.TUBUAI	3000000031	01/10/2009	24,25	1 562 515	-		983 275	-	579 240
RENF.SECU.INCENDIE TUBUAI	3100000050	01/10/2010	23,25	8 457 773	-		5 187 534	-	3 270 239
BITUMAGE PARKING CENTRALE	2000000028	01/07/2011	39,5	4 289 760	-		1 467 459	-	2 822 301
F&P RESEAU GO/HUILE IR3	2600000051	01/02/2012	21,91	2 096 852	-		1 236 797	-	860 055
INST EVENTS CENT TUBUAI	3100000078	01/03/2012	21,83	214 926	-		126 453	-	88 473
REMPL TRANSFO 800KVA TUBU	2800000077	13/08/2012	21,41	1 874 507	-		1 084 936	-	789 571
AMENAG TERRAIN,CLOTURE,	2000000037	01/07/2013	37,5	3 911 834	-		1 200 629	-	2 711 205
HANGAR DE STOCKAGE TUBUAI	500000141	01/07/2013	20,5	8 047 780	-		4 518 373	-	3 529 407
ABRI NACELLE CENT. TUBUAI	500000142	01/07/2013	20,5	4 148 942	-		2 329 396	-	1 819 546
ABRIS TOURETS CENT.TUBUAI	500000143	01/07/2013	20,5	2 074 471	-		1 164 698	-	909 773
AMENAG BUREAU CENT.TUBUAI	6000000057	01/07/2013	20,5	5 592 770	-		3 140 024	-	2 452 746
FIL.ENVY BAC SEREP TUBUAI	3000000056	01/07/2013	20,5	2 855 430	-		1 603 162	-	1 252 268
ARMOIRE SECURITE TUBUAI	6000000051	01/08/2013	20,41	393 442	-		220 232	-	173 210
REFECTION CIRCUIT GASOIL	2600000056	01/08/2013	20,41	6 660 176	-		3 728 086	-	2 932 090
PASSERELLE ACCES CUVES GO	2600000057	01/08/2013	20,41	2 268 591	-		1 269 862	-	998 729
AMENAG CENTRALE TUBUAI	6000000056	01/09/2013	20,33	8 544 963	-		4 766 234	-	3 778 729
COFFRETS COMPTAGES TUBUAI	2800000106	01/09/2013	20,33	948 476	-		529 044	-	419 432
FIL ENER-TABLEAU HTA TUBU	2800000112	01/09/2013	20,33	18 050 115	-		10 068 045	-	7 982 070
FIL SECU-TABLEAU HTA TUBU	3100000099	01/09/2013	20,33	2 196 167	-		1 224 984	-	971 183
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	1300000075	15/11/2013	7	2 669 320	-		2 669 320	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	1300000076	15/11/2013	7	2 669 320	-		2 669 320	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	1400000075	15/11/2013	7	6 109 376	-		6 109 376	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	1400000076	15/11/2013	7	6 109 376	-		6 109 376	-	-
AUTOMATISAT*/SUPERVIS*TUB	2800000127	01/06/2014	19,58	3 668 968	-		1 984 724	-	1 684 244
ENS DESHUILAGE TUBUAI	3000000065	01/01/2015	19	4 336 445	-		2 283 590	-	2 052 855
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	2800000135	01/02/2015	18,91	160 954	-		84 440	-	76 514
RENOUV STATION INCENDIE	3100000119	01/09/2016	17,33	4 187 310	-		2 014 400	-	2 172 910
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	1300000103	01/07/2018	7	2 756 097	-		2 561 930	-	194 167
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	1300000104	01/07/2018	7	2 756 097	-		2 561 930	-	194 167
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	1400000100	01/07/2018	7	4 823 170	-		4 483 377	-	339 793
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	1400000101	01/07/2018	7	4 823 170	-		4 483 377	-	339 793
MOTEUR PERKINS P450 TUBUA	1200000136	12/03/2020	7	4 950 074	-		3 400 149	-	1 549 925
MOTEUR PERKINS P450 TUBUA	1200000137	12/06/2020	7	4 522 286	-		2 943 468	-	1 578 818
G40234 - REALISAT* AIRE LEVAGE A/STOCK CENTRALE	400000116309	31/12/2023	35	6 409 249			183 623	-	6 225 626
G40220 - RENV DE LA REFACT* DE LA TOITURE	400000116310	31/12/2023	35			2 856 196	-	81 829	2 774 367
G40221 - RENV CIRCUIT GO DE REMPLISSAGE DES CUVES	400000116311	28/02/2023	25			3 273 327	-	241 060	3 032 267
G40233 - RENOVATION INTERIEUR BUREAU CENTRALE	400000116535	31/12/2023	35			6 943 867	-	198 940	6 744 927
CR5911-MODULES PHOTOVOLTA / IQUE 200WC CENT TUBUAI	400000117377	01/06/2024	5	410 366			47 895	-	362 471
CR5911-STRUCTURE SUPPORTA / MODULES CENTRALE TUBUA	400000117378	01/06/2024	5	37 729			4 403	-	33 326
CR5911-ARMOIRE REGULAT*/A / AUTOMATE CENTRALE TUBU	400000117379	01/06/2024	1	1			1	-	0
CR5911-ONDULEUR SOL 12KW / TRIPOWER 12000TL-10 T	400000117380	01/06/2024	1	1			1	-	0
G40232-RNV PORTE COUPE FEU CENTRALE DE CTRL TUBUAI	400000117184	01/04/2024	35			625 226	-	13 410	611 816
G40230-RNV MOTEUR PERKINS G1 CENTRALE TUBUAI	400000117361	01/10/2024	7			5 098 082	-	181 576	4 916 506
G40230-RNV MOTEUR PERKINS G2 CENTRALE TUBUAI	400000117362	01/10/2024	7			5 098 081	-	181 575	4 916 506
TOTAL PRODUCTION TUBUAI				272 996 351	106 453	23 894 779	181 841 308	1 001 868	114 154 406

