



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE UA POU**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE UA POU
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2023

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
0.1 - Communs à toutes les concessions d'EDT	3
0.2 - Spécifiques aux concessions des îles	4
0.3 - Spécifiques à la concession de Ua Pou	4
1 - PRESENTATION	6
1.1 - Le système électrique polynésien	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	8
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	9
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	11
➤ Aspects commerciaux	12
2.1 - Mode de détermination des tarifs	12
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2023	12
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	14
2.4 - Autres produits d'exploitation	15
2.5 - Statistiques de ventes	15
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou	18
2.7 - Gestion des impayés	19
2.8 - Dépenses de la Commune	20
2.9 - Services offerts à la clientèle	20
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	23
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	25
➤ Bilan technique	26
3.1 - Autorisation d'exploitation	26
3.2 - Effectifs de l'exploitation	26
3.3 - Détail des ouvrages de production	26
3.4 - Données de production	27
3.5 - Qualité de service	27
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	28
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants	29
3.8 - Raccordement solaire	30
3.9 - Unités d'œuvres 2023 de la concession	30
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	31
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	32
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	38
4.3 - Comptes de la concession	44
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés	51
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	56
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	57
5.2 - Situation des immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	58
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	63
5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année	63
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	65
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	69
5.7 - Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22	69
5.8 - Plan de Renouvellement	70
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUE DU SERVICE PUBLIC	71

0 - FAITS MARQUANTS

0.1 - Communs à toutes les concessions d'EDT

A) Coût des produits pétroliers

Bien que légèrement inférieur à 2022, le prix moyen 2023 d'achat du gazole alimentant les centrales thermiques de Tahiti, était de 84,755 F/L toujours largement supérieur à la part répercutée dans les tarifs de vente de l'électricité (60 F/Litre).

De ce fait, sur la période du 1^{er} janvier au 31 juillet 2023, la concession a dû faire une avance de trésorerie de 1.498 MF s'ajoutant aux 640 MF avancés au 31/12/2022.

A compter du 1^{er} août 2023, la Polynésie française a adopté une mesure de hausse de la contribution du FRPH sur le prix du gasoil de Tahiti, ramenant le prix payé par la concession de 95 F/litre à son prix d'équilibre de 60 F/litre.

B) Débouclage des concessions arrivées à échéance

L'année 2023 a été une année d'échanges avec les communes de Huahine, Taputapuatea, Tumara'a, Taha'a et Rurutu, en vue de procéder au règlement des décomptes issus des contrats de concession terminés en 2022. Les négociations ont permis d'aboutir à la rédaction d'un accord permettant à EDT de recouvrer la majeure partie des sommes qui lui étaient dues.

Les mêmes négociations menées avec la commune de Moorea, n'ont pas abouti à ce jour.

C) Pertes de synergie

L'organisation mise en place avec le Pays en 1991 reposait sur une structure solide basée sur l'île de Tahiti et assurant le support à un maximum d'îles. Le regroupement des contrats et des moyens sur EDT a permis de se doter de compétences et de moyens qu'aucune des concessions ne pouvait se payer seule.

La sortie du périmètre géré par EDT des îles à échéance initiale 2020 a mis fin brutalement à ces synergies causant un préjudice récurrent proche de 800 MF condamnant l'entreprise à une restructuration.

En 2022, pour faciliter la comparaison avec les exercices passés, ces charges liées à la perte de synergie (quote part invendue des Services support technique aux îles, back office commercial, siège) n'ont pas été réparties sur les concessions restantes.

L'année 2023 a vu se terminer les dernières concessions dites « DSP 2020 » qui faisaient partie du périmètre général des concessions EDT rattachées économiquement à Tahiti Nord. Ainsi, le 31 décembre 2023, ont pris fin les concessions de Nuku Hiva, Hiva Oa, Ua Pou et Ua Huka (cette dernière ayant été écourtée de façon anticipée).

Les frais de support résiduels après économie ont été répartis sur l'ensemble des concessions bénéficiaires sur la base des clefs de répartition historiques lesquelles ont été adaptées aux modifications d'organisation.

D) Difficultés d'approvisionnement

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

0.2 - Spécifiques aux concessions des îles

Le mécanisme de péréquation tarifaire mis en place au 1^{er} janvier 2022 par la Polynésie au bénéfice de tous les systèmes électriques est basé sur un montant d'aide plafonné avec une contrainte de prix moyen

En raison le plus souvent de pourcentages de petits consommateurs très importants, certaines îles vont se retrouver dans l'obligation d'augmenter leurs tarifs pour pouvoir continuer à bénéficier des aides de péréquations lesquelles représentent très fréquemment plus de 50% des recettes des îles concernées.

0.3 - Spécifiques à la concession de Ua Pou

Fin de concession :

En 2023, la CODIM a récupéré la compétence du service public de production et de distribution électrique. Elle est devenue l'autorité concédante de la concession de Ua Pou, et a lancé un nouvel appel d'offres pour une concession unique aux 6 communes des Marquises. Comme indiqué ci-dessus, cette concession a été attribuée avec effet au 1^{er} janvier 2024 à EDM.

La concession d'EDT a donc pris fin le 31 décembre 2023.

Principaux indicateurs

		UA POU			
		2023		2022	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	852		848	
	BT	851	99,88%	847	99,88%
	MT	1	0,12%	1	0,12%
	Puissance souscrite au 31/12	3 999		3 974	
	BT	3 959	99,00%	3 934	98,99%
	MT	40	1,00%	40	1,01%
	Puissance maximale appelée (*)	0,42		0,42	
	Nombre de kWh vendus total	2 195 633		2 066 404	
	BT	2 162 934	98,51%	2 029 416	98,21%
	MT	32 699	1,49%	36 988	1,79%
	Chiffre d'affaires énergie	64 960 171		60 263 614	
	BT : Total	63 371 974	97,56%	58 620 231	97,27%
	BT : par client	74 468		69 209	
	BT : par kVA de puissance souscrite	16 007		14 901	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	15 335 663	24,20%	15 481 668	26,41%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	48 036 311	75,80%	43 138 563	73,59%
	MT : Total	1 588 197	2,44%	1 643 383	2,73%
	MT : par client	1 588 197		1 643 383	
	MT : par kVA de puissance souscrite	39 705		41 085	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	802 560	50,53%	802 560	48,84%
	MT : part variable en XPF et % du CA total	785 637	49,47%	840 823	51,16%
TECHNIQUES	Prix moyen de vente par kWh vendu	29,59		29,16	
	BT	29,30		28,89	
	MT	48,57		44,43	
	Rendement réseaux (s/production nette)	0,90		0,90	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	69 806	2,87%	59 926	2,60%
	Energie hydroélectrique kWh		0%		0%
	Energie thermique kWh	2 359 920	97,13%	2 240 492	97,40%
	Energie totale achetée	2 429 726		2 300 418	
	Temps moyen de coupure				
FINANCIERS	global	1h11		5h18	
	origine production	0h42		3h14	
	origine transport	0		0	
	origine distribution	0h29		2h04	
	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement Km	81		81	
	Valeur d'origine k XPF	684 440		683 049	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	283 863		308 383	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement k XPF	173		1 607	
	Dépenses d'améliorant k XPF	1 318		1 627	
	Indemnité de fin de concession k XPF	23 582		10 466	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)) k XPF	199 007		198 340	
	Part revenant à la concession k XPF	140 381		143 716	
	Coût des énergies et du transport k XPF	58 626		54 624	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM) k XPF	43 705		40 779	
	Ecart RA - CA - péréquation de l'année k XPF	19 755		24 932	

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

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

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

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

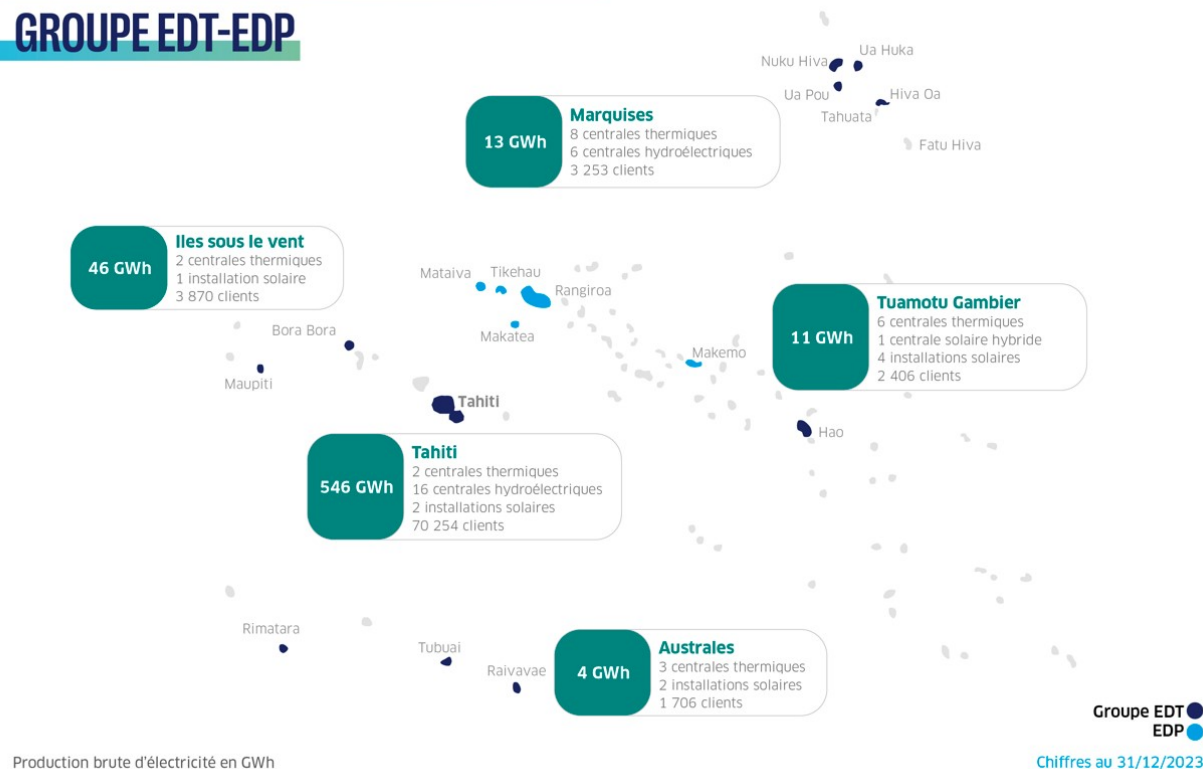
- La convention de concession
- La convention d'adhésion au régime de solidarité tarifaire
- Les autres contrats
Cf. paragraphe :
6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE
PUBLIC

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels

PRODUCTION BRUTE D'ÉLECTRICITÉ

GROUPE EDT-EDP



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 régions communales soit de petites installations privées.

Les concessions existantes, alliant sauf exception production et distribution, sont confiées à EDT et à ses filiales.

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

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

En dehors de Tahiti, les systèmes électriques ne comportent pas de réseau de transport.

Sauf exception, les concessions de service public confiées à EDT dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production est essentiellement assurée par des centrales à gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

ENGIE est un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Avec ses 96 000 collaborateurs, ses clients, ses partenaires et ses parties prenantes, ENGIE s'engage chaque jour pour accélérer la transition vers un monde neutre en carbone, grâce à des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement.

Guidés par sa raison d'être, ENGIE concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète en s'appuyant sur ses métiers clés (gaz, énergies renouvelables, services) pour proposer des solutions compétitives à ses clients.

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

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

A fin 2023, il est composé des sociétés suivantes :

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

Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support.

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

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Ua Pou** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 28 avril 1992, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

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

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

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

Le cahier des charges de la convention de concession de **Ua Pou** 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 **Ua Pou** a quant à lui été modifié par quatre avenants depuis son origine :

- L'avenant 1, en date du 29 novembre 2006, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat),
- L'avenant 2 du 24 avril 2020 a notamment procédé à la prolongation de la concession pour 1 an,
- L'avenant 3 du 1^{er} octobre 2020 a procédé à la prolongation de la concession pour 3 mois,
- L'avenant 4 du 1^{er} janvier 2022 a procédé à la prolongation de la concession pour 2 ans.

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 2023
- 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 Ua pou
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Dépenses de la Commune
- 2.9 Services offerts à la clientèle
- 2.10 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

La dernière actualisation des tarifs appliqués sur l'exercice 2023 a eu lieu le 1^{er} octobre 2022, et a été appliquée 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 2023

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 31 décembre 2023
			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

Taxes	Taux
Taxe municipale	Applicable dans chaque commune
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%
Autres	
- Contribution de Solidarité sur l'Electricité (CSE)	6,30XPF/kWh
- Contribution pour la Solidarité (CPS) appliquée jusqu'au 30/09/2023	1%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 décembre 2023
	P=39,0
Tarif Petits consommateurs	- $ASC = 25 \times P \times \text{kVA de puissance souscrite}$ - $ASC = 975 \text{ XPF} \times \text{kVA de puissance souscrite}$
Tarif Usages Domestiques	- $ASC = 25 \times P \times \text{kVA de puissance souscrite}$ - $ASC = 975 \text{ XPF} \times \text{kVA de puissance souscrite}$
Autres Tarif Basse Tension	- $ASC = 50 \times P \times \text{kVA de puissance souscrite}$ - $ASC = 1\,950 \text{ XPF} \times \text{kVA de puissance souscrite}$
Moyenne Tension	- $ASC = 100 \times P \times \text{kVA de puissance souscrite}$ - $ASC = 3\,900 \text{ XPF} \times \text{kVA de puissance souscrite}$

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime d'abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2023 (kVA)	Total kWh vendus 2022
BT Usage social 1ère tranche	P1	1 200 444	14 187 171	27 245	7 160 301	2 289	1 154 885
BT Usage social 2ème tranche	P2	101 438	3 158 446		0		89 694
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	70 915	1 472 677	3 578	1 546 674	291	97 337
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	29 470	685 660		0		28 601
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	18 929	769 280				4 773
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	10 853	460 817				1 609
BT Eclairage public	P4	54 826	1 861 350	1 888	755 040	157	51 983
BT Usage professionnel	P5	296 857	10 745 975	14 684	5 873 648	1 221	523 391
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6	112 351	4 156 987				21 851
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7	266 851	10 537 948				55 292
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	26 031	641 142	480	802 560	40	29 845
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	0	0				0
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	6 668	144 495		0		7 143
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	0	0				0
Total		2 195 633	48 821 948	47 874	16 138 223	3 999	2 066 404

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2023.

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

CHIFFRE D'AFFAIRES
Prix moyen

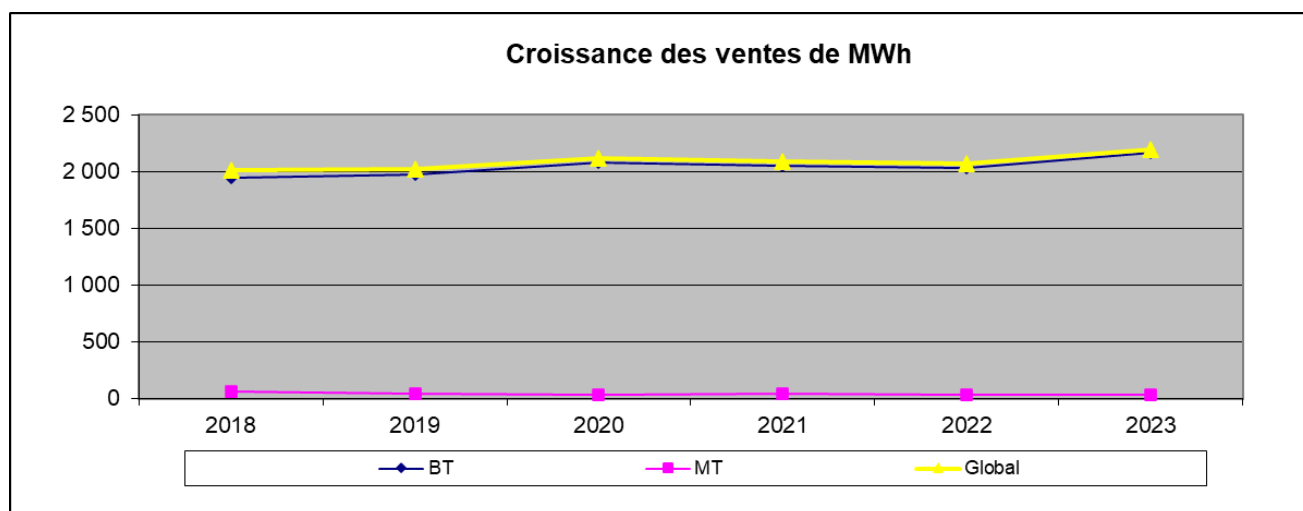
64 960 171
29,59

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	108 056 XPF
- Frais de relance :	<u>785 566 XPF</u>
- Total	893 622 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une baisse de 1,2% des volumes en 2022, les ventes d'électricité à Ua Pou enregistrent une hausse des volumes de 6,3%, soit 129,2 MWh, pour s'établir à **2,2 GWh**.

