

# 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 2021

# **SOMMAIRE**

1 - PRESENTATION	0 - FAITS MARQUANTS	3
1.1 - Le système électrique polynésien 6 1.2 - Le groupe Englie au service de la concession 7 1.3 - Le cadre juridique et contractuel 11 2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE 13  Aspects commerciaux 14 2.1 - Mode de détermination des tarifs 14 2.2 - Tarifs pratiquès et évolution au cours de l'année 2021 14 2.2 - Tarifs pratiquès et évolution au cours de l'année 2021 14 2.2 - Tarifs d'affaires énergie 15 2.4 - Autres produits d'exploitation 16 2.5 - Statistiques de ventes 16 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou 19 2.7 - Gestion des impayés 20 2.8 - Dépenses de la Commune 20 2.9 - Services offerts à la clientèle 21 2.10 - Actions en faveur de la malitrise des dépenses d'énergie 23 3 - OBLIGATIONS DE SERVICE 30  Bilan technique 31 3.1 - Effectifs de l'exploitation 31 3.2 - Autorisation d'exploitation 31 3.3 - Détail des ouvrages de production 31 3.4 - Données de production 31 3.5 - Qualité - Sécurité - Environnement 32 3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement 33 3.8 - Raccordement solaire 33 3.9 - Unités d'œuvres 2021 de la concession 34 4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 36 4.1 - Principes de la comptabilité appropriée 37 4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique 43 4.3 - Comptes de la concession 47 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés 53 5 - INFORMATIONS DUR LES BIENS IMMOBILISES 59 5.1 - Variation du patrimoine immobilier 50 5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 51 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements 66 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année 72 5.8 - Plan de renouvellement 67 5.5 - Méthode relative aux charges calculées 68 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année 72 5.8 - Plan de renouvellement 73	1 - PRESENTATION	5
1.2 - Le groupe Engle au service de la concession- 1.3 - Le cadre juridique et contractuel- 1.13 - Le Cadre juridique et contractuel- 1.14 - Aspects commerciaux		
1.3 - Le cadre juridique et contractuel 1.3 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE 1.3 - Aspects commerciaux 1.4 - Mode de détermination des tarifs 1.4 - 2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021 1.4 - 2.3 - Chiffre d'affaires énergie 1.5 - 2.3 - Chiffre d'affaires énergie 1.5 - Statistiques de ventes 1.6 - 2.5 - Statistiques de ventes 1.6 - 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou 1.5 - 2.7 - Gestion des impayés 2.2 - 2.8 - Dépenses de la Commune 2.2 - 2.9 - Services offerts à la clientèle 2.1 - 2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie 2.3 - OBLIGATIONS DE SERVICE 3.0 - 2.1 -	1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	7
▶ Aspects commerciaux         14           2.1 - Mode de détermination des tarifs         14           2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021         14           2.3 - Chiffre d'affaires énergie         15           2.4 - Autres produits d'exploitation         16           2.5 - Statistiques de ventes         16           2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou         19           2.7 - Gestion des impayés         20           2.8 - Dépenses de la Commune         20           2.9 - Services offerts à la clientèle         21           2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie         28           3 - OBLIGATIONS DE SERVICE         30           ▶ Bilan technique         31           3.1 - Effectifs de l'exploitation         31           3.2 - Autorisation d'exploitation         31           3.3 - Détail des ouvrages de production         31           3.4 - Données de production         31           3.5 - Qualité de service         32           3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement         32           3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants         33           3.8 - Raccordement solaire         33           3.9 - Unités d'œuries Zuries de répartition analytique         43     <	1.3 - Le cadre juridique et contractuel	11
2.1 - Mode de détermination des tarifs 2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021 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 2.8 - OBLIGATIONS DE SERVICE 30 - OBLIGATIONS DE SERVICE 31 - Autorisation d'exploitation 32 - Autorisation d'exploitation 33 - Détail des ouvrages de production 33 - Détail des ouvrages de production 33 - Qualité de service 34 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 44 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 45 - Infricipes de la comptabilité appropriée 47 - Variation du patrimoine immobilier 48 - Comptes de la concession 49 - L'erricipes de la comptabilité appropriée 59 - Infricipes de la comptabilité appropriée 50 - Variation du patrimoine immobilier 51 - Variation du patrimoine immobilier 52 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 51 - Variation du patrimoine immobilier 52 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 51 - Variation du patrimoine immobilier 52 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 52 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 53 - Suivi du programme contractuel d'investissements 56 - Dépenses de renouvellement 57 - Méthode relative aux charges calculées 58 - Plan de renouvellement 59 - Plan de renouvellement 50 - Dépenses de renouvellement	2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	13
2.1 - Mode de détermination des tarifs 2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021 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 2.8 - OBLIGATIONS DE SERVICE 30 - OBLIGATIONS DE SERVICE 31 - Autorisation d'exploitation 32 - Autorisation d'exploitation 33 - Détail des ouvrages de production 33 - Détail des ouvrages de production 33 - Qualité de service 34 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 44 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 45 - Infricipes de la comptabilité appropriée 47 - Variation du patrimoine immobilier 48 - Comptes de la concession 49 - L'erricipes de la comptabilité appropriée 59 - Infricipes de la comptabilité appropriée 50 - Variation du patrimoine immobilier 51 - Variation du patrimoine immobilier 52 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 51 - Variation du patrimoine immobilier 52 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 51 - Variation du patrimoine immobilier 52 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 52 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 53 - Suivi du programme contractuel d'investissements 56 - Dépenses de renouvellement 57 - Méthode relative aux charges calculées 58 - Plan de renouvellement 59 - Plan de renouvellement 50 - Dépenses de renouvellement	> Aspects commerciaux	14
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021 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 2.8 - OBLIGATIONS DE SERVICE 30 - OBLIGATIONS DE SERVICE 31.1 - Effectifs de l'exploitation 31.2 - Autorisation d'exploitation 31.3 - Detail des ouvrages de production 31.3 - Détail des ouvrages de production 32.5 - Qualité de service 33.6 - Qualité - Sécurité - Environnement 33.7 - Travaux significatifs - Faits marquants 33.8 - Raccordement solaire 33.9 - Unités d'œuvres 2021 de la concession 44 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 41 Principes de la comptabilité appropriée 42 Wéthodologie et clés de répartition analytique 43 Comptes de la concession 44 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés 55 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES 59. 1. Variation du patrimoine immobilier 50 Dépenses de renouvellement 50 Dépenses de renouvellement 50 Dépenses de renouvellement 50 Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	2.1 - Mode de détermination des tarifs	14
2.3 - Chiffre d'affaires énergie       15         2.4 - Autres produits d'exploitation       16         2.5 - Statistiques de ventes       16         2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou       19         2.7 - Gestion des impayés       20         2.8 - Dépenses de la Commune       20         2.9 - Services offerts à la clientèle       21         2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie       28         3 - OBLIGATIONS DE SERVICE       30         Bilan technique       31         3.1 - Effectifs de l'exploitation       31         3.2 - Autorisation d'exploitation       31         3.3 - Détail des ouvrages de production       31         3.4 - Données de production       31         3.5 - Qualité de service       32         3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement       33         3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants       33         3.8 - Raccordement solaire       33         3.9 - Unités d'œuvres 2021 de la concession       34         4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES       36         4.1 - Principes de la comptabilité appropriée       37         4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique       43         4.3 - Comptes de la connecssion       47 <td></td> <td></td>		
2.4 - Autres produits d'exploitation	2.3 - Chiffre d'affaires énergie	15
2.5 - Statistiques de ventes		
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou		
2.7 - Gestion des impayés       20         2.8 - Dépenses de la Commune       20         2.9 - Services offerts à la clientèle       21         2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie       28         3 - OBLIGATIONS DE SERVICE       30         ▶ Bilan technique       31         3.1 - Effectifs de l'exploitation       31         3.2 - Autorisation d'exploitation       31         3.3 - Détail des ouvrages de production       31         3.4 - Données de production       32         3.5 - Qualité de service       32         3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement       33         3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants       33         3.8 - Raccordement solaire       34         3.9 - Unités d'œuvres 2021 de la concession       35         4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES       36         4.1 - Principes de la comptabilité appropriée       37         4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique       43         4.3 - Comptes de la concession       47         4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés       53         5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES       59         5.1 - Variation du patrimoine immobilier       60         5.2		
2.8 - Dépenses de la Commune 2.9 - Services offerts à la clientèle 2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie 2.8  3 - OBLIGATIONS DE SERVICE 30  Bilan technique 31 3.1 - Effectifs de l'exploitation 31 3.2 - Autorisation d'exploitation 31 3.3 - Détail des ouvrages de production 31 3.4 - Données de production 31 3.5 - Qualité de service 32 3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement 33 3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants 33 3.8 - Raccordement solaire 33 3.9 - Unités d'œuvres 2021 de la concession 35  4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 36 4.1 - Principes de la comptabilité appropriée 4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique 4.3 - Comptes de la concession 47 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés 55 5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES 59 5.1 - Variation du patrimoine immobilier 50 5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 51 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements 55 5.4 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année 57 5.5 - Méthode relative aux charges calculées 56 56 - Dèpenses d'améliorant réalisées dans l'année 57 57 57 58 - Plan de renouvellement 57 58 58 59 51 - Vanidemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22 57 58 59 51 - Vanidemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22 57 58 59 51 - Vanidemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22 57 58 59 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50		
2.9 - Services offerts à la clientèle		
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE		
▶ Bilan technique 31   3.1 - Effectifs de l'exploitation 31   3.2 - Autorisation d'exploitation 31   3.3 - Détail des ouvrages de production 31   3.4 - Données de production 32   3.5 - Qualité de service 32   3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement 33   3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants 33   3.8 - Raccordement solaire 34   3.9 - Unités d'œuvres 2021 de la concession 35   4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 36   4.1 - Principes de la comptabilité appropriée 37   4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique 43   4.3 - Comptes de la concession 47   4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés 53   5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES 59   5.1 - Variation du patrimoine immobilier 60   5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 61   5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements 67   5.4 - Dépenses de renouvellement 67   5.5 - Méthode relative aux charges calculées 68   5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année 72   5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22 72   5.8 - Plan de renouvellement 73	2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	28
3.1 - Effectifs de l'exploitation	3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	30
3.1 - Effectifs de l'exploitation	Rilan technique	31
3.2 - Autorisation d'exploitation		
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		
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES		
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée		
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	36
4.3 - Comptes de la concession	4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	·37
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés       53         5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES       59         5.1 - Variation du patrimoine immobilier       60         5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public       61         5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements       67         5.4 - Dépenses de renouvellement       67         5.5 - Méthode relative aux charges calculées       68         5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année       72         5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22       72         5.8 - Plan de renouvellement       73	4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	43
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	5.2 - Situation des biens et immobilisations necessaires à l'exploitation du service public	61
5.5 - Méthode relative aux charges calculées68 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année72 5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 2272 5.8 – Plan de renouvellement	5.3 - Suivi au programme contractuel d'investissements	67
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année		
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 2272 5.8 – Plan de renouvellement73		
5.8 – Plan de renouvellement73		

