



**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 2025

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 système électrique polynésien -----	6
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession -----	7
1.3 - Le cadre juridique et contractuel -----	7
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE -----	9
2.1 - Mode de détermination des tarifs -----	10
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2025 -----	10
2.3 - Chiffre d'affaires énergie -----	11
2.4 - Autres produits d'exploitation -----	12
2.5 - Statistiques de ventes -----	12
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tubuai -----	15
2.7 - Gestion des impayés -----	16
2.8 - Dépenses de la Commune -----	17
2.9 - Services offerts à la clientèle -----	17
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE -----	20
3.1 - Système électrique de TUBUAI -----	21
3.2 - Autorisation d'exploitation -----	21
3.3 - Effectifs -----	21
3.4 - Détail des ouvrages de production -----	22
3.5 - Données de production -----	22
3.6 - Qualité de service -----	22
3.7 - Qualité - Sécurité - Environnement -----	23
3.8 - Travaux significatifs - Faits marquants -----	23
3.9 - Raccordement solaire -----	24
3.10 - Unités d'œuvre 2025 de la concession -----	24
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES -----	26
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée -----	27
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique -----	33
4.3 - Comptes de la concession -----	38
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés -----	46
4.5 - Annexes -----	51
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES -----	54
5.1 - Variation du patrimoine immobilier -----	55
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public -----	56
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements -----	62
5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année -----	62
5.5 - Méthode relative aux charges calculées -----	65
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année -----	71
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22 -----	71
5.8 - Plan de Renouvellement -----	72
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC -----	73

0 - FAITS MARQUANTS

0.1 - Communs à toutes les concessions d'EDT

Les tarifs des concessions EDT (hors Maupiti et Raivavae) sont inchangés depuis une hausse de 6,5% environ, intervenue au mois d'octobre 2022. Pour mémoire, cette hausse était censée être suivie de plusieurs autres équivalentes, nécessaires au rattrapage de déficit de Chiffre d'Affaires cumulé au cours des années précédentes. Toutefois, l'annonce faite par le ministre de l'énergie de l'époque, n'a pas été endossée par ses successeurs, et l'écart entre RA et CA pour l'ensemble des concessions EDT n'a cessé de se dégrader.

A fin 2025, cet écart s'établit ainsi à 2.331.630.678 F CFP, sous toutes réserves concernant un possible redressement sur la péréquation au titre de l'année 2022.

EDT a adressé le 31 mars 2026 au Ministre en charge de l'énergie, une mise en demeure de procéder soit à une hausse des prix de l'électricité de sorte à ramener à zéro ce déficit au terme de l'exercice 2026, soit de procéder à l'apurement direct de la dette correspondante.

0.2 - Spécifiques à la concession de Tubuai

La Commune de Tubuai a notifié fin 2024 à EDT sa volonté de mettre fin de manière anticipée au contrat de concession, initialement prévu jusqu'au 30 septembre 2030. Un préavis fixant initialement la fin de concession au 31 décembre 2026 a été confirmé, après l'échec des discussions visant une sortie avancée au 31 décembre 2025.

En 2025, plusieurs échanges techniques et institutionnels ont permis d'engager la préparation de la transition, notamment via la transmission d'états comptables, d'inventaires patrimoniaux, de listes de travaux réalisés et programmés, ainsi que l'organisation de réunions avec la SPL et la commune.

Toutefois, un désaccord persistant subsiste sur les modalités d'indemnisation du concessionnaire, la commune contestant le principe et le calcul de l'indemnité liée à la perte de revenus induite par la rupture anticipée du contrat.

En l'absence d'accord à ce stade, la concession doit donc prendre fin contractuellement au 31 décembre 2026, les parties poursuivant les échanges en vue d'un débouclage ordonné et, le cas échéant, d'un traitement contentieux du différend.

Principaux indicateurs

		TUBUAI			
		2025		2024	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	987		967	
	BT	980	99,29%	960	99,28%
	MT	7	0,71%	7	0,72%
	Puissance souscrite au 31/12	4 655		4 517	
	BT	4 430	95,17%	4 292	93,96%
	MT	225	4,83%	225	6,04%
	Puissance maximale appelée (*)	0,53		0,50	
	Nombre de kWh vendus total	2 676 064		2 509 163	
	BT	2 124 494	79,39%	1 990 315	79,32%
	MT	551 570	20,61%	518 848	20,68%
	Chiffre d'affaires énergie	86 029 083		80 919 748	
	BT : Total	68 501 613	79,63%	64 150 577	79,28%
	BT : par client	69 900		66 824	
	BT : par kVA de puissance souscrite	15 464		18 317	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	15 531 285	22,67%	15 285 826	23,83%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	52 970 328	77,33%	48 864 751	76,17%
	MT : Total	17 527 470	20,37%	16 769 171	20,72%
	MT : par client	2 503 924		2 395 596	
	MT : par kVA de puissance souscrite	77 900		74 530	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	4 514 400	25,76%	4 514 400	26,92%
	MT : part variable en XPF et % du CA total	13 013 070	74,24%	12 254 771	73,08%
TECHNIQUES	Prix moyen de vente par kWh vendu	32,15		32,25	
	BT	32,24		32,23	
	MT	31,78		32,32	
	Rendement réseaux (s/production nette)	0,95		0,93	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	65 956	2,33%	68 197	2,53%
	Energie hydroélectrique kWh		0%		0%
	Energie thermique kWh	2 759 486	97,67%	2 630 786	97,47%
	Energie totale achetée	2 825 442		2 698 983	
	Temps moyen de coupure				
FINANCIERS	global	01H03		2h44	
	origine production	0		1h00	
	origine transport	0		0	
	origine distribution	01H03		1h44	
	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement Km	114		113	
	Valeur d'origine k XPF	988 767		980 693	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	432 783		453 477	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement k XPF	13 896		54 578	
	Dépenses d'améliorant k XPF	1 725		4 074	
	Indemnité de fin de concession k XPF	5 411		4 377	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)) k XPF	227 617		224 565	
	Part revenant à la concession k XPF	157 735		155 907	
	Coût des énergies et du transport k XPF	69 882		68 659	
	Rémunération du concédant (avant IRCM) k XPF	9 181		7 225	
	Ecart RA - CA - péréquation de l'année (***) k XPF	17 193		19 481	
	(+) => 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.

(***) Ecart RA-CA incluant le plafonnement N-1

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

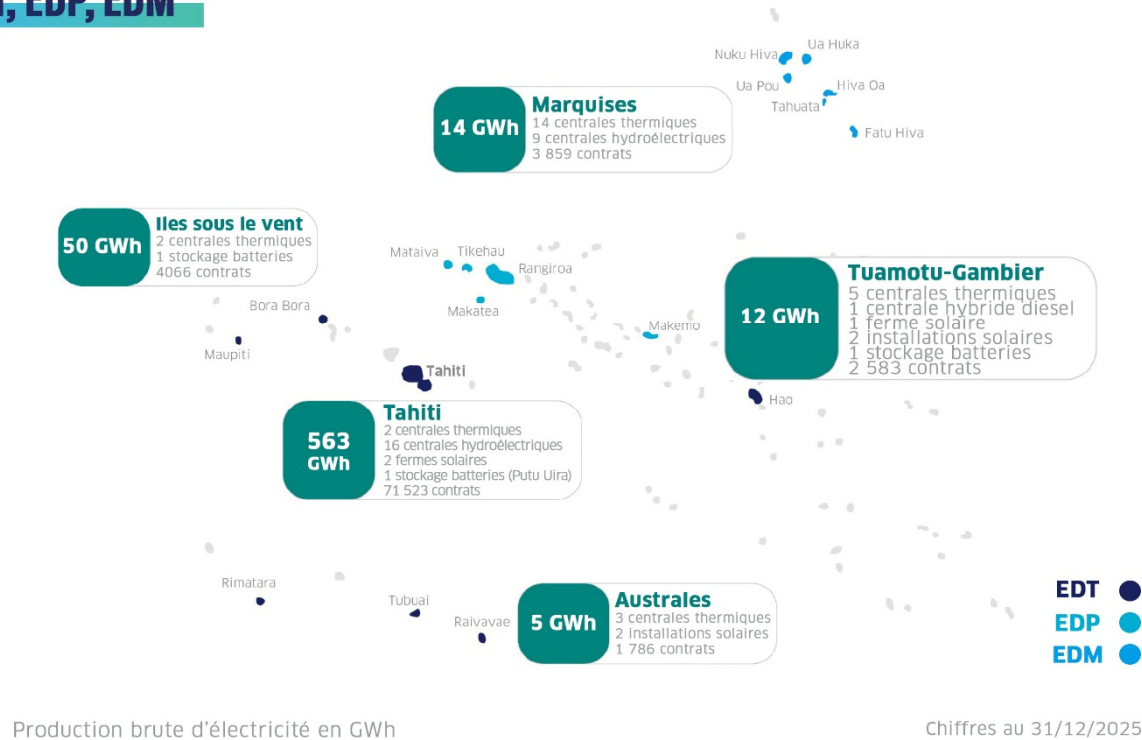
1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- 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 aux sociétés de distribution d'électricité du Groupe Engie en Polynésie, que sont EDT, TSE, EDP et EDM.

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. Les concessions de service public confiées à EDT, EDP et EDM dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production, historiquement essentiellement assurée par des centrales à gasoil, évolue progressivement au travers de la mise en service de centrales hybrides solaires/gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent également d'une production hydroélectrique.

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 A propos d'ENGIE

ENGIE est un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Alors que le Groupe est résolument décidé à conserver son rang d'acteur majeur en Europe et de leader de la transition énergétique, il est devenu un fournisseur d'énergie de référence dans le monde.

Le Groupe ENGIE, c'est aussi une culture de coopération. Cela implique de travailler en réseau avec d'autres filiales pour innover, échanger les meilleures pratiques, et adapter les réussites d'ailleurs au contexte polynésien. Cette dynamique d'apprentissage continu est au service d'une ambition commune : réussir ensemble la transition énergétique du Fenua.

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

ENGIE en Polynésie s'inscrit dans une dynamique mondiale en faveur d'une énergie plus propre, plus juste, et plus durable. Le Groupe vise la neutralité carbone d'ici 2045, avec une part d'énergies renouvelables portée à 58 % dans son mix électrique dès 2030. Cet engagement se traduit localement par des projets concrets à Tahiti et dans les îles : mise en service de la batterie Putu Uira à la Punaruu, ou le Battery Energy Storage System (BESS) à Bora Bora, développement de fermes solaires avec stockage, modernisation des équipements thermiques, et soutien actif à la maîtrise de la consommation chez les clients.

Un engagement au cœur du Fenua

Le Groupe ENGIE en Polynésie contribue activement à la transition énergétique de la Polynésie française, aux côtés d'autres acteurs présents sur le territoire. De Tahiti aux îles éloignées, nos implantations témoignent de notre volonté d'accompagner, site après site, le développement d'une énergie plus durable et plus locale. Cette carte met en lumière notre présence et notre contribution, dans le respect de la diversité et des spécificités de chaque archipel.

Le Pôle Énergie : un moteur collectif au service de la Polynésie

Pour accompagner la transition énergétique du Fenua, ENGIE en Polynésie s'appuie sur son Pôle Énergie, qui regroupe EDT, Marama Nui, TSE, EDM, EDP et Ito Nui. Ce Pôle réunit des expertises complémentaires pour produire, stocker, distribuer, et mieux consommer l'énergie, partout sur le territoire. Sa mission : accélérer la décarbonation, moderniser les infrastructures et assurer un service public de distribution d'électricité fiable, durable et de qualité pour tous les Polynésiens.

Un mix énergétique en transition

EDT affirme son rôle de catalyseur essentiel de la transition énergétique en Polynésie française, collaborant étroitement avec toutes les entités du Pôle Énergie d'ENGIE en Polynésie. Jouant un rôle clé dans la décarbonation, l'innovation et la modernisation des infrastructures électriques du Fenua, EDT vise à assurer un mix énergétique durable et une gestion optimisée des ressources locales. L'objectif est de garantir la sécurité de l'approvisionnement et la performance opérationnelle.

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.

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 prévoyait « l'adhésion » par les communes des îles à la concession de Tahiti Nord.

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 a été 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 2025
- 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

2.1 - Mode de détermination des tarifs

Les tarifs de vente de l'électricité applicables sur la concession de Tubuai sont historiquement ceux appliqués sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT.

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 2025

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 31 décembre 2025
			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 2025
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

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 décembre 2025
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 31/12/2025 (kVA)	Total kWh vendus 2024
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	552 743	6 493 230	14 525	3 815 369	1 207	521 049
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	45 399	1 413 358				32 711
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	281 047	6 111 883	13 342	5 852 656	1 168	295 785
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	90 138	2 100 252				86 947
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	51 691	2 100 738				47 506
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	45 739	1 942 078				41 850
BT Eclairage public	P6	53 072	1 801 803	1 016	406 560	85	52 845
BT Usage professionnel	P7	248 685	9 002 367	13 635	5 456 700	1 138	242 975
BT Usage professionnel 2ème tranche	P8	99 385	3 677 245				89 204
BT Usage professionnel 3ème tranche	P9	203 424	8 033 214				148 472
MT Tarif jour 1ère tranche	P10	358 292	8 824 733	2 700	4 514 400	225	341 668
MT Tarif nuit 1ère tranche	P12	193 278	4 188 337	0			177 180
Prépaiement	Prépaiement	453 171	10 294 160	9 196		833	430 971
Total		2 676 064	65 983 398	54 414	20 045 685	4 655	2 509 163
CHIFFRE D'AFFAIRES			86 029 083				
Prix moyen			32,15				

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2025.

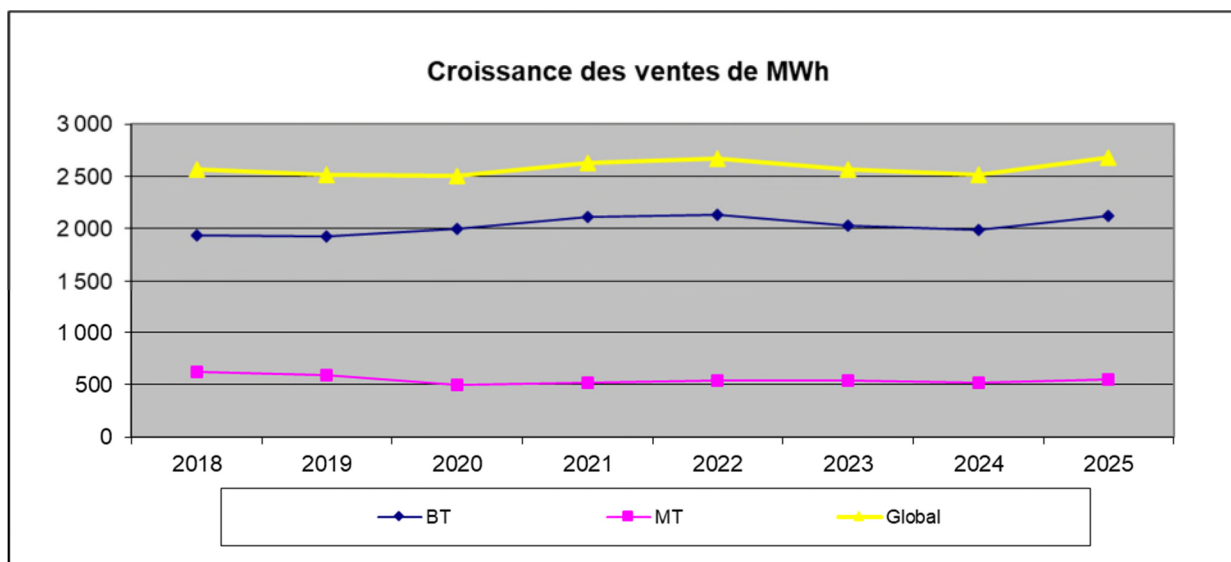
* Ce tableau inclut les consommations des salariés, lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

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	908 520 XPF
Frais perception taxes	190 141 XPF
TOTAL autres produits exploitation	1 098 661 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



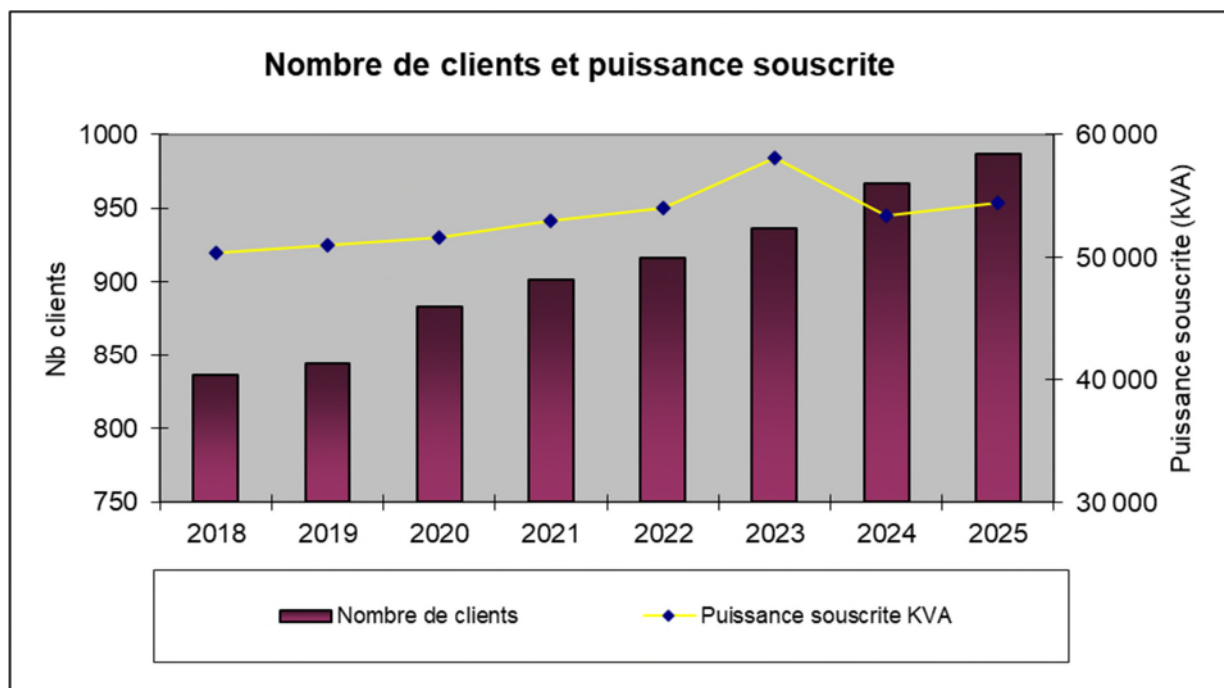
Les ventes d'électricité progressent en 2025, pour la concession de Tubuai (+6,7 %) et s'établissent à 2,7 GWh. La hausse concerne aussi bien les volumes des ventes en basse tension (+134 MWh, soit +6,7%) que les volumes des ventes en moyenne tension (+33 MWh, soit +6,3%).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) et prépaiement, qui pèsent pour 72 % des volumes basse tension, a connu une légère hausse de +4,3% (+63 MWh). Cette tendance haussière s'explique en partie par la progression des ventes en prépaiement suite au déploiement des compteurs en prépaiement sur l'île de Tubuai au second trimestre 2023, ainsi que par une hausse des volumes du tarif « petit consommateur » (+8%) par rapport à 2024.