Cette augmentation globale correspond essentiellement à la progression des ventes en basse tension, qui représentent 98% des volumes.

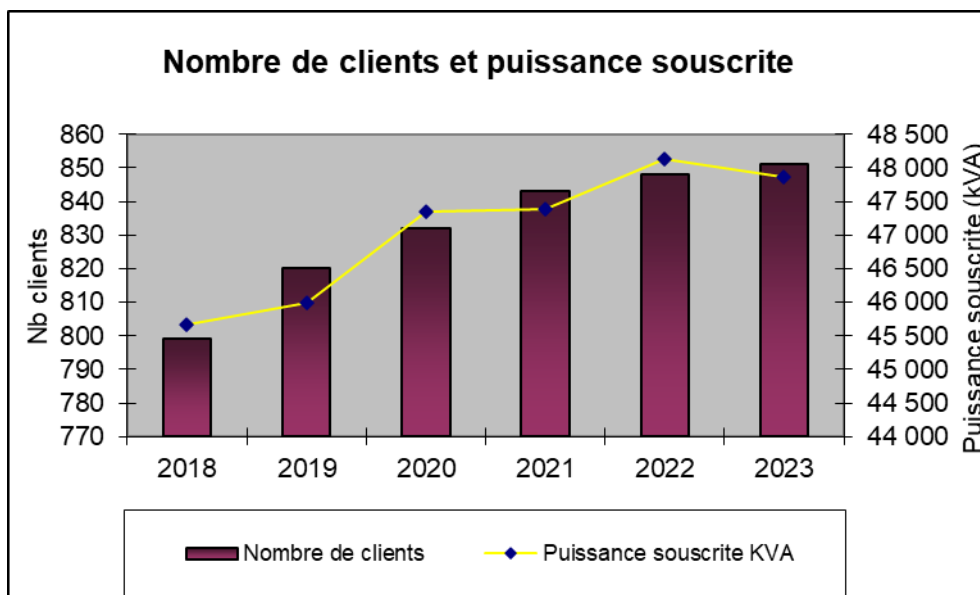
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et Usages domestiques « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 4,0% (+53,6 MWh). La hausse se traduit par une amélioration des ventes en tarif « petits consommateurs » qui augmente de 4,6% (+55,9 MWh), malgré une baisse des ventes en tarif Usages domestiques « classique » usages domestiques (-1,8%, soit -2,3 MWh).

Les tarifs domestiques représentent 65,2% des volumes basse tension en 2023, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 59,3% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2,5% des ventes en basse tension avec environ 54,8 MWh vendus sur 2023, enregistrent une hausse de 5,5% en 2023, soit +2,8 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 31,3% des ventes basse tension, s'améliorent de 12,6% (soit +75,5 MWh).

Les ventes en moyenne tension diminuent de 11,6% (soit -4,3 MWh).



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

Contrats souscrits aux tarifs basse tension	851	variation / 2022 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>	+0,5% (+4 contrats)
	852	-
		+0,5% (+4 contrats)

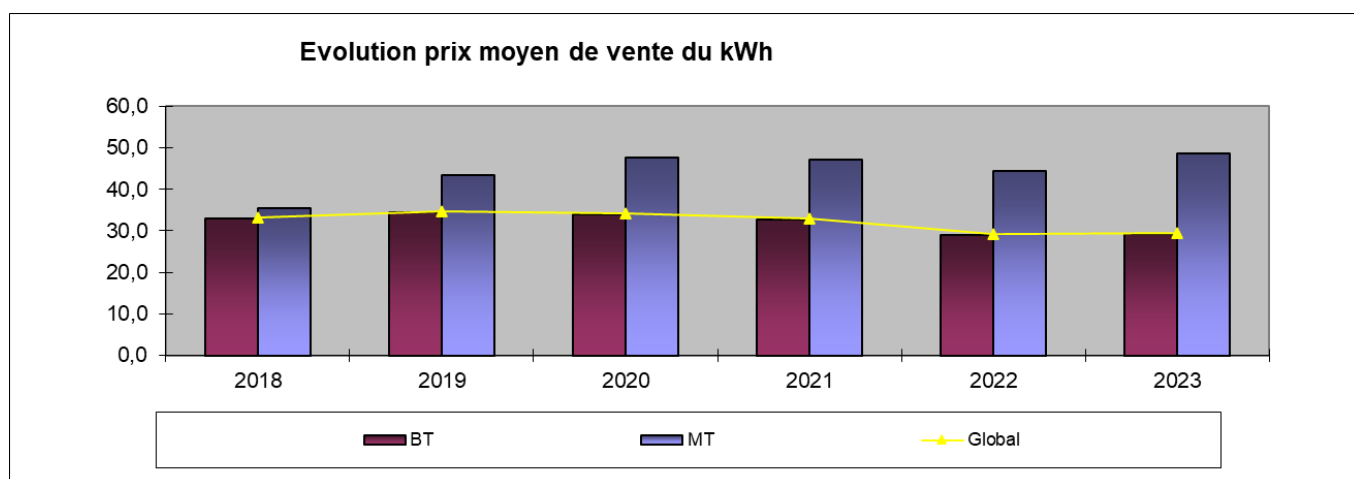
Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 1,3% (soit +9 contrats clients) en tarif « petits consommateurs » basse tension usages domestiques par rapport à 2022,
- la baisse de 4,5% (soit -2 contrats clients) en tarif « usages domestiques » basse tension usages domestiques par rapport à 2022,
- la baisse de 2,2% (soit -2 contrats clients) en tarif professionnel basse tension par rapport à 2022.

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2023 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 82% (contre 81% en 2022)
- Tarif Usages professionnels basse tension 11%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 5%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 47 874 kVA, soit une baisse de 0,6% par rapport à 2022.



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

Tarifs basse tension

29,3 Fcp

variation / 2022

+1,4%

Tarifs moyenne tension

48,6 Fcp

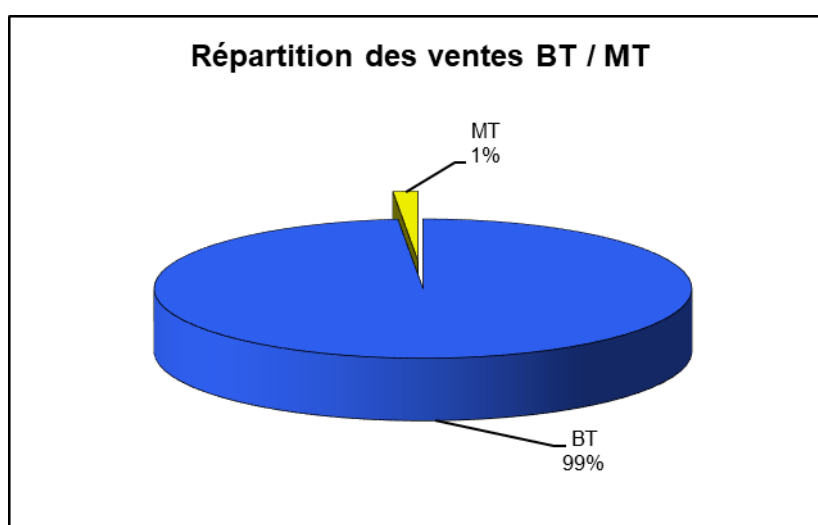
+9,3%

Soit Prix moyen de vente H.T au kWh

29,6 Fcp

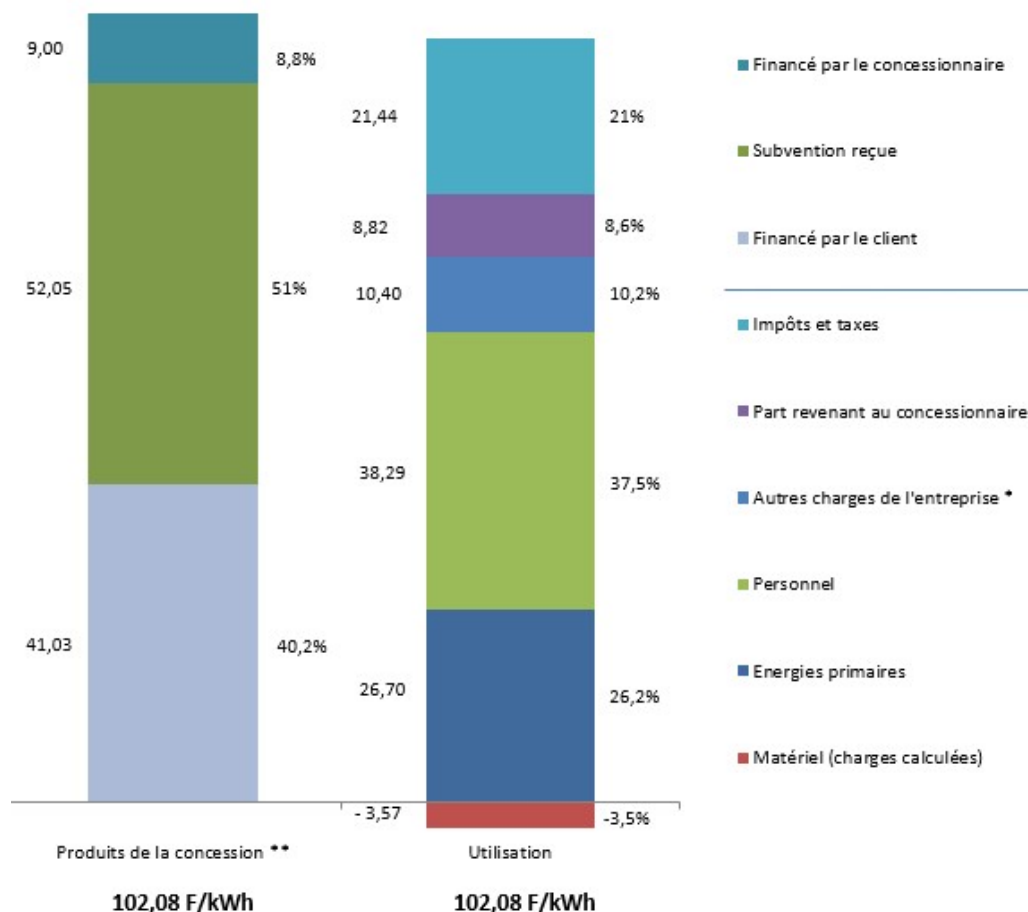
+1,4%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de +1,4% et s'établit à 29,6 Fcp/kWh, en raison de l'augmentation tarifaire ayant eu lieu au 1^{er} octobre 2022 pour prise en compte partielle de l'augmentation des prix des hydrocarbures.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 99% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 1% en tarif moyenne tension.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou



*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 41,03 F/KWh (40,2%) 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 102,08 F.

- Le poste impôts et taxes de 21,44 F/kWh représente 21% 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,
 - la Contribution pour la solidarité (CPS),
 Ne sont pas inclus par simplification, la patente et l'IRCM sur les produits financiers qui figurent dans les « autres charges de l'entreprise ». Les énergies comprennent :
 - le coût d'achat des énergies fossiles gazole,
 - le coût d'achat des énergies renouvelables hydroélectricité et solaire,
 - les coûts des huiles.
- Charges calculées : voir en paragraphe 5.2, l'explication concernant la régularisation de TVA à reverser (diminution de la valeur de l'immobilisation et du reste à amortir)

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

- Les recettes clients de 41,03 F/kWh qui financent 40,2% des dépenses de la concession
- Les subventions de péréquation de 52,05 F/kWh qui prend en charge 51% des dépenses de la concession

- Le concessionnaire pour 9 F/kWh pour la différence soit 8,8% des dépenses de la concession. Cette somme est une avance de trésorerie faite par le concessionnaire pour payer la part non répercutée du prix du gasoil dans les tarifs.

Détail des produits de la concession:	en F/kWh	en %
La part financée par le client comprend:		
- Les ventes d'énergie	29,59	29,0%
- Les produits accessoires	0,42	0,4%
- Les taxes communales, TVA, CPS	4,73	4,6%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	6,2%
	<u>41,03</u>	<u>40,2%</u>
Le montant brut des subventions reçues:		
- Subvention de péréquation	52,05	51,0%
	<u>52,05</u>	<u>51,0%</u>
La part financée par le concessionnaire:		
- Avance du concessionnaire	9,00	8,8%
	<u>9,00</u>	<u>8,8%</u>
Total Produits	102,08	F/kWh

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2023, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Ua Pou, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/23, était de 16,1 Millions Fcp, ce qui représente 21,2% du chiffre d'affaires 2023, soit un délai de créances clients de 76 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 Ua Pou, en moyenne 118 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 13,9% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Ua Pou, en moyenne 4 clients, soit 0,5% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

Si la situation de non-paiement perdure, le recouvrement des impayés est alors généralement confié à des prestataires de recouvrement, sociétés spécialisées dans le domaine.

En cas d'échec de recouvrement, pour diverses raisons (client insolvable, introuvable, client en redressement ou liquidation judiciaire, ...), à l'issue notamment du délai légal de prescription, ces impayés sont alors passés en pertes (créances irrécouvrables). A noter la réduction du délai de prescription pour le paiement des factures d'énergie et de travaux à 2 ans au lieu de 5 auparavant pour les clients domestiques, suite à l'entrée en application en 2017 de la loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016).

En 2023, 18 228 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Pou.

2.8 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2023 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	16	54 234	3 252 344	60,0
07 - USAGE PROFESSIONNEL	40	130 905	9 782 602	74,7
Total	56	185 139	13 034 946	70,4

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT augmente (+13,9%) en 2023 pour s'établir à 13,0 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 56 compteurs. En termes de volumes, ils augmentent également (+17,9%, soit +28 MWh).

2.9 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2023

Février :

- EDT partenaire avec la CCISM du label « Electricien Qualifié » : 12 électriciens ont décroché ce label permettant de garantir un service de qualité aux clients.

Août :

- Lancement de la e-facture permettant aux clients, ayant une adresse électronique associée à leur contrat d'énergie, de recevoir directement dans leur boîte mail leur facture au format PDF sans avoir besoin de se connecter au site internet.

Novembre :

- Black-out sur Tahiti à la suite d'un incident survenu sur le réseau de transport de l'électricité.

Décembre :

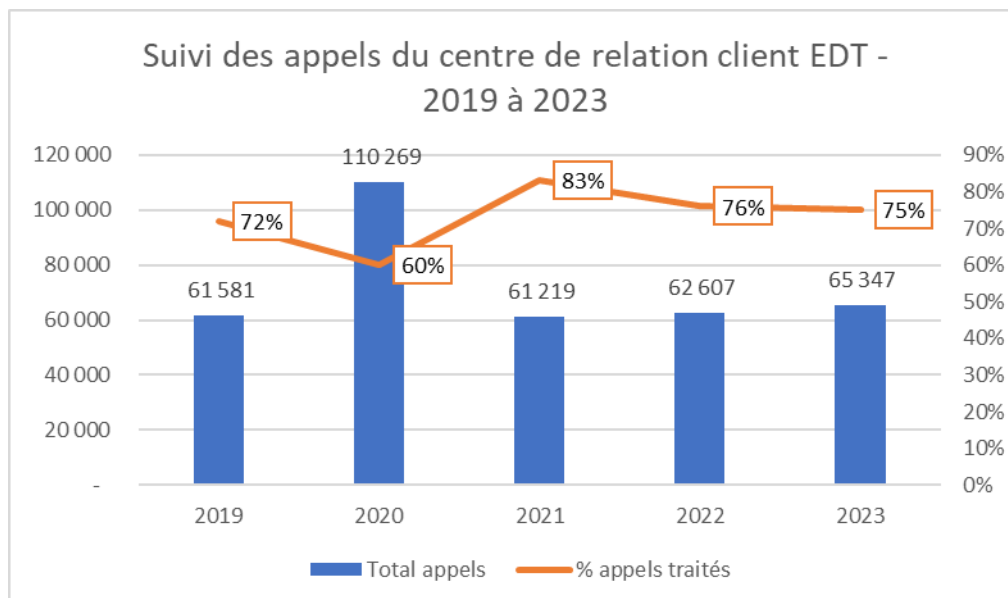
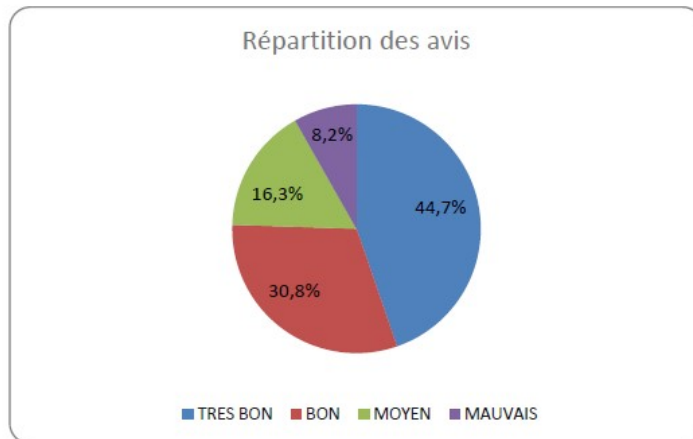
- Fin de concession pour les îles Marquises pour EDT.