#### **0 - FAITS MARQUANTS**

#### Communs à toutes les concessions d'EDT :

#### A) Péréquation inter îles :

Au cours de l'année, une réglementation mettant en place une solidarité tarifaire inter-îles a été adoptée. Elle est applicable au 1er janvier 2022 donc sans impact sur les comptes 2021

Le mécanisme de péréquation repose d'une part sur la perception d'une Contribution de Solidarité sur l'Electricité, d'un montant de 6,3 F/ kWh, applicable uniformément à tous les systèmes de distribution électrique de Polynésie française, et d'autre part sur le versement d'une « compensation de solidarité », bénéficiant en priorité aux systèmes les plus isolés et éloignés. Chacun de ces systèmes est libre de fixer ses prix dans la limite du prix moyen de référence fixé par la Polynésie française plus ou moins 20%.

Pour les concessions d'EDT, dans la continuité des accords contractuels en cours, la grille tarifaire reste la même à Tahiti Nord et dans les îles, et le Revenu Autorisé demeure global pour l'ensemble du périmètre.

#### B) Concessions à « échéance 2020 »

La réglementation de péréquation ayant été adoptée tardivement, les « DSP 2020 » n'ont pas pu finaliser leurs appels d'offres en vue de la désignation de leurs nouveaux délégataires avant leur échéance. Toutes nos concessions ont donc été prolongés au-delà du 31 décembre 2021.

#### C) Crise sanitaire du COVID-19

Une nouvelle et dramatique vague d'infections a emporté plus de 600 Polynésiens dans l'année, et bouleversé l'économie comme les institutions.

EDT a néanmoins su faire face avec résilience aux contraintes de l'épidémie, en organisant des séances de vaccination aux volontaires, en prenant des mesures sanitaires strictes, et en organisant ses équipes pour pouvoir maintenir la continuité et la qualité du service public, y compris pendant le confinement d'août-septembre. L'entreprise reste vigilante face à tout risque de résurgence des contagions.

#### D) Sécurité:

Nous enregistrons sur l'année 2021 écoulée :

- 4 accidents de travail avec arrêt (hors trajet) = 240 jours d'arrêt
  - o Taux de fréquence = 3.33
  - o Taux de gravité = 0.06
- 0 accident de travail sans arrêt (hors trajet)
- 0 accident de trajet avec arrêt = 0 jours d'arrêt
- 0 accident de trajet sans arrêt

#### <u>Spécifiques à la concession de Ua Pou :</u>

#### Fin de concession :

En juillet 2021, en pleine procédure d'appel d'offre, le concédant s'interrogeait sur les avantages d'un éventuel regroupement avec les autres communes de la CODIM

Dans cette logique, en fin d'année 2021, la commune déclarait l'appel d'offre infructueux, et signait un avenant de prolongation au 31 décembre 2023 de sorte à se laisser le temps d'étudier la meilleure façon de gérer dans l'avenir son service public de l'électricité.