Les ventes en tarif éclairage public, qui représentent 2,5% des ventes en basse tension, restent stables en 2025 par rapport à 2024.

Les ventes basse tension aux clients professionnels comptent pour 26 % des volumes en basse tension. Elles progressent de +14,7%, soit +71 MWh en 2025 par rapport à 2024.

Les consommations en moyenne tension enregistrent une bonne progression de +6,3 % en 2025, après la baisse constatée en 2024.



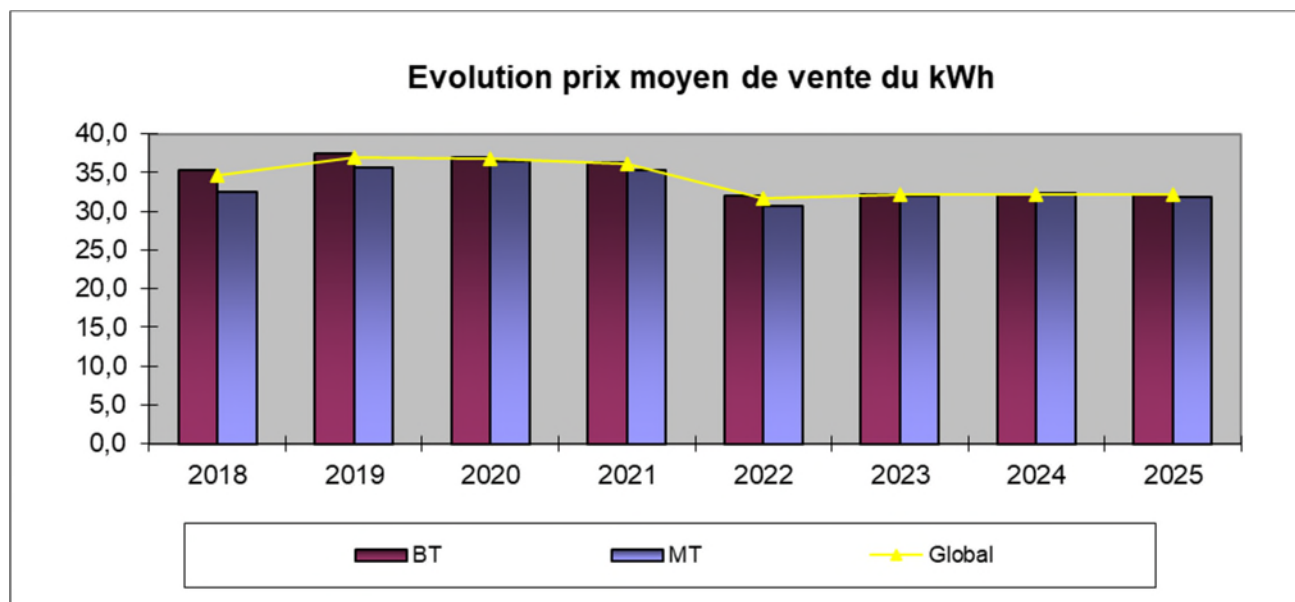
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :			variation / 2024 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	980		+ 2,1% (+ 20 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>7</u>	<u>-</u>	
	987		+2,1% (+ 20 contrats)

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit de la manière suivante à fin 2025 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 37,7%
- Tarif Prépaiement 31,9%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 19,6%
- Tarif Eclairage Public 2,1%
- Tarif Usages professionnels basse tension 8%
- Tarif Moyenne tension 0,7%

La puissance souscrite facturée s'élève à 54 414 kVA, soit une légère hausse de +1,8% par rapport à 2024.

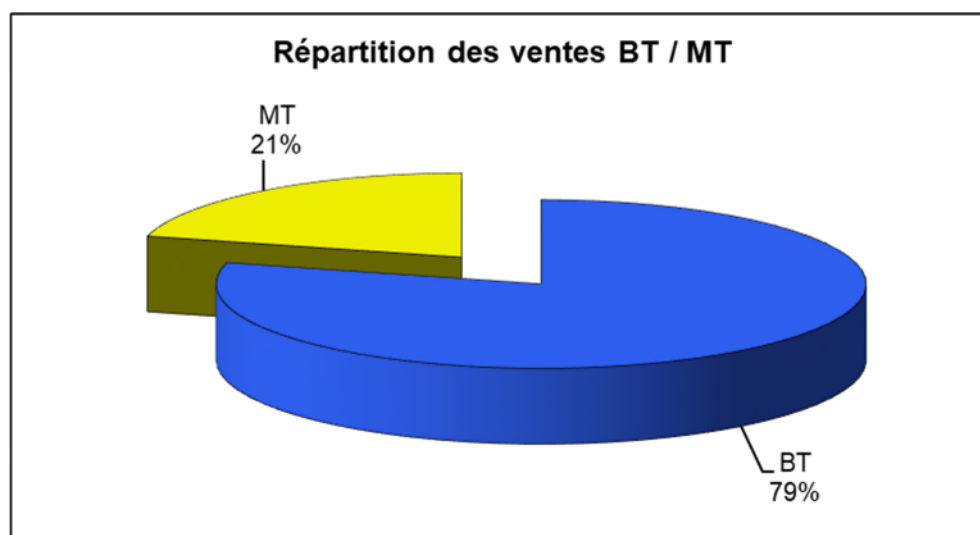
Le nombre de contrats en prépaiement poursuit sa progression sur 2025, avec 21 nouveaux contrats, en réponse à un besoin de la population qui souhaite mieux gérer sa consommation et maîtriser son budget.



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

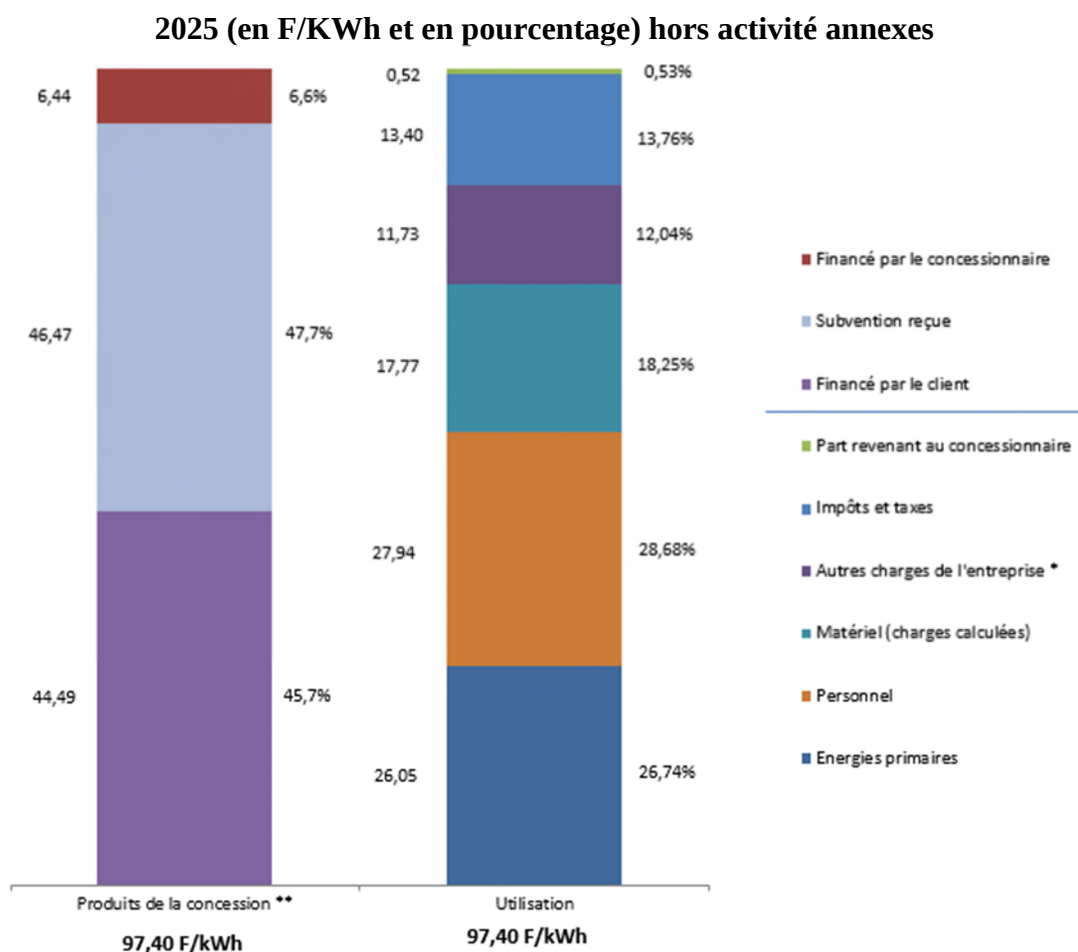
		variation / 2024
Tarifs basse tension	32,2 CFP	+ 0,0%
Tarifs moyenne tension	<u>31,8 CFP</u>	<u>-1,7%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	32,1 CFP	- 0,3%

Le prix moyen de vente du kWh reste stable par rapport à 2024 et s'établit à 32,1 Fcp/kWh.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste stable par rapport à 2024. Les ventes basse tension représentent ainsi 79% des volumes globaux (ratio identique en 2024).

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tubuai



*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 44,49 F/KWh (45,7%) 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 97,40 F.

- Le poste impôts et taxes de 13,40 F/kWh représente 13,76% 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 gazeuse,
 - 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 44,49 F/kWh qui financent 45,7% des dépenses de la concession.
- les subventions de péréquation de 46,47 F/kWh qui prend en charge 47,7% des dépenses de la concession.
- le concessionnaire pour 6,44 F/kWh pour la différence soit 6,6% 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	32,15	33,0%
- Les produits accessoires	0,41	0,4%
- Les taxes communales, TVA, CPS	5,63	5,8%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	6,5%
	44,49	45,7%
Le montant brut des subventions reçues:		
- Subvention de péréquation	46,47	47,7%
	46,47	47,7%
La part financée par le concessionnaire:		
- Avance du concessionnaire	6,44	6,6%
	6,44	6,6%
Total Produits	97,40	F/kWh

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2025, 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 31/12/25, était de 12,8 MCFP ce qui représente 10,9% du chiffre d'affaires énergie 2025, soit un délai de créances clients de 39 jours, en nette amélioration par rapport à 2024 qui présentait un délai à 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 95 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 9,6% 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 25 clients, soit 2,3% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés. Ce faible nombre, bien qu'il ait augmenté en 2025, s'explique par un taux de pénétration du prépaiement significatif sur Tubuai, qui continue par ailleurs à progresser en 2025 avec 21 nouveaux compteurs.

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 2025, 6 896 CFP ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tubuai, soit moins de 0,01% du chiffre d'affaires réalisées sur 2025.

2.8 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2025 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS	1	0	10 932	0,0
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	21	52 504	2 629 328	50,1
07 - USAGE PROFESSIONNEL	18	118 133	6 926 070	58,6
55 - TOUS USAGES MT	3	135 381	5 485 202	40,5
Total	43	306 018	15 051 532	49,2

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

A fin 2025, l'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT augmentent de +2,6 % (+0,4 MCFP) et s'élève à 15 MCFP dont 2,6 MCFP pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 43 compteurs.

A noter un compteur au tarif petit consommateur sur l'île de RAPA, actif mais avec aucune consommation sur l'année comme pour 2024.

2.9 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2025



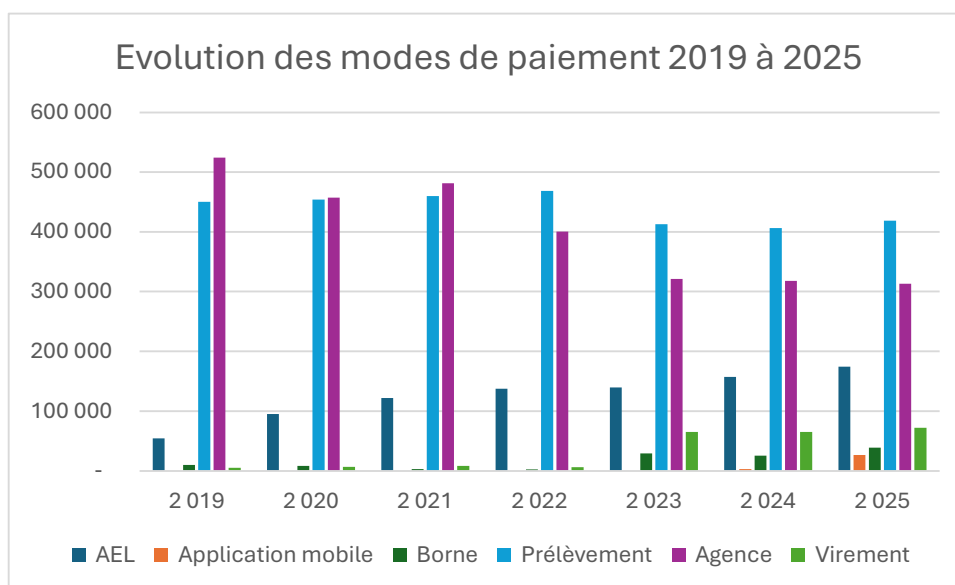
La démarche de dématérialisation de la facture s'est poursuivie avec la promotion de la e-facture.

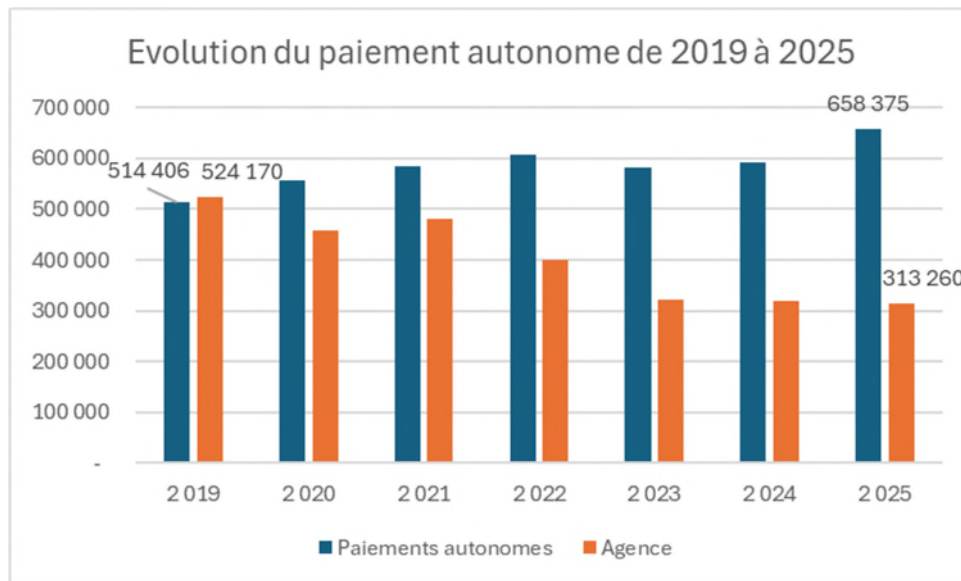
Sur Tubuai, 289 contrats sont ainsi passés à la e-facture à fin 2025, ce qui représente 53% des contrats éligibles à la e-facture.

Les outils digitaux

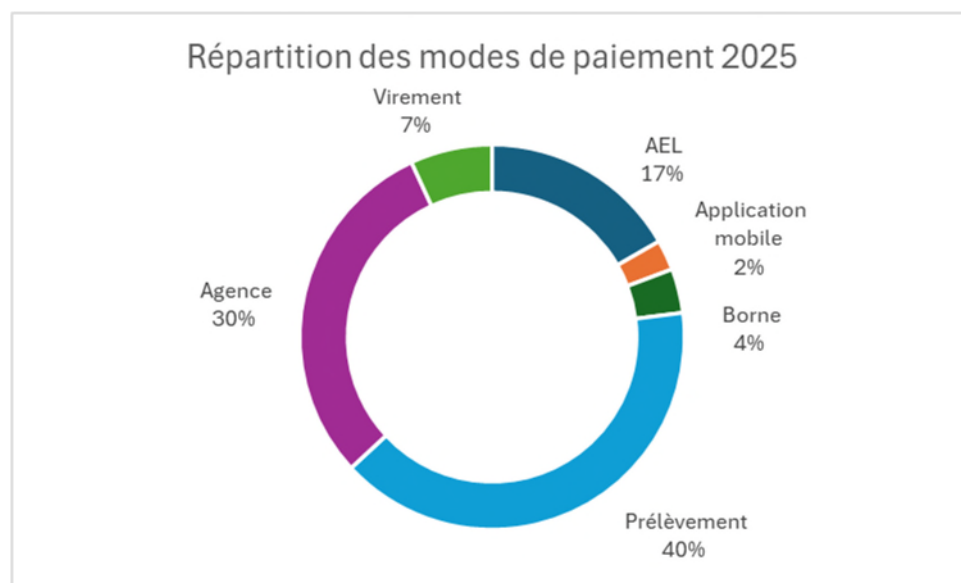
Une mise en avant de tous les outils digitaux clients par le biais de campagnes commerciales dynamiques a permis de renforcer le recours aux paiements autonomes (Agence En Ligne AEL, application mobile, prélèvement automatique, bornes de paiement) ainsi qu'à favoriser la pratique de l'auto-relève pour arriver à une meilleure maîtrise de la consommation électrique.

La progression du paiement autonome sur les dernières années affiche une progression importante de 28% pour une part de paiement en agence qui baisse sur la même période de 40%.



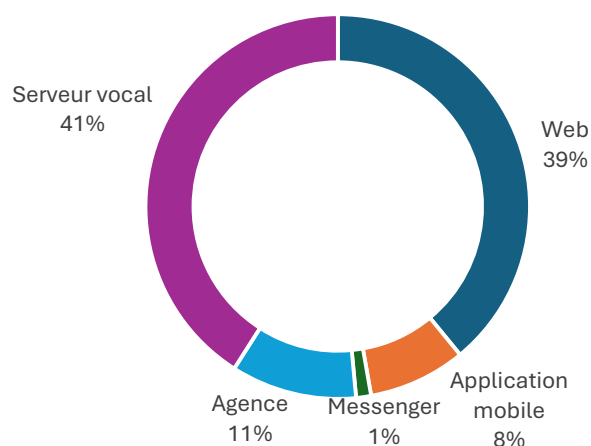


Le paiement autonome en 2025 représente 63% des canaux de paiements, part en perpétuelle évolution assimilable aux changements des comportements des clients.