Centre de relation clients InfosConseils

Le nombre d'appels clients est en augmentation de + 4% positionnant le Centre de Relation Client comme un acteur majeur de la relation client.

Répartition générale des avis

TRES BON	BON	MOYEN	MAUVAIS
44,7%	30,8%	16,3%	8,2%
305	210	111	56



L'information clients par SMS

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

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

A fin 2023, nous enregistrons + 10 000 nouveaux abonnés portant ainsi le nombre total d'abonnés à + 128 000 inscrits aux différents services SMS et + 2.9 millions de SMS envoyés, depuis la mise en place du service en 2010.

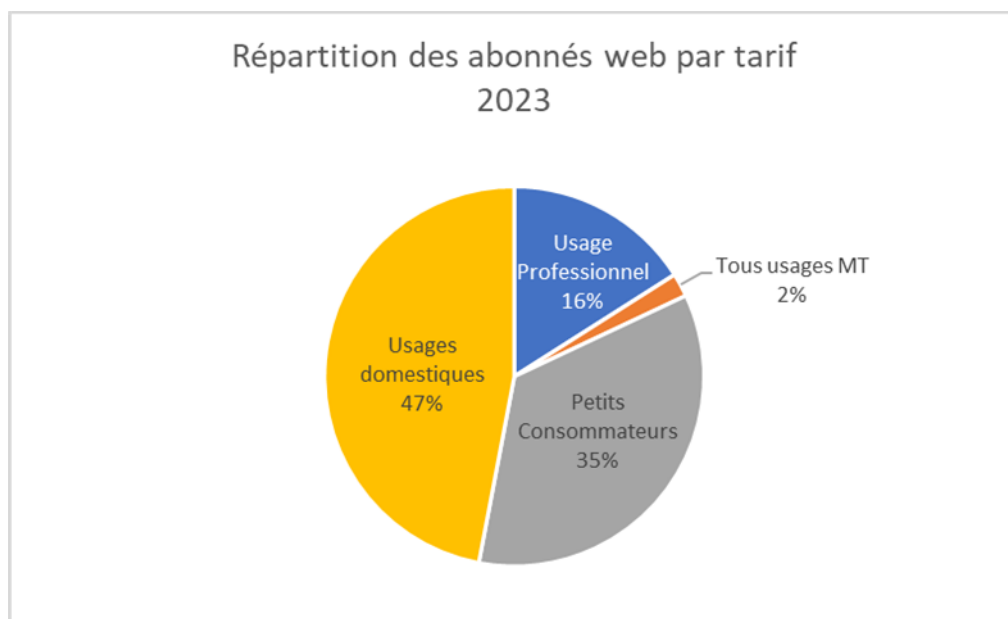
Nb contrats actifs avec service SMS en 2023

Service SMS	TAHITI	ILES	TSE	Total général
Auto-relève	9 952	986	2 301	13 239
Avis annulation coupure tvx	10 738	696	2 295	13 729
Avis confirmation coupure tvx	10 738	696	2 295	13 729
Avis coupure tvx	10 761	696	2 301	13 758
Avis passage releveur	8 743	694	1 858	11 295
Mnt fact mensuelle	9 086	914	2 124	12 124
Relance	9 101	898	2 060	12 059

Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	Nb accès WEB	%age connectés
Ua Pou	225	26,4%

Répartition des abonnés par tarif



L'année 2023 a conforté l'importance des services clients avec des taux d'adhésion importants :

- 55% des clients ont un accès web au site edt.pf
- 78% des clients ont au moins un service SMS qui leur permet d'avoir les infos suivantes :
 - Montant facture, Passage du releveur, Coupures pour travaux, Impayés

Le dernier service créé en 2023 : la e-facture permet au client de recevoir directement sa facture dans sa boîte mail et lui évite un déplacement à sa boîte aux lettres ainsi qu'un archivage de ces dernières.

On arrive à un taux de souscription de 42% des contrats à ce nouveau service, ce taux augmentera sensiblement dans le futur grâce à des campagnes de placement marketing.

A Ua Pou, 211 contrats ont basculé en E-facture ce qui représente 24,8% des contrats actifs de l'île.

Concession	Nb efacture	%age
Ua Pou	211	24,8%

Les indicateurs des réseaux sociaux montrent également une bonne progression de nos différentes communautés qui sont sensibles aux lignes éditoriales proposées.



Facebook +9%



Instagram +3%



LinkedIn +23%

Le site client continue de progresser avec succès en offrant une gamme de fonctionnalités appréciées par ses utilisateurs, parmi lesquelles le paiement en ligne et l'auto-relève sont les plus populaires. Il est à noter que les transactions effectuées via l'agence en ligne ont représenté 14% de l'ensemble des paiements en 2023.

edt.pf

+11% création espaces client

+16 % paiements en ligne

+11% auto-relève

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

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

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

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

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

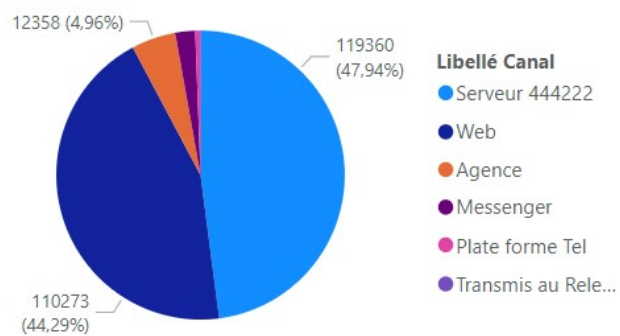
Pour faciliter l'expérience client, les outils de calcul de la consommation, très demandés par les clients, ont été simplifiés dans leur utilisation.

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





Nb Auto-relèves par Libellé Canal



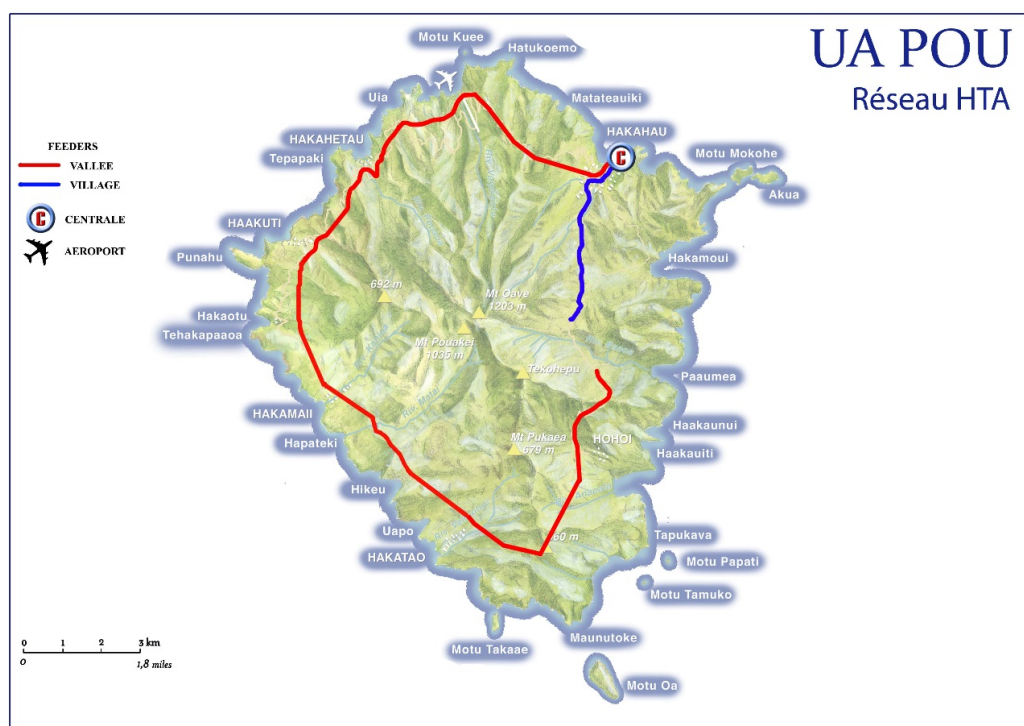
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Ua Pou
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.7 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Unités d'œuvre 2023 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Ua Pou



3.1 - Autorisation d'exploitation

La centrale électrique de UA POU fait l'objet d'un arrêté d'exploitation suivant :

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	4438	29/05/2017	Ua Pou	
Arrêté	2815	27/09/1990	Ua Pou	Initial

3.2 - Effectifs de l'exploitation

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA POU a été de 4 agents jusqu'au 1^{er} aout 2023. À la suite du départ d'un agent de UA POU vers l'exploitation de NUKU HIVA l'effectif est retombé à 3 agents, le temps de lancer l'appel à candidature du 4^{ème} agent en vue de son embauche pour la fin de l'année.

3.3 - 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)	Numéro d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er janvier 2023	HDM au 1er janvier 2024	Nbre heure de fonctionneme
G1 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G256	01/08/2013	36668	40722	4054
G2 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G257	01/08/2013	37189	40790	3601
G3 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	455	364	291	G329	18/05/2021	10053	15368	5315
G4 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G227	15/11/2010	43454	45112	1658

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

3.4 - Données de production

Sortie de centrale, 2 359.92 MWh ont été produits en 2023 contre 2 240.5 MWh en 2022.

647 955 litres de gazole ont été consommés en 2023 contre 612 737 litres en 2022 et 2 808 litres d'huile ont été consommés en 2023 contre 2 670 litres en 2022.

La puissance de pointe appelée est de 417 kW pour 2023, en légère baisse par rapport à celle de 2022 qui était de 422 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 291 kW.

UAPOU 2023	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	200 690	196 338	54 070	269	199	398
Février	181 701	177 569	48 544	267	285	389
Mars	209 063	205 149	56 377	270	291	404
Avril	200 745	195 696	54 194	270	155	405
Mai	211 741	207 590	56 829	268	260	417
Juin	197 461	193 240	53 824	273	265	406
Juillet	199 893	195 888	53 685	269	305	377
Août	199 074	194 976	53 439	268	140	379
Septembre	195 669	191 431	52 787	270	305	383
Octobre	204 065	199 777	54 111	265	225	389
Novembre	199 784	195 639	53 510	268	205	399
Décembre	211 044	206 627	56 585	271	173	400
TOTAL	2 410 930	2 359 920	647 955	269	2 808	417

3.5 - Qualité de service

Bilan des TMCC sur incident (Temps Moyens de Coupure par Client)

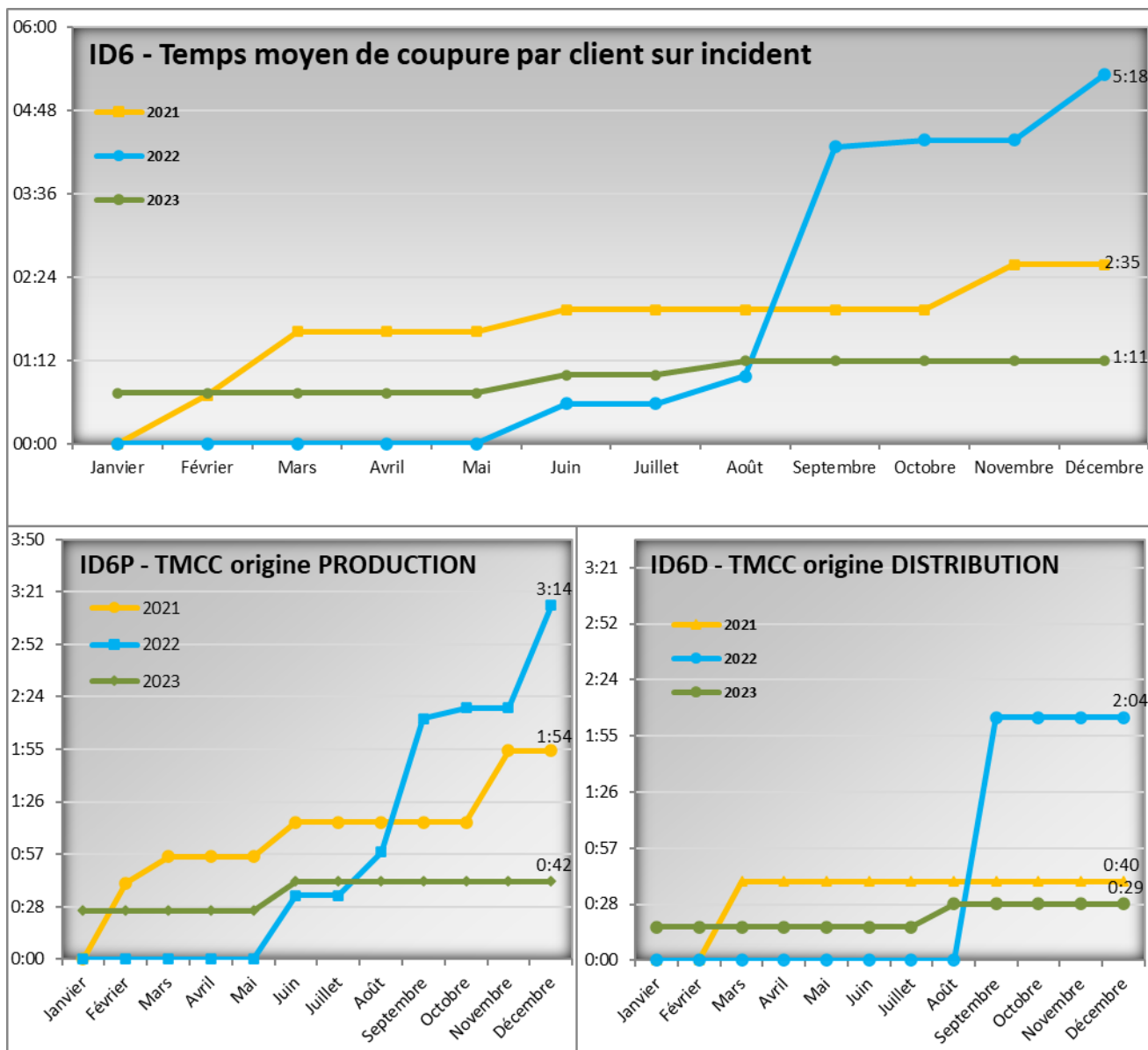
Le temps moyen de coupure (TMCC) en 2023 est de 1h11 min, en nette amélioration contre 5h18 min en 2022

En Production :

2 incidents d'origine production occasionnant un TMCC de 0h42mn; Un incident sur le GE3 et un autre en centrale.

En Distribution :

2 incidents d'origine distribution occasionnant un TMCC de 0h29mn, à mentionner que ces incidents sont dû à des déclenchements de départs sur des défauts en général liés aux différents épisodes climatiques.



3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

L'exercice POI n'a pas pu être réalisé en 2023 avec l'ensemble des moyens de secours de l'île. Seul des contrôles et exercices internes à l'exploitation ont été réalisés, comprenant notamment le démarrage des groupes moto pompes et la vérification des équipements incendies.

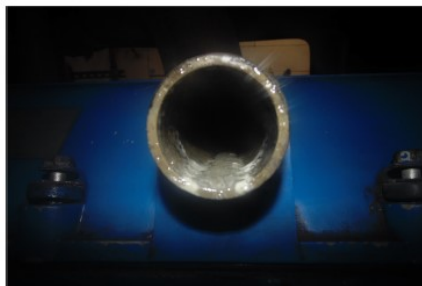
Traitement des effluents

2 200 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2023. Un 1^{er} rapatriement de 6 fûts de 200 l et un 2nd rapatriement de 5 fûts.

3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

Faits marquants dans le domaine de la **production thermique** :

- Remplacement de la culasse du GE3 en juin 2023
- Avarie G4 : chemises percées.