# **Principaux indicateurs**

	ix indicaccuis			UA	POU	
			2021		2020	
	Nombre de contrats clients		843		832	
	BT		842	99,88%	831	99,88%
	MT		1	0,12%	1	0,12%
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	3 971		3 959	
	ВТ		3 931	98,99%	3 919	98,99%
	MT		40	1,01%	40	1,01%
	Puissance maximale appelée (*)	MW	0,42		0,40	
	Nombre de kWh vendus total		2 091 131		2 112 740	
	BT		2 051 921	98,12%	2 074 020	98,17%
	MT		39 210	1,88%	38 720	1,83%
CLIENTS	Chiffre d'affaires énergie	XPF	68 960 742		72 151 972	
Z	BT : Total		67 108 075	97,31%	70 311 250	97,45%
∣≝	BT : par client		79 701		84 610	
こ	BT : par kVA de puissance souscrite		17 071		17 942	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		15 279 062	22,77%	15 516 398	22,07%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		51 829 013	77,23%	54 794 852	77,93%
	MT : Total		1 840 722	2,67%	1 840 722	2,55%
	MT : par client		1 840 722		1 840 722	
	MT : par kVA de puissance souscrite		46 018		46 018	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		802 560			43,60%
	MT : part variable en XPF et % du CA total		1 038 162	56,40%		56,40%
	Prix moyen de vente par kWh vendu		32,98		34,15	
	BT		32,70		33,90	
	MT		46,95		47,54	
	Rendement réseaux (s/production nette)		0,89		0,90	
	Energie achetée	1344	64 505	2 620/	50.004	2 520/
ES	Energie solaire	kWh	61 525	2,63%	58 824	2,52%
		kWh		0%		0%
	Energie hydroélectrique	LAAII	2 275 446		0	07.400/
IQU	Energie thermique	kWh	2 275 146		2 280 035	97,48%
INIQU	Energie thermique Energie totale achetée	kWh	2 275 146 2 336 671		_	97,48%
CHNIQU	Energie thermique Energie totale achetée Temps moyen de coupure	kWh	2 336 671		2 280 035 2 338 859	97,48%
rechniqu	Energie thermique Energie totale achetée Temps moyen de coupure global	kWh	2 336 671 2h35		2 280 035 2 338 859 1h15	97,48%
TECHNIQUES	Energie thermique Energie totale achetée Temps moyen de coupure global origine production	kWh	2 336 671		2 280 035 2 338 859	97,48%
TECHNIQU	Energie thermique Energie totale achetée Temps moyen de coupure global origine production origine transport	kWh	2 336 671 2h35 1h54		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52	97,48%
TECHNIQU	Energie thermique Energie totale achetée  Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution	kWh	2 336 671 2h35		2 280 035 2 338 859 1h15	97,48%
TECHNIQU	Energie thermique Energie totale achetée  Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution  Patrimoine		2 336 671 2h35 1h54 0h40		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52 0h23	97,48%
TECHNIQU	Energie thermique Energie totale achetée Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution Patrimoine Longueur du réseaux hors branchement	kWh  Km k XPF	2 336 671 2h35 1h54 0h40		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52	97,48%
	Energie thermique Energie totale achetée  Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution  Patrimoine Longueur du réseaux hors branchement Valeur d'origine	Km	2 336 671 2h35 1h54 0h40 81 695 612		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52 0h23 78 727 170	97,48%
	Energie thermique Energie totale achetée Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution Patrimoine Longueur du réseaux hors branchement	Km k XPF	2 336 671 2h35 1h54 0h40		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52 0h23	97,48%
	Energie thermique Energie totale achetée  Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution  Patrimoine Longueur du réseaux hors branchement Valeur d'origine Valeur économique des actifs gérés (**)	Km k XPF	2 336 671 2h35 1h54 0h40 81 695 612		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52 0h23 78 727 170	97,48%
	Energie thermique Energie totale achetée  Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution  Patrimoine Longueur du réseaux hors branchement Valeur d'origine Valeur économique des actifs gérés (**) Travaux réalisés	Km k XPF k XPF	2 336 671 2h35 1h54 0h40 81 695 612 345 858		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52 0h23 78 727 170 340 280	97,48%
	Energie thermique Energie totale achetée  Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution  Patrimoine Longueur du réseaux hors branchement Valeur d'origine Valeur économique des actifs gérés (**) Travaux réalisés Dépenses de renouvellement	Km k XPF k XPF	2 336 671 2h35 1h54 0h40 81 695 612 345 858 37 752		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52 0h23 78 727 170 340 280	97,48%
	Energie thermique Energie totale achetée  Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution  Patrimoine Longueur du réseaux hors branchement Valeur d'origine  Valeur économique des actifs gérés (**) Travaux réalisés Dépenses de renouvellement Dépenses d'améliorant	Km k XPF k XPF	2 336 671 2h35 1h54 0h40 81 695 612 345 858 37 752 2 551		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52 0h23 78 727 170 340 280 75 340 1 693	97,48%
FINANCIERS TECHNIQU	Energie thermique Energie totale achetée  Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution  Patrimoine Longueur du réseaux hors branchement Valeur d'origine Valeur économique des actifs gérés (**) Travaux réalisés Dépenses de renouvellement Dépenses d'améliorant Indemnité de fin de concession	Km k XPF k XPF k XPF k XPF	2 336 671  2h35 1h54  0h40  81 695 612 345 858  37 752 2 551 5 416		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52 0h23 78 727 170 340 280 75 340 1 693 8 185	97,48%
	Energie thermique Energie totale achetée  Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution  Patrimoine Longueur du réseaux hors branchement Valeur d'origine Valeur économique des actifs gérés (**) Travaux réalisés Dépenses de renouvellement Dépenses d'améliorant Indemnité de fin de concession Coût du service pour les usagers (RA)	Km k XPF k XPF k XPF k XPF k XPF	2 336 671  2h35 1h54  0h40  81 695 612 345 858  37 752 2 551 5 416 187 922		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52 0h23 78 727 170 340 280 75 340 1 693 8 185 189 004	97,48%
	Energie thermique Energie totale achetée  Temps moyen de coupure global origine production origine transport origine distribution  Patrimoine Longueur du réseaux hors branchement Valeur d'origine Valeur économique des actifs gérés (**) Travaux réalisés Dépenses de renouvellement Dépenses d'améliorant Indemnité de fin de concession Coût du service pour les usagers (RA) Part revenant au concessionnaire	Km k XPF k XPF k XPF k XPF k XPF	2 336 671  2h35 1h54  0h40  81 695 612 345 858  37 752 2 551 5 416 187 922 143 941		2 280 035 2 338 859 1h15 0h52 0h23 78 727 170 340 280 75 340 1 693 8 185 189 004 145 069	97,48%

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

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

#### 1 - PRESENTATION

# 1.1 - Le système électrique polynésien

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

# 1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- > Atouts
- > Organisation locale

# 1.3 - Le cadre juridique et contractuel

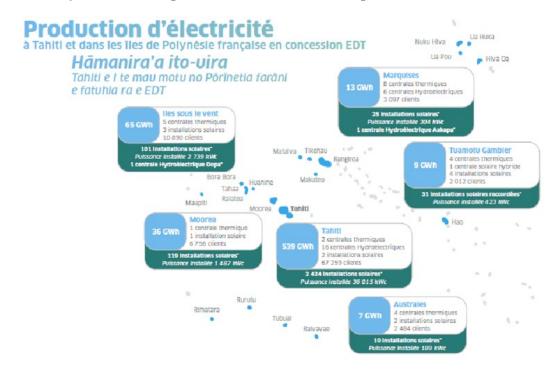
- ➤ La convention de concession
- > Les autres contrats

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



<sup>\*</sup> Production brute d'électricité (en GWh – données 2020)

Ce système, est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 iles (sur un total de 118) pour une superficie proche de celle de l'Europe.

Les systèmes sont donc pour la plupart de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une ile voisine.

Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

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

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions).

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

 Le développement d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux

En matière de transport (Tahiti) :

Le bouclage du réseau de transport par le Nord en 90 kV lancé par la TEP en vue :

- De fiabiliser l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- D'augmenter la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et de permettre le développement de nouveaux projets hydro-électriques

En matière de distribution :

• Dans les îles, le raccordement de familles isolées

En matière d'économie, de solidarité et d'indépendance :

• La mise en place par la Polynésie française d'un système de péréquation au bénéfice de toutes les exploitations indépendamment de leur mode de gestion (régie, délégation de service public).

#### 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

Le groupe ENGIE, leader mondial des énergéticiens privés et de la transition énergétique, construit aujourd'hui le système énergétique bas carbone de demain.

Pour atteindre ses objectifs le groupe ENGIE :

- ⇒ Accélère ses investissements dans les renouvelables et les infrastructures décentralisées bas carbone
- ⇒ Renforce son engagement en faveur de la décarbonation pour atteindre le Net Zéro Carbone en 2045
- ⇒ Simplifie son organisation en se concentrant sur ses 4 métiers cœurs et en se recentrant sur une trentaine de pays

En 2020, le groupe Engie représente :

- ✓ 170 100 salariés
- ✓ 55,8 Mds€ de chiffre d'affaires
- ✓ 190 M€ de dépenses en R&D
- ✓ 3GW de capacités renouvelables installées supplémentaires
- ✓ 4 Mds€ d'investissements de croissance
- √ 101 GW de capacité de production électrique installée

#### Le groupe ENGIE est leader de la transition énergétique :

« 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. »

Le groupe ENGIE s'appuie sur ses 4 métiers cœurs :

#### > Renouvelables

1<sup>er</sup> producteur éolien terrestre en France

1<sup>er</sup> producteur solaire en France

1er producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil

1er parc éolien flottant en Europe continentale (Portugal): 25 MW de capacité installée, 60 000 bénéficiaires

1<sup>re</sup> plateforme de production de gaz vert à partir de biomasse sèche en Europe

#### > Infrastructures

1<sup>er</sup> transporteur en France, 2<sup>e</sup> en Europe

1<sup>er</sup> opérateur en stockage souterrain de gaz en Europe

1<sup>er</sup> opérateur de terminaux en France, 2<sup>e</sup> en Europe

1<sup>er</sup> réseau de distribution de gaz naturel en Europe

1<sup>er</sup> réseau de transport de gaz naturel du Brésil (TAG)

Acteur majeur des infrastructures de transport électriques au Chili

#### **Energy Solutions**

1er réseau mondial de froid

1<sup>er</sup> fournisseur des stations de recharge hydrogène et GNV en France

1<sup>er</sup> fournisseur de services d'efficacité énergétique

#### > Production Thermique & Fourniture d'Energie

1<sup>er</sup> producteur indépendant d'électricité dans le monde

1<sup>er</sup> fournisseur de gaz naturel aux particuliers en France

1er commercialisateur d'électricité et de gaz naturel en Belgique

Plus de 70 projets hydrogène dans le monde

2ème opérateur de dessalement d'eau de mer

L'expertise du groupe ENGIE est irremplaçable pour les équipes d'EDT, alors que nous nous engageons pour une croissance abordable, fiable et durable.

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de l'expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité, qu'il s'agisse de la production, de la distribution, de l'exploitation, du développement des EnR, ou encore de la gestion commerciale.

La dimension internationale du groupe optimise la performance :

- par la mise en place à l'échelle du groupe d'un fonctionnement en réseau par métier, avec la fourniture d'outils et de méthodes chaque réseau étant animé et supervisé par des spécialistes de haut niveau (ex : dans le domaine des achats avec le bénéfice d'un réseau d'acheteurs spécialisés permettant l'accès à des marchés éloignés et à des tarifs négociés sur des volumes mondiaux);
- par la disponibilité des compétences techniques et des savoir-faire existant dans tous les domaines et dans le monde entier ;
- par le partage d'expérience et le benchmark entre sociétés.