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortisse- ment	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique		Valeur Nette Economique
				Concessionnaire	Concédant & Tiers	Fonds	Concessionnaire	Concédant Tiers & Fond	
RES.AERIEN TUBUAI 93	9000000104	01/01/1993	25	25 237 327	-		25 237 327	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 94	9000000105	01/01/1994	25	4 286 974	-		4 286 974	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 95	9000000106	01/01/1995	25	4 281 513	-		4 281 513	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 96	9000000107	01/01/1996	25	21 240 132	-		21 240 132	-	-
RESEAUX TUBUAI 1996	9000000291	01/01/1996	25	-	1 667 485		-	1 667 485	-
TRANSFO TUBUAI 97	6500000062	01/01/1997	25	52 039	-		52 039	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 97	9000000108	01/01/1997	25	11 192 658	-		11 192 658	-	-
RESEAUX TUBUAI 1997	9000000292	01/01/1997	25	-	2 123 411		-	2 123 411	-
RESEAUX TUBUAI 1997	9000000367	01/01/1997	25	-	10 313 922		-	10 313 922	-
RES.AERIEN TUBUAI 98	9000000109	01/01/1998	25	12 063 617	-		12 063 617	-	-
RESEAUX TUBUAI 1998	9000000293	01/01/1998	25	-	1 358 474		-	1 358 474	-
RES.AERIEN TUBUAI 99	9000000110	01/01/1999	25	1 867 752	-		1 867 752	-	-
RESEAUX TUBUAI 1999	9000000294	01/01/1999	25	-	1 692 177		-	1 692 177	-
EQUIP CELLULES TUBUAI 99	9600000001	01/01/1999	25	1 068 128	-		1 068 128	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 2000	9000000111	01/01/2000	25	1 945 676	-		1 945 676	-	-
RESEAUX TUBUAI 2000	9000000295	01/01/2000	25	-	1 137 230		-	1 137 230	-
EQUIP CELLULE TUBUAI 2000	9600000002	01/01/2000	25	249 440	-		249 440	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 2001	9000000112	01/01/2001	25	1 555 455	-		1 494 089	-	61 366
RES.AERIEN TUBUAI 2002	9000000113	01/01/2002	25	683 550	-		629 241	-	54 309
RESEAUX TUBUAI 2002	9000000296	01/01/2002	25	-	3 121 585		-	2 873 569	248 016
RESEAUX TUBUAI 2002	9000000368	01/01/2002	25	-	130 792		-	120 400	10 392
COMPTAGE TUBUAI 2002	9500000321	01/01/2002	20	-	95 269		-	95 269	-
TRANSFO TUBUAI 2003	6500000096	01/01/2003	25	656 287	-		577 892	-	78 395
RES.AERIEN TUBUAI 2003	9000000187	01/01/2003	25	605 391	-		533 076	-	72 315
RESEAUX TUBUAI 2003	9000000297	01/01/2003	25	-	2 655 630		-	2 338 410	317 220
RESEAUX TUBUAI 2003	9000000369	01/01/2003	25	-	233 926		-	205 983	27 943
COMPTAGE TUBUAI 2003	9500000322	01/01/2003	20	-	1 132 103		-	1 132 103	-
RESEAU CP 41906 2004 TUB	9000000476	01/07/2004	25	161 566	-		132 582	-	28 984
RESEAUX TUBUAI 2004	9000000495	01/07/2004	25	-	103 469		-	84 907	18 562
RESEAUX TUBUAI 2004	9000000507	01/07/2004	25	-	1 293 275		-	1 061 265	232 010
POSE COMPTEUR 2004 TUBUAI	9500000370	01/07/2004	20	308 727	-		308 727	-	-
BRANCHEMENT TUBUAI 2004	9500000388	01/07/2004	20	-	1 397 854		-	1 397 854	-
POSTE H61 TUBUAI 2004	6600000068	01/12/2004	25	1 462 596	-		1 175 687	-	286 909
POSE IACM TUBUAI 2004	8100000003	01/12/2004	15	467 336	-		467 336	-	-
RESEAU BTA PUPURE TUBUAI	9000000443	02/12/2004	25	167 980	-		135 010	-	32 970
EXT BONNET TUBUAI 2005	9000000606	01/01/2005	25	155 629	-		124 571	-	31 058
POSE COMPTEURS TUBUAI 05	9500000428	01/01/2005	20	323 180	-		323 180	-	-
RESEAUX TUBUAI 2005	9000000587	01/06/2005	25	-	348 335		-	273 056	75 279
RESEAUX TUBUAI 2005	9000000593	01/06/2005	25	-	2 500 794		-	1 960 348	540 446
RESEAUX TUBUAI 2005	9000000597	01/06/2005	25	-	593 650		-	465 357	128 293
RESEAUX CP 51906 2005TUBU	9000000616	01/06/2005	25	343 244	-		269 066	-	74 178
COMPATGE TUBUAI 2005	9500000409	01/06/2005	20	-	1 494 303		-	1 464 212	30 091
REMPL TRANSFOS H61 TUBUAI	6500000111	06/06/2005	25	3 512 870	-		2 751 780	-	761 090

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique		Valeur Nette Economique
				Concessionnaire	Concédant & Tiers	Fonds	Concessionnaire	Concédant Tiers & Fonds	
TRANSFO POSTE CP DP TUBUA	6500000139	01/07/2006	25	21 777	-		16 128	-	5 649
RESEAUX TUBUAI 2006	9000000689	01/07/2006	25	-	280 565		-	207 787	72 778
BRCHT TUBUAI 2006	9500000455	01/07/2006	20	-	1 172 108		-	1 085 083	87 025
NVEAUX CPTAGES TUBUAI	9500000462	01/07/2006	20	601 809	-		557 127	-	44 682
POSTE DP H61 TUBUAI	6500000126	10/07/2006	25	2 108 638	-		1 559 583	-	549 055
POSTE AERIEN TUBUAI	6500000155	01/01/2007	25	297 664	-		214 449	-	83 215
POSTE AERIEN TUBUAI	6500000156	01/01/2007	25	346 204	-		249 419	-	96 785
POSTE AERIEN TUBUAI	6500000157	01/01/2007	25	587 145	-		423 002	-	164 143
POSTE AERIEN TUBUAI	6500000158	01/01/2007	25	5 408 378	-		3 896 403	-	1 511 975
RESEAUX TUBUAI 2007	9000000754	01/07/2007	25	-	607 295		-	425 473	181 822
RES AERIEN CP TUBUAI 2007	9000000777	01/07/2007	25	1 298 620	-		909 817	-	388 803
RESEAUX TUBUAI 2007	9000000778	01/07/2007	25	-	31 653		-	22 176	9 477
15% QUOTE PART EDT 2007	9000000864	01/07/2007	25	62 045	-		43 469	-	18 576
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	9500000482	01/07/2007	20	541 538	-		474 254	-	67 284
BRCHT TUBUAI 2007	9500000494	01/07/2007	20	-	1 504 032		-	1 317 161	186 871
EXT BTA QTIER TANERPAU TUB	9000000853	06/09/2007	25	293 279	-		203 319	-	89 960
POSTE DP TUBUAI 2008	6600000113	01/07/2008	25	1 866 146	-		1 232 577	-	633 569
RESEAUX CP TUBUAI 2008	9000000904	01/07/2008	25	12 162 786	-		8 033 437	-	4 129 349
RESEAUX 2008 TIERS	9000000966	01/07/2008	25	-	2 202 791		-	1 454 928	747 863
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	9500000730	01/07/2008	20	720 191	-		594 602	-	125 589
BRCHT 2008 FINANC TIERS	9500000751	01/07/2008	20	-	1 410 111		-	1 164 211	245 900
RENF.BTA MATAURA QTIER HA	9000001013	01/01/2009	25	1 029 004	-		658 901	-	370 103
RESEAUX CP TUBUAI 2009	9000000991	01/07/2009	25	1 247 849	-		774 282	-	473 567
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2009	9500000767	01/07/2009	20	984 255	-		763 404	-	220 851
RESEAUX 2009 CONCEDANT	9000001031	01/12/2009	25	-	121 064		-	73 089	47 975
RESEAUX 2009 TIERS	9000001042	01/12/2009	25	-	1 878 167		-	1 133 898	744 269
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	9500000788	01/12/2009	20	-	1 647 004		-	1 242 924	404 080
RESEAUX CP TUBUAI 2010	9000001063	01/07/2010	25	4 173 995	-		2 422 976	-	1 751 019
RESEAUX 2010 TIERS TUBUAI	9000001109	01/07/2010	25	-	2 230 075		-	1 294 543	935 532
RESEAUX 2010 CONCED TUBUA	9000001129	01/07/2010	25	-	239 285		-	138 903	100 382
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2010	9500000804	01/07/2010	20	1 147 205	-		832 431	-	314 774
COMPTAGE TIERS TUB 2010	9500000821	01/07/2010	20	-	1 595 669		-	1 157 844	437 825
TRANSFO T4110 MAHU TUBUAI	6500000205	01/01/2011	25	1 043 525	-		584 717	-	458 808
CREAT POSTE T4110 TUBUAI	6600000133	01/01/2011	25	935 404	-		524 134	-	411 270
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2011	9500000847	01/01/2011	20	797 188	-		558 359	-	238 829
TRANSFO T3031 TEMPLE TUB	6500000206	01/02/2011	25	668 666	-		372 401	-	296 265
MEC H61 T3031 TEMPLE TUB	6600000134	01/02/2011	25	653 968	-		364 215	-	289 753
TELECOM IAT RESEAU TUBUAI	8100000036	01/02/2011	15	1 606 739	-		1 491 406	-	115 333
MEC HT/BTA TEMPLE TUBUAI	9000001184	01/02/2011	25	65 195 458	-		36 309 405	-	28 886 053
RESEAUX CP TUBUAI 2011	9000001159	01/07/2011	25	2 127 693	-		1 150 003	-	977 690
RESEAUX 2011 CONCED TUBUA	9000001200	01/07/2011	25	-	52 915		-	28 600	24 315
RESEAUX 2011 TIERS TUBUAI	9000001214	01/07/2011	25	-	1 010 867		-	546 367	464 500
COMPTAGE TIERS TUBUAI2011	9500000867	01/07/2011	20	-	1 887 079		-	1 274 942	612 137
EXT 14A1 QT TEINAURI TUB	9000001263	01/01/2012	25	892 588	-		464 439	-	428 149
POSTE T1002 CONCED TUBUAI	5000000374	06/01/2012	35	-	754 231		-	280 025	474 206
POSTE T3021 CONCED TUBUAI	5000000375	06/01/2012	35	-	754 231		-	280 025	474 206
POSTE T1012 CONCED TUBUAI	5000000376	06/01/2012	35	-	754 231		-	280 025	474 206
POSTE T1042 CONCED TUBUAI	5000000377	06/01/2012	35	-	754 231		-	280 025	474 206