Faits marquants dans le domaine de **la distribution** :

- Intervention des entreprises sous-traitantes locales dans le domaine de l'élagage



Faits marquants dans le Fonctionnement de l'exploitation :

- Enbauche de V.Deheurle en CDI

3.8 - Raccordement solaire

Concessions	Total au 31/12/2023		Raccordements au cours de l'année 2023					Tarif de rachat
	Nombre d'installations	Puissance raccordée (kWc)	CATEGORIE <= 10 kWc	CATEGORIE > 10 & < 36 kWc	CATEGORIE >= 36 & < 100 kWc	CATEGORIE >= 100 & < 400 kWc	CATEGORIE >= 400 kWc	
Ua Pou	12	98,1	2,0	-	-	-	-	23,64

3.9 - Unités d'œuvres 2023 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	417
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	291
Puissance garantie en kW (PG2)	477
Nb de kWh vendus	2 195 633
Quantité en litre de combustible	647 955
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 359 920
Nb de kWh solaire acheté par tarif	69 806
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	1 845
Nombre d'abonnés (BT et HT)	852

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	13 698	-	-	56 107	-

Répartition des longueurs Réseau à fin 2023

Concession	RESEAU HT			RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Ua Pou	41,09	1,42	42,51	36,01	2,58	38,60	77,10	4,01	81,11	95,1%	4,9%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- Le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- Le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- La visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES.

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- 4.1 Principe de la comptabilité appropriée
- 4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique
- 4.3 Actif, Passif et Résultat 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 avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1 La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2 La séparation des services délégués

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

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

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

4.1.3 Le principe du coût réel constaté

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

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

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

4.1.4 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 Ua Pou, en 2023 :

- les imputations directes concernent 68 % du total des dépenses de la concession de Ua Pou. Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 32 % 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.

UA POU	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	60%	9%	68%
Frais répartis sur la concession	9%	22%	32%
Total	69%	31%	100%

4.1.5 La non-compensation des produits et des charges

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

Ua Pou		Produits	Charges associées
Production thermique - frais de siège*		-180 721	
Production thermique - fonction support*		-3 780 103	
Production d'électricité d'origine hydraulique - frais de siège *		-39 196	
Production d'électricité d'origine hydraulique - fonction support *		-113 416	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	-22 115	215 749
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	-27 143	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	3 459 259	
Distribution d'électricité - frais de siège*		-118 933	
Distribution d'électricité - fonction support*		-761 217	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		-1 398	
Fourniture d'électricité - fonction support*		-5 701	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	-110 705	318 547
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	-15 187	
Clientèle - frais de siège*		-35 790	
Clientèle - fonction support*		-562 488	
Total		-2 314 856	534 296

* 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.

En complément de ces produits, des reprises de PIDR ont été comptabilisées sur la cellule "SEI Siège" pour 40,3MF et réparties sur les concessions et processus des îles selon les règles suivantes :

- Dans un 1er temps, le SEI siège est réparti sur les services dont il a la responsabilité à Puurai (sécurité, exploitation, maintenance distribution, ...) au prorata des effectifs de ces services
- Puis ces services sont répartis sur les concessions selon les règles décrites en 4.2.2.8

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

4.1.7 La permanence des méthodes

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

Adaptation des clefs de répartition à l'organisation :

L'arrivée à échéance d'une dizaine de concessions a obligé l'entreprise à modifier son organisation et à adapter en conséquence les clefs de répartition de certaines charges indirectes.

L'adaptation des clefs de répartition à l'organisation ne constitue pas un changement de méthode comptable (avenant 18b).

En 2022, l'impact de la réduction du périmètre d'activité géré sur le montant des services supports (siège et SEI) réparties sur les différentes concessions a été neutralisé, de sorte à permettre un suivi de

l'évolution de la performance économique de chaque concession prise individuellement "toutes choses égales par ailleurs".

Sur 2023, les services supports du siège et du SEI sont répartis sur les concessions bénéficiaires, (la neutralisation de l'impact du périmètre géré opérée en 2022 n'a pas été maintenue – rentabilité 2023 directement comparable à celle de 2021).

Autres adaptations

- SEI (service support technique aux îles) : des clés représentatives de l'activité de chacune des cellules du SEI ont été mises en place à compter de 2023 en remplacement d'une clef globale
- Services antérieurement repartis au travers des frais de siège
 - Service général : dédié au site de Puurai, ses coûts sont désormais imputés aux services occupant Puurai au prorata des surfaces occupées
 - Service Formation : désormais repartit sur les différents services bénéficiaires au prorata de leurs dépenses de formation
 - Service Facturation et Prépaiement : désormais intégrés dans le processus clientèle et repartis dans les concessions au prorata du nombre d'abonnés

4.1.8 Le principe de détermination des charges économiques calculées

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

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

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

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

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

4.1.9 Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	XPF
	Mise à disposition personnel	245 192
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	1 792 582
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	700 716

Autres parties liées

Libellé	Description	XPF
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	373 728
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	161 299

4.1.10 L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

A compter de 2017, la Polynésie a contesté l'application de cette formule faisant de sorte à ce que les produits acquis du concessionnaire correspondent aux seules facturations clients.

Pour répondre aux exigences de la comptabilité appropriée l'individualisation de marges par concession et activité a été obtenue par la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés.

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

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

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

N/A

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

Cf paragraphe 4.3 Comptes de la concession.

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

4.2.1 Méthodologie d'établissement des comptes

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 82 % du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 18 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

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

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 5,492% (+ 3,492 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de + 3,492 % (0% de surperformance financière)

- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

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

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

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

Suivi des reports déficitaires	Ua Pou						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Solde à l'ouverture	53 132 277	50 749 523	72 667 035	68 105 122	55 889 748	54 255 260	38 522 896
IS déficitaire	0	21 917 512	0	0	0	0	0
Consommation IS déficitaire	-2 382 754	0	-4 561 914	-12 215 374	-1 634 487	-15 732 364	-20 118 888
Solde à la clôture	50 749 523	72 667 035	68 105 122	55 889 748	54 255 260	38 522 896	18 404 008

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

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

4.2.2 Principes de répartition des coûts indirects

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

4.2.2.1 Les frais de siège :

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

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

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

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

4.2.2.2 Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.2.3 Les coûts de production :

Ce sont des charges directes des concessions concernées à l'exception de Tahiti qui possède des centrales communes pour 2 concessions.

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

La refacturation des kWh produits mesurés au travers de :

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.2.5 Les coûts informatiques :

Regroupés au sein du service ad hoc ces coûts, lorsqu'ils ne sont pas directement affectés à un ou plusieurs services, sont répartis en fonction du nombre de PC présents dans chaque service.

4.2.2.6 Les services généraux :

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

4.2.2.7 Le service Formation :

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

4.2.2.8 Le service de support aux îles situé à Puurai :

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

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

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

4.2.2.9 La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

4.2.2.10 Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

- Les valeurs « Montants répartis dans les concessions » et « Montants répartis sur la concession » prennent en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés).
- Les frais de supports « internes » à l'île sont ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'île et diverses charges de fonctionnement non affectées directement sur les processus (production, distribution, clientèle)
- Pointages et répartitions : pour les services qui interviennent sur les processus production et distribution, un taux horaire est calculé en début d'année pour chaque cellule. A chaque fois qu'un opérateur pointe, la part « support » de son pointage est envoyée dans les postes « fonctions supports » du compte de résultat par activité (impératif de la comptabilité approprié). En fin d'année, l'écart entre les coûts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée

ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode ».

Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes.

**Détail des frais répartis 2023
Ua Pou**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Ua Pou en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua Pou
Frais de siège	1 446,4	1 194,7			16,6	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles - Sécurité	34,8	34,8	4,1	0,0	4,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	12	1,4
Exploitation des îles - Exploitation	79,4	79,4	7,9	0,2	8,1	Réparti à part égale sur chaque île	10	1,0
Exploitation des îles - Maintenance distribution	42,4	42,4	0,7	0,0	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21	0,4
Exploitation des îles - Maintenance production	62,2	62,2	1,4	0,0	1,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	28	0,6
Exploitation des îles - Expédition	28,1	28,1	2,8	0,0	2,8	Réparti à part égale sur chaque île	10	1,0
Centre Marquises	23,5	23,5	3,1	0,0	3,1	Réparti au prorata des effectifs	23	3,0
Clientèle îles	23,7	23,7	2,2	-0,4	1,8	Nombre d'abonnés îles	9 357	852
Gestion administrative du solaire	31,3	28,2	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	3 840	12
Service Grand compte	78,5	54,3	0,9	0,2	1,1	Contrats grands comptes	5 395	93
Marketing & E-services	96,1	79,2	1,0	0,0	1,0	Nombre d'abonnés	65 657	852
Facturation & Prépaiement	39,0	32,4	0,4	0,0	0,4	Nombre d'abonnés	65 657	852
Formation	84,5	84,5	0,7	0,0	0,7	Dépenses de formation (valorisées en MF)	70,1	0,6
Informatique	268,5	268,5	1,8	0,0	1,8	Nombre de PC	595	4
Total support externe					27,3			
Support interne de l'île					22,6			
Total Support					49,9			

(1) Répartition du total annuel via la clé de répartition

(2) = Ecart entre la méthode (1) et la méthode (3)

(3) si pointages : pointages* taux horaire + répartition du reste à imputer via la clé de répartition

sinon : méthode (1)

- Ces montants comprennent les quote-part de support et frais de siège associées à la refacturation du P1/P2 à TSE.
- Jusqu'en 2022, la quote-part de coûts informatiques imputée aux îles en fonction du nombre de PC présents dans chaque service transitait par le SEI qui était ensuite reventilé sur les différentes îles. Ces coûts informatiques sont maintenant directement imputés aux îles concernées.

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Ua Pou	
	2023	2022
Immobilisations concédées *	684 440 295	683 048 976
- Production	157 415 460	156 024 141
- Distribution	527 024 835	527 024 835
Immobilisations privées	44 648 043	44 668 961
Immobilisations en-cours	1 735 133	1 107 236
- Production	0	1 032 734
- Distribution	1 735 133	74 502
Total immobilisations brutes	730 823 471	728 825 173
Amortissements et provisions **	-693 921 306	-700 346 762
- Production	-149 221 493	-152 840 420
- Distribution	-500 051 770	-502 841 654
- Privés	-44 648 043	-44 664 689
Immobilisations nettes	36 902 165	28 478 411
Stock	15 621 772	14 008 795
Avances et acomptes	573 005	0
Créances clients	16 505 344	11 258 181
Autres créances	23 443 556	27 415 787
Provisions pour dépréciation	-803 814	-2 142 584
Stock et créances nets	55 339 863	50 540 179
Compte courant du concessionnaire	57 496 181	39 834 215
TOTAL ACTIF	149 738 208	118 852 805

* Immobilisations concédées

	2023	2022
Production		
Concessionnaire	151 275 979	149 884 660
Total concessionnaire	151 275 979	149 884 660
Total Tiers et concédant	6 139 481	6 139 481
Total au bilan	157 415 460	156 024 141

Distribution		
Concessionnaire	467 482 273	467 482 273
Total concessionnaire	467 482 273	467 482 273
Tiers et concédant	59 542 562	59 542 562
Total au bilan	527 024 835	527 024 835

** Amortissements et provisions

	2023	2022
Production		
Concessionnaire	-143 542 124	-147 336 465
Total concessionnaire	-143 542 124	-147 336 465
Tiers et concédant	-5 679 369	-5 503 955
Total au bilan	-149 221 493	-152 840 420

Distribution		
Concessionnaire	-463 369 569	-468 684 357
Total concessionnaire	-463 369 569	-468 684 357
Tiers et concédant	-36 682 201	-34 157 297
Total au bilan	-500 051 770	-502 841 654

Amortissement et provisions

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

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

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

A titre d'exemple :

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

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

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Ua Pou	
	2023	2022
Résultat	43 705 297	40 778 924
Capitaux propres	43 705 297	40 778 924
Droits des tiers et concédant apports gratuit	23 320 473	26 020 791
- Production	460 112	635 526
- Distribution	22 860 361	25 385 265
Provisions devenues sans objet	29 133 221	1 803 718
- PR non utilisées en fin de concession	29 133 221	1 803 718
Droits du concédant exigible en nature	52 453 694	27 824 509
Autres provisions	16 086 168	14 314 132
- PIDR	16 086 168	14 314 132
Provision pour risques et charges	16 086 168	14 314 132
Clients - avances sur consommation	2 269 876	2 208 236
Fournisseurs	15 118 291	16 299 962
Dettes fiscales et sociales	19 268 008	17 166 469
Autres dettes	560 682	149 465
Produits constatés d'avance	276 192	111 107
Emprunts et dettes	37 493 049	35 935 239
TOTAL PASSIF	149 738 208	118 852 805

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

			Ua Pou 2022			Ua Pou 2023		
			Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE								
P1	Puissance maximale majorée	PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	88 829 028		88 829 028	91 832 175		91 832 175
		- UO UPI : Puissance maximale majorée -1	657,00		657	657,00		657
		- Forfait FP1	135 204		135 204	-139 775		-139 775
		Facturation P1 autres distributeurs						
		COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-46 368 054	72 771	-46 295 284	-44 446 638	28 642	-44 417 996
		par UO : Puissance maximale majorée	-70 575		-70 465	-67 651		-67 607
		- Maintenance	-21 724 731		-21 724 731	-18 556 068		-18 556 068
		- AC	-3 112 417		-3 112 417	-1 278 585		-1 278 585
		- ACE	-1 431 688		-1 431 688	-2 384 496		-2 384 496
		- MO	-17 180 146		-17 180 146	-14 862 039		-14 862 039
		- AUTRES	-480		-480	-30 948		-30 948
		- Conduite et Fonctionnement	-996 756		-996 756	-415 829		-415 829
		- AC						
		- ACE	-272 136		-272 136	-175 395		-175 395
		- MO	-42 176		-42 176	-8 936		-8 936
		- AUTRES	-682 444		-682 444	-231 498		-231 498
		- Amortissement des actifs de concession	2 185 842		2 185 842	2 944 148		2 944 148
- Dotation amortissement biens au bilan	3 989 560		3 989 560	2 944 148		2 944 148		
- Dotation / reprise de lissage								
- Quote part des activités support affectées	-25 832 410	72 771	-25 759 639	-28 418 889	28 642	-28 390 247		
- Fonctions supports	-20 643 639		-20 643 639	-22 678 423		-22 678 423		
- Frais de siège	-5 188 771	72 771	-5 116 000	-5 740 466	28 642	-5 711 824		
P2	Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	6 470 515		6 470 515	6 636 337		6 636 337
		- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 275 146		2 275 146	2 240 492		2 240 492
		- Forfait FP2	2,844		2,844	2,962		2,962
		Facturation P2 autres distributeurs						
		COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-6 698 800	10 369	-6 688 431	-9 072 670	3 560	-9 069 109
		par UO : kWh produits sortie de centrale	- 2,944		- 2,940	- 4,049		- 4,048
		- Maintenance	-3 594 797		-3 594 797	-4 327 765		-4 327 765
		- AC	-950 591		-950 591	-1 415 778		-1 415 778
		- ACE	-252 962		-252 962	-64 462		-64 462
		- MO	-2 386 405		-2 386 405	-2 844 603		-2 844 603
		- AUTRES (provision rév groupes...)	-4 839		-4 839	-2 922		-2 922
		- Traitement des effluents						
		- Quote part des activités support affectées	-3 104 003	10 369	-3 093 634	-4 744 905	3 560	-4 741 344
- Fonctions supports	-2 364 638		-2 364 638	-4 031 366		-4 031 366		
- Frais de siège	-739 365	10 369	-728 996	-713 538	3 560	-709 978		
Matières consommées		PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	53 004 602		53 004 602	57 241 398		57 241 398
		Facturation autres distributeurs						
		Par kWh produits sortie de centrale	23,30		23,30	25,55		25,55
		- Consommations	-53 004 603		-53 004 603	-57 241 396		-57 241 396
		- Fioul						
		- Gasoil	-51 866 423		-51 866 423	-56 132 306		-56 132 306
		- Huile	-1 138 180		-1 138 180	-1 109 090		-1 109 090
- Urée								
ACTIVITES ANNEXES		PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
		- Couts directs						
		- Quote part des activités support affectées						
		- Fonctions supports						
		- Frais de siège						
		PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
		- Couts sur revente energie						
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 306 406		1 306 406	458 046		458 046		
- Couts directs	-1 111 489		-1 111 489	-461 941		-461 941		
- Quote part des activités support affectées	-554 419		-554 419	-15 116		-15 116		
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE								
	TOTAL DES PRODUITS	149 610 551		149 610 551	156 167 956		156 167 956	
	MARGE AVANT IS	41 873 185	83 140	41 956 325	44 930 196	32 202	44 962 398	
	- I.S.							
	- IS report déficitaire 2021 / 2022							
	MARGE NETTE CONCESSION	41 873 185	83 140	41 956 325	44 930 196	32 202	44 962 398	
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	35 592 207	70 669	35 662 877	38 190 667	27 372	38 218 038	
	En % des produits	24%		24%	24%		24%	