Le recours aux outils digitaux est également en croissance constante avec plus de 49% des auto-relèves qui sont réalisés via le Web, l'application mobile et Messenger.

Auto-relève par canal 2025



35% des client sur Tubuai ont un accès au site client qui leur permet de gérer leur contrat en toute liberté : paiement, résiliation, auto-relève, simulation de facture, etc



3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

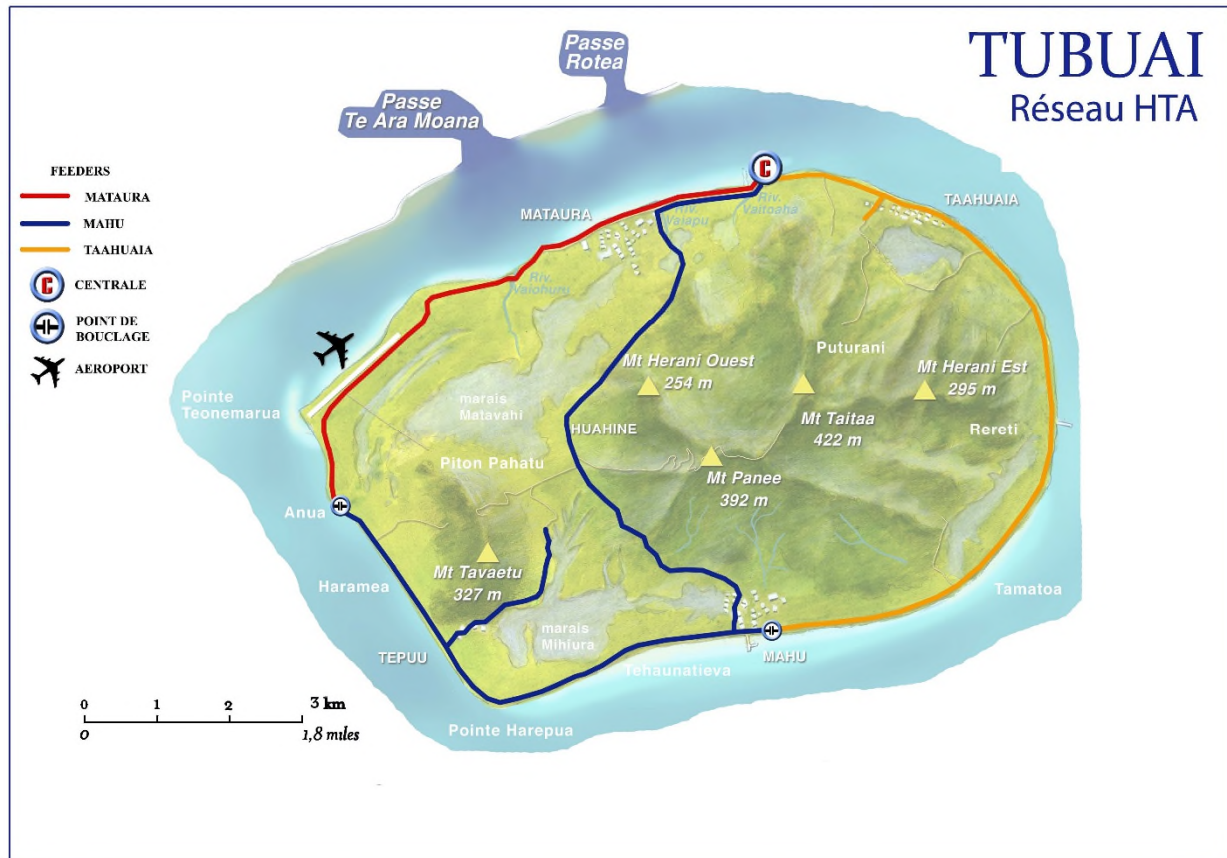
Bilan technique

- 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 2025 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 2025 une longueur de 41,03 km, principalement en aérien. Le réseau basse tension totalisait 72,59 km, dont 83,7 % 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 2025 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 2025	HDM au 1er Janvier 2026	Nbre heure de fonctionnement 2025
G1 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G311	27/06/2018	29 406	34 281	4 875
G2 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G312	27/06/2018	30 352	35 213	4 861
G3 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G258	15/11/2013	43 911	48 242	4 331
G4 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G259	15/11/2013	48 854	52 984	4 130

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, 2 759 MWh ont été produits en 2025 contre 2 631 MWh en 2024.

788 163 litres de gazole ont été consommés en 2025 contre 754 157 litres en 2024, et 2 654 litres d'huile ont été consommés en 2025 contre 3 342 litres en 2024.

La puissance de pointe appelée est de 530 kW pour 2025, en hausse par rapport à l'année 2024 qui était de 497 kW. La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

Tubuai 2025	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	269 573	264 300	74 533	276	251	511
Février	244 547	240 636	68 200	279	220	530
Mars	268 076	263 441	75 099	280	239	509
Avril	236 593	233 077	67 248	284	256	482
Mai	232 698	230 058	65 730	282	219	498
Juin	222 992	220 687	62 103	278	236	467
Juillet	217 538	215 571	62 441	287	214	445
Août	214 653	212 696	60 322	281	199	459
Septembre	217 118	215 038	61 365	283	195	458
Octobre	222 929	220 288	63 933	287	213	455
Novembre	213 585	210 857	60 506	283	141	439
Décembre	236 148	232 837	66 683	282	271	468
TOTAL	2 796 450	2 759 486	788 163	282	2 654	530

3.6 - Qualité de service

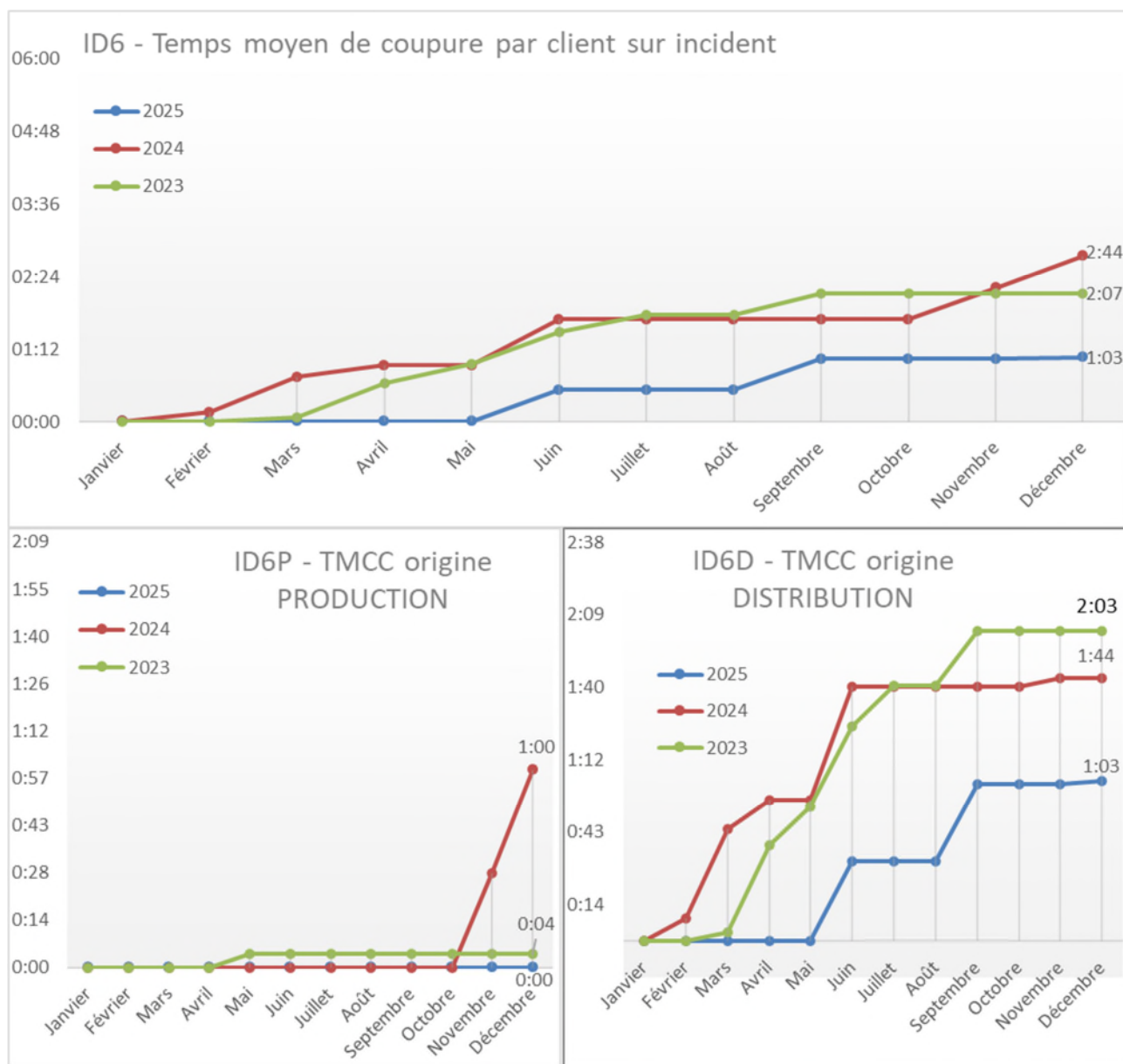
Le TMCC sur incident est nettement en baisse en 2025 : 1h03 contre 2h44 en 2024. Les incidents majeurs ont été marqués par des poteaux accidentés, et des intempéries.

En production :

Aucune coupure pour incident relevée en 2025.

En Distribution :

TMCC de 1h03 lié à des incidents d'origine distribution ont été engendrés suite à des poteaux accidentés, et des intempéries.



3.7 - Qualité - Sécurité – Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Un exercice POI de lutte contre l'incendie a été réalisé le 22 mai 2025. Ce type d'exercice incendie permet 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 2025.

3.8 - Travaux significatifs - Faits marquants

La Commune de Tubuai a notifié fin 2024 à EDT sa volonté de mettre fin de manière anticipée au contrat de concession, initialement prévu jusqu'au 30 septembre 2030. Un préavis fixant initialement la fin de concession au 31 décembre 2026 a été confirmé, après l'échec des discussions visant une sortie avancée au 31 décembre 2025.

En 2025, plusieurs échanges techniques et institutionnels ont permis d’engager la préparation de la transition, notamment via la transmission d’états comptables, d’inventaires patrimoniaux, de listes de travaux réalisés et programmés, ainsi que l’organisation de réunions avec la SPL et la commune.

Toutefois, un désaccord persistant subsiste sur les modalités d’indemnisation du concessionnaire, la commune contestant le principe et le calcul de l’indemnité liée à la perte de revenus induite par la rupture anticipée du contrat.

En l’absence d’accord à ce stade, la concession doit donc prendre fin contractuellement au 31 décembre 2026, les parties poursuivant les échanges en vue d’un débouclage ordonné et, le cas échéant, d’un traitement contentieux du différend.

Production :

- Remplacement de l’alternateur du groupe 3 en janvier 2025.
- Renouvellement des blocs moteurs en août 2025 : groupe 1 à 32 580 HDM et groupe 2 à 33 361 HDM.

Distribution :

- Contrôle, vérification et dépannage du réseau d’éclairage public de la Commune de TUBUAI.
- Mise en conformité du réseau Basse Tension du quartier TITAHHA.
- Déplacement d’un poteau dans le quartier TEMARONO.
- Travaux d’élague sur toute l’île de Tubuai.

Exploitation :

- Sensibilisation à la DICT
- Evacuation des déchets.

3.9 - Raccordement solaire

Concession	Total au 31/12/2025		Raccordements au cours de l'année 2025					Tarif de rachat XPF/kWh
	Nombre d'installations	Puissance raccordée (kWc)	CATEGORIE <= 10 kWc	CATEGORIE > 10 & < 36 kWc	CATEGORIE >= 36 & < 100 kWc	CATEGORIE >= 100 & < 400 kWc	CATEGORIE >= 400 kWc	
TUBUAI	13	171	7	0	1	0	0	23,64

3.10 - Unités d’œuvre 2025 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	530
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	2 676 064
Quantité en litre de combustible	788 163
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 759 486
Nb de kWh solaire acheté par tarif	61 581
Nb de kWh solaire produit	4 375
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	3 090
Nombre d’abonnés (BT et HT)	987

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh
Nb de kWh solaire acheté par tarif	-	-	-	61 581

Répartition des longueurs Réseau 2025 :

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	26.20	14.84	-	41.03	63.8%	36.2%	60.76	11.83	72.59	83.7%	16.3%	86.96	26.67	113.62	76.5%	23.5%

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.
- Les travaux d'égavage 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'efficience à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur 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 2025 :

- les imputations directes concernent 81 % 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 ;
- le 19 % 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	79%	2%	81%
oncession	3%	16%	19%
	83%	17%	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
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	29 722	
Production thermique - frais de siège*		233 662	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	1 514 986	1 046 752
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-17 530 941	
Distribution d'électricité - frais de siège*		280 232	
Fourniture - Etudes & raccordements - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-248 643	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		5 727	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	82 618	
Clientèle - frais de siège*		80 216	
Total		-15 552 421	1 046 752

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

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

4.1.6 La justification du périmètre de charges

La structure de la comptabilité analytique 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 2025 :

- Création d'un Service "Branchements neufs et travaux réseaux" à la Direction Des Opérations (DDO) et transfert des centres de coûts concernés de la DCMC vers ce service
- Transfert de la "Maintenance et réseau" de la DCMC vers le Service Réseau Nord
- Réorganisation interne à la DCMC sans changements de périmètres

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 S.A

Libellé	Description	Montant CFP
Mise à disposition de personnel	Mise à disposition de personnel (acheteur, ...)	354 485
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	2 133 111
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	1 982 395

Autres parties liées

Libellé	Description	Montant CFP
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management facturé chantiers par chantiers sur la base de bons de commande	34 000
Polydiesel	Travaux sous-traités: réseaux et facility management facturé chantiers par chantiers sur la base de bons de commande	972 502

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

Tubuai	Sensibilité aux volumes (kWh vendus)	Reel 2025 XPF	2025 XPF/kWh	Augmentation tarif pour atteindre l'équilibre RA-CA-Péréquation
kWh vendus		2 676 064		
CA energie	Variable	65 983 398	24,66	79 192 514
Prime fixe	Fixe	20 045 685	7,49	24 058 600
EP	Fixe	0	0,00	0
CA total		86 029 083	32,15	103 251 114
Péréquation		124 365 574	46,47	124 365 574
RE	Fixe	157 734 537	58,94	157 734 537
CE	Variable	69 882 151	26,11	69 882 151
Revenu Autorisé		227 616 688	85,06	227 616 688
Ecart RA-CA-Péréquation		17 222 031	6,44 20,0%	0

Pour atteindre l'équilibre, il aurait fallu une hausse du CA de 20 % à volume constant

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 92 % 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 8 % 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 4.143 % (+2.143 % + 2 %)
 - Le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de +1.98 % (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	2025
Solde à l'ouverture	0	0	0	0	0	2 198 764	7 807 183	4 919 518
IS déficitaire	0	0	0	0	2 198 764	5 608 418	0	0
Consommation IS déficitaire	0	0	0	0	0	0	-2 887 665	-3 680 523
Solde à la clôture	0	0	0	0	2 198 764	7 807 183	4 919 518	1 238 995

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
- *Hors concession* : sont comptabilisées en hors concession les activités de l'entreprise sans lien avec la réalisation des contrats de concession (contrat d'exploitation délégué TSE et Marama Nui, prestations administratives, produits et charges liés aux filiales et participations, gestion de certains risques liés au débouclage des concessions, résultat de placement par différence avec la part en concession, participation de l'entreprise à des opérations de défiscalisation locale).

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 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

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/centres de cout concernés :

- Le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire ;
- Le centre de cout « Grand Comptes » : au prorata du nombre de clients grands comptes
- Le service « Relève, intervention et branchement » / « Performance » : au prorata du temps passé ;
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Les centres de couts Digital clients, Traitement données clients, Innovation services clients, Qualité Commerciale et ex Marketing : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le centre de cout Facturation : 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 2025
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	1 484,1	1 105,5			21,0	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des îles - Siège	-4,8	-4,8	-0,1	0,0	-0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	24,6	0,6
Exploitation des îles - Exploitation	29,5	28,1	2,2	0,0	2,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	23,0	1,8
Exploitation des îles - Maintenance distribution	14,1	12,9	0,4	0,0	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	15,8	0,6
Exploitation des îles - Maintenance production	9,5	9,5	0,4	0,0	0,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	10,1	0,5
Centre hors concession	86,7	12,1	3,6	0,0	3,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	2,9	0,9
Clientèle îles	7,4	3,9	0,6	0,0	0,6	Nombre d'abonnés îles	6 385	987
Service Branchement Travaux Réseaux	146,1	146,1	0,5	-0,1	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	63,4	0,2
Suivi du patrimoine	38,7	31,0	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	23,5	0,1
Expertise technique réseaux	25,1	24,7	0,4	0,0	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	44,3	0,7
Gestion PMT distribution	6,3	6,3	0,0	0,0	0,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	20,2	0,0
Pôle expertise exploitation	8,0	3,4	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	2,2	0,1
Relève Intervention Branchement / Service Performance	140,7	130,8	0,0	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule	133,3	0,0
Gestion administrative du solaire	42,5	42,5	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	4 156	13
Clientèle Grand compte	93,0	86,7	1,7	0,0	1,7	Contrats grands comptes	4 780	95
Digital clients, Traitement données clients, Innovation services clients, Qualité Commerciale, ex Marketing	152,4	144,3	2,2	-0,1	2,1	Nombre d'abonnés	63 490	987
Assurance	42,0	32,0	0,5	0,0	0,5	Nombre d'abonnés	63 490	987
Informatique	378,0	335,4	3,5	0,3	3,8	Nombre de PC	551	6
Autres	58,1	-0,7		-0,2	-0,2			
Total support externe					16,5			
Support interne de l'île					15,6			
Total Support					32,1			

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Tubuai	
	2025	2024
Immobilisations concédées *	988 767 130	980 692 767
- Production	293 978 458	296 997 583
- Distribution	694 788 672	683 695 184
Immobilisations privées	37 473 945	37 292 455
Immobilisations en-cours	4 019 351	10 762 041
- Production	0	4 293 637
- Distribution	4 019 351	6 468 404
Total immobilisations brutes	1 030 260 426	1 028 747 263
Amortissements et provisions **	-674 590 241	-668 695 691
- Production	-201 522 585	-199 251 147
- Distribution	-436 359 298	-433 255 071
- Privés	-36 708 358	-36 189 473
Immobilisations nettes	355 670 185	360 051 571
Stock	21 028 389	41 677 614
Avances et acomptes	13 814	1 362 380
Créances clients	16 491 100	19 870 827
Autres créances	25 574 669	34 799 741
Charges constatées d'avance	91 291	0
Provisions pour dépréciation	-3 483 209	-3 771 677
Stock et créances nets	59 716 054	93 938 885
Compte courant du concessionnaire	0	47 270 883
TOTAL ACTIF	415 386 239	501 261 340