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique		Valeur Nette Economique
				Concessionnaire	Concédant & Tiers	Fonds	Concessionnaire	Concédant Tiers & Fonds	
AUT.COMP T1002 CONCED TUB	5200000573	06/01/2012	25	-	3 223 435		-	1 675 480	1 547 955
AUT.COMP T3021 CONCED TUB	5200000574	06/01/2012	25	-	3 223 435		-	1 675 480	1 547 955
AUT.COMP T1012 CONCED TUB	5200000575	06/01/2012	25	-	3 520 991		-	1 830 144	1 690 847
AUT.COMP T1042 CONCED TUB	5200000576	06/01/2012	25	-	3 367 099		-	1 750 153	1 616 946
AUT.COMP T1021 CONCED TUB	5200000577	06/01/2012	25	-	1 704 074		-	885 745	818 329
AUT.COMP T1032 CONCED TUB	5200000578	06/01/2012	25	-	1 704 074		-	885 745	818 329
TRANSFO T1001 CONCED TUBU	5300001531	06/01/2012	25	-	2 367 824		-	1 230 750	1 137 074
TRANSFO T3011 CONCED TUBU	5300001532	06/01/2012	25	-	2 367 824		-	1 230 750	1 137 074
TRANSFO T1002 CONCED TUBU	5300001533	06/01/2012	25	-	577 963		-	300 414	277 549
TRANSFO T3021 CONCED TUBU	5300001534	06/01/2012	25	-	893 038		-	464 184	428 854
TRANSFO T1012 CONCED TUBU	5300001535	06/01/2012	25	-	736 723		-	382 934	353 789
TRANSFO T1042 CONCED TUBU	5300001536	06/01/2012	25	-	577 963		-	300 414	277 549
TRANSFO T1021 CONCED TUBU	5300001537	06/01/2012	25	-	893 038		-	464 184	428 854
TRANSFO T1032 CONCED TUBU	5300001538	06/01/2012	25	-	577 963		-	300 414	277 549
RES AERIENS CONCED TUBUAI	9000001306	06/01/2012	25	-	43 027 463		-	22 364 850	20 662 613
RESEAUX SOUT CONCED TUBUA	9300000416	06/01/2012	35	-	47 852 687		-	17 766 364	30 086 323
MEP IACM T102 PAR IAM TRA	8100000046	01/02/2012	15	2 098 784	-		1 808 213	-	290 571
EXT 14A1 QT NAHEI TUBUAI	9000001280	18/06/2012	25	1 160 240	-		582 218	-	578 022
RESEAUX CP TUBUAI 2012	9000001256	01/07/2012	25	44 198 103	-		22 116 004	-	22 082 099
RESEAUX 2012 CONCED TUBUA	9000001293	01/07/2012	25	-	684 652		-	342 589	342 063
RESEAUX 2012 TIERS TUBUAI	9000001305	01/07/2012	25	-	33 909		-	16 968	16 941
BRCHT/CPTAGES TUBUAI	9500000888	01/07/2012	20	2 451 074	-		1 533 096	-	917 978
COMPTAGE TIERS TUB 2012	9500000907	01/07/2012	20	-	1 754 433		-	1 097 362	657 071
RESEAUX CP TUBUAI 2013	9000001322	01/07/2013	25	4 724 580	-		2 175 119	-	2 549 461
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	9000001336	01/07/2013	25	-	362 823		-	167 038	195 785
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	9000001346	01/07/2013	25	-	11 866 331		-	5 463 064	6 403 267
RESEAUX 2013 TIERS TUBUAI	9000001347	01/07/2013	25	-	624 435		-	287 480	336 955
RESEAUX CP TUBUAI 2013	9000001351	01/07/2013	25	448 404	-		206 438	-	241 966
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500000927	01/07/2013	20	2 359 686	-		1 357 951	-	1 001 735
COMPTAGE TIERS TUBU 2013	9500000942	01/07/2013	20	-	2 169 104		-	1 248 275	920 829
ART 14A/321/CT/2012/SEC/D	9000001436	01/01/2014	25	135 614	-		59 700	-	75 914
ART14A/207/CT/2014/RAA/DR	9000001437	24/04/2014	25	411 012	-		175 846	-	235 166
RESEAUX CP TUBUAI 2014	9000001397	01/07/2014	25	2 207 868	-		928 151	-	1 279 717
RESEAUX 2014 CONCED TUBUA	9000001411	01/07/2014	25	-	109 296		-	45 946	63 350
RESEAUX 2014 TIERS TUBUAI	9000001460	01/07/2014	25	-	177 421		-	74 585	102 836
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	9000001465	01/07/2014	25	-	10 207 152		-	4 290 919	5 916 233
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	9000001466	01/07/2014	25	-	17 589 546		-	7 394 356	10 195 190