				Ua Pou 2022			Ua Pou 2023		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE									
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	42 655 856		42 655 856			36 412 238		36 412 238
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	75		75			75		75
	- Forfait FD2	-569 051		-569 051			485 253		485 253
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-19 854 090	103 240	-19 750 850			-17 153 204	37 306	-17 115 898
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-264 864		-263 486			-228 595		-228 098
	- Maintenance	-9 145 741		-9 145 741			-7 671 893		-7 671 893
	- AC	-283 106		-283 106			-253 067		-253 067
	- ACE	-3 076 366		-3 076 366			-2 665 487		-2 665 487
	- MO	-5 780 840		-5 780 840			-4 752 248		-4 752 248
	- AUTRES	-5 429		-5 429			-1 091		-1 091
	- Conduite et Fonctionnement	-431 737		-431 737			-622 635		-622 635
	- AC						-413 272		-413 272
	- ACE	-379 596		-379 596			-209 363		-209 363
	- MO	-52 141		-52 141					
	- AUTRES								
ACTIVITES ANNEXES	- Amortissement des actifs de concession	5 130 083		5 130 083			4 894 949		4 894 949
	- Reprise Provision pour Renouvellement								
	- Dotation provision pour risque								
	- Reprise lissée caducité								
	- Dotation amortissement biens au bilan	5 130 083		5 130 083			4 894 949		4 894 949
	- Dotation / reprise de lissage								
	- Reprise provision pour risque								
	- Quote part des activités support affectées	-15 406 694	103 240	-15 303 454			-13 753 625	37 306	-13 716 319
	- Fonctions supports	-8 045 368		-8 045 368			-6 276 613		-6 276 613
	- Frais de siège	-7 361 326	103 240	-7 258 086			-7 477 012	37 306	-7 439 706
	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 226 115		1 226 115			1 277 482		1 277 482
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	1 170 262		1 170 262			4 204 867		4 204 867
	- Coûts directs	-827 504		-827 504			-3 237 432		-3 237 432
	- AC	-4 378 806		-4 378 806			1 650 251		1 650 251
	- ACE	-196 557		-196 557			-1 108 098		-1 108 098
	- MO	-479 365		-479 365			-778 031		-778 031
	- AUTRES	4 227 224		4 227 224			-3 001 554		-3 001 554
ACTIVITES ANNEXES	- Quote part des activités support affectées	-1 157 372	2 297	-1 155 075			-1 032 420	1 118	-1 031 302
	- Fonctions supports	-993 560		-993 560			-808 342		-808 342
	- Frais de siège	-163 812	2 297	-161 515			-224 078	1 118	-222 960
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	941 893		941 893			1 660 631		1 660 631
	- Coûts directs	-641 293		-641 293			-1 337 562		-1 337 562
	- AC	-374 678		-374 678			-494 296		-494 296
	- ACE								
	- MO	-266 615		-266 615			-412 104		-412 104
	- AUTRES						-431 162		-431 162
	- Quote part des activités support affectées	-527 189		-527 189			-581 952		-581 952
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION									
	TOTAL DES PRODUITS	45 994 126		45 994 126			43 555 218		43 555 218
	MARGE AVANT IS	22 986 678	105 538	23 092 216			20 212 648	38 424	20 251 072
	- I.S.								
	- IS report déficitaire 2021 / 2022								
	MARGE NETTE CONCESSION	22 986 678	105 538	23 092 216			20 212 648	38 424	20 251 072
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	19 538 676	89 707	19 628 383			20 212 648	38 424	20 251 072
	En % des produits	42%		43%			46%		46%

				Ua Pou 2022			Ua Pou 2023		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE									
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	149 923 553		149 923 553			157 094 345		157 094 345
	- Achat d'électricité d'origine thermique	148 304 145		148 304 145			155 709 910		155 709 910
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)								
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 619 408		1 619 408			1 384 435		1 384 435
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE								
	- Autres revente à TSE/Tumaraa								
	COUTS D'ACHAT	-149 923 553		-149 923 553			-157 094 346		-157 094 346
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-148 304 145		-148 304 145			-155 709 910		-155 709 910
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui								
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP								
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-1 619 408		-1 619 408			-1 384 436		-1 384 436
	GESTION ADMINISTRATIVE	-64 787		-64 787			-112 718	52	-112 666
	- Produits de la Redevance solaire								
	- Coûts de Fonctionnement	6 406		6 406					
	- AC								
	- ACE								
	- MO								
	- AUTRES	6 406		6 406					
	- Quote part des activités support affectées	-71 193		-71 193			-112 718	52	-112 666
	- Fonctions supports	-71 193		-71 193			-102 299		-102 299
	- Frais de siège						-10 419	52	-10 367
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						218 355		218 355
	- Coûts directs								
	- MO								
	- Quote part des activités support affectées								
	- Fonctions supports								
	- Frais de siège								
GESTION DE CLIENTELE	PRODUIT AUTORISE	6 385 725		6 385 725			6 618 640		6 618 640
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	843		843			848		848
	- Forfait FC	-7 575,00		-7 575			7 805,00		7 805
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	1 066 119		1 066 119			915 386		915 386
	- Frais de relance	942 012		942 012			785 566		785 566
	- Frais de perception de taxe	124 107		124 107			129 820		129 820
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-32 360 019	28 448	-32 331 571			-29 662 831	12 499	-29 650 333
	par UO : Nombre d'abonnés	-38 387		-38 353			-34 980		-34 965
	- Affranchissements	-1 127 543		-1 127 543			-1 096 492		-1 096 492
	- Fonctionnement	-10 038 268		-10 038 268			-10 783 625		-10 783 625
	- AC	-5 250		-5 250			-95 293		-95 293
	- ACE	-1 415 987		-1 415 987			-1 311 986		-1 311 986
	- MO	-8 713 247		-8 713 247			-9 169 797		-9 169 797
	- AUTRES	96 216		96 216			-206 549		-206 549
	- Quote part des activités support affectées	-21 194 208	28 448	-21 165 760			-17 782 714	12 499	-17 770 216
	- Fonctions supports	-19 165 758		-19 165 758			-15 277 682		-15 277 682
	- Frais de siège	-2 028 450	28 448	-2 000 002			-2 505 032	12 499	-2 492 534
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	426 564		426 564			446 292		446 292
	- Frais de coupure	426 564		426 564			446 292		446 292
	- Coûts directs	-74 260		-74 260			-80 280		-80 280
	- AC								
	- ACE								
	- MO	-74 260		-74 260			-80 280		-80 280
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées	-111 112	382	-110 730			-136 489	115	-136 373
	- Fonctions supports	-83 848		-83 848			-113 367		-113 367
	- Frais de siège	-27 264	382	-26 882			-23 121	115	-23 006
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE									
	TOTAL DES PRODUITS	157 801 961		157 801 961			165 293 018		165 293 018
	MARGE AVANT IS	-24 731 771	28 831	-24 702 940			-21 793 646	12 666	-21 780 980
	- I.S.								
	- IS report déficitaire 2021 / 2022								
	MARGE NETTE CONCESSION	-24 731 771	28 831	-24 702 940			-21 793 646	12 666	-21 780 980
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-21 022 005	24 506	-20 997 499			-18 524 599	10 766	-18 513 833
	En % des produits	-13%		-13%			-11%		-11%

		Ua Pou 2022			Ua Pou 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production	433 323		433 323	172 952		172 952
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution				99 855		99 855
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	MARGE AVANT IS	433 323		433 323	272 807		272 807
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	433 323		433 323	272 807		272 807
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	368 325		368 325	231 886		231 886
	En % des produits						
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	-1 058 831		-1 058 831	-1 391 077		-1 391 077
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	976 781		976 781	1 391 077		1 391 077
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	82 050		82 050			
	MARGE AVANT IS						
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION						
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE						
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	204 476 985		204 476 985	208 188 012		208 188 012
	TOTAL DES CHARGES (*)	-163 915 570	217 509	-163 698 061	-164 566 007	83 292	-164 482 715
	MARGE AVANT IS	40 561 415	217 509	40 778 924	43 622 005	83 292	43 705 297
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	40 561 415	217 509	40 778 924	43 622 005	83 292	43 705 297
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	34 477 203	184 883	34 662 085	37 078 704	70 798	37 149 502
	En % des produits	17%		17%	18%		18%

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

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

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

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

Le montant total de ces reprises s'élève à 83 KF.

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2022 et 2023 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : +4 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 + 1 MF.

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de +3 MF sont :

- **Production : - 1 MF**
 - - 1 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : + 4 MF**
 - + 3 MF au titre des travaux vendus
 - + 1 MF sur les travaux immobilisés

Commentaires sur la variation des charges : + 0 MF

- **Production : + 3 MF**
 - + 4 MF au titre des matières consommées
 - - 2 MF au titre de la conduite et la maintenance de la centrale dont :
 - - 3 MF au titre de la maintenance de la centrale
 - - 1 MF au titre des charges calculées
 - + 2 MF sur les frais de support et frais de siège
 - + 2 MF au titre de la maintenance des groupes
 - + 1 MF au titre de la maintenance des groupes
 - + 1 MF sur les frais de support et frais de siège
 - - 1 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés
- **Distribution : 0 MF**
 - - 3 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
 - - 1 MF au titre de la maintenance du réseau
 - - 2 MF sur les frais de support et frais de siège
 - + 2 MF au titre des travaux vendus
 - + 1 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : - 3 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - - 3 MF au titre de la gestion de clientèle

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 3 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 1 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 4 MF sur les matières consommées
- Une hausse de 1 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une baisse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une baisse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement du service Clientèle
- Une hausse de 1 MF sur la marge des activités annexes

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

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

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

4.4.0 Plafonnement des résultats

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

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

Pour ce faire, le Revenu 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 2023

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, suite aux sorties de concessions, le plafond 2023 est de 570 773 800 F CFP après IS. Le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 490 723 556 F CFP après IS, il est donc inférieur au plafond.

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 ».

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE - \text{Plafonnement N-1} \\ 199.006.953 &= 140.381.120 + 58.625.833 - 0 \end{aligned}$$

4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

	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	657	657		135 204	139 775	3,4%	88 829 028	91 832 175	3,4%
Nb de kWh produits	2 275 146	2 240 492	-1,5%	2,844	2,962	4,1%	6 470 515	6 636 337	2,6%
Ajustement TAC Avenant 18b									
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	75,0	75,038	0,1%	569 051	485 253	-14,7%	42 655 856	36 412 238	-14,6%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	843,0	848	0,6%	7 575	7 805	3,0%	6 385 725	6 618 640	3,6%
RE - "Forfaits"							144 341 124	141 499 390	-2,0%
Résultat financier							-1 058 831	-1 391 077	31,4%
Partage des gains de rendement							433 323	272 807	
RE (Revenu de l'exploitation)							143 715 616	140 381 120	-2,3%

4.4.1.2 Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2022			2023		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	612 737	84,65	51 866 422	647 955	86,63	56 132 308
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 670	426,28	1 138 180	2 808	394,92	1 109 090
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	59 926	27,02	1 619 408	69 806	19,83	1 384 435
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				54 624 010			58 625 833

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 02/2023	86,63	Arrêté 93 CM 26 janvier 2023
Acpt 03/2023	86,63	Arrêté 261 CM 23 février 2023
Acpt 04/2023	86,63	Arrêté 522 CM 29 mars 2023
Acpt 05/2023	86,63	Arrêté 751 CM 26 avril 2023
Acpt 06/2023	86,63	Arrêté 831 CM 10 mai 2023
Acpt 07/2023	86,63	Arrêté 935 CM 28 juin 2023
Acpt 08/2023	86,63	Arrêté 1265 CM 26 juillet 2023
Acpt 09/2023	86,63	Arrêté 1475 CM 30 août 2023
Acpt 10/2023	86,63	Arrêté 1712 CM 27 septembre 2023
Acpt 11/2023	86,63	Arrêté 1922 CM 26 octobre 2023
Acpt 12/2023	86,63	Arrêté 2149 CM 29 novembre 2023

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

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

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

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

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

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

		Ua Pou								
		2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	64 960 171	60 263 614	68 960 742	72 151 972	70 289 033	66 693 165	67 797 221	70 142 269	72 584 321
Péréquation	B	114 291 445	112 412 682	n/a	n/a	89 868 668	79 581 942	81 606 833	n/a	85 189 760
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	n/a	160 157 701	146 275 107	149 404 054	n/a	157 774 081
Ecart RA/(CA+péréquation)		19 755 337	24 931 668	118 960 918	116 852 072	n/a	n/a	6 826 597	81 501 457	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		199 006 953	198 339 626	187 921 660	189 004 044	163 373 097	160 057 825	156 230 651	151 643 726	157 774 081
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1			197 607 964							
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-6 826 597	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	4 407 062	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA				-731 662						
Produits comptabilisés		199 006 953	198 339 626	187 189 998	189 004 044	160 157 701	146 275 107	153 811 116	151 643 726	157 774 081

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

4.4.3 Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2023	Réalisé 2022
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	2 195 633	2 066 404
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue/Energie produite et achetée</u>	88,5%	87,9%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	13 698	9 056
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	56 107	50 870
Total Production Photovoltaïque	69 806	59 926
Production Total EnR	69 806	59 926
Production brute thermique à produire	2 410 930	2 291 405
Production Nette thermique à produire	2 359 920	2 240 492
Total production (EDT et Autres)	2 480 736	2 351 331
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,269	0,267
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	38 232	38 426
Achat Matière première	650 956	612 543
Stock Final	41 233	38 232
Consommation Matière 1ière	647 955	612 737
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,269	0,267
<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	86,63 F	84,65 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	394,92 F	426,28 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	3 312 038	3 262 982
Achat Matière première	56 392 318	51 915 478
Stock Final	3 572 048	3 312 038
Consommation Matière 1ière	56 132 308	51 866 422
Huile	1 109 090	1 138 180
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	57 241 398	53 004 602
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF - Avec TVA sociale 1%	1 384 435	1 619 408
(CE) TOTAL achat de matières premières	58 625 833	54 624 010

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 Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22
- 5.8 Plan de Renouvellement

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2022	Acquisition	Cession	2023
VB concessionnaire	149 884 660	1 490 780	-99 461	151 275 979
VB tiers & concédant	6 139 481			6 139 481
Immo incorporelles	0			0
Production	156 024 141	1 490 780	-99 461	157 415 460
VB concessionnaire	467 482 273			467 482 273
VB tiers & concédant	59 542 562			59 542 562
Immo incorporelles				0
Distribution	527 024 835	0	0	527 024 835
Total	683 048 976	1 490 780	-99 461	684 440 295

Détail Production :

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
G51231 - RENV CLIMATISEUR GREE 50HZ HAKA HAU	400000116305	172 542	0,00%	-	172 542
G51221 - F&P D'UN COMAP GROUPE (G4)	400000116312	1 318 238	100,00%	1 318 238	
TOTAL ACQUISITION PRODUCTION UA POU		1 490 780		1 318 238	172 542
A.N CONSTRUCTION UA POU	400000000564	99 461			
TOTAL CESSION PRODUCTION UA POU		99 461			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 2MF.