* Immobilisations concédées

	2025	2024
Production		
Concessionnaire	265 449 656	272 996 351
Tiers et concédant	106 453	106 453
Fonds	28 422 349	23 894 779
Total Tiers et concédant	28 528 802	24 001 232
Total au bilan	293 978 458	296 997 583

Distribution		
Concessionnaire	352 565 456	354 196 073
Tiers et concédant	242 199 288	242 199 288
Fonds	100 023 928	87 299 823
Tiers et concédant	342 223 216	329 499 111
Total au bilan	694 788 672	683 695 184

** Amortissements et provisions

	2025	2024
Production		
Concessionnaire	-198 554 942	-198 283 148
Tiers et concédant	-106 453	-62 216
Fonds	-2 861 190	-905 783
Tiers et concédant	-2 967 643	-967 999
Total au bilan	-201 522 585	-199 251 147

Distribution		
Concessionnaire	-294 003 921	-303 285 934
Tiers et concédant	-135 169 512	-126 723 115
Fonds	-7 185 865	-3 246 022
Tiers et concédant	-142 355 377	-129 969 137
Total au bilan	-436 359 298	-433 255 071

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Tubuai	
	2025	2024
Résultat	9 180 688	7 224 568
Capitaux propres	9 180 688	7 224 568
Droits des tiers et concédant apports gratuit ***	96 982 721	115 520 410
- Production	-2 861 190	44 237
- Distribution	99 843 911	115 476 173
Provisions devenues sans objet	456 868	456 868
- PR devenues sans objet	456 868	456 868
Droits du concédant exigible en nature	97 439 589	115 977 278
Autres provisions	11 575 915	12 291 771
- PIDR	11 575 915	12 291 771
Provision pour risques et charges	11 575 915	12 291 771
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	52 120 210	0
Emprunts et dettes financières	1 000 000	1 000 000
Clients - avances sur consommation	4 021 740	4 006 888
Fournisseurs	6 630 626	31 631 675
Dettes fiscales et sociales	24 653 915	21 253 149
Passif de renouvellement	207 639 013	288 475 285
- Production	135 448 212	74 421 502
- Distribution	72 190 801	214 053 783
Produits constatés d'avance	1 124 543	19 400 727
Emprunts et dettes	245 069 837	365 767 724
TOTAL PASSIF	415 386 239	501 261 340

*** Droits des tiers et concédant apports gratuit

	2025
Production	
Valeur brut apport tiers et concédant	106 453
Amort techniques pour ordre tiers et concédant	-106 453
Amort techniques pour ordre fonds	-2 861 190
Total au bilan	-2 861 190
Distribution	
Valeur brut apport tiers et concédant	242 199 288
Amort techniques pour ordre tiers et concédant	-135 169 512
Amort techniques pour ordre fonds	-7 185 865
Total au bilan	99 843 911

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Tubuai 2024			Tubuai 2025			
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE								
P1	Puissance maximale majorée	PRODUIT A UTOURSE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	96 351 960		96 351 960	96 836 985		96 836 985
		- LO UPI : Puisseance maximale majorée 9	735		735	735		735
		- Forfait FPI 10	-131 108		-131 108			
		Racturation P1 autres distributeurs						
		COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-68 942 380	57 439	-68 884 941	-66 178 272	-7 785	-66 186 057
		par LO : Puisseance maximale majorée	-93 799		-93 721	-90 036		-90 049
		- Maintenance	-28 765 904		-28 765 904	-28 906 286		-28 906 286
		- AC	-3 499 882		-3 499 882	-2 241 174		-2 241 174
		- ACE	-6 526 911		-6 526 911	-4 230 197		-4 230 197
		- MO	-18 735 407		-18 735 407	-21 894 787		-21 894 787
		- AUTRES	-3 724		-3 724	-540 128		-540 128
		- Conduite et Fonctionnement	-1 657 751		-1 657 751	-2 133 266		-2 133 266
		- AC	-14 150		-14 150	-12 810		-12 810
		- ACE	-829 454		-829 454	-545 712		-545 712
		- MO	-25 855		-25 855	-41 910		-41 910
- AUTRES	-988 292		-988 292	-1 532 834		-1 532 834		
- Amortissement des actifs de concession	-16 079 601		-16 079 601	-15 154 842		-15 154 842		
- Dotation amortissement biens au bilan	-18 007 380		-18 007 380	-21 075 574		-21 075 574		
- Dotation / reprise de lessage	-72 221		-72 221	5 920 732		5 920 732		
- Quote part des activités support affectées	-22 439 124	57 439	-22 381 685	-19 983 877	-7 785	-19 991 662		
- Fonctions supports	-15 232 885		-15 232 885	-12 115 399		-12 115 399		
- Frais de siège	-7 206 259	57 439	-7 148 820	-7 869 476	-7 785	-7 876 261		
P2	Charges variables de production	PRODUIT A UTOURSE : Rémunération des autres charges de production	6 205 417		6 205 417	6 184 978		6 184 978
		- LO UPI : kWh produits sortie de centrale 9	2 661 328		2 661 328	2 630 786		2 630 786
		- Forfait FPI 10	2,332		2,332			
		Racturation P2 autres distributeurs						
		COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-5 896 144	3 518	-5 892 625	-4 078 575	-352	-4 078 927
		par LO : kWh produits sortie de centrale	-2,215		-2,214	-1,550		-1,550
		- Maintenance	-3 647 262		-3 647 262	-2 893 768		-2 893 768
		- AC	-1 277 338		-1 277 338	-1 067 256		-1 067 256
		- ACE	-360 742		-360 742	-93 320		-93 320
		- MO	-2 003 182		-2 003 182	-1 743 192		-1 743 192
		- AUTRES (provision réégroupes...)						
		- Traitement des effluents						
		- Quote part des activités support affectées	-2 248 882	3 518	-2 245 363	-1 184 807	-352	-1 185 159
		- Fonctions supports	-1 807 475		-1 807 475	-829 392		-829 392
		- Frais de siège	-441 406	3 518	-437 888	-355 416	-352	-355 767
Matières consommées		PRODUIT A UTOURSE : Matières consommées	66 437 829		66 437 829	69 098 423		69 098 423
		Racturation autres distributeurs						
		Par kWh produits sortie de centrale	24,90		24,90	26,27		26,27
		- Consommations	-66 446 393		-66 446 393	-69 098 422		-69 098 422
		- Poul						
		- Gasoil	-65 181 790		-65 181 790	-68 120 927		-68 120 927
- Huile	-1 264 603		-1 264 603	-977 495		-977 495		
- Urie								
ACTIVITES ANNEXES		PRODUITS SURTRAVAUX VENDUS	25 000		25 000			
		- Coûts directs						
		- Quote part des activités support affectées						
		- Fonctions supports						
		- Frais de siège						
		PRODUIT SURREVENTE ENERGIES						
		- Coûts sur revente energie						
		PRODUITS SURTRAVAUX IMMOBILISES	14 728 689		14 728 689	233 933		233 933
		- Coûts directs	-14 635 977		-14 635 977	607 514		607 514
		- AC	-10 398 035		-10 398 035			
		- ACE	-3 594 983		-3 594 983	1 887 324		1 887 324
		- MO	-242 359		-242 359	-1 799 938		-1 799 938
		- AUTRES				540 128		540 128
		- Quote part des activités support affectées	-31 367		-31 367	-672 830		-672 830
		SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE						
		TOTAL DES PRODUITS	183 748 895		183 748 895	172 354 319		172 354 319
		MARGE AVANT IS	27 796 635	60 957	27 857 591	32 933 733	-8 136	32 925 597
		- IS						
		- IS report déficitaire 2022 / 2023						
		MARGE NETTE CONCESSION	27 796 635	60 957	27 857 591	32 933 733	-8 136	32 925 597
		MARGE NETTE ACTIONNAIRE	23 627 139	51 813	23 678 953	27 993 673	-6 916	27 986 758
En % des produits	13%		13%	16%		16%		

		Tubuai 2024			Tubuai 2025		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE SOLAIRE							
Prod ENRED	PRODUIT AUTORISE				175 000		175 000
	- UO kWh produits sortie de centrale 10						
	- Tarif 10						
	COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE						
	par UO : kWh produits sortie de centrale						
	- Maintenance						
	- Amortissement des actifs de concession						
	- Quote part des activités support affectées						
MARGE AVANT IS					175 000		175 000
- IS							
- IS report déficitaire 2022 / 2023							
MARGE NETTE CONCESSION					175 000		175 000
MARGE NETTE ACTIONNAIRE					148 750		148 750
En % des produits					85%		85%
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	37 466 915		37 466 915	37 678 390		37 678 390
	- UO UO2 : longueur des réseaux (hors branchement) 9	102		102	103		103
	- Forfait F02 10	365 778		365 778			
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-45 385 091	79 850	-45 305 241	-58 511 421	-9 066	-58 520 487
	par UO : longueur des réseaux (hors branchement)	-443 024		-442 244	-570 155		-570 243
	- Maintenance	-20 846 656		-20 846 656	-11 298 839		-11 298 839
	- AC	-1 206 211		-1 206 211	-1 133 570		-1 133 570
	- ACE	-7 459 239		-7 459 239	-88 420		-88 420
	- MO	-12 175 892		-12 175 892	-10 076 849		-10 076 849
	- AUTRES	-5 314		-5 314			
	- Conduite et Fonctionnement	-789 438		-789 438	-63 508		-63 508
	- AC						
	- ACE	-481 368		-481 368	-531 742		-531 742
	- MO						
	- AUTRES	-308 070		-308 070	486 234		486 234
	- Amortissement des actifs de concession	-1 603 468		-1 603 468	-32 405 685		-32 405 685
	- Dotation amortissement biens au bilan	-21 318 785		-21 318 785	-4 916 505		-4 916 505
	- Dotation / reprise de lissage	19 715 317		19 715 317	-27 488 780		-27 488 780
	- Quote part des activités support affectées	-22 145 529	79 850	-22 065 679	-14 743 389	-9 066	-14 752 455
	- Fonctions supports	-12 127 577		-12 127 577	-5 579 478		-5 579 478
	- Frais de siège	-10 017 952	79 850	-9 938 102	-9 163 913	-9 066	-9 172 980
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC : Location de poteau, Refacturation SIG...	5 431 674		5 431 674	2 686 369		2 686 369
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	3 331 131		3 331 131	24 178 728		24 178 728
	- Coûts directs	-1 366 235		-1 366 235	-22 210 823		-22 210 823
	- AC	-4 737 852		-4 737 852	-2 166 218		-2 166 218
	- ACE	-5 070 610		-5 070 610	43 708		43 708
	- MO	-2 839 884		-2 839 884	-2 545 527		-2 545 527
	- AUTRES	11 282 091		11 282 091	-17 543 788		-17 543 788
	- Quote part des activités support affectées	-3 314 966	5 808	-3 309 159	-1 872 564	-622	-1 873 186
	- Fonctions supports	-2 586 348		-2 586 348	-1 243 850		-1 243 850
	- Frais de siège	-728 621	5 808	-722 813	-628 714	-622	-629 336
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	31 297 106		31 297 106	8 644 436		8 644 436
	- Coûts directs	-27 439 226		-27 439 226	-7 727 416		-7 727 416
	- AC	-8 150 096		-8 150 096	-4 581 619		-4 581 619
	- ACE	-15 256 359		-15 256 359	-471 363		-471 363
	- MO	-6 022 455		-6 022 455	-2 674 434		-2 674 434
	- AUTRES	-10 316		-10 316			
	- Quote part des activités support affectées	-5 748 782		-5 748 782	-1 018 924		-1 018 924
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
	TOTAL DES PRODUITS	77 526 826		77 526 826	73 187 923		73 187 923
	MARGE AVANT IS	-5 727 474	85 657	-5 641 817	-18 153 226	-9 688	-18 162 914
	- IS						
	- IS report déficitaire 2022 / 2023						
	MARGE NETTE CONCESSION	-5 727 474	85 657	-5 641 817	-18 153 226	-9 688	-18 162 914
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-5 727 474	85 657	-5 641 817	-18 153 226	-9 688	-18 162 914
En % des produits		-7%		-7%	-25%		-25%

		Tubuai 2024			Tubuai 2025		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	171 207 066		171 207 066	172 729 114		172 729 114
	- Achat d'électricité d'origine thermique	168 995 206		168 995 206	172 120 386		172 120 386
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	2 211 860		2 211 860	608 728		608 728
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE						
	COUTS D'ACHAT	-171 097 997		-171 097 997	-172 729 114		-172 729 114
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-168 995 206		-168 995 206	-172 120 386		-172 120 386
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique OHP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-2 102 791		-2 102 791	-608 728		-608 728
	GESTION ADMINISTRATIVE	-57 287	37	-57 250	-591 217	-18	-591 235
	- Produits de la Redevance solaire						
	- Coûts de Fonctionnement				-440 164		-440 164
	- AC						
	- ACE						
	- MD						
	- AUTRES				-440 164		-440 164
	- Quote part des activités support affectées	-57 287	37	-57 250	-151 053	-18	-151 071
	- Fonctions supports	-52 591		-52 591	-132 808		-132 808
	- Frais de siège	-4 696	37	-4 659	-18 245	-18	-18 263
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	742 752		742 752	1 014 549		1 014 549
	- Coûts directs	-586 690		-586 690	38 550		38 550
	- AC						
	- ACE				-81 861		-81 861
	- MD	-314 970		-314 970	-91 110		-91 110
	- AUTRES	-271 720		-271 720	191 521		191 521
	- Quote part des activités support affectées	-122 823	644	-122 179	-134 518	-22	-134 540
	- Fonctions supports	-42 031		-42 031	-112 038		-112 038
	- Frais de siège	-80 792	644	-80 148	-22 480	-22	-22 502
GESTION DE CLIENTELE	PRODUIT AUTORISE	16 889 815		16 889 815	17 557 819		17 557 819
	- LO UC : Nombre d'abonnés 9	936		936	967		967
	- Forfait FC 10	18 047,00		18 047			
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	1 126 319		1 126 319	1 098 661		1 098 661
	- Frais de relance	948 458		948 458	908 520		908 520
	- Frais de perception de taxe	177 861		177 861	190 141		190 141
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-32 569 348	24 402	-32 544 945	-25 256 785	-2 793	-25 259 578
	par LO : Nombre d'abonnés	-34 796		-34 770	-26 119		-26 122
	- Affranchissements	-1 360 597		-1 360 597	-1 027 532		-1 027 532
	- Fonctionnement	-12 877 733		-12 877 733	-11 195 045		-11 195 045
	- AC	-81 900		-81 900	-8 400		-8 400
	- ACE	-1 043 900		-1 043 900	-800 989		-800 989
	- MD	-11 481 807		-11 481 807	-10 141 905		-10 141 905
	- AUTRES	-270 128		-270 128	-183 691		-183 691
	- Quote part des activités support affectées	-18 331 018	24 402	-18 306 615	-13 034 208	-2 793	-13 037 001
	- Fonctions supports	-15 269 494		-15 269 494	-10 210 968		-10 210 968
	- Frais de siège	-3 061 523	24 402	-3 037 121	-2 823 240	-2 793	-2 826 033
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	919 577		919 577	819 617		819 617
	- Frais de coupure	919 577		919 577	819 617		819 617
	- Coûts directs	-957 014		-957 014	-467 853		-467 853
	- AC	-328 737		-328 737	-57 110		-57 110
	- ACE	-198 854		-198 854	-47 000		-47 000
	- MD	-429 423		-429 423	-363 743		-363 743
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-511 671	878	-510 793	-245 429	-89	-245 518
	- Fonctions supports	-401 528		-401 528	-155 006		-155 006
	- Frais de siège	-110 143	878	-109 265	-89 823	-89	-89 912
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
	TOTAL DES PRODUITS	190 885 529		190 885 529	193 219 760		193 219 760
	MARGE A VAN T I S	-15 017 301	25 962	-14 991 339	-6 166 606	-2 922	-6 169 528
	- I.S.						
	- IS report définitaire 2022 / 2023						
	MARGE NETTE CONCESSION	-15 017 301	25 962	-14 991 339	-6 166 606	-2 922	-6 169 528
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-12 764 706	22 067	-12 742 638	-5 241 615	-2 484	-5 244 099
	En % des produits	-7%		-7%	-3%		-3%

		Tubuai 2024			Tubuai 2025		
		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				412 533		412 533
	- Rendement de référence						
	- Rendement 4						
	- kWh fournis aux client finaux 10						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	MARGE AVANT IS				412 533		412 533
	- I.S.						
	- IS report définitaire 2022 / 2023						
	MARGE NETTE CONCESSION				412 533		412 533
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE				350 653		350 653
	En % des produits						
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	-1 027 299		-1 027 299	-936 168		-936 168
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	1 027 431		1 027 431	936 168		936 168
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur performance financière						
	MARGE AVANT IS	132		132			
	- I.S.						
	- IS report définitaire 2022 / 2023						
	MARGE NETTE CONCESSION	132		132			
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	112		112			
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	282 138 746		282 138 746	266 292 981		266 292 981
	TOTAL DES CHARGES (*)	-275 086 754	172 576	-274 914 179	-257 091 547	-20 747	-257 112 293
	MARGE AVANT IS	7 051 992	172 576	7 224 568	9 201 434	-20 747	9 180 688
	- I.S.						
	- IS report définitaire 2022 / 2023						
	MARGE NETTE CONCESSION	7 051 992	172 576	7 224 568	9 201 434	-20 747	9 180 688
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	5 994 193	146 689	6 140 882	7 821 219	-17 635	7 803 585
	En % des produits	2%		2%	3%		3%

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

Des dotations 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 dotations s'élève à 20 KCFP.