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique		Valeur Nette Economique
				Concessionnaire	Concédant & Tiers	Fonds	Concessionnaire	Concédant Tiers & Fond	
RESEAUX CP TUBUAI 2014	9000001474	01/07/2014	25	197 846	-		83 171	-	114 675
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	9300000470	01/07/2014	35	-	896 163		-	269 094	627 069
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI 2014	9300000510	01/07/2014	35	-	1 802 195		-	541 152	1 261 043
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	9300000511	01/07/2014	35	-	760 544		-	228 372	532 172
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500000974	01/07/2014	20	2 150 024	-		1 129 793	-	1 020 231
COMPTAGE TIERS TUBUAI2014	9500000995	01/07/2014	20	-	1 071 315		-	562 954	508 361
MEC RES HT/BTS AEROP TUBU	9300000507	11/09/2014	35	9 600 153	-		2 828 570	-	6 771 583
ART14A/441/CT/2014/RAA/DR	9300000508	11/09/2014	35	343 916	-		101 331	-	242 585
TRANSFO T1061 RTE TRAVER-	5300001619	01/07/2015	25	-	1 685 263		-	641 046	1 044 217
RESEAUX CP TUBUAI 2015	9000001482	01/07/2015	25	2 161 938	-		822 366	-	1 339 572
RESEAUX 2015 CONCED TUB	9000001516	01/07/2015	25	-	48 389		-	18 406	29 983
RESEAUX 2015 TIERS TUB	9000001524	01/07/2015	25	-	507 548		-	193 063	314 485
RESEAUX CP TUBUAI 2015	9300000545	01/07/2015	35	720 629	-		195 797	-	524 832
RSX SOUT TIERS TUB 2015	9300000552	01/07/2015	35	-	2 334 396		-	634 261	1 700 135
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500001024	01/07/2015	20	1 376 450	-		654 474	-	721 976
COMPTAGE TIERS TUB 2015	9500001064	01/07/2015	20	-	1 211 527		-	576 056	635 471
IACM PAR IAM T412A TUBUAI	8100000059	02/02/2016	15	3 007 791	-		1 788 194	-	1 219 597
IACM PAR IAM T414A TUBUAI	8100000060	02/02/2016	15	3 007 791	-		1 788 194	-	1 219 597
RESEAUX CP TUBUAI 2016	9000001539	01/07/2016	25	4 399 142	-		1 496 914	-	2 902 228
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500001083	01/07/2016	20	1 738 248	-		739 351	-	998 897
COMPTAGE TIERS TUB 2016	9500001098	01/07/2016	20	-	999 859		-	425 282	574 577
14A1 548.CT/2016/RAA/DR	9300000612	01/01/2017	35	263 031	-		60 142	-	202 889
14A1 638/CT/2016 HARAMEA	9300000622	28/03/2017	35	1 258 365	-		279 254	-	979 111
RESEAUX CP TUBUAI 2017	9000001590	01/07/2017	25	6 622 216	-		1 988 479	-	4 633 737
RSX SOUT TIERS TUB 2017	9300000662	01/07/2017	35	-	773 496		-	165 901	607 595
RESEAU CP TUBUAI 2017	9300000666	01/07/2017	35	209 958	-		45 032	-	164 926
COMPTAGE TIERS TUB 2017	9500001125	01/07/2017	20	-	896 968		-	336 670	560 298
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500001135	01/07/2017	20	1 355 824	-		508 898	-	846 926
RENV IAM DEFECTUEUX TUBUA	8100000062	01/09/2017	15	1 244 881	-		608 912	-	635 969
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500001151	01/07/2018	20	916 151	-		298 063	-	618 088
COMPTAGE TIERS TUB 2018	9500001170	01/07/2018	20	-	1 585 498		-	515 830	1 069 668
14A1 LC18/CT/2019/RAA/DR	9000001643	16/01/2019	25	1 713 551	-		408 623	-	1 304 928
14A1 LC JJ/MT2018/620	9000001649	22/01/2019	25	1 308 223	-		311 106	-	997 117
14A1 LC JJ/MT2018/620	9000001648	24/01/2019	25	460 063	-		109 306	-	350 757

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique		Valeur Nette Economique
				Concessionnaire	Concédant & Tiers	Fonds	Concessionnaire	Concédant Tiers & Fond	
RENV RSX HT/BT PMT 2018	9000001637	01/05/2019	25	29 211 747	-		6 629 866	-	22 581 881
RESEAUX CP TUBUAI 2019	9000001666	01/07/2019	25	3 004 491	-		661 811	-	2 342 680
RSX AERIEN TIERS TUB 2019	9000001670	01/07/2019	25	-	1 464 584		-	322 610	1 141 974
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500001187	01/07/2019	20	1 641 351	-		451 934	-	1 189 417
COMPTAGE TIERS TUB 2019	9500001205	01/07/2019	20	-	1 991 629		-	548 380	1 443 249
14A1 LC JJ/MT2018/620	9000001650	17/07/2019	25	1 667 090	-		364 293	-	1 302 797
RESEAUX CP TUBUAI 2020	9000001697	01/07/2020	25	72 447	-		13 052	-	59 395
RSX AERIEN TIERS TUB 2020	9000001701	01/07/2020	25	-	463 763		-	83 554	380 209
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500001223	01/07/2020	20	1 398 554	-		314 962	-	1 083 592
COMPTAGE TIERS TUB 2020	9500001241	01/07/2020	20	-	2 641 566		-	594 895	2 046 671
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500001260	01/07/2021	20	1 887 735	-		330 742	-	1 556 993
COMPTAGE TIERS TUB 2021	9500001276	01/07/2021	20	-	2 093 468		-	366 787	1 726 681
14A1 LC38C5CT/2021/SEC/DR	9000001742	02/01/2022	25	1 025 102	-		122 900	-	902 202
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500001301	01/07/2022	20	345 904	-	1 149 544	43 309	143 929	1 308 210
COMPTAGE TIERS TUB 2022	9500001314	01/07/2022	20	-	2 495 133		-	312 404	2 182 729
RNV RSX BT POTEAUX TUBUAI	9000001756	30/08/2022	25		-	629 083	-	58 875	570 208
G40235 - DEPLOIEMENT PREPAIEMENT TUBUAI	400000116319	31/08/2023	20			43 534 483	-	2 910 250	40 624 233
343600 - DEPLOIEMENT PREPAIEMENT TUBUAI	400000116320	31/10/2023	25			739 791	-	34 618	705 173
343600 - DEPLOIEMENT PREPAIEMENT TUBUAI	400000116321	31/10/2023	25			477 571	-	22 348	455 223
215440 - RENV RSX BT MATAURA QTR EL BOUKILI T	400000116549	31/12/2023	25			368 459	-	14 779	353 680
353980-14A1 LCMH/CB2023/2274 EXT QT HAUATA TAHIATA	400000117358	01/11/2024	25	963 213			6 333	-	956 880
313610-14A1-TL-BC-2023/237 EXT BTA QT TIHATA MATAU	400000117359	01/11/2024	25	356 923			2 347	-	354 576
342910-RNV CABLE HTA SOUT PROP HARAMEA	400000117360	01/11/2024	35			17 015 852	-	79 918	16 935 934
30429A-RNV POTEAUX HT/BT PMT TUBUAI	400000117945	31/12/2024	25			18 409 426	-	-	18 409 426
CP 2023 BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119123	02/01/2024	20	1 170 914			58 385	-	1 112 529
CP 2024 RCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119137	31/10/2024	20	1 134 964			9 484	-	1 125 480
CP 2023BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119143	02/01/2024	20			1 384 861	-	69 053	1 315 808
CP 2024 BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119149	31/10/2024	20			1 970 397	-	16 465	1 953 932
342920-RNV HT SOUTERRAIN RSMA TUBUAI	400000119389	01/12/2024	35			4 975 613	-	11 684	4 963 929
							-	-	-
TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI				350 840 815	242 199 288	90 655 080	214 284 270	130 088 683	339 322 229
TOTAL TUBUAI				623 837 166	242 305 741	114 549 859	396 125 579	131 090 552	453 476 635

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Cf. 5.1 – Variation du patrimoine immobilier.