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

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de mise en service	Date de mise en service	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant & Tiers			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
A.N CONSTRUCTION UA POU	500 000 017	01/01/1986	35	-	15 351 919	15 351 919	-	15 351 919	-	-
AN CONST CONCEDANT UA POU	500 000 073	01/01/1992	35	-	-	-	6 139 481	-	5 616 604	522 877
BATIMENT CENTRALE UA POU	500 000 082	01/11/2006	15,16	-	992 580	992 580	-	992 580	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	2 600 000 007	01/11/2006	15,16	-	668 770	668 770	-	668 770	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	3 000 000 008	01/11/2006	15,16	-	1 070 540	1 070 540	-	1 070 540	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	4 000 000 001	18/11/2006	10,16	-	529 796	529 796	-	529 796	-	-
MUR SECU BATIMENT CENTRAL	500 000 086	01/01/2007	14	-	9 157 874	9 157 874	-	9 157 874	-	-
RENOVAT° CENTRALE HAKAHAU	600 000 004	01/01/2007	14	-	1 785 000	1 785 000	-	1 785 000	-	-
EQUIP DETECTION INCENDIE	3 100 000 021	01/08/2007	14,41	-	65 391	65 391	-	65 391	-	-
INSTALLATION CONDENSATEUR	2 800 000 020	01/10/2007	14,25	-	1 726 376	1 726 376	-	1 726 376	-	-
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	2 600 000 017	01/06/2009	11,58	-	1 738 840	1 738 840	-	1 738 840	-	-
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	2 600 000 022	01/09/2010	11,33	-	5 044 045	5 044 045	-	5 044 045	-	-
TVX GC GPE P400 HAKAHAU	600 000 037	01/11/2010	11,16	-	10 737 932	10 737 932	-	10 737 932	-	-
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	2 600 000 031	01/11/2010	11,16	-	4 781 629	4 781 629	-	4 781 629	-	-
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	2 700 000 012	01/11/2010	11,16	-	2 227 968	2 227 968	-	2 227 968	-	-
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	2 800 000 056	01/11/2010	11,16	-	2 355 934	2 355 934	-	2 355 934	-	-
ENVTF&P P400 GPE HAKAHAU	3 000 000 039	01/11/2010	11,16	-	1 029 832	1 029 832	-	1 029 832	-	-
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	3 100 000 056	01/11/2010	11,16	-	2 528 869	2 528 869	-	2 528 869	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	1 200 000 060	15/11/2010	8,16	5 848 040	-	5 848 040	-	5 848 040	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	1 300 000 060	15/11/2010	8,16	2 552 716	-	2 552 716	-	2 552 716	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	1 400 000 060	15/11/2010	8,16	3 892 729	-	3 892 729	-	3 892 729	-	-
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP	2 600 000 037	01/01/2011	10	-	1 089 181	1 089 181	-	1 089 181	-	-
SUPERVISION CENT UA POU	2 800 000 075	01/07/2012	8,5	-	204 185	204 185	-	204 185	-	-
SUPERVIS° GPE FGW UA POU	2 800 000 078	01/07/2012	8,5	-	489 155	489 155	-	489 155	-	-
F&P SYST SECURITE UA POU	3 100 000 087	01/09/2012	9,33	-	6 800 123	6 800 123	-	6 800 123	-	-
ENS DESHUILAGE SEREP UA P	3 000 000 052	01/01/2013	8	-	3 710 281	3 710 281	-	3 710 281	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	1 300 000 077	01/08/2013	10,66	-	2 669 320	2 669 320	-	2 609 703	-	59 617
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	1 300 000 078	01/08/2013	11,16	-	2 669 320	2 669 320	-	2 492 781	-	176 539
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	1 400 000 077	01/08/2013	9,66	-	4 194 801	4 194 801	-	4 194 801	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	1 400 000 078	01/08/2013	9,66	-	4 194 800	4 194 800	-	4 194 800	-	-
COFFRETS COMPTAGES UA POU	2 800 000 104	01/09/2013	7,33	-	2 082 573	2 082 573	-	2 082 573	-	-
EXTENS° ATELIER STOCKAGE	500 000 144	01/01/2014	7	-	655 479	655 479	-	655 479	-	-
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	3 000 000 058	01/01/2014	7	-	2 105 784	2 105 784	-	2 105 784	-	-
EXTENS°SALLE RANGEMENT	600 000 065	01/01/2015	6	-	270 708	270 708	-	270 708	-	-
RENOV.TGBT PRISMA UA POU	2 800 000 129	01/05/2015	5,66	-	5 615 070	5 615 070	-	5 615 070	-	-
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	2 800 000 137	01/05/2015	5,66	-	1 553 694	1 553 694	-	1 553 694	-	-
RENF SYSTEME DETECTION ET	3 100 000 117	01/04/2016	5,75	-	1 739 411	1 739 411	-	1 739 411	-	-
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	1 200 000 114	01/03/2017	7	-	6 573 270	6 573 270	-	6 421 480	-	151 790
MEC SECURITE INCENDIE CEN	3 100 000 122	01/02/2018	2,91	-	1 491 450	1 491 450	-	1 491 450	-	-
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	1 200 000 119	01/01/2019	7	-	5 134 582	5 134 582	-	3 667 559	-	1 467 023

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de mise en service	Date de mise en service	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
MOTEUR FG WILSON P500 UAP	1 200 000 150	19/05/2021	7	-	8 954 994	8 954 994	-	3 350 675	-	5 604 319
ALTERNAT FG WILS P500 UAP	1 300 000 121	19/05/2021	7	-	6 716 246	6 716 246	-	2 513 006	-	4 203 240
ACCESS FG WILS P500 UA PO	1 400 000 116	19/05/2021	7	-	6 510 320	6 510 320	-	2 435 955	-	4 074 365
F&P MOTOPOMPE UA POU	3 100 000 136	30/08/2022	25	-	273 672	273 672	-	14 636	-	259 036
G51231 - RENV CLIMATISEUR GREE 50HZ HAKA HAU	400000116305	31/12/2023	10	-	172 542	172 542	-	-	-	172 542
G51221 - F&P D'UN COMAP GROUPE (G4)	400000116312	27/01/2023	10	-	1 318 238	1 318 238	-	122 072	-	1 196 166
TOTAL PRODUCTION UA POU				12 293 485	138 982 494	151 275 979	6 139 481	133 911 342	5 616 604	17 887 514
RES.AERIEN UA POU 97	9 000 000 140	01/01/1997	25	-	3 713 158	3 713 158	-	3 713 158	-	-
RES.AERIEN UA POU 98	9 000 000 141	01/01/1998	25	-	36 666 933	36 666 933	-	36 666 933	-	-
RES.AERIEN UA POU 99	9 000 000 142	01/01/1999	25	-	18 130 917	18 130 917	-	18 130 917	-	-
RES.AERIEN UA POU 2000	9 000 000 143	01/01/2000	25	-	1 678 113	1 678 113	-	1 611 908	-	66 205
RES.AERIEN UA POU 2001	9 000 000 144	01/01/2001	25	-	45 000	45 000	-	41 420	-	3 580
RESEAUX UA POU 2001	9 000 000 302	01/01/2001	25	-	-	-	647 173	-	595 683	51 490
RESEAUX UA POU 2001	9 000 000 379	01/01/2001	25	-	-	-	548 313	-	504 688	43 625
RES.AERIEN UA POU 2002	9 000 000 145	01/01/2002	25	-	99 091	99 091	-	87 244	-	11 847
RESEAUX UA POU 2002	9 000 000 303	01/01/2002	25	-	-	-	1 371 888	-	1 207 863	164 025
COMPTAGE UA POU 2002	9 500 000 150	01/01/2002	20	-	352 309	352 309	-	352 309	-	-
COMPTAGE UA POU 2002	9 500 000 340	01/01/2002	20	-	-	-	572 325	-	572 325	-
RES.AERIEN UA POU 2003	9 000 000 189	01/01/2003	25	-	20 893 178	20 893 178	-	17 559 428	-	3 333 750
RESEAUX UA POU 2003	9 000 000 304	01/01/2003	25	-	-	-	350 063	-	294 206	55 857
RESEAUX UA POU 2003	9 000 000 380	01/01/2003	25	-	-	-	42 290	-	35 542	6 748
COMPTAGE UA POU 2003	9 500 000 341	01/01/2003	20	-	-	-	860 164	-	860 164	-
POSTE CENTRALE HAKAHAU	6 600 000 069	01/02/2004	25	-	2 293 619	2 293 619	-	1 828 109	-	465 510
RESEAU CP41906 2004 UAPOU	9 000 000 481	01/07/2004	25	-	224 131	224 131	-	174 933	-	49 198
RESEAUX UA POU 2004	9 000 000 498	01/07/2004	25	-	-	-	1 245 468	-	972 079	273 389
POSE COMPTEUR 2004 UA POU	9 500 000 373	01/07/2004	20	-	478 333	478 333	-	466 670	-	11 663
BRANCHEMENT UA POU 2004	9 500 000 391	01/07/2004	20	-	-	-	1 096 648	-	1 069 908	26 740
TRANSFO ELEVATEUR SECOURS	6 500 000 106	01/10/2004	25	-	1 238 454	1 238 454	-	954 119	-	284 335
POSTE PROTECT° ELEVATEUR	6 600 000 070	01/12/2004	25	-	16 517 092	16 517 092	-	12 614 533	-	3 902 559
RESEAU HTA/BTA COM UA POU	9 000 000 444	02/12/2004	25	-	4 419 691	4 419 691	-	3 374 949	-	1 044 742
RESEAUX UA POU 2005	9 000 000 521	01/06/2005	25	-	-	-	4 460 577	-	3 317 692	1 142 885
RESEAUX UA POU 2005	9 000 000 589	01/06/2005	25	-	-	-	12 910	-	9 602	3 308
RESEAUX CP 51906 2005UAPO	9 000 000 618	01/06/2005	25	-	549 536	549 536	-	408 734	-	140 802
COMPTAGE UA POU 2005	9 500 000 412	01/06/2005	20	-	-	-	727 196	-	676 093	51 103
POSE COMPTEURS UA POU 05	9 500 000 430	01/07/2005	20	-	375 526	375 526	-	347 593	-	27 933
EXT BTA AHSCHA LOUIS	9 000 000 634	01/01/2006	25	-	563 794	563 794	-	406 117	-	157 677
EXT BTA BRUNEAU PASCAL	9 000 000 633	06/03/2006	25	-	235 658	235 658	-	168 098	-	67 560
RESEAU HTA HOHOI UAPOU 06	9 000 000 700	01/06/2006	25	-	5 940 091	5 940 091	-	4 180 522	-	1 759 569
TRANSFO POSTE CP DP UAPOU	6 500 000 140	01/07/2006	25	-	494 734	494 734	-	346 558	-	148 176
RESEAUX UA POU 2006	9 000 000 691	01/07/2006	25	-	-	-	1 408 602	-	986 716	421 886
RESEAU 15% EXT UA POU 06	9 000 000 712	01/07/2006	25	-	132 798	132 798	-	93 024	-	39 774
RENF RES BTA CP UA POU	9 000 000 716	01/07/2006	25	-	369 143	369 143	-	258 582	-	110 561
BRCHT UA POU 2006	9 500 000 457	01/07/2006	20	-	-	-	1 585 722	-	1 388 484	197 238

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de mise en service	Date de mise en service	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	9 500 000 472	01/07/2006	20	-	509 573	509 573	-	446 190	-	63 383
TRANSFO ELEVATEUR UA POU	6 600 000 082	01/10/2006	25	-	3 236 594	3 236 594	-	2 234 580	-	1 002 014
POSTE H61 UA POU	6 500 000 154	01/01/2007	25	-	578 910	578 910	-	393 849	-	185 061
POSTE DP UA POU	6 600 000 099	01/01/2007	25	-	1 124 011	1 124 011	-	764 697	-	359 314
RESEAUX UA POU	9 000 000 822	01/01/2007	25	-	2 021 930	2 021 930	-	1 375 577	-	646 353
RESEAUX UA POU	9 300 000 198	01/01/2007	35	-	5 052 377	5 052 377	-	2 455 198	-	2 597 179
EXT RES SOUT STATION CHLO	9 300 000 210	24/02/2007	35	-	375 753	375 753	-	181 009	-	194 744
BRCHT STATION CHLORATION	9 500 000 517	24/02/2007	20	-	27 952	27 952	-	23 564	-	4 388
POSTE CP UA POU 2007	6 500 000 148	01/07/2007	25	-	426 338	426 338	-	281 593	-	144 745
RESEAUX UA POU 2007	9 000 000 791	01/07/2007	25	-	-	-	305 084	-	201 506	103 578
RES AERIEN CP UA POU 2007	9 000 000 806	01/07/2007	25	-	3 378 086	3 378 086	-	2 231 203	-	1 146 883
RESEAUX UA POU 2007	9 000 000 843	01/07/2007	25	-	-	-	677 984	-	447 804	230 180
15% QUOTE PART EDT 2007	9 000 000 867	01/07/2007	25	-	90 666	90 666	-	59 884	-	30 782
BRCHT/CPTAGES CP UAPOU 07	9 500 000 483	01/07/2007	20	-	1 029 275	1 029 275	-	849 786	-	179 489
BRCHT UAPOU 2007	9 500 000 497	01/07/2007	20	-	-	-	1 906 353	-	1 573 916	332 437
EXT BTA SIT MAUI'A POUR	9 000 000 881	01/01/2008	25	-	406 904	406 904	-	260 552	-	146 352
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	9 000 000 893	01/01/2008	25	-	168 283	168 283	-	107 756	-	60 527
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	9 000 000 894	01/01/2008	25	-	263 917	263 917	-	168 994	-	94 923
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	9 000 000 895	01/01/2008	25	-	129 467	129 467	-	82 901	-	46 566
RESEAU 2008 CONCEDANT	9 000 000 953	01/01/2008	25	-	-	-	249 014	-	159 451	89 563
EXT SOUT BTA SIT MAUIA	9 300 000 223	01/01/2008	35	-	838 777	838 777	-	383 638	-	455 139
EXT 14A BTA QTR HIVATETE	9 300 000 232	01/01/2008	35	-	863 076	863 076	-	394 752	-	468 324
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	9 300 000 234	01/01/2008	35	-	555 333	555 333	-	253 997	-	301 336
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	9 300 000 235	01/01/2008	35	-	703 780	703 780	-	321 893	-	381 887
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	9 300 000 236	01/01/2008	35	-	776 808	776 808	-	355 295	-	421 513
POSTE DP UA POU 2008	6 600 000 115	01/07/2008	25	-	3 018 367	3 018 367	-	1 872 545	-	1 145 822
RESEAUX CP UA POU 2008	9 000 000 908	01/07/2008	25	-	22 416 398	22 416 398	-	13 906 765	-	8 509 633
RESEAUX 2008 TIERS	9 000 000 967	01/07/2008	25	-	-	-	23 218 770	-	14 404 543	8 814 227
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	9 500 000 734	01/07/2008	20	-	835 074	835 074	-	647 583	-	187 491
BRCHT 2008 FINANC TIERS	9 500 000 755	01/07/2008	20	-	-	-	1 984 791	-	1 539 165	445 626
EXT BTA QT TOKIAHI-TOHIPU	9 000 000 925	21/11/2008	25	-	239 221	239 221	-	144 660	-	94 561
EXTENSION HTA MOD UA POU	9 300 000 274	01/01/2009	35	-	1 079 674	1 079 674	-	462 886	-	616 788
RESEAUX CP UA POU 2009	9 000 000 994	01/07/2009	25	-	408 833	408 833	-	237 280	-	171 553
BRCHT/CPTAGE UA POU 2009	9 500 000 771	01/07/2009	20	-	599 221	599 221	-	434 723	-	164 498
RESEAUX 2009 CONCEDANT	9 000 001 033	01/12/2009	25	-	-	-	158 096	-	89 106	68 990
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	9 500 000 792	01/12/2009	20	-	-	-	746 569	-	525 973	220 596
POSTE DP UA POU 2010	6 600 000 132	01/07/2010	25	-	177 682	177 682	-	96 016	-	81 666
RESEAUX 2010 CONCED UAPOU	9 000 001 099	01/07/2010	25	-	-	-	1 223 694	-	661 264	562 430
RESEAU CP UA POU 2010	9 000 001 119	01/07/2010	25	-	11 655 878	11 655 878	-	6 298 645	-	5 357 233
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	9 500 000 807	01/07/2010	20	-	968 750	968 750	-	654 371	-	314 379
COMPTAGE TIERS UAPOU 2010	9 500 000 825	01/07/2010	20	-	-	-	1 290 551	-	871 741	418 810
RENFORC POSTE 01032 VAIKA	6 500 000 191	01/01/2011	25	-	206 018	206 018	-	107 175	-	98 843
RENFORC TRANSFO 01032	6 500 000 192	01/01/2011	25	-	498 133	498 133	-	259 138	-	238 995
RENFORC POSTE 01031 VIVII	6 500 000 193	01/01/2011	25	-	1 194 549	1 194 549	-	621 427	-	573 122