Cette appartenance au groupe ENGIE sécurise et renforce le fonctionnement local :

- par la mise à disposition temporaire de moyens lorsque les circonstances l'exigent (ex : en cas de catastrophe naturelle);
- par la fourniture de garanties pour le financement d'opérations trop importantes pour la structure locale.

Cette appartenance au groupe ENGIE impose le respect des standards les plus exigeants en matière de sécurité, de responsabilité sociétale et environnementale, ou encore d'éthique, ou de gestion des risques avec une assistance continue et des contrôles régulièrement effectués par la maison-mère.

Au cours des derniers exercices les concessions ont bénéficié de ce fait :

- de l'expérience de bureaux d'études de renommée mondiale, comme TRACTEBEL ENGINEERING pour l'étude du renouvellement des groupes thermiques de la Punaruu et des solutions gaz;
- de mission de spécialistes en informatique sur les schémas directeurs, la sécurité des systèmes d'information, en contrôle interne, gestion des risques ;
- des partages d'expériences et assistance sur les réseaux smartgrid, les bornes de paiement ;
- des polices d'assurances groupe, bénéficiant de conditions de couverture et de tarifs négociés au niveau mondial ;
- de l'affectation temporaire de personnels hautement qualifiés ;
- de l'expérience d'ENGIE Singapour filiale spécialisée en trading pour faire baisser le coût des approvisionnements en fioul ;
- du réseau d'acheteurs et des volumes internationaux pour faire baisser le coût en approvisionnement notamment du câble et des transformateurs.
- du support fiscal du groupe pour l'établissement d'un rescrit relatif à la TVA à reverser.

## 1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

Le pôle énergie composé des sociétés EDT, MARAMA NUI, ELECTRA et TAHITI SUD ENERGIE est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 18 concessions de Tahiti et des îles :
- MARAMA NUI assure en concession la production hydroélectrique dans 6 vallées de Tahiti ;
- TAHITI SUD ENERGIE assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti :
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques.

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

Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque.

Pour le pôle énergie, il réalise en sous-traitance des opérations de maintenance des moteurs dans les îles et sur Tahiti des travaux sur les réseaux.

# 1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Ua Pou est de 4 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production

Gestion de clientèle

2 agents

1 agent

#### L'équipe des agents techniques assure :

#### **DISTRIBUTION**

- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, ...)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux termités, cellules HTA oxydées, ...)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux
- le repérage des câbles souterrains pour répondre aux Déclarations d'Intention de Commencement des Travaux (DICT) des différentes entreprises travaillant au voisinage des réseaux,
- l'élagage des arbres et végétations à proximité des réseaux
- les mises hors tension des réseaux (consignation) pour travaux
- les visites de réseaux pour veiller à leur bon état de fonctionnement
- les dépannages réseaux (arbre tombé sur le réseau, ...) et clientèle (remplacement de disjoncteurs, ...)
- la relève des index de l'ensemble du parc de compteurs de la concession selon le planning annuel défini par la Direction Commerciale
- la réalisation de l'ensemble des interventions issues des opérations commerciales et contractuelles
- la mise sous tension des nouveaux clients, changements de puissance

#### **PRODUCTION**

- la fourniture d'une énergie (tension, fréquence) de qualité en répondant aux exigences du cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune)
- la maintenance des groupes (révisions, vidange, ...)
- les dépannages (avaries, ...)
- les relevés périodiques de gazole, d'huile, des effluents rejetés, de manière à suivre et vérifier la conformité et l'efficacité des moyens utilisés
- les appoints de réfrigérant et d'huiles
- l'approvisionnement en gazole
- la sécurité des équipements à l'aide d'un Système de Sécurité Incendie (SSI)

Ils assurent de manière générale, l'exploitation des moyens de distribution et production de manière à fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune) dans le respect de l'Arrêté d'exploitation de l'île et des normes diverses, telles que NFC18 510; NF EN 50 160... tout en assurant la sécurité des biens et des personnes.

Ils gèrent leur magasin de pièces de distribution et production, et assurent une astreinte clientèle et technique 24h/24.

L'agent commercial gère l'agence commerciale de Ua Pou dont les principales activités consistent à :

- conseiller le client
- accompagner le client dans son utilisation de l'énergie électrique
- réceptionner et traiter les demandes des clients
- assurer les encaissements des factures
- mettre à jour les comptes clients après règlement
- enregistrer toutes les demandes de travaux simples ou complexes
- suivre les demandes de travaux simples (branchements, travaux forfaitaires)
- mettre à jour les contrats d'abonnement
- traiter les réclamations simples (explication de facture, correction de factures simples).

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

- des bureaux pour les services d'exploitation ;
- une agence commerciale;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 3 véhicules d'intervention 4x4;
- 1 nacelle automotrice;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Ua Pou bénéficie directement :

a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Iles) d'un effectif de 21 salariés.

Il est chargé d'organiser, de suivre et d'assister les exploitations des îles dans les domaines de :

- la conduite et exploitation des ouvrages de production et de distribution,
- le service clientèle dans les petites îles,
- les travaux de branchements,
- les opérations de maintenance distribution et production,
- l'approvisionnement et l'expédition du combustible, huile et matériels nécessaires à l'exploitation,
- l'élaboration des propositions commerciales en éclairage public,
- la bonne application et respect des exigences décrites dans l'Arrêté d'exploitation de l'île, le cahier des charges en relation avec l'autorité concédante et la règlementation en vigueur (Code du Travail, ...)
- b) Des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan des services techniques :

- Travaux réseaux (renouvellement de câbles souterrains, étude de raccordement clientèle grand compte, ...)
- Etudes et Développement des réseaux (cartographie, ...)
- Etudes en matière de production (Etudes diverses, travaux sur centrales, commande groupes, dossiers administratifs)
- De la cellule Télécommunication Contrôle Electrique, TCE, (pour des interventions de dépannage, le contrôle et le réglage des protections BT et HTA)

Au plan de la gestion commerciale :

- Des services ou cellules spécialisées
  - Solutions énergétiques
  - Comptabilité clients et recouvrement
  - Facturation
  - Réclamation
- D'un réseau de près de 25 agences permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.
- D'outils performants
  - O Un centre d'appel téléphonique disponible 24/24h,
  - O Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux,
  - O Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc.

Au plan du management et des autres supports, des services ou cellules spécialisées suivantes :

- o Administration et finance
- o Achats, approvisionnement
- o Communication, markéting
- Digital et Services informatiques
- o Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- o Ressources humaines et formation

#### 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 trois avenantq depuis son origine.

- L'avenant n°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 n°2 du 24 avril 2020 a notamment procédé à la prolongation de la concession pour 1 an
  - L'avenant 3 du 1<sup>er</sup> octobre 2020 a procédé à la prolongation de la concession pour 3 mois
  - L'avenant 4 du 1<sup>er</sup> janvier 2022 a procédé à la prolongation de la concession pour 2 ans

#### 1.3.2 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 2021
- 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 tarifaire a eu lieu au 1<sup>er</sup> aout 2020, applicable sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1107 CM du 23 juillet 2020, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

# 2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 31 Décembre 2021
			Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	17,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	35,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	42,00
BT Eclairage public	P4		35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er janvier au 31 Décembre 2021
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355

Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kWh
TVA - sur Énergie - sur Prime d'Abonnement - sur Avance Sur Consommation	5% 5% 5%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 Décembre 2021
Tarif Petits consommateurs	P=42,0  - ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite  - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

# 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

		Total	Total	Puisssance	Total	Puisssance	Total
Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus	XPF	souscrite cumulée	prime	au 31/12/2021 (kVA)	kWh vendus 2020
BT Usage social 1ère tranche	P0	1 177 878	19 816 103	27 303	6 857 235	2 240	1 110 962
BT Usage social 2ème tranche	P1	90 810	3 053 004		0		90 931
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	128 878	3 274 908	2 782	1 694 843	275	208 768
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	36 821	1 508 136		0		71 851
BT Eclairage public	P4	54 004	1 917 179	1 888	755 040	157	51 386
BT Usage professionnel	P5	563 530	22 259 683	14 930	5 971 944	1 260	540 122
MT Tarif jour	P6	31 161	856 931	480	802 560	40	31 108
MT Tarif nuit	P7	8 049	193 176		0		7 612
Prépaiement		0	0				
Total		2 091 131	52 879 120	47 383	16 081 622	3 971	2 112 740

CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL 68 960 742
Prix moyen 32,98

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

#### 2.4 - Autres produits d'exploitation

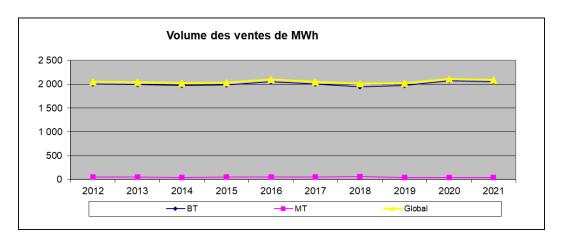
En complément des ventes d'énergie, l'activité en concession enregistre les autres produits d'exploitation suivants :

 - Frais de perception de taxe :
 125 063 XPF

 - Frais de relance :
 666 532 XPF

 - Total
 791 595 XPF

#### 2.5 - Statistiques de ventes



Après une hausse de 4,6% des volumes en 2020, les ventes d'électricité à Ua Pou enregistrent une baisse des volumes de 1,0%, soit -22 MWh, pour s'établir à **2,1 GWh**.