4.3.4.2 Commentaires sur la variation entre 2024 et 2025 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 16 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 + 3 MF.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - 19 MF sont :

- **Production : - 15 MF**

- o - 15 MF au titre des travaux immobilisés dont :

- - 10 MF lié à l'achat de moteurs Perkins pour les groupes G1 et G2 de la centrale en 2024
 - + 2,5 MF au titre de la pose des moteurs Perkins pour les groupes G1 et G2
 - - 5 MF suite à la réalisation d'une clôture à la centrale en 2024 dont le produit a été reclassé en chantier de charge en 2025
 - -2 MF sur les autres investissements

- **Distribution : - 5 MF**

- o - 23 MF au titre des travaux immobilisés dont :

- - 20 MF au titre du renouvellement des câbles HTA en sous-terrain réalisé en 2024
 - - 3 MF sur les autres travaux d'investissements

- o + 18 MF au titre des travaux vendus dont :

- + 10 MF lié à l'installation d'un poste privé d'une scierie
 - + 8 MF de divers travaux d'extension de réseau

- **Fourniture : + 1 MF**

Commentaires sur la variation des charges : - 18 MF

- **Production : - 17 MF**

- o - 3 MF au titre de la maintenance et du fonctionnement de la centrale

- o - 2 MF au titre de la maintenance des moteurs

- o + 3 MF au titre des matières consommées

- o - 15 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés dont :

- - 10 MF lié à l'achat de moteurs Perkins pour les groupes G1 et G2 de la centrale en 2024
 - + 2,5 MF au titre de la pose des moteurs Perkins pour les groupes G1 et G2
 - - 5 MF suite à la réalisation d'une clôture à la centrale en 2024 dont le produit a été reclassé en chantier de charge en 2025
 - -2 MF sur les autres investissements

- **Distribution : +8 MF**

- o - 24 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés dont :

- - 20 MF au titre du renouvellement des câbles HTA en sous-terrain réalisé en 2024
 - - 3 MF sur les autres travaux d'investissements
 - - 1 MF sur les frais de supports et frais de siège

- o + 13 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
 - - 10 MF sur la maintenance et l'entretien préventif du réseau lié à des travaux d'élagage réalisés en 2024
 - - 7 MF sur les frais de support et frais de siège
 - + 30 MF au titre des charges calculées
- o + 19 MF au titre des travaux vendus dont :
 - - 1 MF sur les frais de supports et frais de siège
 - + 10 MF lié à l'installation d'un poste privé d'une scierie
 - + 8 MF de divers travaux d'extension de réseau
 - + 2 MF autres travaux vendus
- **Fourniture : - 9 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - o -7 MF sur la gestion de la clientèle dont :
 - - 5 MF sur les frais de supports et frais de siège
 - - 2 MF sur les coûts de fonctionnement de l'interface clientèle
 - o -1 MF relatif aux travaux vendus
 - o - 1 MF sur l'achat des énergies renouvelables

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 2 MF

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

- La hausse de 3 MF sur le revenu autorisé
- La baisse de 1 MF sur les achats aux producteurs
- La hausse de 3 MF sur les matières consommées
- La baisse de 4 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Production
- La baisse de 18 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- La baisse de 7 MF sur les coûts de fonctionnement de la Clientèle
- La hausse de 30 MF sur les charges calculées
- La hausse de 1 MF sur la marge des activités annexes

4.3.5 Tableaux de passage du RAD aux comptes sociaux

	Concession	Autres concessions	Toutes concessions
Résultat avant IS - RAD de la concession	9 180 688	1 013 361 507	1 022 542 195
Retraitements concession	-7 664 775	193 826 048	186 161 273
Complément de PIDR lissée RAD (*)	330 000	64 391 906	64 721 906
Ecart charges calculées PCG/lissée	-7 994 775	135 930 539	127 935 764
Débouclage Ua Huka : travaux relatifs aux armements	0	-6 496 397	-6 496 397
Hors concession		-5 713 360	-5 713 360
Résultat avant IS - PCG	1 515 913	1 201 474 196	1 202 990 108

(*) 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	9 180 688	585 559 370	594 740 058
Déficits reportables sur concessions déficitaires	0	22 538 482	22 538 482
Reprise de report déficitaire antérieur	-3 680 523	-991 312	-4 671 834
Retraitements	-4 601 159	116 297 633	111 696 473
Complément de PIDR lissée RAD (*)	198 099	38 634 944	38 833 043
Ecart charges calculées PCG/lissée	-4 799 258	81 560 517	76 761 259
Débouclage Ua Huka : travaux relatifs aux armements	0	-3 897 828	-3 897 828
Hors concession		125 934 579	125 934 579
Résultat net - PCG	899 006	849 338 752	850 237 758

(*) 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 2025

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, le plafond 2025 est de 523.129.610 CFP après IS. Le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 518.224.573 CFP après IS, il est donc inférieur au plafond.

Pour rappel en 2024, 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'élevait à 28.943 CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élevait à 28.943 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 ».

$$\begin{array}{rclclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & \text{RE} & + & \text{CE} & - & \text{Plafonnement N-1} \\ 227.587.745 & = & 157.734.537 & + & 69.882.151 & - & 28.943 \end{array}$$

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		131 108	131 751	0,5%	96 364 380	96 836 985	0,5%
Nb de kWh produits	2 661 328	2 630 786	-1,1%	2,332	2,351	0,8%	6 206 217	6 184 978	-0,3%
Ajustement TAC Avenant 18b									
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	102	103	0,2%	365 778	367 151	0,4%	37 471 745	37 678 390	0,6%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	936	967	3,3%	18 047	18 157	0,6%	16 891 992	17 557 819	3,9%
RE - "Forfaits"							156 934 334	158 258 172	0,8%
Résultat financier							-1 027 431	-936 168	-8,9%
Partage des gains de rendement								412 533	
RE (Revenu de l'exploitation)							155 906 903	157 734 537	1,2%

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.

			2024			2025		
			l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C		754 157	86	65 181 790	788 163	86,43	68 120 928
Carburant : Fuel	C							
Urée	U							
Huiles	H		3 342	378	1 264 603	2 654	368,31	977 495
Energie achetée Hydro	E							
Energie achetée Solaire	E		68 197	31	2 102 791	65 956	9,23	608 728
Prod ENR EDT					109 354			175 000
Transport	T							
CE Total					68 658 538			69 882 151

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 01/2025	86,63	Arrêté n° 2388 CM du 20 décembre 2024
Acpt 02/2025	86,63	Arrêté n°88 CM du 31 janvier 2025 (modifié par arrêté n° 224 CM du 26 février 2025)
Acpt 03/2025	86,63	Arrêté n° 234 CM du 27 février 2025
Acpt 04/2025	86,63	Arrêté n° 404 CM du 28 mars 2025
Acpt 05/2025	86,63	Arrêté n° 564 CM du 25 avril 2025
Acpt 06/2025	86,63	Arrêté n° 731 CM du 28 mai 2025
Acpt 07/2025	86,63	Arrêté n° 882 CM du 25 juin 2025
Acpt 08/2025	86,63	Arrêté n° 1319 CM du 24 juillet 2025
Acpt 09/2025	86,63	Arrêté n° 1608 CM du 29 août 2025
Acpt 10/2025	86,63	Arrêté n° 1817 CM du 25 septembre 2025
Acpt 11/2025	86,63	Arrêté n° 2100 CM du 27 octobre 2025
Acpt 12/2025	86,63	Arrêté n° 2346 CM du 27 novembre 2025

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

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

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

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

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

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

	Revenu autorisé (A)	Plafonnement (B)	Produit autorisé (A)+(B)
Activité de production	103 021 963	0	103 021 963
Activité de distribution	37 678 390	0	37 678 390
Activité de fourniture	17 557 819	0	17 557 819
Résultat financier	-936 168	0	-936 168
Partage des gains de rendement	412 533	0	412 533
Sous total (1)	157 734 537	0	157 734 537
Carburant : GO	68 120 928	0	68 120 928
Huiles	977 495	0	977 495
Energie achetée Solaire	608 728	0	608 728
Prod ENR EDT	175 000	0	175 000
Sous total (2)	69 882 151	0	69 882 151
Total (1)+(2)	227 616 688	0	227 616 688

		Tubuai					
		2025	2024	2023	2022	2021	2020
CA facturé dans la concession	A	86 029 083	80 919 748	82 321 482	84 608 567	94 817 422	92 185 304
Péréquation	B	124 365 574	124 164 508	124 365 575	122 321 208	n/a	n/a
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Ecart RA/(CA+péréquation)		17 193 088	19 481 185	7 103 427	4 755 273	99 620 278	98 947 546
Revenu autorisé avant plafonnement		227 616 688	224 565 441	213 790 484	212 442 079	194 437 700	191 132 850
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1		227 587 745			211 685 048		
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA			-28 943			-757 031	
Produits comptabilisés		227 616 688	224 536 498	213 790 484	212 442 079	193 680 669	191 132 850

		Tubuai				
		2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	93 040 106	88 656 138	88 623 822	90 306 489	91 391 821
Péréquation	B	112 207 396	100 580 573	103 949 669	n/a	111 190 927
CA péréqué	C=A+B	205 247 502	189 236 711	192 573 491	n/a	202 582 748
Ecart RA/(CA+péréquation)		n/a	n/a	8 799 103	105 944 601	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		209 368 140	207 067 470	201 372 594	196 251 090	202 582 748
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1						
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	-8 799 103	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	5 680 457	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA						
Produits comptabilisés		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.

4.5 - Annexes

4.5.1 Compte de résultat synthétique

				Tubuai 2024			Tubuai 2025		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE									
TOTAL DES PRODUITS				183 748 895		183 748 895	172 354 319		172 354 319
Produit autorisé sur P1				96 351 960		96 351 960	96 836 985		96 836 985
Produit autorisé sur P2				6 205 417		6 205 417	6 184 978		6 184 978
Produit autorisé sur matières consommées				66 437 829		66 437 829	69 096 423		69 096 423
Produit sur revente énergies									
Produit sur travaux vendus				25 000		25 000			
Produit sur travaux immobilisés				14 728 669		14 728 669	233 933		233 933
TOTAL DES CHARGES				-155 952 261	60 957	-155 891 304	-120 420 586	-8 136	-120 428 722
Charges sur P1				-65 942 390	57 439	-65 884 941	-66 178 272	-7 785	-66 186 057
Charges sur P2				-5 896 144	3 518	-5 892 625	-4 078 575	-352	-4 078 927
Coûts des matières consommées				-66 448 393		-66 448 393	-69 098 422		-69 098 422
Coûts sur revente énergies									
Charges sur travaux vendus									
Charges sur travaux immobilisés				-14 667 344		-14 667 344	-65 318		-65 318
Marge avant IS				27 796 635	60 957	27 857 591	32 932 733	-8 136	32 925 597
PRODUCTION D'ORIGINE SOLAIRE									
TOTAL DES PRODUITS							175 000		175 000
Produit sur activité de production solaire							175 000		175 000
TOTAL DES CHARGES									
Coûts de production solaire									
Marge avant IS							175 000		175 000
ACTIVITE DISTRIBUTION									
TOTAL DES PRODUITS				77 526 826		77 526 826	73 187 922		73 187 922
Produits autorisé				37 486 915		37 486 915	37 678 390		37 678 390
Autres produits : location poteaux, refacturation SIG, etc.				5 431 674		5 431 674	2 686 369		2 686 369
Produits sur travaux vendus				3 331 131		3 331 131	24 178 728		24 178 728
Produits sur travaux immobilisés				31 297 106		31 297 106	8 644 436		8 644 436
TOTAL DES CHARGES				-83 254 300	85 657	-83 168 643	-91 341 149	-5 688	-91 350 837
Coûts de distribution de l'électricité				-45 385 091	79 850	-45 305 241	-58 511 421	-9 066	-58 520 487
Charges sur travaux vendus				-4 681 201	5 808	-4 675 394	-24 083 387	-622	-24 084 009
Charges sur travaux immobilisés				-33 188 008		-33 188 008	-8 746 340		-8 746 340
Marge avant IS				-6 727 474	85 657	-6 641 817	-18 153 226	-5 688	-18 162 914
ACTIVITE FOURNITURE									
TOTAL DES PRODUITS				199 885 529		199 885 529	193 219 760		193 219 760
Produits autorisé et redevance solaire				171 207 066		171 207 066	172 729 114		172 729 114
Produits sur études & raccordements solaires				742 752		742 752	1 014 549		1 014 549
Produits sur la gestion de la clientèle				16 889 815		16 889 815	17 557 819		17 557 819
Autres produits : frais de relance, frais de perception des taxes				1 126 319		1 126 319	1 098 661		1 098 661
Produits sur travaux vendus				919 577		919 577	819 817		819 817
TOTAL DES CHARGES				-205 902 830	25 962	-205 876 868	-199 386 366	-2 922	-199 389 288
Coûts achat électricité				-171 097 997		-171 097 997	-172 729 114		-172 729 114
Coûts de gestion administrative				-57 267	37	-57 230	-591 217	-18	-591 235
Charges sur études & raccordements solaires				-709 513	644	-708 869	-95 968	-22	-96 990
Charges sur la gestion de la clientèle				-32 969 348	24 402	-32 944 945	-25 256 785	-2 793	-25 259 578
Charges sur travaux vendus				-1 488 685	878	-1 487 807	-713 282	-89	-713 371
Marge avant IS				-15 017 301	25 962	-14 991 339	-6 166 606	-2 922	-6 169 528
PARTAGE DE S GAINS DE RENDEMENTS									
TOTAL DES PRODUITS							412 533		412 533
Produit autorisé rendement de production									
Produit autorisé rendement de distribution							412 533		412 533
Marge avant IS							412 533		412 533
RESULTAT FINANCIER									
TOTAL DES PRODUITS				-1 027 299		-1 027 299	-936 168		-936 168
Produit autorisé				-1 027 299		-1 027 299	-936 168		-936 168
TOTAL DES CHARGES				1 027 431		1 027 431	936 168		936 168
Intérêts sur emprunts bancaires									
Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché				1 027 431		1 027 431	936 168		936 168
Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière									
Marge avant IS				132		132			
SYNTHESE CONCESSION									
TOTAL DES PRODUITS				282 138 746		282 138 746	266 292 981		266 292 981
Produit autorisé				224 538 498		224 538 498	227 618 688		227 618 688
Facturation énergie thermique + Hydro autres distributeurs									
Travaux				5 018 460		5 018 460	26 012 894		26 012 894
Immo				48 025 795		48 025 795	8 878 369		8 878 369
Autres distrib : location de poteau et refact. SIG				5 431 674		5 431 674	2 686 369		2 686 369
Autres clientèle : relances, frais de perception de taxes, redevance solaire				1 126 319		1 126 319	1 098 661		1 098 661
TOTAL DES CHARGES				-275 086 754	172 576	-274 914 179	-257 091 547	-20 747	-257 112 293
Processus				-220 314 716	165 209	-220 149 507	-222 796 035	-19 996	-222 816 031
Reventes d'énergie									
Travaux				-6 918 686	7 367	-6 909 319	-25 483 855	-751	-25 484 606
Immo				-47 855 352		-47 855 352	-8 811 657		-8 811 657
Marge avant IS				7 051 992	172 576	7 224 568	9 201 434	-20 747	9 180 688

4.5.2 Détail des charges d'énergie

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2025	Réalisé 2024
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	2 676 064	2 509 163
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie Produite</u>	93,5%	91,4%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	61 581	63 534
Achat Electra 40F/kWh		4 663
Production EDT ex Electra 40F/kWh	4 375	
Total Production Photovoltaïque	65 956	68 197
Production Total EnR	65 956	68 197
Production brute thermique à produire	2 796 450	2 677 233
Production Nette thermique à produire	2 759 486	2 630 786
Total production (EDT et Autres)	2 862 406	2 745 430
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,282	0,282
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	82 491	77 648
Achat Matière première	783 018	759 000
Stock Final	77 346	82 491
Consommation Matière 1ière	788 163	754 157
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,282	0,282
<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	86,43
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00	40,00
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64	23,64
Prix huile	368,31	378,40
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	7 129 697	6 711 117
Achat Matière première	67 676 245	65 600 370
Stock Final	6 685 015	7 129 697
Consommation Matière 1ière	68 120 928	65 181 790
Huile	977 495	1 264 603
(CUHPF) Combustible, urée, huiles ...	69 098 423	66 446 392
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	783 728	2 212 145
(CE) TOTAL achat de matières premières	69 882 151	68 658 538

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

	2024	Acquisitions	Transfert	Cession	2025
VB concessionnaire	272 996 351			-7 546 695	265 449 656
VB Fonds	23 894 779	4 527 570			28 422 349
VB tiers & concédant	106 453				106 453
Immo incorporelles	0				0
Production	296 997 583	4 527 570	0	-7 546 695	293 978 458
VB concessionnaire	354 196 073	1 724 641	-3 355 257		352 565 457
VB Fonds	87 299 823	9 368 848	3 355 257		100 023 928
VB tiers & concédant	242 199 288				242 199 288
Immo incorporelles	0				0
Distribution	683 695 184	11 093 489	0	0	694 788 673
Total	980 692 767	15 621 059	0	-7 546 695	988 767 131

Détail Production

ACQUISITIONS : LIBELLE DE CHANTIER	N° immobilisation	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
			100%	-	-
			100%	-	-
TOTAL PRODUCTION FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE		0		0	0
G40241-RENV CUVE EAU INCENDIE CENTRALE TUBUAI	400000121348	1 994 371	0%		1 994 371
G40250-POSE BLOC MOTEUR PERKINS G1	400000124072	1 241 813	0%		1 241 813
G40251-POSE BLOC MOTEUR P400 FG WILSON G2	400000124071	1 291 386	0%		1 291 386
TOTAL PRODUCTION FINANCEMENT FONDS - AVENANT 3		4 527 570			4 527 570
TOTAL PRODUCTION FINANCEMENT TIERS ET CONCEDANT					
TOTAL ACQUISITIONS PRODUCTION		4 527 570	-	-	4 527 570

CESSIONS : LIBELLE DE CHANTIER	N° immobilisation	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
ACCESSOIRE WILS P400 TUBUAI G258	400000000487	-6 109 376			-6 109 376
PROTECTION INCENDIE TUBUAI / EXTINCTION	400000000507	-1 437 319		-	-1 437 319
TOTAL PRODUCTION FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE		(7 546 695)			(7 546 695)
TOTAL PRODUCTION FINANCEMENT FONDS					
TOTAL PRODUCTION FINANCEMENT TIERS ET CONCEDANT					
TOTAL CESSIONS PRODUCTION		(7 546 695)			(7 546 695)

Détail Distribution

ACQUISITIONS : LIBELLE CHANTIERS	N° immobilisation	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
34362A- 14A1 EXTENSION RESEAU BTA CHAND PATRICK	400000124092	922 462	100%	922 462	-
E4900-CP2025 BRCHMT-COMPTAGE TUBUAI	400000125099	802 179	100%	802 179	-
				-	-
TOTAL DISTRIBUTION FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE		1 724 641		1 724 641	-
E4901-CP2025 BRCHMT/COMPTAGE TUBUAI	400000125098	9 368 848	0%		9 368 848
TOTAL DISTRIBUTION FINANCEMENT FONDS - AVENANT 3		9 368 848	-	-	9 368 848
TOTAL DISTRIBUTION FINANCEMENT TIERS ET CONCEDANT					
TOTAL ACQUISITIONS DISTRIBUTION		11 093 489		1 724 641	9 368 848

CESSIONS : LIBELLE DE CHANTIER	N° immobilisation	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
TOTAL DISTRIBUTION FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE		-			
TOTAL DISTRIBUTION FINANCEMENT FONDS					
TOTAL DISTRIBUTION TIERS ET CONCEDANT		-			
TOTAL CESSIONS DISTRIBUTION		-			