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de mise en service	Date de mise en service	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
RENFORC TRANSFO 01031	6 500 000 194	01/01/2011	25	-	498 133	498 133	-	259 138	-	238 995
RENFORC POSTE H16 5101012	6 500 000 199	01/01/2011	25	-	2 286 863	2 286 863	-	1 189 670	-	1 097 193
TRANSFO H61 O1012 UA POU	6 500 000 200	01/01/2011	25	-	456 262	456 262	-	237 356	-	218 906
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU	9 000 001 186	01/01/2011	25	-	416 480	416 480	-	216 661	-	199 819
EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU	9 300 000 348	01/01/2011	35	-	1 246 897	1 246 897	-	463 328	-	783 569
REEMPL IACM PAR IAM UA POU	8 100 000 042	13/01/2011	15	-	842 316	842 316	-	728 469	-	113 847
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	9 000 001 187	26/01/2011	25	-	271 870	271 870	-	140 687	-	131 183
RESEAUX CP UA POU 2011	9 000 001 163	01/07/2011	25	-	3 061 396	3 061 396	-	1 531 872	-	1 529 524
RESEAUX 2011 CONCED UAPOU	9 000 001 203	01/07/2011	25	-	-	-	121 814	-	60 954	60 860
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	9 500 000 851	01/07/2011	20	-	523 416	523 416	-	327 386	-	196 030
COMPTAGE TIERS UAPOU 2011	9 500 000 871	01/07/2011	20	-	-	-	811 876	-	507 812	304 064
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	9 000 001 240	01/01/2012	25	-	1 496 400	1 496 400	-	718 600	-	777 800
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	9 000 001 241	01/01/2012	25	-	540 240	540 240	-	259 434	-	280 806
RESEAUX CP UA POU 2012	9 000 001 258	01/07/2012	25	-	25 812 032	25 812 032	-	11 880 607	-	13 931 425
BRCHT/CPTAGES UA POU	9 500 000 892	01/07/2012	20	-	661 941	661 941	-	380 843	-	281 098
COMPTAGE TIERS UAPOU 2012	9 500 000 911	01/07/2012	20	-	-	-	489 181	-	281 447	207 734
TRANSFO KENA O1011 UA POU	5 300 001 548	01/07/2013	25	-	359 410	359 410	-	151 051	-	208 359
RESEAUX CP UA POU 2013	9 000 001 324	01/07/2013	25	-	43 213 856	43 213 856	-	18 161 659	-	25 052 197
RESEAUX 2013 CONCED UAPOU	9 000 001 371	01/07/2013	25	-	-	-	86 432	-	36 325	50 107
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 000 928	01/07/2013	20	-	763 159	763 159	-	400 920	-	362 239
COMPTAGE TIERS UAPOU 2013	9 500 000 945	01/07/2013	20	-	-	-	837 874	-	440 171	397 703
CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	9 500 001 042	01/07/2013	20	-	-	-	53 909	-	28 321	25 588
EXT 14A1 QT AKA UA POU	9 000 001 364	03/09/2013	25	-	121 615	121 615	-	50 259	-	71 356
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	9 000 001 369	10/10/2013	25	-	248 645	248 645	-	101 747	-	146 898
14A/09/2011/UAP/JK/PG	9 000 001 438	01/01/2014	25	-	520 386	520 386	-	208 211	-	312 175
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	9 000 001 439	03/06/2014	25	-	168 251	168 251	-	64 498	-	103 753
RESEAUX 2014 CONCED UAPOU	9 000 001 464	01/07/2014	25	-	-	-	97 444	-	37 055	60 389
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 000 976	01/07/2014	20	-	625 982	625 982	-	297 556	-	328 426
COMPTAGE TIERS UA POU2014	9 500 000 998	01/07/2014	20	-	-	-	559 659	-	266 030	293 629
CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	9 500 001 052	01/07/2014	20	-	-	-	72 789	-	34 600	38 189
RESEAUX CP UA POU 2015	9 000 001 485	01/07/2015	25	-	22 149 121	22 149 121	-	7 536 769	-	14 612 352
RESEAUX 2015 CONCED UAP	9 000 001 518	01/07/2015	25	-	-	-	56 063	-	19 077	36 986
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 028	01/07/2015	20	-	2 773 542	2 773 542	-	1 179 705	-	1 593 837
COMPTAGE TIERS UAP 2015	9 500 001 068	01/07/2015	20	-	-	-	375 370	-	159 661	215 709
RESEAUX CP UA POU 2016	9 000 001 554	01/07/2016	25	-	268 111	268 111	-	80 477	-	187 634
RESEAUX 2016 CONCED UAPOU	9 000 001 575	01/07/2016	25	-	-	-	86 432	-	25 944	60 488
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 087	01/07/2016	20	-	2 854 162	2 854 162	-	1 070 897	-	1 783 265
COMPTAGE TIERS UAP 2016	9 500 001 100	01/07/2016	20	-	-	-	500 613	-	187 833	312 780
RESEAUX CP UA POU 2017	9 000 001 593	01/07/2017	25	-	10 892 442	10 892 442	-	2 833 825	-	8 058 617
RSX AERIEN TIERS UAP 2017	9 000 001 610	01/07/2017	25	-	-	-	1 691 793	-	440 144	1 251 649
COMPTAGE TIERS UAPOU 2017	9 500 001 118	01/07/2017	20	-	-	-	424 165	-	137 941	286 224
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 138	01/07/2017	20	-	1 880 225	1 880 225	-	611 459	-	1 268 766
RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA	8 100 000 061	01/08/2017	15	-	15 383 961	15 383 961	-	6 583 492	-	8 800 469
14A1 202/2017/UAP/JK/PG	9 000 001 605	01/09/2017	25	-	1 336 291	1 336 291	-	338 576	-	997 715

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de mise en service	Date de mise en service	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
RENV RESEAU HTA HAKAHAU	9 000 001 627	01/05/2018	25	-	15 676 138	15 676 138	-	3 556 121	-	12 120 017
RESEAUX CP UA POU 2018	9 000 001 621	01/07/2018	25	-	12 663 088	12 663 088	-	2 787 961	-	9 875 127
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 155	01/07/2018	20	-	1 256 749	1 256 749	-	345 864	-	910 885
COMPTAGE TIERS UAPOU 2018	9 500 001 174	01/07/2018	20	-	-	-	805 837	-	221 771	584 066
RENV RSX HT/BT UA POU	9 000 001 658	30/06/2019	25	-	26 539 396	26 539 396	-	4 784 362	-	21 755 034
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 191	01/07/2019	20	-	3 503 898	3 503 898	-	789 097	-	2 714 801
COMPTAGE TIERS UAP 2019	9 500 001 209	01/07/2019	20	-	-	-	1 261 014	-	283 987	977 027
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 227	01/07/2020	20	-	2 423 731	2 423 731	-	424 319	-	1 999 412
COMPTAGE TIERS UAP 2020	9 500 001 245	01/07/2020	20	-	-	-	1 474 358	-	258 114	1 216 244
RENV RSX HT/BT UA POU	9 000 001 687	30/09/2020	25	-	64 442 332	64 442 332	-	8 382 800	-	56 059 532
14A1 LC 20/00178 HAKAHAU	9 000 001 705	01/01/2021	25	-	537 424	537 424	-	64 432	-	472 992
RNV RSX HT/BT PMT UA POU	9 000 001 721	01/01/2021	25	-	11 753 742	11 753 742	-	1 409 161	-	10 344 581
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 264	01/07/2021	20	-	4 203 582	4 203 582	-	525 736	-	3 677 846
COMPTAGE TIERS UAP 2021	9 500 001 285	01/07/2021	20	-	-	-	1 626 382	-	203 409	1 422 973
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 304	01/07/2022	20	-	1 541 881	1 541 881	-	115 747	-	1 426 134
COMPTAGE TIERS UAPOU 2022	9 500 001 317	01/07/2022	20	-	-	-	1 419 312	-	106 546	1 312 766
TOTAL DISTRIBUTION UA POU				-	467 482 273	467 482 273	59 542 562	224 346 732	36 702 653	265 975 449
TOTAL UA POU				12 293 485	606 464 767	618 758 252	65 682 043	358 258 075	42 319 257	283 862 963

* incluant TVA à reverser

	Production	distribution	total
Valeur Brute Concessionnaire*	151 275 979	467 482 273	618 758 252
Valeur Brute Tiers	6 139 481	59 542 562	65 682 043
Immobilisations incorporelles	-	-	-
Valeur brute total immo concédées	-	157 415 460	527 024 835
			684 440 295

Ces valeurs intègrent la TVA à régulariser en fin de concession (articles 345-17 et 345-18 du code des impôts) dont l'application a été confirmée par un courrier de la DICP en date du 9 février 2021, dans le cadre d'une procédure de rescrit fiscal.

La loi fiscale applicable en Polynésie exigeait que la TVA sur immobilisations initialement déduite fasse l'objet d'une régularisation en fin de concession.

Cette régularisation consistait à reverser au trésor le montant de la TVA initialement déduite sur acquisition d'immobilisation sous déduction de un 10ème par année ou fraction d'année de détention.

Le 9 février 2022, à l'issue d'analyses juridiques poussées et d'une nouvelle procédure de rescrit, l'administration a modifié sa doctrine en reconsidérant le principe de régularisation mentionné ci-dessus.

Cette modification – applicable à compter du 9 février 2022 - prévoit qu'à partir de cette date les biens de retour qui reviendront au concédant sont dispensés de régularisation de TVA.

Les conséquences comptables de l'évolution de cette doctrine fiscale seront appréhendées dans les comptes de l'exercice 2022 avec en particulier la valeur la correction de la valeur des immobilisations mises en services dans les 10 dernières années de la concession

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Cf. 5.1 – Variation du patrimoine immobilier.

5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2019	2020	Total
G1	6 587 774			6 587 774
G2	14 805 760			14 805 760
G3		15 027 845		15 027 845
S/T Groupes	21 393 534	15 027 845	-	36 421 379
Filières	20 301 656			20 301 656
Bâtiments				
Total	41 695 190	15 027 845	-	56 723 035

Distribution

	Transfo.	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Réseau- souterrain	Total
Quantité		111	66	24		
Montant	3 068 518	66 994 911	27 419 464	2 348 179	10 000 000	109 831 072

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	-	29 282 542	29 282 542
2019	5 134 582	29 873 355	35 007 937
2020	-	66 672 892	66 672 892
2021	22 181 560	15 570 174	37 751 734
2022	273 672	1 333 727	1 607 399
2023	172 542	-	172 542
Cumul	27 762 356	142 732 690	170 495 046

Détail des dépenses de renouvellement

Production Ua Pou chantiers de renouvellement	n° immobilisation	date mise en service	VO totale	Taux d'améliorant	Montant Renouvellement
sous total 2018					-
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	1200000119	01/01/2019	5 134 582	0,00%	5 134 582
sous total 2019					5 134 582
sous total 2020					-
MOTEUR FG WILSON P500 UAP	1200000150	19/05/2021	8 954 994	0,00%	8 954 994
ALTERNAT FG WILSON P500 UAP	1300000121	19/05/2021	6 716 246	0,00%	6 716 246
ACCESS FG WILSON P500 UA PO	1400000116	19/05/2021	6 510 320	0,00%	6 510 320
sous total 2021					22 181 560
F&P MOTOPOMPE UA POU	3100000136	30/08/2022	273 672	0,00%	273 672
sous total 2022					273 672
G51231 - RENV CLIMATISEUR GREE 50HZ HAKA HAU	400000116305	31/12/2023	172 542	0,00%	172 542
sous total 2023					172 542
Total					27 762 356

Distribution Ua Pou	n°	date mise en	VO totale	Taux	Montant
chantiers de renouvellement	immobilisation	service		d'améliorant	Renouvellement
RENV RESEAU HTA HAKAHAU	9000001627	01/05/2018	15 676 138	0,00%	15 676 138
RESEAUX CP UA POU 2018	9000001621	01/07/2018	12 663 088	0,00%	12 663 088
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001155	01/07/2018	1 256 749	24,94%	943 316
sous total 2018					29 282 542
RENV RSX HT/BT UA POU	9000001658	30/06/2019	26 539 396	0,00%	26 539 396
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001191	01/07/2019	3 503 898	4,85%	3 333 959
sous total 2019					29 873 355
RENV RSX HT/BT UA POU	9000001687	30/09/2020	64 442 332	0,00%	64 442 332
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001227	01/07/2020	2 423 731	7,97%	2 230 560
sous total 2020					66 672 892
RNV RSX HT/BT PMT UA POU	9000001721	01/07/2021	11 753 742	0,00%	11 753 742
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001264	01/07/2021	4 203 582	9,21%	3 816 432
sous total 2021					15 570 174
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001304	01/07/2022	1 541 881	13,50%	1 333 727
sous total 2022					1 333 727
sous total 2023					-
Total					142 732 690

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	56 723 035	109 831 072	166 554 107
- Réalisé	(27 762 356)	(142 732 690)	(170 495 046)
Reste à faire	28 960 679	(32 901 618)	(3 940 939)

(-) = dépassement du plan par le réalisé

(+) = réalisé inférieur au plan / dette envers le concédant

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{er} janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

Amortissement technique des biens au bilan

La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

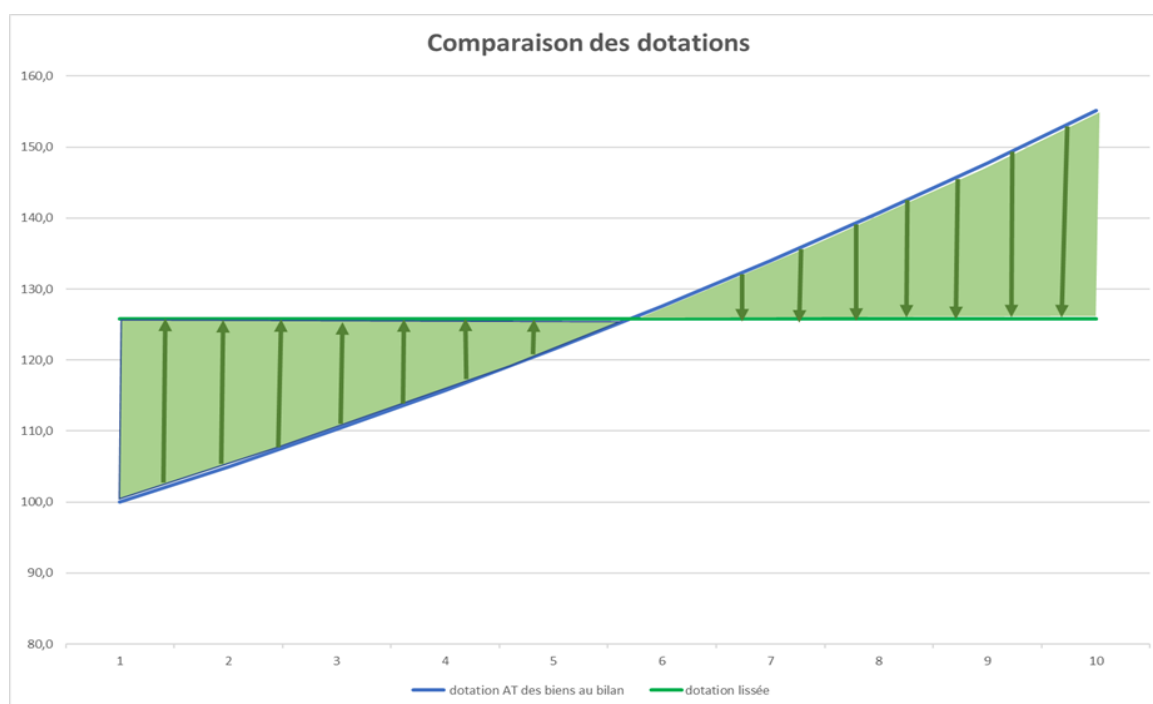
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

A patrimoine inchangé la valeur brute des biens au bilan et les dotations aux amortissements s'y rapportant augmentent chaque année en raison des surcoûts de renouvellement.

Dotation/reprise de lissage

Afin d'obtenir des dotations identiques sur la durée de la concession il est fait recours à des dotations/reprises de lissage avec pour contrepartie un compte « Actif/Passif de renouvellement ».

Les dotations/reprises de lissage (flèches vertes) sont calculées par différence entre la dotation de l'exercice à l'amortissement des biens figurant au bilan et la moyenne sur la durée résiduelle de la concession des mêmes dotations.



En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

La surface verte, « l'actif/passif » de renouvellement.

A la mise en application de cette méthode, toutes les dotations antérieures au renouvellement (AT/PR) ont été transféré dans « l'actif/passif de renouvellement ».

En fin de concession cet « actif/passif de renouvellement » sera à zéro, le cumul des dotations étant par construction égal au cumul des reprises.