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

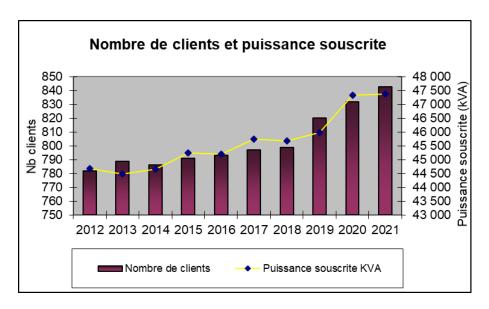
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) diminue de 3,3% (-48,7 MWh). La baisse est marquée par la chute des ventes en tarif « classique » usages domestiques (-41,5%, soit -115,0 MWh) atténuée par l'augmentation des ventes en tarif « petits consommateurs » qui croissent de 5,6% (+66,3 MWh). Expliqué par la diminution du nombre de clients « usages domestiques » au profit du tarif « petits consommateurs ».

Les tarifs domestiques représentent 69,9% des volumes basse tension en 2021, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 60,9% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2,6% des ventes en basse tension avec environ 54,0 MWh vendus sur 2021, enregistrent encore une hausse de 5,1% en 2021, soit +2,6 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 27,5% des ventes basse tension, augmentent de 4,3% (soit +23,4 MWh).

Les ventes en moyenne tension augmentent de 1,27% (soit +0,5 MWh).



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à : Contrats souscrits aux tarifs basse tension Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension

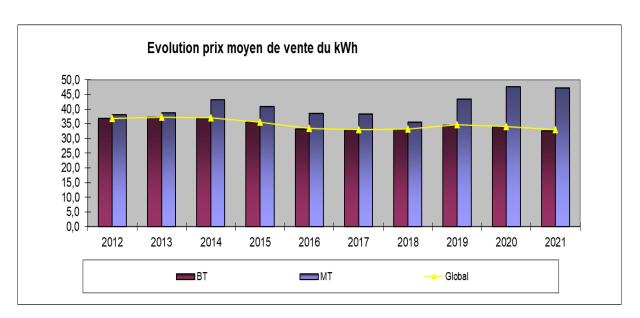
Les principales évolutions concernent :

- La baisse du nombre de clients « usages domestiques » au profit du tarif « petits consommateurs » :
  - o la forte hausse de 6,9% (soit +44 contrats clients) en tarif « petits consommateurs » basse tension usages domestiques par rapport à 2020.
  - o la forte baisse de 44,2% (soit -38 contrats clients) en tarif « usages domestiques » basse tension usages domestiques par rapport à 2020.
- la hausse de 4,5% (soit +4 contrats clients) en tarif professionnel basse tension par rapport à 2020.

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2021 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 80% (contre 76% en 2020)
- Tarif Usages professionnels basse tension 11%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 6%
- Tarif Eclairage Public 3%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 47 383 kVA, soit une hausse de 0,1% par rapport à 2020.



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

Tarifs basse tension

Tarifs moyenne tension

Soit Prix moyen de vente H.T au kWh

32,7 Fcp

-3,5%

47,2 Fcp

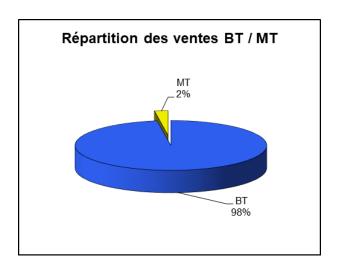
-0,6%

33,0 Fcp

-3,4%

Le prix moyen de vente du kWh évolue globalement à la baisse par rapport à 2020.

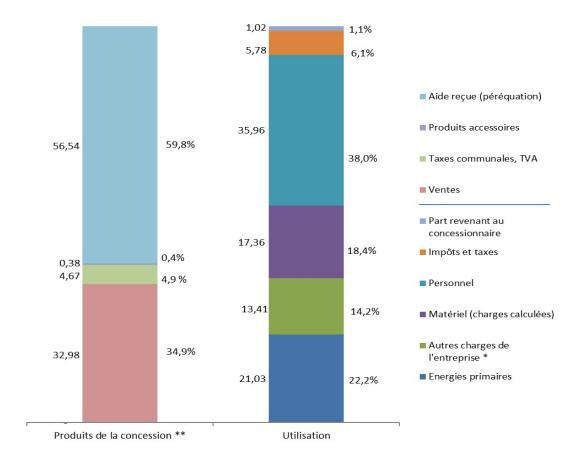
Pas d'évolution des tarifs en 2021.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 98% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 2% en tarif moyenne tension.

# 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou

#### 2021 (en F/kWh et en pourcentage) hors activité annexes



<sup>\*</sup>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.

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- le prix de vente HT de l'électricité,
- les taxes communales,
- la TVA,
- les produits accessoires que sont les relances et perception de taxes.

Les charges sont hors charges non récurrentes.

#### Les impôts comprennent :

- les taxes communales,
- la TVA,
- 1'IS,
- l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes.

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

Les énergies comprennent :

- le coût d'achat des énergies fossiles fioul et gazole,
- le coût d'achat des énergies renouvelables solaire,
- le coût des huiles.

<sup>\*\*</sup>Dont 37,65 F/KWh (40%) de sommes facturées aux clients

#### 2.7 - Gestion des impayés

A fin 2021, 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 31/12/21, était de 12,3 Millions Fcp, ce qui représente 15,9% du chiffre d'affaires 2021, soit un délai de créances clients de 70 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 126 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 15% 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 0,4% 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 2021, 70 800 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Pou, soit 0,1% du chiffre d'affaires réalisées sur 2021.

#### 2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	51 - UA POU			
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2021 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	16	53 211	2 935 910	55,17
07 - USAGE PROFESSIONNEL	45	100 908	7 915 044	78,44
Total général	61	154 119	10 850 954	70,41

<sup>\*</sup> 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 diminue (-4,1%) en 2021 pour s'établir à 10,9 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 61 compteurs. En termes de volumes, ils diminuent également (-5,3%, soit -8,6 MWh).

#### 2.9 - Services offerts à la clientèle

#### **Covid et confinement**

La crise épidémique du COVID qui a frappé la Polynésie en 2020 s'est poursuivie en 2021, avec une nouvelle période de confinement, du 23 août au 9 octobre, due à l'introduction du variant DELTA.

Cette seconde période de confinement a été abordée à l'aune de l'expérience acquise en 2020, avec le maintien de l'ouverture des agences, en veillant à l'application stricte d'un protocole sanitaire pour les agents et les clients.

Les équipes ayant vécu le confinement de 2020 ont pu mettre à profit leur maîtrise des gestes barrières avec discours adapté auprès de la clientèle.

Le télétravail a été l'exception plutôt que la règle lors de ce second confinement, durant lequel les équipes techniques ont également pu poursuivre leurs missions sur le terrain, via l'adoption de rotations évitant la présence simultanée d'agents dans les locaux professionnels.

La gestion des règlements de facture n'a donné lieu à aucune problématique auprès des clients, celle-ci s'effectuant dans des conditions non dégradées.

EDT a renouvelé ses efforts auprès des Grands Comptes, plus affectés par la baisse de clientèle et de recettes, en leur proposant des solutions permettant d'éviter la cessation d'activité.

#### Activité- les faits marquants 2021

La crise sanitaire n'a pas empêché l'avancement des dossiers prioritaires afin d'améliorer le fonctionnement de la direction commerciale et/ou la qualité de service fournie aux clients.