5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année

Production

Avenant 3 : Plan de travaux 2022 à 2030

	G1	G2	G3	G4	PV+stockage batterie	S/T Groupes, stockage, PV	Filière bâtiments	Autres filières	Valeur du fonds
2 022						0			0
2 023						0	2 605 716	3 273 327	5 879 043
2 024	6 090 000	6 090 000			36 212 154	48 392 154	17 071 524		65 463 678
2 025			16 483 600	16 483 600		32 967 200			32 967 200
2 026					47 742 536	47 742 536			47 742 536
2 027						0			0
2 028						0			0
2 029	17 495 092		6 560 660			24 055 752			24 055 752
2 030						0			0
Totaux	23 585 092	6 090 000	23 044 260	16 483 600	83 954 690	153 157 642	19 677 240	3 273 327	176 108 209

Avenant 3 : Suivi du réalisé

	G1	G2	G3	G4	PV+stockage batterie	S/T Groupes, stockage, PV	Filière bâtiments	Autres filières	Total
valeur du fonds	23 585 092	6 090 000	23 044 260	16 483 600	83 954 690	153 157 642	19 677 240	3 273 327	176 108 209
Réalisé 2022			0			0			0
G40220 - RENV DE LA REPECT® DE LA TOITURE						0	2 856 196		2 856 196
G40221 - RENV CIRCUIT GO DE REMPLISSAGE						0	3 273 327		3 273 327
G40233 - RENOVATION INTERIEUR BUREAU						0	6 943 867		6 943 867
Réalisé 2023	0	0	0	0	0	0	13 073 390		13 073 390
G40230 - RNV MOTEURS PERKINS G1 + G2	5 098 081	5 098 081							10 196 162
G40232- RNV PORTE COUPE FEU CENTRALE							625 226		625 226
Réalisé 2024	5 098 081	5 098 081	0	0	0	0	625 226	0	10 821 388
Réalisé 2025						0			0
Réalisé 2026						0			0
Réalisé cumul	5 098 081	5 098 081	0	0	0	0	13 698 616	0	23 894 778
Ecart / Reste à faire	18 487 011	991 919	23 044 260	16 483 600	83 954 690	153 157 642	5 978 624	3 273 327	152 213 431

Avenant 3 : Suivi du Fonds de travaux

	dotation		consommé		doté - réalisé
	exercice	cumul	exercice	cumul	cumul
Passif de renouvellement au 31/12/2021		68 500 771			
Transfert à FDR Distribution		82 112 705			
Passif de renouvellement avenant 3		150 613 476			
31/12/2022	5 528 044	156 141 520	0	0	156 141 520
31/12/2023	2 576 347	158 717 867	13 073 390	13 073 390	145 644 477
31/12/2024	2 576 347	161 294 214	10 821 388	23 894 778	137 399 436
31/12/2025	2 576 347	163 870 561		23 894 778	139 975 783
31/12/2026	2 576 347	166 446 908		23 894 778	142 552 130
31/12/2027	2 576 347	169 023 255		23 894 778	145 128 477
31/12/2028	2 576 347	171 599 602		23 894 778	147 704 824
31/12/2029	2 576 347	174 175 949		23 894 778	150 281 171
30/09/2030	1 932 260	176 108 209		23 894 778	152 213 431
Valeur contractuelle du fonds		176 108 209			

Distribution

Avenant 3 : Plan de travaux 2022 à 2030

	transformateurs	autres composants DP	réseau aerien	réseau souterrain	réseau sous-marin	Branchements comptages	S/T du plan avt 2 annexe 2
Support BT			31 969 521				31 969 521
Supports HT			22 405 006				22 405 006
Armements seuls			7 852 777				7 852 777
Câbles aériens BT & branchements			16 088 023				16 088 023
Câbles aériens HTA			10 773 032				10 773 032
Câbles souterrains BT				12 419 312			12 419 312
Câbles souterrains HTA				16 066 943			16 066 943
postes de tranformation aerien	6 132 369						6 132 369
postes de tranformation cabines	1 277 908						1 277 908
Compteurs						61 432 075	61 432 075
Totaux	7 410 277	0	89 088 358	28 486 255	0	61 432 075	186 416 965

Avenant 3 : Suivi du réalisé

	transformateurs	autres composants DP	réseau aerien	réseau souterrain	réseau sous-marin	Branchements comptages	S/T du plan avt 6 annexe 2
valeur du fonds	7 410 277	0	89 088 358	28 486 255	0	61 432 075	186 416 965
Réalisé 2022			629 083			1 149 551	1 778 634
Réalisé 2023			368 459	0		44 751 845	45 120 304
342910- RENV 1000M CABLE HTA SOUT PROP HARAMEA 400000117360				17 015 852			17 015 852
342920- RENV HT SOUTERRAIN RSMA TUBUAI 400000117394				4 975 614			4 975 614
304429A - REN POTEAUX HT/BT PMT 400000117945			18 409 426				18 409 426
E4901 - CP2023 BRCHT/COMPAGES TUBUAI 400000119143						1 384 860	1 384 860
E4901 - CP2024 BRCHT/COMPAGES TUBUAI 400000119149						1 970 397	1 970 397
Réalisé 2024	0	0	18 409 426	21 991 466	0	3 355 257	43 756 149
Réalisé 2025							
Réalisé 2026							
Réalisé cumul	0	0	19 406 968	21 991 466	0	49 256 653	90 655 087
Ecart / Reste à faire	7 410 277	0	69 681 390	6 494 789	0	12 175 422	95 761 878

Avenant 3 : Suivi du Fonds de travaux

	dotation		consommé		doté - réalisé cumul
	exercice	cumul	exercice	cumul	
Passif de renouvellement au 31/12/2021	241 542 564				
Transfert à FDR Production	-82 112 705				
Passif de renouvellement avenant 3	159 429 859				
31/12/2022	3 815 049	163 244 908	1 778 634	1 778 634	161 466 274
31/12/2023	2 989 943	166 234 851	45 120 304	46 898 938	119 335 913
31/12/2024	2 989 943	169 224 794	43 756 149	90 655 087	78 569 707
31/12/2025	2 989 943	172 214 736		90 655 087	81 559 649
31/12/2026	2 989 943	175 204 679		90 655 087	84 549 592
31/12/2027	2 989 943	178 194 622		90 655 087	87 539 535
31/12/2028	2 989 943	181 184 565		90 655 087	90 529 478
31/12/2029	2 989 943	184 174 508		90 655 087	93 519 421
30/09/2030	2 242 457	186 416 965		90 655 087	95 761 878
Valeur contractuelle du fonds		186 416 965			

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

En matière de délégation de services public, le provisionnement des coûts futurs de renouvellement est une obligation, cette dernière est définie aux articles 7 et 24 de la concession « Le concessionnaire est tenu d'établir, d'exploiter, d'entretenir et de renouveler à ses frais les ouvrages faisant partie de la concession, de manière qu'ils soient maintenus en bon état de service »

« Le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante tous les ouvrages et le matériel de la concession en bon état d'entretien »

La méthode de comptabilisation de cette obligation issue du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 a pour but de sécuriser le maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations concédées ; à cette fin, et par la combinaison des amortissements de caducité, amortissements techniques et provisions pour renouvellement, le concessionnaire doit mettre de côté les ressources financières nécessaires au financement des renouvellements.

Outre sa difficulté de compréhension pour des non professionnels, cette méthode a pour inconvénient :

- D'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession ;
- De générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants ;
- De ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée ;
- De ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux laquelle est une obligation nouvelle en Polynésie, non applicable en métropole en raison des exclusions du règlement CRC n°2004-06 et notamment celle en faveur des contrats de délégation de service public.

Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Sont directement visés par ces arrêtés §218-9, les charges de renouvellements.

§ 218-10 - L'opérateur justifie de sa charge économique de renouvellement en présentant annuellement sa méthode de valorisation de la charge économique de renouvellement ainsi qu'un programme de renouvellement des actifs considérés par l'opérateur comme renouvelables.

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{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.