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
				Concessionnaire	Concédant & Tiers	Fonds	Concessionnaire	Concédant Tiers & Fonds	
AN TERRAIN CENT TUBUAI	400000000450	01/01/1991	60	15 730 081	-	-	9 181 627	-	6 548 454
AN TERRAIN CENT TUBUAI	400000000451	01/01/1991	60	530 000	-	-	309 360	-	220 640
AN CONST CONCEDANT TUBUAI	400000000477	01/01/1991	35	-	106 453	-	-	106 453	-
A.N CONSTRUCTION TUBUAI	400000000459	01/01/1999	35	91 103 975	-	-	70 322 998	-	20 780 977
PROTECTION INCENDIE TUBUA	400000000507	01/01/2003	25	6 022 980	-	-	5 544 442	-	478 538
AMNGT INSTAL GRPE G3 & G4	400000000456	09/06/2006	44,58	2 200 000	-	-	966 033	-	1 233 967
BATIMENT CENTRALE TUBUAI	400000000462	09/06/2006	27,58	2 327 390	-	-	1 651 902	-	675 488
INSTAL 2GRPES TUBUAI	400000000496	09/06/2006	25	284 761	-	-	222 972	-	61 789
INSTAL 2GRPES TUBUAI	400000000513	09/06/2006	25	2 157 275	-	-	1 689 176	-	468 099
EXTENS*EXTINCT*INCENDIE	400000000508	01/01/2009	25	959 702	-	-	652 913	-	306 789
RENFORCMT.CENTRALE TUBUAI	400000000469	01/02/2009	24,91	445 320	-	-	302 540	-	142 780
RENFORCMT CENTR.TUBUAI	400000000497	01/02/2009	24,91	4 208 749	-	-	2 859 328	-	1 349 421
ETUDES DDAE CENTR.TUBUAI	400000000503	01/10/2009	24,25	1 562 515	-	-	1 047 708	-	514 807
RENF.SECU.INCENDIE TUBUAI	400000000509	01/10/2010	23,25	8 457 773	-	-	5 551 309	-	2 906 464
BITUMAGE PARKING CENTRALE	400000000457	01/07/2011	39,5	4 289 760	-	-	1 576 061	-	2 713 699
F&P RESEAU GO/HUILE IR3	400000000492	01/02/2012	21,91	2 096 852	-	-	1 332 500	-	764 352
INST EVENTS CENT TUBUAI	400000000510	01/03/2012	21,83	214 926	-	-	136 299	-	78 627
REMPLE TRANSFO 800KVA TUBU	400000000498	13/08/2012	21,41	1 874 507	-	-	1 172 489	-	702 018
AMENAG TERRAIN.CLOTURE	400000000458	01/07/2013	37,5	3 911 834	-	-	1 304 945	-	2 606 889
HANGAR DE STOCKAGE TUBUAI	400000000465	01/07/2013	20,5	8 047 780	-	-	4 910 947	-	3 136 833
ABRI NACELLE CENT. TUBUAI	400000000466	01/07/2013	20,5	4 148 942	-	-	2 531 783	-	1 617 159
ABRIS TOURETS CENT.TUBUAI	400000000468	01/07/2013	20,5	2 074 471	-	-	1 265 892	-	808 579
AMENAG BUREAU CENT.TUBUAI	400000000472	01/07/2013	20,5	5 592 770	-	-	3 412 842	-	2 179 928
FIL.ENVT BAC SEREP TUBUAI	400000000505	01/07/2013	20,5	2 855 430	-	-	1 742 452	-	1 112 978
ARMOIRE SECURITE TUBUAI	400000000473	01/08/2013	20,41	393 442	-	-	239 509	-	153 933
REFECTION CIRCUIT GASOIL	400000000494	01/08/2013	20,41	6 660 176	-	-	4 054 405	-	2 605 771
PASSERELLE ACCES CUVES GO	400000000495	01/08/2013	20,41	2 268 591	-	-	1 381 013	-	887 578
AMENAG CENTRALE TUBUAI	400000000474	01/09/2013	20,33	8 544 963	-	-	5 186 547	-	3 358 416
COFFRETS COMPTAGES TUBUAI	400000000499	01/09/2013	20,33	948 476	-	-	575 698	-	372 778
FIL ENER-TABLEAU HTA TUBU	400000000500	01/09/2013	20,33	18 050 115	-	-	10 955 901	-	7 094 214
FIL SECU-TABLEAU HTA TUBU	400000000511	01/09/2013	20,33	2 196 167	-	-	1 333 010	-	863 157
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	400000000483	15/11/2013	7	2 669 320	-	-	2 669 320	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	400000000484	15/11/2013	7	2 669 320	-	-	2 669 320	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	400000000488	15/11/2013	7	6 109 376	-	-	6 109 376	-	-
AUTOMATISAT*/SUPERVIS*TUB	400000000501	01/06/2014	19,58	3 668 968	-	-	2 172 108	-	1 496 860
ENS DESHUILAGE TUBUAI	400000000506	01/01/2015	19	4 336 445	-	-	2 511 824	-	1 824 621
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	400000000502	01/02/2015	18,91	160 954	-	-	92 951	-	68 003
RENOUV STATION INCENDIE	400000000512	01/09/2016	17,33	4 187 310	-	-	2 256 022	-	1 931 288
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	400000000480	01/07/2018	7	2 756 097	-	-	2 756 097	-	-
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	400000000481	01/07/2018	7	2 756 097	-	-	2 756 097	-	-
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	400000000485	01/07/2018	7	4 823 170	-	-	4 823 170	-	-
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	400000000486	01/07/2018	7	4 823 170	-	-	4 823 170	-	-
MOTEUR PERKINS P450 TUBUA	400000000478	12/03/2020	7	4 950 074	-	-	4 107 302	-	842 772
MOTEUR PERKINS P450 TUBUA	400000000479	12/06/2020	7	4 522 286	-	-	3 589 509	-	932 777
G40234 - REALISAT* AIRE LEVAGE A/STOCK CENTRALE	400000116309	31/12/2023	35	6 409 249	-	-	366 745	-	6 042 504
G40220 - RENV DE LA REFECTION DE LA TOITURE	400000116310	31/12/2023	35	-	-	2 856 196	-	163 435	2 692 761
G40221 - RENV CIRCUIT GO DE REMPLISSAGE DES CUVES	400000116311	28/02/2023	25	-	-	3 273 327	-	371 993	2 901 334
G40233 - RENOVATION INTERIEUR BUREAU CENTRALE	400000116535	31/12/2023	35	-	-	6 943 867	-	397 336	6 546 531
CR5911-MODULES PHOTOVOLTA / IQUE 200WC CENT TUBU	400000117377	01/06/2024	5	410 366	-	-	129 968	-	280 398
CR5911-STRUCTURE SUPPORTA / MODULES CENTRALE TU	400000117378	01/06/2024	5	37 729	-	-	11 949	-	25 780
CR5911-ARMOIRE REGULAT*/A / AUTOMATE CENTRALE TU	400000117379	01/06/2024	1	1	-	-	1	-	-
CR5911-ONDULEUR SOL 12KW / TRIPOWER 12000TL-10 T	400000117380	01/06/2024	1	1	-	-	1	-	-
G40232-RNV PORTE COUPE FEU CENTRALE DE CTRL TUBU	400000117184	01/04/2024	35	-	-	625 226	-	31 274	593 952
G40230-RNV MOTEUR PERKINS G1 CENTRALE TUBUAI	400000117361	01/10/2024	7	-	-	5 098 082	-	909 873	4 188 209
G40230-RNV MOTEUR PERKINS G2 CENTRALE TUBUAI	400000117362	01/10/2024	7	-	-	5 098 081	-	909 873	4 188 208
G40241-RENV CUVE EAU INCENDIE CENTRALE TUBUAI	400000121348	01/07/2025	25	-	-	1 994 371	-	39 997	1 954 374
G40250-POSE BLOC MOTEUR PERKINS G1	400000124072	01/11/2025	7	-	-	1 241 813	-	29 162	1 212 651
G40251-POSE BLOC MOTEUR P400 FG WILSON G2	400000124071	01/11/2025	7	-	-	1 291 386	-	30 326	1 261 060
TOTAL PRODUCTION TUBUAI				265 449 656	106 453	28 422 349	185 259 530	2 989 721	105 729 207

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 & Fonc	
RES.AERIEN TUBUAI 93	400000001136	01/01/1993	25	25 237 327	-		25 237 327	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 94	400000001137	01/01/1994	25	4 286 974	-		4 286 974	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 95	400000001138	01/01/1995	25	4 281 513	-		4 281 513	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 96	400000001139	01/01/1996	25	21 240 132	-		21 240 132	-	-
RESEAUX TUBUAI 1996	400000001175	01/01/1996	25	-	1 667 485		-	1 667 485	-
TRANSFO TUBUAI 97	400000000980	01/01/1997	25	52 039	-		52 039	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 97	400000001140	01/01/1997	25	11 192 658	-		11 192 658	-	-
RESEAUX TUBUAI 1997	400000001176	01/01/1997	25	-	2 123 411		-	2 123 411	-
RESEAUX TUBUAI 1997	400000001196	01/01/1997	25	-	10 313 922		-	10 313 922	-
RES.AERIEN TUBUAI 98	400000001141	01/01/1998	25	12 063 617	-		12 063 617	-	-
RESEAUX TUBUAI 1998	400000001177	01/01/1998	25	-	1 358 474		-	1 358 474	-
RES.AERIEN TUBUAI 99	400000001142	01/01/1999	25	1 867 752	-		1 867 752	-	-
RESEAUX TUBUAI 1999	400000001178	01/01/1999	25	-	1 692 177		-	1 692 177	-
EQUIP CELLULES TUBUAI 99	400000002331	01/01/1999	25	1 068 128	-		1 068 128	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 2000	400000001143	01/01/2000	25	1 945 676	-		1 945 676	-	-
RESEAUX TUBUAI 2000	400000001179	01/01/2000	25	-	1 137 230		-	1 137 230	-
EQUIP CELLULE TUBUAI 2000	400000002332	01/01/2000	25	249 440	-		249 440	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 2001	400000001144	01/01/2001	25	1 555 455	-		1 555 455	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 2002	400000001145	01/01/2002	25	683 550	-		656 583	-	26 967
RESEAUX TUBUAI 2002	400000001180	01/01/2002	25	-	3 121 585		-	2 998 432	123 153
RESEAUX TUBUAI 2002	400000001197	01/01/2002	25	-	130 792		-	125 632	5 160
COMPTAGE TUBUAI 2002	400000001950	01/01/2002	20	-	95 269		-	95 269	-
TRANSFO TUBUAI 2003	400000000983	01/01/2003	25	656 287	-		604 144	-	52 143
RES.AERIEN TUBUAI 2003	400000001160	01/01/2003	25	605 391	-		557 291	-	48 100
RESEAUX TUBUAI 2003	400000001181	01/01/2003	25	-	2 655 630		-	2 444 635	210 995
RESEAUX TUBUAI 2003	400000001198	01/01/2003	25	-	233 926		-	215 340	18 586
COMPTAGE TUBUAI 2003	400000001951	01/01/2003	20	-	1 132 103		-	1 132 103	-
RESEAU CP 41906 2004 TUB	400000001210	01/07/2004	25	161 566	-		139 044	-	22 522
RESEAUX TUBUAI 2004	400000001214	01/07/2004	25	-	103 469		-	89 046	14 423
RESEAUX TUBUAI 2004	400000001218	01/07/2004	25	-	1 293 275		-	1 112 996	180 279
POSE COMPTEUR 2004 TUBUAI	400000001963	01/07/2004	20	308 727	-		308 727	-	-
BRANCHEMENT TUBUAI 2004	400000001971	01/07/2004	20	-	1 397 854		-	1 397 854	-
POSTE H61 TUBUAI 2004	400000001058	01/12/2004	25	1 462 596	-		1 234 191	-	228 405
POSE IACM TUBUAI 2004	400000001106	01/12/2004	15	467 336	-		467 336	-	-
RESEAU BTA PUPURE TUBUAI	400000001206	02/12/2004	25	167 980	-		141 729	-	26 251

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 & Fonc	
EXT BONNET TUBUAI 2005	400000001241	01/01/2005	25	155 629	-		130 797	-	24 832
POSE COMPTEURS TUBUAI 05	400000001984	01/01/2005	20	323 180	-		323 180	-	-
RESEAUX TUBUAI 2005	400000001234	01/06/2005	25	-	348 335		-	286 990	61 345
RESEAUX TUBUAI 2005	400000001238	01/06/2005	25	-	2 500 794		-	2 060 380	440 414
RESEAUX TUBUAI 2005	400000001239	01/06/2005	25	-	593 650		-	489 103	104 547
RESEAUX CP 51906 2005TUBU	400000001245	01/06/2005	25	343 244	-		282 795	-	60 449
COMPATGE TUBUAI 2005	400000001978	01/06/2005	20	-	1 494 303		-	1 494 303	-
REEMPL TRANSFOS H61 TUBUAI	400000000992	06/06/2005	25	3 512 870	-		2 892 295	-	620 575
TRANSFO POSTE CP DP TUBUA	400000001001	01/07/2006	25	21 777	-		16 999	-	4 778
RESEAUX TUBUAI 2006	400000001263	01/07/2006	25	-	280 565		-	219 010	61 555
BRCHT TUBUAI 2006	400000001996	01/07/2006	20	-	1 172 108		-	1 143 688	28 420
NVEAUX CPTAGES TUBUAI	400000002001	01/07/2006	20	601 809	-		587 217	-	14 592
POSTE DP H61 TUBUAI	400000001000	10/07/2006	25	2 108 638	-		1 643 929	-	464 709
POSTE AERIEN TUBUAI	400000001011	01/01/2007	25	297 664	-		226 355	-	71 309
POSTE AERIEN TUBUAI	400000001012	01/01/2007	25	346 204	-		263 267	-	82 937
POSTE AERIEN TUBUAI	400000001013	01/01/2007	25	587 145	-		446 488	-	140 657
POSTE AERIEN TUBUAI	400000001014	01/01/2007	25	5 408 378	-		4 112 738	-	1 295 640
RESEAUX TUBUAI 2007	400000001284	01/07/2007	25	-	607 295		-	449 764	157 531
RES AERIEN CP TUBUAI 2007	400000001293	01/07/2007	25	1 298 620	-		961 762	-	336 858
RESEAUX TUBUAI 2007	400000001294	01/07/2007	25	-	31 653		-	23 442	8 211
15% QUOTE PART EDT 2007	400000001311	01/07/2007	25	62 045	-		45 951	-	16 094
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	400000002010	01/07/2007	20	541 538	-		501 331	-	40 207
BRCHT TUBUAI 2007	400000002014	01/07/2007	20	-	1 504 032		-	1 392 363	111 669
EXT BTA QTIER TANÉPAU TUB	400000001307	06/09/2007	25	293 279	-		215 050	-	78 229
POSTE DP TUBUAI 2008	400000001078	01/07/2008	25	1 866 146	-		1 307 222	-	558 924
RESEAUX CP TUBUAI 2008	400000001333	01/07/2008	25	12 162 786	-		8 519 948	-	3 642 838
RESEAUX 2008 TIERS	400000001359	01/07/2008	25	-	2 202 791		-	1 543 040	659 751
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	400000002032	01/07/2008	20	720 191	-		630 611	-	89 580
BRCHT 2008 FINANC TIERS	400000002041	01/07/2008	20	-	1 410 111		-	1 234 716	175 395
RENF.BTA MATAURA QTIER HA	400000001373	01/01/2009	25	1 029 004	-		700 061	-	328 943
RESEAUX CP TUBUAI 2009	400000001365	01/07/2009	25	1 247 849	-		824 196	-	423 653
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2009	400000002048	01/07/2009	20	984 255	-		812 617	-	171 638
RESEAUX 2009 CONCEDANT	400000001377	01/12/2009	25	-	121 064		-	77 932	43 132
RESEAUX 2009 TIERS	400000001382	01/12/2009	25	-	1 878 167		-	1 209 025	669 142
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	400000002058	01/12/2009	20	-	1 647 004		-	1 325 274	321 730
RESEAUX CP TUBUAI 2010	400000001386	01/07/2010	25	4 173 995	-		2 589 935	-	1 584 060
RESEAUX 2010 TIERS TUBUAI	400000001398	01/07/2010	25	-	2 230 075		-	1 383 746	846 329
RESEAUX 2010 CONCED TUBUA	400000001405	01/07/2010	25	-	239 285		-	148 475	90 810
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2010	400000002066	01/07/2010	20	1 147 205	-		889 791	-	257 414
COMPTAGE TIERS TUB 2010	400000002074	01/07/2010	20	-	1 595 669		-	1 237 627	358 042