Durant l'année 2021, les agents releveurs de Tahiti Nord et TSE sont passés du scooter à la voiture 4X4, en concordance avec les règles de sécurité du Groupe ENGIE au niveau mondial. Changement historique, cette évolution au nom de la sécurisation renforcée des agents a induit une redécoupe des tournées de relèves, et nécessité le renforcement de l'équipe de releveurs. Tous les agents releveurs ainsi que ceux des îles n'opèrent donc plus en véhicule 2 roues.



Le véhicule retenu, compact et tout-terrain, répond aux contraintes de stationnement et d'accès aux compteurs pour la relève des clients de l'île de Tahiti.

Les agents notent une amélioration de leurs conditions de travail (déplacement à l'abri des intempéries, risque lié aux animaux domestiques réduit, etc.)

La performance de relève a pu être maintenue avec une moyenne de 86% sur l'année 2021 (82,5% en 2019).

En février 2021, les agents commerciaux représentaient l'entreprise dans le cadre du Défi Familles organisé par la mairie de Punaauia, accompagnant 15 familles de la commune sur des objectifs incluant les « Économies d'eau et de la facture d'électricité ». Les agents se sont déplacés au domicile des familles participantes, afin d'expliquer in situ comment réaliser des économies d'énergie, et réduire leur facture. Cette action sociétale s'inscrit en parallèle d'autres actions menées tout au long de l'année par les agents commerciaux d'EDT. Ceux-ci pratiquent la pédagogie lors de réunions auprès de référents communaux, qui relaieront à leur tour les informations auprès de la population sur les économies d'énergie (Faa'a, Taiarapu Ouest).

En parallèle une campagne de communication en français et tahitien pour les gestes à adopter pour faire des économies d'énergie et adopter l'auto-relève, a été lancée dans différents médias afin de toucher tous les Polynésiens (radio, web, réseaux sociaux et TV). Cette pédagogie est essentielle pour que chaque client puisse agir sur sa facture d'électricité et donc son budget.





En juin 2021, le bus Te Hono EDT-CPS a entamé ses rotations dans 9 communes de Tahiti: Punaauia, Paea, Mataiea, Papeari, Vairao, Hitia'a, Tiarei, Mahina, Arue. Fruit du partenariat entre EDT et la Caisse de Prévoyance Sociale de la Polynésie française, cette agence mobile propose les prestations fournies en agence aux clients. Une équipe de deux agents EDT et deux agents CPS anime ce bus, et en assure le déplacement entre chaque site. Le bus Te Hono est 100% électrique, et répond à une demande forte des élus municipaux, relayant les préoccupations de leurs administrés issus des quartiers prioritaires, pour qui un déplacement en agence peut représenter un montant aussi élevé que leur facture à régler.

La fréquentation pour EDT reste timide suite à des soucis techniques mais le bus reste un service de proximité très apprécié des clients EDT résidant dans les communes les plus éloignées.



En août 2021, tous les agents du front-office ont été formés à la gestion des arrondis, du fait de la mise en circulation de nouvelles pièces de monnaie au 1er septembre 2021.

En novembre 2021, la Cour d'appel de Papeete a prononcé la relaxe d'EDT et ses six agents qui étaient poursuivis pour homicide involontaire, à la suite de l'accident dramatique survenu en 2017, à l'issue duquel un jeune était décédé. Une confirmation du jugement de première instance, lequel avait reconnu qu'aucun lien de causalité ne pouvait être établi entre une négligence des agents releveurs de compteurs, et l'électrocution qui était due à la destruction volontaire et récente d'un disjoncteur. L'innocence d'EDT et ses six agents a été reconnue à nouveau.



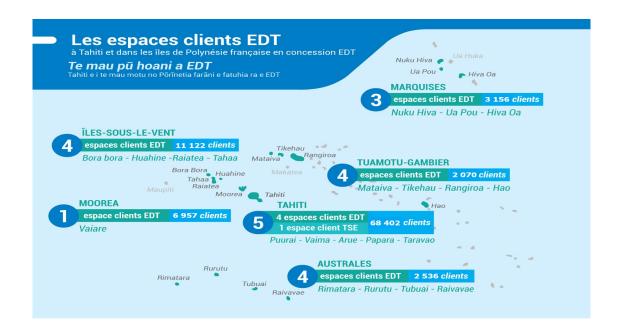
#### Données commerciales en infographies (Chiffres au 31/12/2021):

# Le sens du service client Te tāvinira'a i te hōani



Outils digitaux Rāve'a tārorouira

- 43 549 clients de l'agence en ligne edt.pf / Hōani i fa'a'ohipa i te tahua natirara
- 18 792 abonnés au Chatbot Mareva / Ta'ata tāpa'ohia i te 'apivira 'Āparaura'a natirara
- 21 986 abonnés Facebook / Hōani Facebook
- 426 759 newsletters envoyées / Ratavira i ha'aponohia

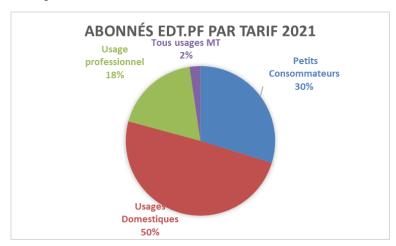


#### Le site client edt.pf

#### Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	espace client edt.pf	%age clients connectés
Ua Pou	70	8%

#### Répartition des abonnés par tarif



La crise sanitaire mondiale, les dispositifs mis en place pour éviter tout rassemblement et contacts physiques ont conforté les utilisateurs dans leur usage des outils digitaux.

Un second confinement au mois d'août qui a duré un mois (23/08 au 20/09) n'a pas provoqué le même engouement pour le site edt.pf qu'en 2020 car les agences étaient toujours ouvertes. L'année 2020 ayant été exceptionnelle, le comparatif avec 2021 affiche une baisse des indicateurs, on note toutefois une progression dans l'année de +15% de création d'espaces clients.

L'intérêt pour les réseaux sociaux d'EDT a continué de progresser durant l'année ponctuée par des jeux qui plaisent beaucoup à la communauté FB.







#### edt.pf\*

- 29% d'utilisateurs\* \*
- 48% création espaces client
- + 26% paiements en ligne

Les campagnes commerciales étaient axées sur les services client suivants : prélèvement automatique, autorelève.

A noter une croissance des deux services majeurs du site que sont le paiement en ligne et l'auto-relève avec des progressions par rapport à 2020 qui était déjà une année exceptionnelle

<sup>\*</sup>comparatif 2020

<sup>\*\*</sup>Utilisateurs ayant initié au moins une session

#### **FAITS MARQUANTS 2021**



Février : Lancement d'une campagne de promotion de l'auto-relève durant toute l'année afin de faire la promotion du service comme un moyen de maîtriser sa consommation et également de récompenser les clients déjà utilisateurs du service.



Juin : Intégration d'une ligne éditoriale axée sur la sécurité et sur les économies d'énergie dans le compte Tik Tok d'EDT.



Septembre : Lancement d'une campagne de promotion du prélèvement automatique sur une durée de 3 mois, assortie d'un challenge commercial au sein des équipes.



Décembre : Jeu du calendrier de l'avent sur tout le mois de décembre avec un double objectif : apprendre aux clients les chiffres clés d'EDT (taux d'EnR, sécurité, services clients) tout en leur faisant gagner des cadeaux.

#### Offre de services multiple EDT



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

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

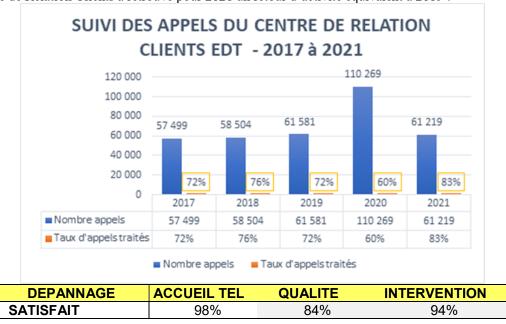
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

#### Mesures de la satisfaction clients

Pour 2021, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux moyen de satisfaction de :

- ✓ 98% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients, pour un taux d'appels traités de 83%
- √ 89% pour les clients ayant fait l'objet d'une intervention de notre service dépannage dont 94% satisfaits de l'intervention

Le Centre de Relation Clients a retrouvé pour 2021 un retour d'activité équivalent à 2019 :



Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients, avec +1.1 millions de SMS aboutis en 2021 (+ 635 000 pour Tahiti - +475000 pour les îles).

Sa gratuité combinée à sa simplicité d'usage ainsi que sa fourniture d'information immédiate font que plus de 61% des clients EDT l'ont déjà plébiscité, un chiffre en croissance chaque année.