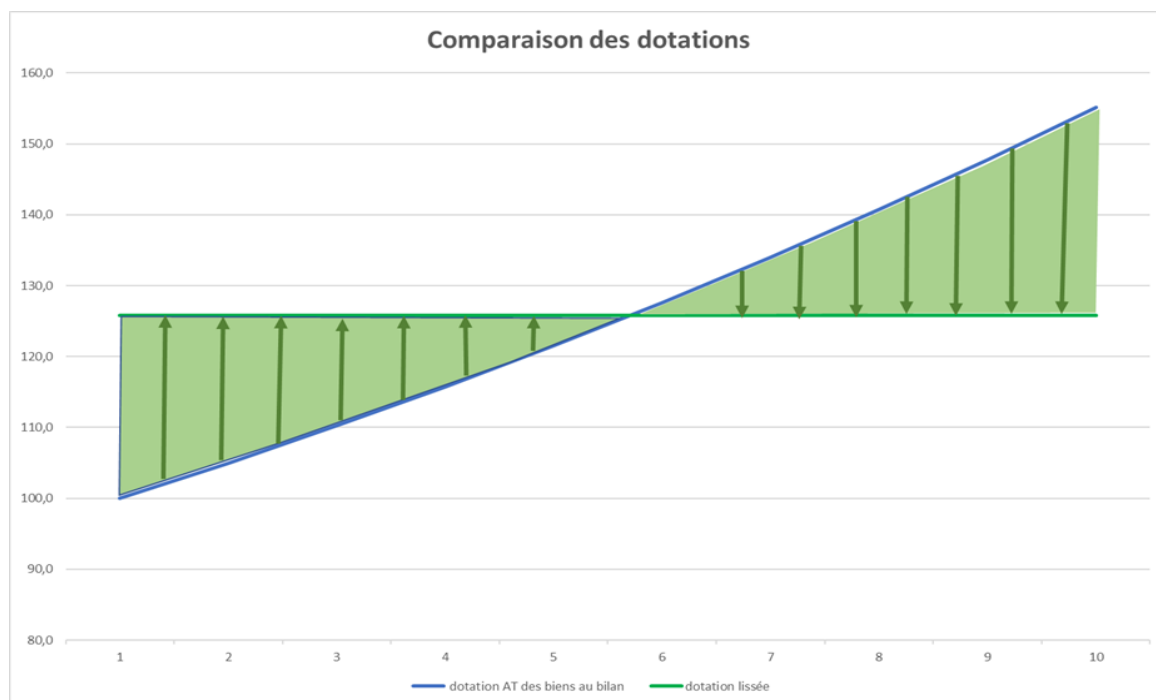
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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.

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant					
VO Ouverture corporel	290 379 561	290 379 561	290 598 431	290 598 431	287 840 453	287 840 453	287 840 453
VO Ouverture incorporel	-	10 686 415	10 686 415	10 686 415	10 686 415	-	0
Acquisitions	-	27 560 972	-	9 472 360	0		13 073 390
Acquisitions financement Tiers							
Tranferts et TVA à reverser		-	-	-			
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession (cessions)	-	(27 342 102)	-	(12 230 338)	(10 686 415)	-	(2 724 264)
- origine financement tiers		-	-	-			(6 085 770)
VO Clôture	290 379 561	301 284 846	301 284 846	298 526 868	287 840 453	287 840 453	292 103 809
- Financements tiers cumul	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)
- IFC biens au bilan clôture	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-
				0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
Base amortissable	283 804 815	294 710 100	294 710 100	291 952 122	281 265 707	281 265 707	285 529 063
Cumul doté à l'ouverture	155 888 713	165 025 577	158 193 370	170 269 429	170 213 003	171 700 500	183 874 412
Réintégration AT sur incorporel		8 433 836			-	-	-
Sortie AT sur sortie immo		(27 342 102)	-	(12 230 338)	(10 686 415)	-	(2 724 264)
Reste à amortir	127 916 102	148 592 789	136 516 730	133 913 031	121 739 119	109 565 207	104 378 915
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	9 136 864	12 076 059	12 076 059	12 173 912	12 173 912	12 173 912	13 047 364
Dotations cumulées	165 025 577	158 193 370	170 269 429	170 213 003	171 700 500	183 874 412	194 197 512
Vo - fin tiers - IFC - dotations	118 779 238	136 516 730	124 440 671	121 739 119	109 565 207	97 391 295	91 331 551
Mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(47 059 114)	(53 396 530)	(57 598 458)	(61 800 386)	(65 139 789)	(68 500 771)	(71 861 752)
Dotations/reprises B	(6 337 416)	(4 201 928)	(4 201 928)	(3 339 403)	(3 360 982)	(3 360 982)	(2 487 529)
Actif/Passif de renouvellement cloture	(53 396 530)	(57 598 458)	(61 800 386)	(65 139 789)	(68 500 771)	(71 861 752)	(74 349 281)
Dotation aux amortissements A	(9 136 864)	(12 076 059)	(12 076 059)	(12 173 912)	(12 173 912)	(12 173 912)	(13 047 364)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(15 474 280)	(16 277 987)	(16 277 987)	(15 513 315)	(15 534 894)	(15 534 894)	(15 534 893)
moyenne des dotations	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)
écart sur moyenne exercice	160 899	(642 808)	(642 808)	121 864	100 285	100 285	100 286
écart sur moyenne en cumulé	160 899	(481 909)	(1 124 717)	(1 002 853)	(902 568)	(802 283)	(701 997)

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	0	0	0	0	0	0	0
Acquisitions financement concession	-	-	-		0		6 409 249
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-			
VO Clôture	-	-	-	-	0	0	6 409 249
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	
- IFC améliorant exercice				-	-	-	(2 563 700)
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	(2 563 700)
							40%
Base amortissable	-	-	-	-	0	0	3 845 549
Cumul doté à l'ouverture	-	-	-	-	-	(0)	(0)
Reste à amortir	-	-	-	-	0	0	3 845 549
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	-	-	-	-	(0)	(0)	(480 694)
Dotations cumulées	-	-	-	-	(0)	(0)	(480 694)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	-	-	-	0	0	3 364 856