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant					
VO Ouverture corporel	145 109 092	145 567 193	147 302 878	146 923 037	146 923 037	156 552 071	153 781 960
VO Ouverture incorporel	-	6 523 231	6 523 231	6 523 231	6 523 231	-	-
Acquisitions	6 573 270	1 735 685	5 735 328	-	22 181 560	273 672	172 542
Régul & TVA à reverser					(259 041)	(2 077 390)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(6 115 169)	-	(6 115 169)	-	(18 816 716)	(966 393)	(99 461)
- origine financement tiers	-	-	-	-			
VO Clôture	145 567 193	153 826 109	153 446 268	153 446 268	156 552 071	153 781 960	153 855 041
- Financements tiers cumul	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)
- IFC biens au bilan clôture	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	(0)	(5 424 672)	(5 424 672)
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	(0)	(5 424 672)	(5 424 672)
Base amortissable	131 904 473	138 417 329	138 037 488	143 881 231	150 412 590	142 217 807	142 290 888
Cumul doté à l'ouverture	124 534 526	126 377 013	131 681 688	131 802 004	137 841 617	150 412 590	146 207 367
Réintégration AT sur incorporel		6 523 231			-	-	-
Sortie AT sur sortie immo		(6 115 169)	(6 115 169)	-	(18 816 716)	(215 662)	(850 192)
Reste à amortir	7 369 947	11 632 254	12 470 969	12 079 227	31 387 688	(7 979 121)	(3 066 288)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	1 842 487	4 896 613	6 235 484	6 039 614	31 387 688	(3 989 561)	(3 066 288)
Dotations cumulées	126 377 013	131 681 688	131 802 004	137 841 617	150 412 590	146 207 367	142 290 888
Vo - fin tiers - IFC - dotations	5 527 460	6 735 641	6 235 484	6 039 614	-	(3 989 561)	-
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvertu	(52 321 970)	(54 951 029)	(56 052 160)	(54 285 627)	(52 636 667)	-	-
Dotations/reprises B	(2 629 059)	(1 101 131)	1 766 533	1 648 960	52 636 667	-	-
Actif/Passif de renouvellement cloture	(54 951 029)	(56 052 160)	(54 285 627)	(52 636 667)	-	-	-
Dotation aux amortissements A	(1 842 487)	(4 896 613)	(6 235 484)	(6 039 614)	(31 387 688)	3 989 561	3 066 288
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(4 471 546)	(5 997 744)	(4 468 951)	(4 390 654)	21 248 979	3 989 561	3 066 288
moyenne des dotations	984 941	984 941	984 941	984 941	984 941	984 941	
écart sur moyenne exercice	(5 456 487)	(6 982 685)	(5 453 892)	(5 375 594)	20 264 038	3 004 620	
écart sur moyenne en cumulé	(5 456 487)	(12 439 172)	(17 893 064)	(23 268 658)	(3 004 620)	-	
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	0	2 242 181	2 242 181	2 242 181	2 242 181	2 242 181
Acquisitions financement concession	-	2 242 181	-	-	0	0	1 318 238
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-	-	-
VO Clôture	-	2 242 181	2 242 181	2 242 181	2 242 181	2 242 181	3 560 419
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice				(1 447 005)	333 921	-	(1 196 099)
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(1 447 005)	(1 113 084)	(1 113 084)	(2 309 182)
#DIV/0!		0%	0%	65%	50%	50%	65%
Base amortissable	-	2 242 181	2 242 181	795 176	1 129 097	1 129 097	1 251 237
Cumul doté à l'ouverture	0	-	(747 394)	(1 494 787)	(1 144 982)	(1 129 097)	(1 129 097)
Reste à amortir	-	2 242 181	1 494 787	(699 611)	(15 885)	0	122 139
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	-	(747 394)	(747 394)	349 806	15 885	(0)	(122 139)
Dotations cumulées	-	(747 394)	(1 494 787)	(1 144 982)	(1 129 097)	(1 129 097)	(1 251 237)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	1 494 787	747 394	(349 806)	-	0	-
Impact exercice (+) = produit	(4 471 546)	(6 745 138)	(5 216 345)	(4 040 848)	21 264 863	3 989 560	2 944 148

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture corporel	361 509 205	387 785 608	426 381 070	448 127 912	521 883 856	526 039 375	514 619 072
VO Ouverture incorporel	-	41 370 215	41 370 215	41 370 215	41 370 215	-	-
Acquisitions (dont TVA à reverser)	28 019 127	39 235 978	33 368 467	75 340 274	15 570 132	1 333 727	-
Acquisitions financement Tiers							
Régul dont TVA à reverser					(10 771 950)	(11 343 938)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(1 742 724)	-	-	(1 380 230)	(41 849 683)	(419 839)	
- origine financement tiers	-	(640 516)	(11 621 625)	(204 100)	(163 195)	(990 253)	
VO Clôture	387 785 608	467 751 285	489 498 127	563 254 071	526 039 375	514 619 072	514 619 072
- Financements tiers cumul	(64 459 390)	(63 818 874)	(52 197 249)	(51 993 149)	(51 829 954)	(50 839 701)	(50 839 701)
- IFC biens au bilan clôture N-1	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 353 784)	(1 006 505)	(1 006 505)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 006 505)	(867 855)	(867 855)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	(184 705)
- IFC hors biens améliorants	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 006 505)	(867 855)	(1 052 560)
Base amortissable	319 763 255	399 743 890	432 922 465	509 907 138	473 202 916	462 911 516	462 726 811
Cumul doté à l'ouverture	274 093 881	285 511 225	343 873 209	388 856 721	448 691 814	473 202 916	468 057 216
Réintégration AT sur incorporel		31 274 801					
Sortie AT sur sortie immo		(1 742 724)	-	(1 380 230)	(41 849 683)		(419 839)
Reste à amortir	45 669 374	84 700 588	89 049 256	122 430 647	66 360 785	(10 291 400)	(4 910 566)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	11 417 344	28 829 907	44 983 512	61 215 323	66 360 785	(5 145 700)	(4 910 566)
Dotations cumulées	285 511 225	343 873 209	388 856 721	448 691 814	473 202 916	468 057 216	462 726 811
Vo - fin tiers - IFC - dotations	34 252 030	55 870 681	44 065 744	61 215 323	-	(5 145 700)	-
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvert	(119 974 900)	(117 874 624)	(102 312 138)	(70 065 418)	(35 591 209)	-	-
Dotations/reprises B	2 100 276	15 562 486	32 246 720	34 474 209	35 591 209		
Actif/Passif de renouvellement clôture	(117 874 624)	(102 312 138)	(70 065 418)	(35 591 209)	-	-	-
Dotation aux amortissements A	(11 417 344)	(28 829 907)	(44 983 512)	(61 215 323)	(66 360 785)	5 145 700	4 910 566
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(9 317 068)	(13 267 421)	(12 736 792)	(26 741 114)	(30 769 576)	5 145 700	4 910 566
moyenne des dotations	(14 614 379)	(14 614 379)	(14 614 379)	(14 614 379)	(14 614 379)	(14 614 379)	
écart sur moyenne exercice	5 297 311	1 346 958	1 877 587	(12 126 736)	(16 155 197)	19 760 079	
écart sur moyenne en cumulé	5 297 311	6 644 268	8 521 855	(3 604 881)	(19 760 079)	-	
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	3 589 750	5 083 658	6 534 564	8 227 299	10 778 297	12 405 763
Acquisitions financement concession	1 473 792	688 071	189 892	218 377	924 616	208 154	
Acquisitions autres financement Tiers	2 115 958	805 837	1 261 014	1 474 358	1 626 382	1 419 312	
VO Clôture	3 589 750	5 083 658	6 534 564	8 227 299	10 778 297	12 405 763	12 405 763
Financements tiers cumul	(2 115 958)	(2 921 795)	(4 182 809)	(5 657 167)	(7 283 549)	(8 702 861)	(8 702 861)
- IFC améliorant exercice				(1 958 609)	(924 616)	(176 919)	-
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0	0%	0%	0%	
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(1 958 609)	(2 883 225)	(3 060 144)	(3 060 144)
	0%	0%	0%	76%	83%	83%	83%
Base amortissable	1 473 792	2 161 863	2 351 755	611 523	611 523	642 758	642 758
Cumul doté à l'ouverture	0	(368 448)	(966 253)	(1 659 004)	(1 135 263)	(611 523)	(627 140)
Reste à amortir	1 473 792	1 793 415	1 385 502	(1 047 481)	(523 741)	31 235	15 618
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	(368 448)	(597 805)	(692 751)	523 741	523 741	(15 618)	(15 618)
Dotations cumulées	(368 448)	(966 253)	(1 659 004)	(1 135 263)	(611 523)	(627 140)	(642 758)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 105 344	1 195 610	692 751	(523 741)	-	15 618	-
Impact exercice (+) = produit	(9 685 516)	(13 865 226)	(13 429 543)	(26 217 374)	(30 245 835)	5 130 083	4 894 949

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 1 – Variation du patrimoine immobilier

5.7 - Indemnité 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 en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2011 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

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 2010	février 2011	mars 2012	mars 2013	mars 2014	mars 2015	mars 2016	avril 2017	mai 2018	juin 2019	juillet 2020
2008												
2009												
2010												
2011	10		non									
2012	9		1	non								
2013	8		1	1	non							
2014	7		1	1	1	non						
2015	6		1	1	1	1	non					
2016	5		1	1	1	1	1	non				
2017	4		1	1	1	1	1	1	non			
2018	3		1	1	1	1	1	1	1	non		
2019	2		1	1	1	1	1	1	1	1	non	
2020	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%

L'avenant 2 du 24/04/2020 prolonge l'échéance de la concession de 12 mois (du 30/09/2020 au 30/09/2021) et revoit les clauses de reprise des biens en fin de concession

Au titre de la durée initiale de la concession d'une part, l'Autorité concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions du Cahier des charges au 30 septembre 2020.

Au titre de l'année de prolongation d'autre part, compte tenu de l'impossibilité pour le Concessionnaire d'amortir entièrement les biens exceptionnellement établis pendant cette période, l'Autorité concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession correspondant à l'intégralité du coût de l'améliorant, s'il y en a eu.

L'avenant 3 du 01/01/2021 prolonge l'échéance de la concession de 3 mois (du 30/09/2021 au 31/12/2021) et revoit les clauses de reprise des biens en fin de concession.

Pendant la période de prolongation, et sauf nécessité validée expressément par l'Autorité concédante, le Concessionnaire n'engagera aucuns travaux améliorants, hors branchements (article 15 du Cahier des charges), extensions à établir sur la demande des usagers (article 14 c du Cahier des charges), et tous les travaux intégralement financés par les usagers.

Toute dépense d'améliorant exposée par le Concessionnaire pendant cette même période dans les conditions définies à l'alinéa précédent sera refacturée intégralement à l'Autorité concédante. Les sommes dues au Concessionnaire lui seront payées dans les 6 mois qui suivront l'échéance du contrat de concession.

L'avenant 4 du 01/01/2022 revoit les clauses de reprise des biens en fin de concession.

Au titre de la durée initiale de la concession l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions du Cahier des charges, au 30 septembre 2020, dont le montant est fixé à 8.100.000 XPF.

Au titre de la seconde prolongation de 3 mois au total, l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions de l'article 4 de l'avenant 3 du 1^{er} octobre 2021.

Au titre de cette nouvelle prolongation de 24 mois, l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession égale à la valeur d'origine des investissements financés par le concessionnaire, diminuée d'un amortissement technique calculé linéairement sur une durée de 10 ans, dont le montant prévisionnel est estimé à 11.000.000 XPF.

En résumé les biens améliorants ou de 1^{er} établissements établis à partir du 1^{er} janvier 2011 feront l'objet d'une indemnité de fin de concession dont le calcul variera en fonction de leur date de mise en service :

du 01/01/2011 au 30/09/2020 : IFC correspondant à la Vo des biens mis en service sous déduction de 1/10^{ème} par année légale entière

du 01/10/2020 au 31/12/2021 : IFC correspondant à 100% de la Vo des biens

du 01/01/2022 au 31/12/2023 : IFC correspondant à la Vo des biens mis en service sous déduction d'un amortissement linéaire calculé sur une durée de 10 ans à compter de leur date de mise en service

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Nb de 10 ^{ème} à déduire	Total IFC
SUPERVISION CENT UA POU	2800000075	01/07/2012	204 185	100,00%	204 185	7	61 256
SUPERVIS* GPE FGW UA POU	2800000078	01/07/2012	489 155	100,00%	489 155	7	146 747
F&P SYST SECURITE UA POU	3100000087	01/09/2012	6 800 123	42,61%	2 897 532	7	869 260
ENS DESHUIIAGE SEREP UA P	3000000052	01/01/2013	3 710 281	100,00%	3 710 281	7	1 113 084
COFFRETS COMPTAGES UA POU	2800000104	01/09/2013	2 082 573	100,00%	2 082 573	6	833 029
EXTENS* ATELIER STOCKAGE	500000144	01/01/2014	655 479	100,00%	655 479	6	262 192
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	3000000058	01/01/2014	2 105 784	100,00%	2 105 784	6	842 314
EXTENS*SALLE RANGEMENT	600000065	01/01/2015	270 708	100,00%	270 708	5	135 354
PROTECT* TRANSF TR2 UAPOU	2800000137	01/05/2015	1 553 694	100,00%	1 553 694	4	932 216
MEC SECURITE INCENDIE CEN	3100000122	01/02/2018	1 491 450	100,00%	1 491 450	1	1 342 305
G51221 - F&P D'UN COMAP GROUPE (G4)	400000116312	27/01/2023	1 318 238	100,00%	1 318 238	0,9	1 196 099
PRODUCTION UA POU			20 681 670		16 779 079		7 733 854
REMPLE IACM PAR IAM UA POU	8100000042	13/01/2011	842 316	41,00%	345 350	8	69 070
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	9000001187	26/01/2011	271 870	100,00%	271 870	8	54 374
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	9500000851	01/07/2011	523 416	33,70%	176 391	8	35 278
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	9000001240	01/01/2012	1 496 400	100,00%	1 496 400	8	299 280
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	9000001241	01/01/2012	540 240	100,00%	540 240	8	108 048
BRCHT/CPTAGES UA POU	9500000892	01/07/2012	661 941	17,57%	116 303	7	34 891
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500000928	01/07/2013	763 159	34,23%	261 229	6	104 492
EXT 14A1 QT AKA UA POU	9000001364	03/09/2013	121 615	100,00%	121 615	6	48 646
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	9000001369	10/10/2013	248 645	100,00%	248 645	6	99 458
14A/09/2011/UAP/JK/PG	9000001438	01/01/2014	520 386	100,00%	520 386	6	208 154
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	9000001439	03/06/2014	168 251	100,00%	168 251	5	84 126
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500000976	01/07/2014	625 982	24,03%	150 423	5	75 212
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001028	01/07/2015	2 773 542	6,46%	179 171	4	107 502
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001087	01/07/2016	2 854 162	3,05%	87 052	3	60 936
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001138	01/07/2017	1 880 225	7,31%	137 444	2	109 956
14A1 202/2017/UAP/JK/PG	9000001605	01/09/2017	1 336 291	100,00%	1 336 291	2	1 069 033
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001155	01/07/2018	1 256 749	24,94%	313 433	1	282 090
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001191	01/07/2019	3 503 898	4,85%	169 939	0	169 939
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001227	01/07/2020	2 423 731	7,97%	193 171	0	193 171
14A1 LC 20/00178 HAKAHAU	9000001705	01/01/2021	537 424	100,00%	537 424	0	537 424
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001304	01/07/2022	1 541 881	13,50%	208 154	1,5	176 919
BRCHT/COMPTAGES UA POU	E4900	23/01/2023	203 789	100,00%	203 789	0,9	184 705
DISTRIBUTION UA POU			25 095 913		7 782 972		4 112 704
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA POU			45 777 583		24 562 052		11 846 559

Le montant du au titre de l'améliorant des 10 dernières années s'élève à 11.846.559 FCFP

11 846 559

A cette somme s'ajoute :

- le groupe P 400 prévu à l'avenant 4 pour une valeur de 10.000.000 F CFP

10 000 000

- les chantiers de distribution encours au 31 décembre 2023 pour 1 735 133 F CFP

1 735 133

Le montant total de l'IFC de fin de concession s'élève donc à 23 581.692 F CFP

23 581 692

5.8 - Plan de Renouvellement

Le plan de renouvellement en vigueur est celui transmis à l'autorité concédante le 15 avril 2019 et reporté au chapitre 4 "Renouvellement".

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

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

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

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

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

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

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

Conformément à la réglementation, les contrats sont transférés de plein droit au nouveau gestionnaire du service public, à la date de fin du contrat de concession attribué à EDT.

c) Baux

Bailleur	Objet du bail
AIR TAHITI	AGENCE UA POU

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.