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 & Fonc	
TRANSFO T4110 MAHU TUBUAI	400000001028	01/01/2011	25	1 043 525	-		626 458	-	417 067
CREAT POSTE T4110 TUBUAI	400000001086	01/01/2011	25	935 404	-		561 550	-	373 854
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2011	400000002089	01/01/2011	20	797 188	-		598 219	-	198 969
TRANSFO T3031 TEMPLE TUB	400000001029	01/02/2011	25	668 666	-		399 148	-	269 518
MEC H61 T3031 TEMPLE TUB	400000001087	01/02/2011	25	653 968	-		390 374	-	263 594
TELECOM IAT RESEAU TUBUAI	400000001109	01/02/2011	15	1 606 739	-		1 598 522	-	8 217
MEC HT/BTA TEMPLE TUBUAI	400000001423	01/02/2011	25	65 195 458	-		38 917 223	-	26 278 235
RESEAUX CP TUBUAI 2011	400000001414	01/07/2011	25	2 127 693	-		1 235 111	-	892 582
RESEAUX 2011 CONCED TUBUA	400000001430	01/07/2011	25	-	52 915		-	30 717	22 198
RESEAUX 2011 TIERS TUBUAI	400000001436	01/07/2011	25	-	1 010 867		-	586 801	424 066
COMPTAGE TIERS TUBUAI/2011	400000002099	01/07/2011	20	-	1 887 079		-	1 369 296	517 783
EXT 14A1 QT TEINAURI TUB	400000001450	01/01/2012	25	892 588	-		500 143	-	392 445
POSTE T1002 CONCED TUBUAI	400000000865	06/01/2012	35	-	754 231		-	301 574	452 657
POSTE T3021 CONCED TUBUAI	400000000866	06/01/2012	35	-	754 231		-	301 574	452 657
POSTE T1012 CONCED TUBUAI	400000000867	06/01/2012	35	-	754 231		-	301 574	452 657
POSTE T1042 CONCED TUBUAI	400000000868	06/01/2012	35	-	754 231		-	301 574	452 657
AUT.COMP T1002 CONCED TUB	400000000903	06/01/2012	25	-	3 223 435		-	1 804 417	1 419 018
AUT.COMP T3021 CONCED TUB	400000000904	06/01/2012	25	-	3 223 435		-	1 804 417	1 419 018
AUT.COMP T1012 CONCED TUB	400000000905	06/01/2012	25	-	3 520 991		-	1 970 983	1 550 008
AUT.COMP T1042 CONCED TUB	400000000906	06/01/2012	25	-	3 367 099		-	1 884 837	1 482 262
AUT.COMP T1021 CONCED TUB	400000000907	06/01/2012	25	-	1 704 074		-	953 908	750 166
AUT.COMP T1032 CONCED TUB	400000000908	06/01/2012	25	-	1 704 074		-	953 908	750 166
TRANSFO T1001 CONCED TUBU	400000000941	06/01/2012	25	-	2 367 824		-	1 325 462	1 042 362
TRANSFO T3011 CONCED TUBU	400000000942	06/01/2012	25	-	2 367 824		-	1 325 462	1 042 362
TRANSFO T1002 CONCED TUBU	400000000943	06/01/2012	25	-	577 963		-	323 533	254 430
TRANSFO T3021 CONCED TUBU	400000000944	06/01/2012	25	-	893 038		-	499 906	393 132
TRANSFO T1012 CONCED TUBU	400000000945	06/01/2012	25	-	736 723		-	412 403	324 320
TRANSFO T1042 CONCED TUBU	400000000946	06/01/2012	25	-	577 963		-	323 533	254 430
TRANSFO T1021 CONCED TUBU	400000000947	06/01/2012	25	-	893 038		-	499 906	393 132
TRANSFO T1032 CONCED TUBU	400000000948	06/01/2012	25	-	577 963		-	323 533	254 430
RES AERIENS CONCED TUBUAI	400000001464	06/01/2012	25	-	43 027 463		-	24 085 949	18 941 514
RESEAUX SOUT CONCED TUBUA	400000001746	06/01/2012	35	-	47 852 687		-	19 133 583	28 719 104
MEP IACM T102 PAR IAM TRA	400000001111	01/02/2012	15	2 098 784	-		1 948 132	-	150 652
EXT 14A1 QT NAHEI TUBUAI	400000001452	18/06/2012	25	1 160 240	-		628 628	-	531 612
RESEAUX CP TUBUAI 2012	400000001445	01/07/2012	25	44 198 103	-		23 883 928	-	20 314 175
RESEAUX 2012 CONCED TUBUA	400000001458	01/07/2012	25	-	684 652		-	369 975	314 677
RESEAUX 2012 TIERS TUBUAI	400000001463	01/07/2012	25	-	33 909		-	18 324	15 585
BRCHT/CPTAGES TUBUAI	400000002108	01/07/2012	20	2 451 074	-		1 655 650	-	795 424
COMPTAGE TIERS TUB 2012	400000002117	01/07/2012	20	-	1 754 433		-	1 185 083	569 350
RESEAUX CP TUBUAI 2013	400000001470	01/07/2013	25	4 724 580	-		2 364 102	-	2 360 478
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	400000001477	01/07/2013	25	-	362 823		-	181 551	181 272
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	400000001483	01/07/2013	25	-	11 866 331		-	5 937 717	5 928 614
RESEAUX 2013 TIERS TUBUAI	400000001484	01/07/2013	25	-	624 435		-	312 457	311 978
RESEAUX CP TUBUAI 2013	400000001486	01/07/2013	25	448 404	-		224 374	-	224 030
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002127	01/07/2013	20	2 359 686	-		1 475 935	-	883 751
COMPTAGE TIERS TUBU 2013	400000002134	01/07/2013	20	-	2 169 104		-	1 356 730	812 374

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	
ART 14A/321/CT/2012/SEC/D	400000001516	01/01/2014	25	135 614	-		65 124	-	70 490
ART14A/207/CT/2014/RAA/DR	400000001517	24/04/2014	25	411 012	-		192 286	-	218 726
RESEAUX CP TUBUAI 2014	400000001506	01/07/2014	25	2 207 868	-		1 016 466	-	1 191 402
RESEAUX 2014 CONCED TUBUA	400000001510	01/07/2014	25	-	109 296		-	50 318	58 978
RESEAUX 2014 TIERS TUBUAI	400000001521	01/07/2014	25	-	177 421		-	81 682	95 739
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	400000001524	01/07/2014	25	-	10 207 152		-	4 699 205	5 507 947
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	400000001525	01/07/2014	25	-	17 589 546		-	8 097 938	9 491 608
RESEAUX CP TUBUAI 2014	400000001527	01/07/2014	25	197 846	-		91 085	-	106 761
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	400000001762	01/07/2014	35	-	896 163		-	294 699	601 464
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI 2014	400000001768	01/07/2014	35	-	1 802 195		-	592 644	1 209 551
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	400000001769	01/07/2014	35	-	760 544		-	250 101	510 443
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002147	01/07/2014	20	2 150 024	-		1 237 295	-	912 729
COMPTAGE TIERS TUBUAI2014	400000002154	01/07/2014	20	-	1 071 315		-	616 520	454 795
MEC RES HT/BTS AEROP TUBU	400000001766	11/09/2014	35	9 600 153	-		3 102 860	-	6 497 293
ART14A/441/CT/2014/RAA/DR	400000001767	11/09/2014	35	343 916	-		111 157	-	232 759
TRANSFO T1061 RTE TRAVER-	400000000956	01/07/2015	25	-	1 685 263		-	708 457	976 806
RESEAUX CP TUBUAI 2015	400000001531	01/07/2015	25	2 161 938	-		908 843	-	1 253 095
RESEAUX 2015 CONCED TUB	400000001543	01/07/2015	25	-	48 389		-	20 342	28 047
RESEAUX 2015 TIERS TUB	400000001549	01/07/2015	25	-	507 548		-	213 365	294 183
RESEAUX CP TUBUAI 2015	400000001779	01/07/2015	35	720 629	-		216 386	-	504 243
RSX SOUT TIERS TUB 2015	400000001782	01/07/2015	35	-	2 334 396		-	700 958	1 633 438
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002166	01/07/2015	20	1 376 450	-		723 296	-	653 154
COMPTAGE TIERS TUB 2015	400000002182	01/07/2015	20	-	1 211 527		-	636 633	574 894
IACM PAR IAM T412A TUBUAI	400000001114	02/02/2016	15	3 007 791	-		1 988 713	-	1 019 078
IACM PAR IAM T414A TUBUAI	400000001115	02/02/2016	15	3 007 791	-		1 988 713	-	1 019 078
RESEAUX CP TUBUAI 2016	400000001555	01/07/2016	25	4 399 142	-		1 672 879	-	2 726 263
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002192	01/07/2016	20	1 738 248	-		826 263	-	911 985
COMPTAGE TIERS TUB 2016	400000002199	01/07/2016	20	-	999 859		-	475 275	524 584
14A1 548.CT/2016/RAA/DR	400000001803	01/01/2017	35	263 031	-		67 657	-	195 374
14A1 638/CT/2016 HARAMEA	400000001806	28/03/2017	35	1 258 365	-		315 207	-	943 158
RESEAUX CP TUBUAI 2017	400000001574	01/07/2017	25	6 622 216	-		2 253 368	-	4 368 848
RSX SOUT TIERS TUB 2017	400000001816	01/07/2017	35	-	773 496		-	188 000	585 496
RESEAU CP TUBUAI 2017	400000001818	01/07/2017	35	209 958	-		51 031	-	158 927
COMPTAGE TIERS TUB 2017	400000002217	01/07/2017	20	-	896 968		-	381 519	515 449
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002221	01/07/2017	20	1 355 824	-		576 690	-	779 134
RENV IAM DEFECTUEUX TUBUA	400000001117	01/09/2017	15	1 244 881	-		691 904	-	552 977
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002230	01/07/2018	20	916 151	-		343 870	-	572 281
COMPTAGE TIERS TUB 2018	400000002240	01/07/2018	20	-	1 585 498		-	595 105	990 393
14A1 LC18/CT/2019/RAA/DR	400000001596	16/01/2019	25	1 713 551	-		477 165	-	1 236 386
14A1 LC JJ/MT2018/620	400000001598	22/01/2019	25	1 308 223	-		363 435	-	944 788
14A1 LC JJ/MT2018/620	400000001597	24/01/2019	25	460 063	-		127 708	-	332 355
RENV RSX HT/BT PMT 2018	400000001594	01/05/2019	25	29 211 747	-		7 798 336	-	21 413 411
RESEAUX CP TUBUAI 2019	400000001605	01/07/2019	25	3 004 491	-		781 991	-	2 222 500
RSX AERIEN TIERS TUB 2019	400000001607	01/07/2019	25	-	1 464 584		-	381 193	1 083 391
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002250	01/07/2019	20	1 641 351	-		534 001	-	1 107 350
COMPTAGE TIERS TUB 2019	400000002260	01/07/2019	20	-	1 991 629		-	647 961	1 343 668
14A1 LC JJ/MT2018/620	400000001599	17/07/2019	25	1 667 090	-		430 977	-	1 236 113
RESEAUX CP TUBUAI 2020	400000001622	01/07/2020	25	72 447	-		15 950	-	56 497
RSX AERIEN TIERS TUB 2020	400000001625	01/07/2020	25	-	463 763		-	102 104	361 659
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002270	01/07/2020	20	1 398 554	-		384 890	-	1 013 664
COMPTAGE TIERS TUB 2020	400000002280	01/07/2020	20	-	2 641 566		-	726 973	1 914 593
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002291	01/07/2021	20	1 887 735	-		425 128	-	1 462 607
COMPTAGE TIERS TUB 2021	400000002300	01/07/2021	20	-	2 093 468		-	471 460	1 622 008
14A1 LC38C5CT/2021/SEC/DR	400000001646	02/01/2022	25	1 025 102	-		163 904	-	861 198
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002312	01/07/2022	20	345 904	-		60 604	-	285 300
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000002329	01/07/2022	20	-	-	1 149 544	-	201 406	948 138
COMPTAGE TIERS TUB 2022	400000002322	01/07/2022	20	-	2 495 133		-	437 161	2 057 972
RNV RSX BT POTEAUX TUBUAI	400000001652	30/08/2022	25	-	-	629 083	-	84 039	545 044

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 & Fonc	
G40235 - DEPLOIEMENT PREPAIEMENT TUBUAI	400000116319	31/08/2023	20			43 534 483	-	5 086 975	38 447 508
343600 - DEPLOIEMENT PREPAIEMENT TUBUAI	400000116320	31/10/2023	25			739 791	-	64 210	675 581
343600 - DEPLOIEMENT PREPAIEMENT TUBUAI	400000116321	31/10/2023	25			477 571	-	41 451	436 120
215440 - RENV RSX BT MATAURA QTR EL BOUKILI T	400000116549	31/12/2023	25			368 459	-	29 517	338 942
353980-14A1 LCMH/CB2023/2274 EXT QT HAUATA TAHIATA	400000117358	01/11/2024	25	963 213			44 862	-	918 351
313610-14A1-TL-BC-2023/237 EXT BTA QT TIHATA MATAU	400000117359	01/11/2024	25	356 923			16 624	-	340 299
342910-RNV CABLE HTA SOUT PROP HARAMEA	400000117360	01/11/2024	35			17 015 852	-	566 085	16 449 767
30429A-RNV POTEaux HT/BT PMT TUBUAI	400000117945	31/12/2024	25			18 409 426	-	736 377	17 673 049
CP 2023 BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119123	02/01/2024	20	1 170 914			116 931	-	1 053 983
CP 2024 RCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119137	31/10/2024	20	1 134 964			66 232	-	1 068 732
CP 2023BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119143	02/01/2024	20			1 384 861	-	138 296	1 246 565
CP 2024 BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	400000119149	31/10/2024	20			1 970 397	-	114 985	1 855 412
342920-RNV HT SOUTERRAIN RSMA TUBUAI	400000119389	01/12/2024	35			4 975 613	-	153 845	4 821 768
34362A- 14A1 EXTENSION RESEAU BTA CHAND PATRICK	400000124092	01/11/2025	25	922 462			6 066	-	916 396
E4900-CP2025 BRCHMT-COMPTAGE TUBUAI	400000125099	31/10/2025	20	802 179			6 703	-	795 476
E4901-CP2025 BRCHMT/COMPTAGE TUBUAI	400000125098	31/12/2025	20			9 368 848	-	-	9 368 848
							-	-	-
TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI				352 565 456	242 199 288	100 023 928	225 344 387	142 390 371	327 053 914
TOTAL TUBUAI				618 015 112	242 305 741	128 446 277	410 603 917	145 380 092	432 783 121

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Cf. 5.1 – Variation du patrimoine immobilier.

5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année

Fonds Production

AVENANT 3 du 13/12/2023 : Plan de travaux 2022 à 2030

	G1	G2	G3	G4	PV+stockage batterie	S/T Groupes, stockage, PV	Filière bâtiments	Autres filiales	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 du 13/12/2023 : Suivi du réalisé du plan de travaux 2022 à 2030

	G1	G2	G3	G4	PV+stockage batterie	S/T Groupes, stockage, PV	Filière bâtiments	Autres filiales	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
G40220 - RENV DE LA REPECT° DE LA TOITURE						0	2 856 196		2 856 196
G40221 - RENV CIRCUIT GO DE REMPLISSAGE DES CUVES						0	3 273 327		3 273 327
G40233 - RENOVATION INTERIEUR BUREAU CENTRALE						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	10 196 162	625 226	0	10 821 388
G40241- RENOUV CUVE EAU INCENDIE CENTRALE TUBUAI						0		1 994 371	1 994 371
G40250- POSE BLOC MOTEUR PERKINS G1	1 241 813					1 241 813			1 241 813
G40251- POSE BLOC MOTEUR FG WILSON G2		1 291 386				1 291 386			1 291 386
Réalisé 2025	1 241 813	1 291 386	0	0	0	2 533 199	0	1 994 371	4 527 570
Réalisé cumul	6 339 894	6 389 467	0	0	0	12 729 361	13 698 616	1 994 371	28 422 348
Ecart / Reste à faire	17 245 198	-299 467	23 044 260	16 483 600	83 954 690	140 428 281	5 978 624	1 278 956	147 685 861

	Dotation		Consommé		doté - réalisé
	exercice	cumul	exercice	cumul	cumul
AVENANT 3 du 13/12/2023 : Suivi du plan de travaux 2022 à 2030					
Passif de renouvellement au 31/12/2021 (avenant 2 du 13/12/2022)	68 500 771				
Transfert du 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	4 527 570	28 422 348	135 448 213
31/12/2026	2 576 347	166 446 908		28 422 348	138 024 560
31/12/2027	2 576 347	169 023 255		28 422 348	140 600 907
31/12/2028	2 576 347	171 599 602		28 422 348	143 177 254
31/12/2029	2 576 347	174 175 949		28 422 348	145 753 601
30/09/2030	1 932 260	176 108 209		28 422 348	147 685 861

Fonds Distribution

AVENANT 3 du 13/12/2023 : Plan de travaux 2022 à 2030	transformateurs	autres composants DP	réseau aérien	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 transformation aériens	6 132 369						6 132 369
postes de transformation cabines	1 277 908						1 277 908
Compteurs						61 432 075	61 432 075
Totaux	7 410 277	-	89 088 358	28 486 255	-	61 432 075	186 416 965

AVENANT 3 du 13/12/2023 : Suivi du réalisé du plan de travaux 2022 à 2030		transformateurs	autres composants DP	réseau aérien	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
RNV RSX BT POTEAUX TUBUAI	9000001756			629 083				
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	9500001301						1 149 551	
Réalisé	2022			629 083			1 149 551	1 778 634
G40235 - DEPLOIEMENT PREPAIEMENT	400000116319						43 534 483	
G40235 - DEPLOIEMENT PREPAIEMENT	400000116320						739 791	
G40235 - DEPLOIEMENT PREPAIEMENT	400000116321						477 571	
215440 - RENV RSX BT MATAURA QTR EL BOUKILI T	400000116549			368 459				
Réalisé	2023			368 459	0	0	44 751 845	45 120 304
342910- RENV 1000M CABLE HTA SOUT PROP H/	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			18 409 426	21 991 466	0	3 355 257	43 756 149
E4901 - CP2025 BRCHT/COMPAGES TUBUAI	400000125098						9 368 848	9 368 848
Réalisé	2025			0	0	0	9 368 848	9 368 848
Réalisé cumul		0	0	19 406 968	21 991 466	0	58 625 501	100 023 935
Ecart / Reste à faire		7 410 277	0	69 681 390	6 494 789	0	2 806 574	86 393 030

		Dotation		Consommé		doté - réalisé
		exercice	cumul	exercice	cumul	
AVENANT 3 du 13/12/2023 : Suivi du plan de travaux 2022 à 2030						
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	172 214 737	9 368 848	100 023 935	72 190 802
	31/12/2026	2 989 943	175 204 679		100 023 935	75 180 744
	31/12/2027	2 989 943	178 194 622		100 023 935	78 170 687
	31/12/2028	2 989 943	181 184 565		100 023 935	81 160 630
	31/12/2029	2 989 943	184 174 508		100 023 935	84 150 573
	30/09/2030	2 242 457	186 416 965		100 023 935	86 393 030

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.