Impact exercice (+) = produit	(15 474 280)	(16 277 987)	(16 277 987)	(15 513 315)	(15 534 894)	(15 534 894)	(16 015 587)
--------------------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	292 103 809	290 140 237	331 015 427	386 665 953	394 573 943	402 481 933	434 445 675
VO Ouverture incorporel	0	0	0	0	0	0	0
Acquisitions	10 821 389	40 875 190	55 650 526	7 907 990	7 907 990	31 963 742	7 907 990
Acquisitions financement Tiers							
Tranferts et TVA à reverser							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession (cessions)	(12 402 438)	-	-	-	-	-	-
- origine financement tiers	(382 523)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
VO Clôture	290 140 237	331 015 427	386 665 953	394 573 943	402 481 933	434 445 675	442 353 665
- Financements tiers cumul	(106 453)	(106 453)	(106 453)	(106 453)	(106 453)	(106 453)	(106 453)
- 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	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
Base amortissable	290 033 784	330 908 974	386 559 500	394 467 490	402 375 480	434 339 222	442 247 212
Cumul doté à l'ouverture	194 197 512	197 257 747	219 532 951	252 938 261	288 320 568	326 338 872	380 339 047
Réintégration AT sur incorporel	-	-	-	-	-	-	-
Sortie AT sur sortie immo	(12 402 438)	-	-	-	-	-	-
Reste à amortir	108 238 710	133 651 227	167 026 549	141 529 229	114 054 912	108 000 350	61 908 165
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	15 462 673	22 275 205	33 405 310	35 382 307	38 018 304	54 000 175	61 908 165
Dotations cumulées	197 257 747	219 532 951	252 938 261	288 320 568	326 338 872	380 339 047	442 247 212
Vo - fin tiers - IFC - dotations	92 776 037	111 376 023	133 621 239	106 146 922	76 036 608	54 000 175	-
Mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(74 349 281)	(74 421 502)	(67 681 192)	(49 810 776)	(29 963 362)	(7 479 952)	30 985 329
Dotations/reprises B	(72 221)	6 740 311	17 870 416	19 847 413	22 483 410	38 465 281	46 373 271
Actif/Passif de renouvellement cloture	(74 421 502)	(67 681 192)	(49 810 776)	(29 963 362)	(7 479 952)	30 985 329	77 358 600
Dotation aux amortissements A	(15 462 673)	(22 275 205)	(33 405 310)	(35 382 307)	(38 018 304)	(54 000 175)	(61 908 165)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(15 534 894)	(15 534 894)	(15 534 894)	(15 534 894)	(15 534 894)	(15 534 894)	(15 534 894)
moyenne des dotations	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)
écart sur moyenne exercice	100 285	100 285	100 285	100 285	100 285	100 285	100 285
écart sur moyenne en cumulé	(601 711)	(501 426)	(401 141)	(300 856)	(200 570)	(100 285)	-
Traitement de l'améliorant							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	6 409 249	6 857 346	6 857 346	6 857 346	6 857 346	6 857 346	6 857 346
Acquisitions financement concession	448 097						
Acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	6 857 346	6 857 346	6 857 346	6 857 346	6 857 346	6 857 346	6 857 346
Financements tiers cumul							
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	(2 563 700)	(2 563 700)	(2 563 700)	(2 563 700)	(2 563 700)	(2 563 700)	(2 563 700)
	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
Base amortissable	4 293 646	4 293 646	4 293 646	4 293 646	4 293 646	4 293 646	4 293 646
Cumul doté à l'ouverture	(480 694)	(1 025 401)	(1 570 109)	(2 114 816)	(2 659 524)	(3 204 231)	(3 748 939)
Reste à amortir	3 812 953	3 268 245	2 723 538	2 178 830	1 634 123	1 089 415	544 708
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	(544 708)	(544 708)	(544 708)	(544 708)	(544 708)	(544 708)	(544 708)
Dotations cumulées	(1 025 401)	(1 570 109)	(2 114 816)	(2 659 524)	(3 204 231)	(3 748 939)	(4 293 646)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 268 245	2 723 538	2 178 830	1 634 123	1 089 415	544 708	-
Impact exercice (+) = produit	(16 079 601)	(16 079 601)	(16 079 601)	(16 079 601)	(16 079 601)	(16 079 601)	(16 079 601)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant					
VO Ouverture corporel	609 728 377	612 184 572	612 445 273	623 178 886	623 492 745	624 034 298	624 688 305
VO Ouverture incorporel	-	13 183 925	13 183 925	13 183 925	13 183 925	-	-
Acquisitions	9 031 733	764 742	33 319 234	871 255	1 472 433	1 778 634	45 120 304
Acquisitions financement Tiers							
Tranferts et TVA à reverser		-	-	-			
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(5 422 049)	-	(21 735 703)	-	(13 183 925)	(408 501)	(6 889 922)
- origine financement tiers	(1 153 489)	(504 041)	(849 918)	(557 396)	(930 880)	(716 126)	(23 370 890)
VO Clôture	612 184 572	625 629 198	636 362 811	636 676 670	624 034 298	624 688 305	639 547 797
- Financements tiers cumul	(265 774 206)	(264 620 717)	(264 116 676)	(263 266 758)	(262 709 362)	(261 778 482)	(261 062 356)
- IFC biens au bilan clôture	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	-	-	-	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Base amortissable	346 410 366	361 008 481	372 246 135	373 409 912	361 324 936	362 909 823	378 485 441
Cumul doté à l'ouverture	269 818 732	275 371 956	287 751 986	275 802 780	284 676 156	280 475 501	289 271 758
Réintégration AT sur incorporel		10 404 897					
Sortie AT sur sortie immo		(5 422 049)	(21 735 703)	-	(13 183 925)	(408 501)	(6 889 922)
Reste à amortir	76 591 634	80 653 677	106 229 852	97 607 132	89 832 705	82 842 823	96 103 605
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	5 553 224	7 397 183	9 786 497	8 873 376	8 983 271	9 204 758	12 012 951
Dotations cumulées	275 371 956	287 751 986	275 802 780	284 676 156	280 475 501	289 271 758	294 394 787
Vo - fin tiers - IFC - dotations	71 038 410	73 256 495	96 443 355	88 733 756	80 849 435	73 638 065	84 090 654
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(222 043 615)	(228 013 734)	(233 537 738)	(236 285 139)	(238 968 799)	(241 542 564)	(243 894 841)
Dotations/reprises B	(5 970 119)	(5 524 004)	(2 747 401)	(2 683 660)	(2 573 765)	(2 352 277)	10 125 740
Actif/Passif de renouvellement clôture	(228 013 734)	(233 537 738)	(236 285 139)	(238 968 799)	(241 542 564)	(243 894 841)	(233 769 100)
Dotation aux amortissements A	(5 553 224)	(7 397 183)	(9 786 497)	(8 873 376)	(8 983 271)	(9 204 758)	(12 012 951)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(11 523 343)	(12 921 187)	(12 533 898)	(11 557 035)	(11 557 035)	(11 557 035)	(1 887 210)
moyenne des dotations	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)
écart sur moyenne exercice	(6 034 133)	(7 431 977)	(7 044 688)	(6 067 826)	(6 067 826)	(6 067 826)	3 601 999
écart sur moyenne en cumulé	(6 034 133)	(13 466 111)	(20 510 799)	(26 578 625)	(32 646 451)	(38 714 277)	(35 112 278)

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	3 593 006	5 329 913	14 473 408	18 178 483	20 687 253	24 553 385
Acquisitions financement concession	1 922 542	151 409	5 687 282	599 746	415 302	1 370 999	
Acquisitions autres financement Tiers	1 670 464	1 585 498	3 456 213	3 105 329	2 093 468	2 495 133	
VO Clôture	3 593 006	5 329 913	14 473 408	18 178 483	20 687 253	24 553 385	24 553 385
Financements tiers cumul	(1 670 464)	(3 255 962)	(6 712 175)	(9 817 504)	(11 910 972)	(14 406 105)	(14 406 105)
- IFC améliorant exercice	0%	0%	0	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Base amortissable	1 922 542	2 073 951	7 761 233	8 360 979	8 776 281	10 147 280	10 147 280
Cumul doté à l'ouverture	0	(137 324)	(286 296)	(909 207)	(1 586 641)	(2 305 605)	(3 176 902)
Reste à amortir	1 922 542	1 936 627	7 474 937	7 451 772	7 189 640	7 841 675	6 970 378
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
Dotation exercice	(137 324)	(148 971)	(622 911)	(677 434)	(718 964)	(871 297)	(871 297)
Dotations cumulées	(137 324)	(286 296)	(909 207)	(1 586 641)	(2 305 605)	(3 176 902)	(4 048 199)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 785 218	1 787 655	6 852 026	6 774 338	6 470 676	6 970 378	6 099 081

Impact exercice (+) = produit	(11 660 667)	(13 070 158)	(13 156 809)	(12 234 469)	(12 275 999)	(12 428 333)	(2 758 507)
--------------------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	--------------------