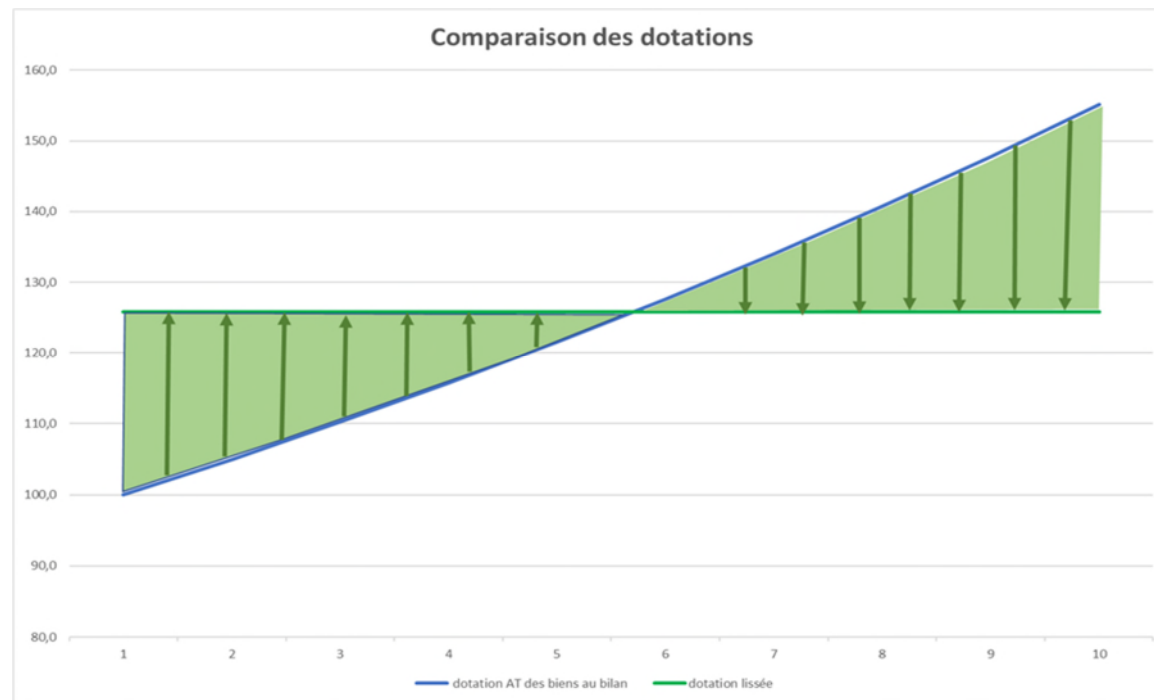
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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	2024
	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	292 103 809
VO Ouverture incorporel	-	10 686 415	10 686 415	10 686 415	10 686 415			
acquisitions financement concess	-	27 560 972	-	9 472 360	0		-	-
acquisitions financement Fond							13 073 390	10 821 389
Transferts et TVA à reverser		-	-	-				
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)								
- origine financement concession	-	(27 342 102)	-	(12 230 338)	(10 686 415)	-	(2 724 264)	(12 402 438)
- origine financement tiers		-	-	-			(6 085 770)	(382 523)
VO Clôture	290 379 561	301 284 846	301 284 846	298 526 868	287 840 453	287 840 453	292 103 809	290 140 237
- Financements tiers cumul	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(106 453)
- Financements fond cumul					-	-		
- IFC biens au bilan clôture	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé				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%	#DIV/0!	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	290 033 784
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	194 197 512
Réintégration AT sur incorporel		8 433 836			-	-	-	-
Régularisation AT 2022 à 2024 s/immo fond								
Sortie AT sur sortie immo		(27 342 102)	-	(12 230 338)	(10 686 415)	-	(2 724 264)	(12 402 438)
Reste à amortir	127 916 102	148 592 789	136 516 730	133 913 031	121 739 119	109 565 207	104 378 915	108 238 710
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8	7
Dotation exercice	9 136 864	12 076 059	12 076 059	12 173 912	12 173 912	12 173 912	13 047 364	15 462 673
Dotations cumulées	165 025 577	158 193 370	170 269 429	170 213 003	171 700 500	183 874 412	194 197 512	197 257 747
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	92 776 037
mécanisme de lissage des AT / fond de renouvellement								
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)	(74 349 282)
Dotations/reprises B - 2025 : régul 2022 à 202	(6 337 416)	(4 201 928)	(4 201 928)	(3 339 403)	(3 360 982)	(3 360 982)	(2 487 529)	(72 221)
Transfert distrib à prod -avenant 2								
Dotations/reprises fond C - 2025 : régul 2022 à 2024								
Utilisations fond D								
Actif/Passif de renouvellement cloture	(53 396 530)	(57 598 458)	(61 800 386)	(65 139 789)	(68 500 771)	(71 861 752)	(74 349 282)	(74 421 503)
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)	(15 462 673)
dotation hors améliorant, lissée A+B+C+	(15 474 280)	(16 277 987)	(16 277 987)	(15 513 315)	(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)	(15 635 179)
écart sur moyenne exercice	160 899	(642 808)	(642 808)	121 864	100 285	100 285	100 285	100 285
écart sur moyenne en cumulé	160 899	(481 909)	(1 124 717)	(1 002 853)	(902 568)	(802 283)	(701 997)	(601 712)
Traitement de l'améliorant								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VO Ouverture	0	0	0	0	0	0	0	6 409 249
Acquisitions financement concession	-	-	-		0		6 409 249	448 097
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-				
VO Clôture	-	-	-	-	0	0	6 409 249	6 857 346
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-		
- IFC améliorant exercice				-	-	-	(2 563 700)	-
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	(2 563 700)	(2 563 700)
							40%	37%
Base amortissable	-	-	-	-	0	0	3 845 549	4 293 646
Cumul doté à l'ouverture	-	-	-	-	-	(0)	(0)	(480 694)
Reste à amortir	-	-	-	-	0	0	3 845 549	3 812 953
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8	7
Dotation exercice	-	-	-	-	(0)	(0)	(480 694)	(544 708)
Dotations cumulées	-	-	-	-	(0)	(0)	(480 694)	(1 025 401)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	-	-	-	0	0	3 364 856	3 268 245
Impact exercice (+) = produit	(15 474 280)	(16 277 987)	(16 277 987)	(15 513 315)	(15 534 894)	(15 534 894)	(16 015 587)	(16 079 601)

Traitement de l'existant y/c renouvellement						
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	290 140 237	287 121 112	316 658 284	346 195 456	375 732 628	405 269 800
VO Ouverture incorporel						
acquisitions financement concess						
acquisitions financement Fond	4 527 570	29 537 172	29 537 172	29 537 172	29 537 172	29 537 172
Transferts et TVA à reverser						
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)						
- origine financement concession	(7 546 695)	-	-	-	-	-
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers						
VO Clôture	287 121 112	316 658 284	346 195 456	375 732 628	405 269 800	434 806 972
- Financements tiers cumul	(106 453)	(106 453)	(106 453)	(106 453)	(106 453)	(106 453)
- Financements fond cumul	(28 422 349)	(57 959 521)	(87 496 693)	(117 033 865)	(146 571 037)	(176 108 209)
- IFC biens au bilan clôture	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
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelant exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-
Base amortissable	258 592 310	258 592 310	258 592 310	258 592 310	258 592 310	258 592 310
Cumul doté à l'ouverture	197 257 747	196 984 834	209 306 329	221 627 824	233 949 319	246 270 815
Réintégration AT sur incorporel	-	-	-	-	-	-
Régularisation AT 2022 à 2024 s/immo fond	(5 047 714)					
Sortie AT sur sortie immo	(7 546 695)	-	-	-	-	-
Reste à amortir	73 928 972	61 607 476	49 285 981	36 964 486	24 642 991	12 321 495
Nb années restantes	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	12 321 495	12 321 495	12 321 495	12 321 495	12 321 495	12 321 495
Dotations cumulées	196 984 834	209 306 329	221 627 824	233 949 319	246 270 815	258 592 310
Vo - fin tiers - IFC - dotations	61 607 476	49 285 981	36 964 486	24 642 991	12 321 495	-
mécanisme de lissage des AT / fond de renouvellement						
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(74 421 503)	(135 448 212)	(108 487 387)	(81 526 562)	(54 565 737)	(27 604 912)
Dotations/reprises B - 2025 : régul 2022 à 202	5 920 732					
Transfert distrib à prod -avenant 2	(82 112 705)					
Dotations/reprises fond C - 2025 : régul 2022	(13 257 085)	(2 576 347)	(2 576 347)	(2 576 347)	(2 576 347)	(1 932 260)
Utilisations fond D	28 422 349	29 537 172	29 537 172	29 537 172	29 537 172	29 537 172
Actif/Passif de renouvellement clôture	(135 448 212)	(108 487 387)	(81 526 562)	(54 565 737)	(27 604 912)	0
Dotation aux amortissements A	(7 273 782)	(12 321 495)	(12 321 495)	(12 321 495)	(12 321 495)	(12 321 495)
dotation hors améliorant, lissée A+B+C+	(14 610 135)	(14 897 842)	(14 897 842)	(14 897 842)	(14 897 842)	(14 253 755)
moyenne des dotations	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)
écart sur moyenne exercice	1 025 044	737 337	737 337	737 337	737 337	1 381 424
écart sur moyenne en cumulé	423 333	1 160 669	1 898 006	2 635 343	3 372 679	4 754 103
Traitement de l'améliorant						
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	6 857 346	6 857 346	6 857 346	6 857 346	6 857 346	6 857 346
Acquisitions financement concession						
Acquisitions autres financement Tiers						
VO Clôture	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)
	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
Cumul doté à l'ouverture	(1 025 401)	(1 570 109)	(2 114 816)	(2 659 524)	(3 204 231)	(3 748 939)
Reste à amortir	3 268 245	2 723 538	2 178 830	1 634 123	1 089 415	544 708
Nb années restantes	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	(544 708)	(544 708)	(544 708)	(544 708)	(544 708)	(544 708)
Dotations cumulées	(1 570 109)	(2 114 816)	(2 659 524)	(3 204 231)	(3 748 939)	(4 293 646)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	2 723 538	2 178 830	1 634 123	1 089 415	544 708	-
Impact exercice (+) = produit	(15 154 842)	(15 442 550)	(15 442 550)	(15 442 550)	(15 442 550)	(14 798 463)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VO Ouverture corporel	609 728 377	612 184 572	612 445 273	623 178 886	623 492 745	624 034 298	624 688 305	639 547 797
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			-
Acquisitions financement Fond						1 778 634	45 120 304	43 756 149
Tranfers 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)	(17 889 878)
- origine financement tiers	(1 153 489)	(504 041)	(849 918)	(557 396)	(930 880)	(716 126)	(23 370 890)	(9 898 283)
VO Clôture	612 184 572	625 629 198	636 362 811	636 676 670	624 034 298	624 688 305	639 547 797	655 515 785
- Financements tiers cumul	(265 774 206)	(264 620 717)	(264 116 676)	(263 266 758)	(262 709 362)	(261 778 482)	(261 062 356)	(237 691 466)
- Financements fond cumul						n/a	n/a	n/a
- IFC biens au bilan clôture	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelllnt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-	-
Base amortissable	346 410 366	361 008 481	372 246 135	373 409 912	361 324 936	362 909 823	378 485 441	417 824 319
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	294 394 787
Réintégration AT sur incorporel		10 404 897						
Régularisation AT 2022 à 2024 s/immo fond								
Sortie AT sur sortie immo		(5 422 049)	(21 735 703)	-	(13 183 925)	(408 501)	(6 889 922)	(17 889 878)
Reste à amortir	76 591 634	80 653 677	106 229 852	97 607 132	89 832 705	82 842 823	96 103 605	141 319 410
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8	7
Dotation exercice	5 553 224	7 397 183	9 786 497	8 873 376	8 983 271	9 204 758	12 012 951	20 188 487
Dotations cumulées	275 371 956	287 751 986	275 802 780	284 676 156	280 475 501	289 271 758	294 394 787	296 693 396
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	121 130 923
mécanique de lissage des AT / fond de renouvellement								
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)	(233 769 100)
Dotations/reprises B	(5 970 119)	(5 524 004)	(2 747 401)	(2 683 660)	(2 573 765)	(2 352 277)	10 125 740	19 715 317
Transfert distrib à prod -avenant 2								
Dotations/reprises fond C - 2025 : régul 2022 à 2024								
Utilisations fond D - 2025 : régul 2022 à 2024								
Actif/Passif de renouvellement cloture	(228 013 734)	(233 537 738)	(236 285 139)	(238 968 799)	(241 542 564)	(243 894 841)	(233 769 100)	(214 053 783)
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)	(20 188 487)
dotation hors améliorant, lissée A+B+C	(11 523 343)	(12 921 187)	(12 533 898)	(11 557 035)	(11 557 035)	(11 557 035)	(1 887 210)	(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)	(5 489 209)
écart sur moyenne exercice	(6 034 134)	(7 431 978)	(7 044 689)	(6 067 826)	(6 067 826)	(6 067 826)	3 601 999	5 016 039
écart sur moyenne en cumulé	(6 034 134)	(13 466 111)	(20 510 800)	(26 578 626)	(32 646 453)	(38 714 279)	(35 112 280)	(30 096 241)
Traitement de l'améliorant								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VO Ouverture	-	3 593 006	5 329 913	14 473 408	18 178 483	20 687 253	24 553 385	24 553 385
Acquisitions financement concession	1 922 542	151 409	5 687 282	599 746	415 302	1 370 999		3 626 014
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	28 179 399
Financements tiers cumul	(1 670 464)	(3 255 962)	(6 712 175)	(9 817 504)	(11 910 972)	(14 406 105)	(14 406 105)	(14 406 105)
- IFC améliorant exercice				-	-	-	-	(1 813 007)
- IFC hors biens au bilan cumulé	0%	0%	0	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC hors biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	13%
Base amortissable	1 922 542	2 073 951	7 761 233	8 360 979	8 776 281	10 147 280	10 147 280	11 960 287
Cumul doté à l'ouverture	0	(137 324)	(286 296)	(909 207)	(1 586 641)	(2 305 605)	(3 176 902)	(4 048 199)
Reste à amortir	1 922 542	1 936 627	7 474 937	7 451 772	7 189 640	7 841 675	6 970 378	7 912 088
Nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8	7
Dotation exercice	(137 324)	(148 971)	(622 911)	(677 434)	(718 964)	(871 297)	(871 297)	(1 130 298)
Dotations cumulées	(137 324)	(286 296)	(909 207)	(1 586 641)	(2 305 605)	(3 176 902)	(4 048 199)	(5 178 498)
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	6 781 789
Impact exercice (+) = produit								
	(11 660 667)	(13 070 158)	(13 156 809)	(12 234 469)	(12 275 999)	(12 428 333)	(2 758 507)	(1 603 468)

Traitement de l'existant y/c renouvellement						
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	655 515 785	664 884 633	682 163 239	699 441 845	716 720 451	733 999 057
VO Ouverture incorporel	-	-	-	-	-	-
Acquisitions						
Acquisitions financement Fond	9 368 848	17 278 606	17 278 606	17 278 606	17 278 606	17 278 606
Transferts et TVA à reverser						
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)						
- origine financement concession	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers						
VO Clôture	664 884 633	682 163 239	699 441 845	716 720 451	733 999 057	751 277 663
- Financements tiers cumul	(227 793 183)	(227 793 183)	(227 793 183)	(227 793 183)	(227 793 183)	(227 793 183)
- Financements fond cumul	(100 023 935)	(117 302 541)	(134 581 147)	(151 859 753)	(169 138 359)	(186 416 965)
- IFC biens au bilan clôture	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
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelant exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-
Base amortissable	337 067 515	337 067 515	337 067 515	337 067 515	337 067 515	337 067 515
Cumul doté à l'ouverture	296 693 396	287 580 149	297 477 622	307 375 095	317 272 569	327 170 042
Réintégration AT sur incorporel						
Régularisation AT 2022 à 2024 s/immo fond	(19 010 720)					
Sortie AT sur sortie immo	-	-	-	-	-	-
Reste à amortir	59 384 839	49 487 366	39 589 893	29 692 420	19 794 946	9 897 473
Nb années restantes	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	9 897 473	9 897 473	9 897 473	9 897 473	9 897 473	9 897 473
Dotations cumulées	287 580 149	297 477 622	307 375 095	317 272 569	327 170 042	337 067 515
Vo - fin tiers - IFC - dotations	49 487 366	39 589 893	29 692 420	19 794 946	9 897 473	-
mécanisme de lissage des AT / fond de renouvellement						
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(214 053 783)	(72 190 801)	(57 902 138)	(43 613 475)	(29 324 812)	(15 036 149)
Dotations/reprises B	(27 488 780)					
Transfert distrib à prod -avenant 2	82 112 705					
Dotations/reprises fond C - 2025 : régul 2022	(12 784 877)	(2 989 943)	(2 989 943)	(2 989 943)	(2 989 943)	(2 242 457)
Utilisations fond D - 2025 : régul 2022 à 2024	100 023 935	17 278 606	17 278 606	17 278 606	17 278 606	17 278 606
Actif/Passif de renouvellement clôture	(72 190 801)	(57 902 138)	(43 613 475)	(29 324 812)	(15 036 149)	0
Dotation aux amortissements A	9 113 247	(9 897 473)	(9 897 473)	(9 897 473)	(9 897 473)	(9 897 473)
dotation hors améliorant, lissée A+B+C	(31 160 411)	(12 887 416)	(12 887 416)	(12 887 416)	(12 887 416)	(12 139 930)
moyenne des dotations	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)	(5 489 209)
écart sur moyenne exercice	(25 671 202)	(7 398 207)	(7 398 207)	(7 398 207)	(7 398 207)	(6 650 721)
écart sur moyenne en cumulé	(55 767 443)	(63 165 650)	(70 563 857)	(77 962 065)	(85 360 272)	(92 010 993)
Traitement de l'améliorant						
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	28 179 399	29 904 040	29 904 040	29 904 040	29 904 040	29 904 040
Acquisitions financement concession	1 724 641					
Acquisitions autres financement Tiers						
VO Clôture	29 904 040	29 904 040	29 904 040	29 904 040	29 904 040	29 904 040
Financements tiers cumul	(14 406 105)	(14 406 105)	(14 406 105)	(14 406 105)	(14 406 105)	(14 406 105)
- IFC améliorant exercice	(1 034 785)	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	(2 847 792)	(2 847 792)	(2 847 792)	(2 847 792)	(2 847 792)	(2 847 792)
	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Base amortissable	12 650 143	12 650 143	12 650 143	12 650 143	12 650 143	12 650 143
Cumul doté à l'ouverture	(5 178 498)	(6 423 772)	(7 669 046)	(8 914 321)	(10 159 595)	(11 404 869)
Reste à amortir	7 471 646	6 226 371	4 981 097	3 735 823	2 490 549	1 245 274
Nb années restantes	6	5	4	3	2	1
Dotation exercice	(1 245 274)	(1 245 274)	(1 245 274)	(1 245 274)	(1 245 274)	(1 245 274)
Dotations cumulées	(6 423 772)	(7 669 046)	(8 914 321)	(10 159 595)	(11 404 869)	(12 650 143)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	6 226 371	4 981 097	3 735 823	2 490 549	1 245 274	-
Impact exercice (+) = produit	(32 405 685)	(14 132 690)	(14 132 690)	(14 132 690)	(14 132 690)	(13 385 205)

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 IFC PRODUCTION			6 409 249		6 409 249		2 563 700
353980-14A1 LCMH/CB2023/2274 EXT QT HAUATA TAHIATA	400000117358	01/11/2024	963 213	100,00%	963 213	5	481 607
313610-14A1-TL-BC-2023/237 EXT BTA QT TIHATA MATAU	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
E4900-CP 2025 BRCHMT-COMPTAGE TUBUAI	400000125099	31/10/2025	802 179	100,00%	802 179	4	481 307
34362A- 14A1 EXTENSION RESEAU BTA CHAND PATRICK	400000124092	01/11/2025	922 462	100,00%	922 462	4	553 477
TOTAL IFC DISTRIBUTION			5 350 655		5 350 655		2 847 792
TOTAL IFC DE LA CONCESSION			11 759 904		11 759 904		5 411 491

5.8 - Plan de Renouvellement

Le plan de renouvellement revu avec la commune a été intégré au fonds de renouvellement créé par l'avenant 3 du 13 décembre 2023 et reporté au paragraphe 5.4 « Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année ».

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 et de la date de mise en service, 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.