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	639 547 797	655 515 785	663 495 942	671 476 098	679 456 255	687 436 411	695 416 568
VO Ouverture incorporel	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	43 756 149	15 960 313	15 960 313	15 960 313	15 960 313	15 960 313	15 960 313
Acquisitions financement Tiers							
Tranferts et TVA à reverser							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(17 889 878)	(7 980 157)	(7 980 157)	(7 980 157)	(7 980 157)	(7 980 157)	(7 980 157)
		50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
- origine financement tiers	(9 898 283)						
VO Clôture	655 515 785	663 495 942	671 476 098	679 456 255	687 436 411	695 416 568	703 396 724
- Financements tiers cumul	(237 691 466)	(237 691 466)	(237 691 466)	(237 691 466)	(237 691 466)	(237 691 466)	(237 691 466)
- 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	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
Base amortissable	417 824 319	425 804 476	433 784 632	441 764 789	449 744 945	457 725 102	465 705 258
Cumul doté à l'ouverture	294 394 787	296 693 396	311 561 779	329 622 224	351 672 748	379 043 376	414 394 160
Réintégration AT sur incorporel							
Sortie AT sur sortie immo	(17 889 878)	(7 980 157)	(7 980 157)	(7 980 157)	(7 980 157)	(7 980 157)	(7 980 157)
Reste à amortir	141 319 410	137 091 236	130 203 010	120 122 721	106 052 354	86 661 882	59 291 254
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	20 188 487	22 848 539	26 040 602	30 030 680	35 350 785	43 330 941	59 291 254
Dotations cumulées	296 693 396	311 561 779	329 622 224	351 672 748	379 043 376	414 394 160	465 705 258
Vo - fin tiers - IFC - dotations	121 130 923	114 242 697	104 162 408	90 092 041	70 701 569	43 330 941	-
Mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(233 769 100)	(214 053 783)	(191 678 413)	(166 110 981)	(136 553 471)	(101 675 856)	(58 818 084)
Dotations/reprises B	19 715 317	22 375 370	25 567 432	29 557 511	34 877 615	42 857 771	58 818 084
Actif/Passif de renouvellement cloture	(214 053 783)	(191 678 413)	(166 110 981)	(136 553 471)	(101 675 856)	(58 818 084)	-
Dotation aux amortissements A	(20 188 487)	(22 848 539)	(26 040 602)	(30 030 680)	(35 350 785)	(43 330 941)	(59 291 254)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(473 170)	(473 170)	(473 170)	(473 170)	(473 170)	(473 170)	(473 170)
moyenne des dotations	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)
écart sur moyenne exercice	5 016 040	5 016 040	5 016 040	5 016 040	5 016 040	5 016 040	5 016 040
écart sur moyenne en cumulé	(30 096 238)	(25 080 198)	(20 064 159)	(15 048 119)	(10 032 079)	(5 016 040)	-
Traitement de l'améliorant							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	24 553 385	28 179 399	28 179 399	28 179 399	28 179 399	28 179 399	28 179 399
Acquisitions financement concession	3 626 014						
Acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	28 179 399	28 179 399	28 179 399	28 179 399	28 179 399	28 179 399	28 179 399
Financements tiers cumul	(14 406 105)	(14 406 105)	(14 406 105)	(14 406 105)	(14 406 105)	(14 406 105)	(14 406 105)
- IFC améliorant exercice	(1 813 007)	-	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	(1 813 007)	(1 813 007)	(1 813 007)	(1 813 007)	(1 813 007)	(1 813 007)	(1 813 007)
	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
Base amortissable	11 960 287	11 960 287	11 960 287	11 960 287	11 960 287	11 960 287	11 960 287
Cumul doté à l'ouverture	(4 048 199)	(5 178 498)	(6 308 796)	(7 439 094)	(8 569 392)	(9 699 691)	(10 829 989)
Reste à amortir	7 912 088	6 781 789	5 651 491	4 521 193	3 390 895	2 260 596	1 130 298
Nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	(1 130 298)	(1 130 298)	(1 130 298)	(1 130 298)	(1 130 298)	(1 130 298)	(1 130 298)
Dotations cumulées	(5 178 498)	(6 308 796)	(7 439 094)	(8 569 392)	(9 699 691)	(10 829 989)	(11 960 287)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	6 781 789	5 651 491	4 521 193	3 390 895	2 260 596	1 130 298	-
Impact exercice (+) = produit	(1 603 468)	(1 603 468)	(1 603 468)	(1 603 468)	(1 603 468)	(1 603 468)	(1 603 468)

5.6 - Dépenses d’améliorant réalisées dans l’année

Cf paragraphe 1 – Variation du patrimoine immobilier

5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l’article 22

L'IFC est régie par l'article 22 du cahier des charges de la concession :

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

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

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

➤ Application de la formule
Pour un contrat prenant fin au 30 septembre 2030, cet article prendra effet pour les investissements mis en service à partir du 1er janvier 2021.
L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10^{ème} de la valeur d'origine égal à :
10 – (2020 – (année de mise en service)).

années civiles	10 dernières années	exemple de date de mise en service										
		avril 2020	février 2021	mars 2022	mars 2023	mars 2024	mars 2025	mars 2026	avril 2027	mai 2028	juin 2029	juillet 2030
2018												
2019												
2020												
2021	10		non									
2022	9		1	non								
2023	8		1	1	non							
2024	7		1	1	1	non						
2025	6		1	1	1	1	non					
2026	5		1	1	1	1	1	non				
2027	4		1	1	1	1	1	1	non			
2028	3		1	1	1	1	1	1	1	non		
2029	2		1	1	1	1	1	1	1	1	non	
2030	1		non	non	non	non	non	non	non	non	non	non
nb de 10èmes à déduire			8	7	6	5	4	3	2	1	0	0
IFC en % de la Vo		n/a	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	100%

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Nb de 10ème à déduire	Total IFC
G40234 - REALISAT° AIRE LEVAGE A/STOCK CENTRALE	400000116309	31/12/2023	6 409 249	100,00%	6 409 249	6	2 563 700
TOTAL PRODUCTION			6 409 249		6 409 249		2 563 700
353980-14A1 LCMH/CB2023/2274 EXT QT HAUATA TAH	400000117358	01/11/2024	963 213	100,00%	963 213	5	481 607
313610-14A1-TL-BC-2023/237 EXT BTA QT TIHATA MAT	400000117359	01/11/2024	356 923	100,00%	356 923	5	178 462
CP 2023 BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119123	02/01/2024	1 170 914	100,00%	1 170 914	5	585 457
CP 2024 BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119137	31/10/2024	1 134 964	100,00%	1 134 964	5	567 482
TOTAL DISTRIBUTION			3 626 014		3 626 014		1 813 007
TOTAL CONCESSION			10 035 263		10 035 263		4 376 707

5.8 - Plan de Renouvellement

Le plan de renouvellement en vigueur est reporté au chapitre 5.4 "Renouvellement".

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

a. Convention de fourniture de Gasoil pour les autres îles (EDT – PETROPOL)

Durée : du 1^{er} octobre 2021 au 30 septembre 2026.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, sauf tarifs préférentiels suivants : prestations locales de 11,30 F/l., et Premium de 2,50\$/bbl.

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

La commune, ou le nouveau délégataire de la concession, se voit transférer de plein droit le bénéfice du contrat, avec possibilité d'en demander la résiliation au cours d'un délai de 6 mois après la fin de la concession d'EDT.

b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque

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

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

c. Baux

Bailleur	Objet du bail
CHUNG TIEN VERONIQUE	AGENCE TUBUAI

d. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

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

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

e. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

f. Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication.

Durée : 1er janvier 2021 – 30 septembre 2030 (convention signée en août 2022). La convention prend fin de plein droit pour chaque concession quittant le périmètre EDT.