Pour 2021, près de 58 000 contrats inscrits aux différents Services SMS pour Tahiti et les îles

LIBELLE SMS	TAHITI	TSE	ILES
Montant Facture mensuelle	5 829	1 113	2 097
Avis passage releveur	3 654	744	2 079
Avis de coupure pour Travaux	5 222	1 109	2 066
Confirmation Coupure			
Travaux	5 214	924	1 722
Annulation Coupure Travaux	5 214	924	1 722
Auto-Relève	5 821	1 143	2 490
Relance	5 689	1 092	2 024
TOTAL GENERAL	36 643	7 049	14 200

#### Le système informatique de gestion de la clientèle

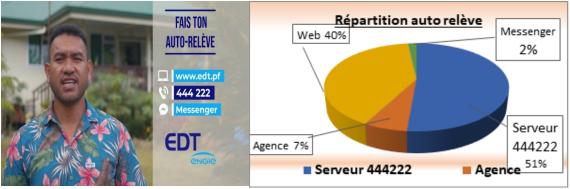
EDT déploie progressivement HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, afin d'améliorer la qualité de service fournie aux abonnés.

Le paramétrage des logiciels pour la gestion de l'arrondi et l'arrivée au 01/09/2021 des nouvelles pièces de monnaie.

#### 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 est proposée via trois canaux pour suivre et payer sa consommation chaque mois : via le serveur vocal, via l'agence en ligne edt.pf, via Messenger EDT avec la chatbot Mareva.



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











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

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

#### Actions à venir

L'ouverture d'une nouvelle agence au centre commercial Pacific Plaza Faa'a est prévue pour septembre 2022.

Elle renforcera la proximité de l'offre de services envers nos clients, et marquera une première implantation d'EDT dans un centre commercial offrant un flux large et constant de clientèle au quotidien.

Une fois ces nouveaux locaux utilisés, EDT libèrera ceux de l'agence commerciale de Puurai au siège d'EDT, où ne demeurera que le guichet drive-in.

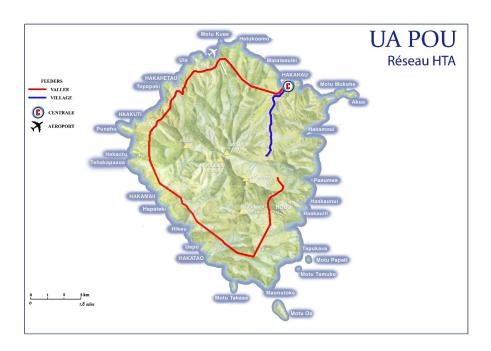
Il sera possible aux clients TSE d'effectuer leurs opérations au sein de cette future agence du Pacific Plaza Faa'a comme dans tout le réseau d'agences d'EDT.

# 3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

# Bilan technique

- 3.1 Effectif de l'exploitation de Ua Pou
- 3.2 Autorisation d'exploitation
- 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 2021 de la concession

# > Bilan technique



# 3.1 - Effectifs de l'exploitation

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA POU a été de 4 agents en 2021 jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2021. A la suite du départ de l'agent Phillipe HUUTI l'équipe se retrouve à 3 agents.

#### 3.2 - Autorisation d'exploitation

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

Type de text	N° 💌	Date	Objet du texte	Libellé 🔼
Arrêté	4438	29/05/2017	UA POU	Abrogé
Arrêté	<u>2815</u>	27/06/1990	UA POU	Initial

# 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 2021	HDM au 1er Janvier 2022	Nbre heure de fonctionnement
G1 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G256	01/08/2013	28736	33 658	4922
G2 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G257	01/08/2013	29197	34 273	5076
G3 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	455	364	291	G329	18/05/2021	0	3 266	3 266
G4 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G227	15/11/2010	41128	43 333	2 205

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, 2 275 MWh ont été produits en 2021 contre 2 280 MWh en 2020.

635 826 litres de gazole ont été consommés en 2021 contre 643 040 litres en 2020 et 2 715 litres d'huile ont été consommés en 2021 contre 3 117 litres en 2020.

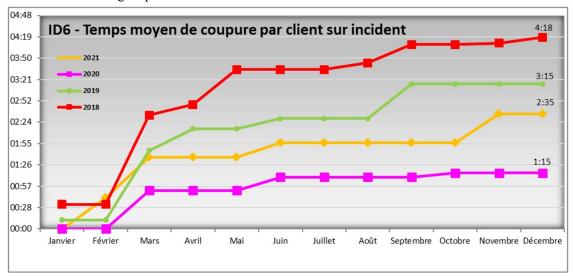
La puissance de pointe appelée est de 418 kW pour 2021, en légère hausse par rapport à celle de 2020 qui était de 401 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 291 kW.

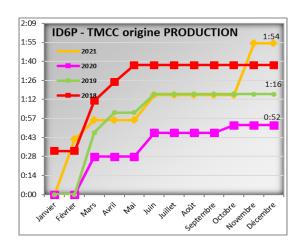
UA POU 2021	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (I)	CARBURANT Consommatio n spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (I)	P. MAX N
Janvier	194 399	190 312	54 034	278	265	385
Février	179 146	175 364	49 529	276	170	377
Mars	206 354	202 139	56 467	274	250	402
Avril	194 562	190 534	54 463	280	265	385
Mai	201 438	197 473	55 283	274	235	393
Juin	195 555	191 226	52 205	267	200	418
Juillet	194 825	190 252	54 082	278	280	358
Août	190 087	185 532	51 674	272	185	358
Septembre	185 247	180 857	49 629	268	225	370
Octobre	192 308	187 809	51 166	266	115	363
Novembre	187 856	183 548	51 835	276	230	375
Décembre	204 583	200 100	55 459	271	295	381
TOTAL	2 326 360	2 275 146	635 826	273	2 715	418

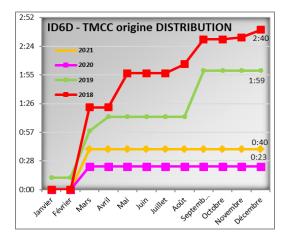
#### 3.5 - Qualité de service

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

Le temps de coupure TMCC en 2021 avec 2h35 min de TMCC contre 1h15 min en 2020 essentiellement du à des incidents d'origine production.







#### 3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

#### POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

En raison des difficultés liés au COVID, l'exercice POI n'a pas pu être réalisé avec l'ensemble des moyens de secours de l'île. Seul des contrôles et exercices internes à l'exploitation ont été réalisés.

#### Traitement des effluents

1872 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2021.

#### 3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Faits marquant dans le domaine de la production thermique

• Renouvellement du G3/G226 par G3/G329 avec les équipes d'exploitation à partir de février 2021.



- Passage en mai 2021 des Groupes électrogènes de la centrale du type coffret automate 6000 en coffret ComAp
- Changement culasse G2 en septembre 2021



Faits marquants dans le domaine de la distribution

- Changement 2 poteaux pourris à HAKATAO le 10/08/2021
- Changement 1 poteau pourri sur crête à Hakahau clos le 14/09/2021



Faits marquants dans le Fonctionnement de l'exploitation

• Départ à la retraite au 1<sup>er</sup> décembre 2021 de Mr Phillipe HUUTI après près de 40 ans de bon et loyaux service dans le service électricité de la commune de UA POU



# 3.8 - Raccordement solaire

	TOTAL au	31/12/2021		Changements 2021							
Concessions	Nombre d'installations	Somme puissance installée (kWc)	Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée (kWc)	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat	Nombre d'installations	Puissance
Ua Pou	9	81,4	1	2,6	1				23,64	-	-

# 3.9 - Unités d'œuvres 2021 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	418
	291
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	2 091 131
Quantité en litre de combustible	635 826
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 275 146
Nb de kWh solaire acheté par tarif	61 525
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	1845
Nombre d'abonnés (BT et HT)	843

#### 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	8 461	-	1	53 064	-

#### Répartition des longueurs Réseau à fin 2021

ĺ			RESE	AU HT		SEAU BT (sans branchemen			RESEAU HT+BT				
	Concession	Aerien	Souterrain	Sous- marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
	Ua Pou	41,09	1,42	-	42,52	35,90	2,62	38,52	76,99	4,04	81,04	95,0%	5,0%

#### 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 appropriée4.2 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 :

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

# 4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

#### 4.1.2) La séparation des services délégués

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

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

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

# 4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

# 4.1.4) 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 2021 :

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

UA POU	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	68%	11%	80%
Frais répartis sur la concession	10%	10%	20%
Total	79%	21%	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
Coût de production - Conduite et	Reprise de provision pour dépréciation de		
Fonctionnement : AUTRES	stock	17 770	-322 747
Production thermique - frais de siège*		677 032	
Production thermique - fonction support*		2 042 340	
Coût de distribution - Conduite et	Reprise de provision pour dépréciation de		
Fonctionnement : AUTRES	stock	43 214	-142 533
Distribution d'électricité - conduite et			
fonctionnement		122	
Distribution d'électricité - frais de siège*		913 619	
Distribution d'électricité - fonction			
support*		943 396	
Gestion administrative achats solaires -	Reprise de provision pour dépréciation des		
Cout de fonctionnement - AUTRES	comptes clients	1 400	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		418	
Fourniture d'électricité - fonction support*		970	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	15 199	
Clientèle - frais de siège*		246 309	
Clientèle - fonction support*		604 040	
Total		5 505 829	-465 280

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

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

# 4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

# Production:

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
  - o le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
  - o la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.

- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation iles / 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 ile en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

# Dispatching et conduite du réseau

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

# Transport:

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

#### Distribution:

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, la frontière avec le transport (Tahiti) ou la production (îles) sont claires telles que définies ci-dessus.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps.
- Un service spécifique (Service Exploitation iles / 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 ile en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

# Gestion de clientèle :

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

# 4.1.7) La permanence des méthodes

La seule modification en 2021 sur les clés de répartition concerne la Direction Commerciale.

En effet, la liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la Direction Commerciale. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées.

# 4.1.8) Le principe de détermination des charges économiques calculées

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

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

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

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

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

# 4.1.9) Les opérations effectuées avec les parties liées

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu'elle est susceptible d'être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable.

# Engie

Libellé	Description	51
	Mise à disposition personnel	291 109
Convention d'assistance	La société ENGIE s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	1 907 364
Assurance	EDT a souscris son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	522 392
Assurance	EDT a souscris son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	348 039

# Autres parties liées

Libellé	Description	51
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	690 157
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	2 613 105

# 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 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

N/A

# 4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

# Bilan:

Les postes de « haut de bilan » représentent 45 % 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 55 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

# Compte de résultat

# • Postes du compte de résultat

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

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

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

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

- Le Revenu Autorisé est constitué :
  - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
  - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
  - du plafonnement N-1 depuis l'avenant 18b du 20 juillet 2020.
- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe, la péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule, depuis l'avenant 18b, pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturé aux clients et le revenu Autorisé de la concession.

- Les frais de siège sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- Le résultat financier est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1;

Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points.

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,543% (-0,457 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,827 % (-0,457 % + 1 % + 1,284 % 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						
Sulvi des reports deficitaires	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Solde à l'ouverture	8 261 268	53 132 277	50 749 523	72 667 035	68 105 122	55 889 748	
IS déficitaire	44 871 009	0	21 917 512	0	0	0	
Consommation IS déficitaire	0	-2 382 754	0	-4 561 914	-12 215 374	-1 634 487	
Solde à la clôture	53 132 277	50 749 523	72 667 035	68 105 122	55 889 748	54 255 260	

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.

# Principes de répartition des coûts indirects

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

# 4.2.1 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 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.

# **4.2.3** Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

# 4.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :

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

#### 4.2.5 Les coûts informatiques :

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

# 4.2.6 Le service de support aux îles situé à Puurai :

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

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

#### 4.2.7 La direction commerciale:

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

- Le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire
- Le service Grand Comptes : au prorata du nombre de clients grands comptes
- Le service relève, intervention et branchement : au prorata du temps passés
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés.
- Le service marketing & E-services : au prorata du nombre d'abonnés
- Le service animation & réseaux proximité : au prorata du nombre d'abonnés (jusqu'à Juin 2021).

# 4.2.8 Allocation CE:

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

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

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

#### Détail des frais répartis 2021 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 siege	1 324,0	1 116,1			13,2	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des iles	390,7	388,8		-		Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 088,8	58,3
Clientèle iles	44,1	44,1	1,4	0,0	1,4	Nombre d'abonnés iles	25 841	843
Suivi et developpement	58,4	56,2	0,6	0,1	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	42,1	0,4
Suivi du patrimoine	64,6	64,1	0,3	0,0	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	41,3	0,2
Travaux réseau	83,4	83,4	0,2	0,1	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	95,5	0,2
Gestion administrative du solaire	22,5	20,9	0,1	0,0	0,06	Contrats solaires	2 892	9
Service Grand compte	41,4	36,9	0,7	0,0	0,7	Contrats grands comptes	5 333	96
Marketing & E-services	70,8	60,8	0,6	0,0	0,6	Nombre d'abonnés	80 935	843
Animation & réseaux proximité	16,5	14,2	0,1	0,0	0,1	Nombre d'abonnés	80 935	843
Comptabilité client et recouvrement	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	80 935	843
Magasins	-11,8	-11,2	0,0	0,0	0,0	Sorties de stock valorisées	1 227 096	4 098
Total support externe					23,2			
Support interne de l'ile					29,0			
Total Support					52,2			

Suite à la réorganisation de la Direction Commerciale en juillet 2021, le service Animation & réseaux proximité a été supprimé. Le coût de support du service Animation & réseaux proximité figurant dans le tableau ci-dessus correspond donc à la période Janvier à Juin 2021.

<sup>(1)</sup> Répartition du total annuel via la clé de répartition

<sup>(2) =</sup> Ecart entre la méthode (1) et la méthode (3)

<sup>(3)</sup> si pointages : pointages\* taux horaire + répartition du reste à imputer via la clé de répartition sinon : méthode (1)

# 4.3 - Comptes de la concession

# 4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Ua I	Pou
	2021	2020
Immobilisations concédées *	695 611 924	727 169 819
- Production	158 794 252	155 688 449
- Distribution	536 817 672	571 481 370
Immobilisations privées	35 793 461	36 075 061
Immobilisations en-cours	674 490	19 813 496
- Production	0	18 140 580
- Distribution	674 490	1 672 916
Total immobilisations brutes	732 079 875	783 058 376
Amortissements et provisions **	-698 610 769	-658 644 102
- Production	-156 886 761	-144 172 791
- Distribution	-506 430 130	-480 072 117
- Privés	-35 293 878	-34 399 194
Immobilisations nettes	33 469 106	124 414 274
Stock	16 867 682	14 257 290
Créances clients	12 254 011	14 841 514
Autres créances	2 040 740	3 856 619
Provisions pour dépréciation	-1 716 687	-1 024 515
Stock et créances nets	29 445 746	31 930 908
Compte courant du concessionnaire	67 507 724	68 051 346
TOTAL ACTIF	130 422 576	224 396 528

* Immobilisations concédées		
	2020	2021
Production		
Concessionnaire	149 548 968	152 654 771
Total concessionnaire	149 548 968	152 654 771
Total Tiers et concédant	6 139 481	6 139 481
Total au bilan	155 688 449	158 794 252
Distribution		
Concessionnaire	513 831 054	477 704 169
Total concessionnaire	513 831 054	477 704 169
Tiers et concédant	57 650 316	59 113 503
Total au bilan	571 481 370	536 817 672

** Amortissements et provisions		
	2020	2021
Production		
Concessionnaire	-138 986 599	-151 541 687
Total concessionnaire	-138 986 599	-151 541 687
Tiers et concédant	-5 186 192	-5 345 074
Total au bilan	-144 172 791	-156 886 761
Distribution		
Concessionnaire	-449 827 078	-473 814 439
Total concessionnaire	-449 827 078	-473 814 439
Tiers et concédant	-30 245 039	-32 615 691
Total au bilan	-480 072 117	-506 430 130

# 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 P	ou
	2021	2020
Résultat	3 748 885	26 110 744
Capitaux propres	3 748 885	26 110 744
Droits des tiers et concédant apports gratuit	27 292 219	28 358 566
- Production	794 407	953 289
- Distribution	26 497 812	27 405 277
Droits du concédant exigible en nature	27 292 219	28 358 566
Autres provisions	13 209 544	13 161 925
- PIDR	13 209 544	12 535 692
- Autres provisions	0	626 232
Provision pour risques et charges	13 209 544	13 161 925
Clients - avances sur consommation	2 204 798	2 084 149 20 008 800
Dettes fiscales et sociales	21 843 133 33 793 125	20 008 800 46 174 761
Passif de renouvellement	27 329 503	88 227 876
- Production	27 329 503	52 636 667
- Distribution	0	35 591 209
Autres dettes	158 600	158 600
Produits constatés d'avance	842 769	111 107
Emprunts et dettes	86 171 928	156 765 293
TOTAL PASSIF	130 422 576	224 396 528

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

Pour 2021, le passif de renouvellement correspond à la part du plan non réalisé.

		Récurrent	Ua Pou 2020 Non récurrent	Total	Récurrent	Ua Pou 2021 Non récurrent	Total
ODLIC	TION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE						
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	87 446 695		87 446 695	87 680 177		87 680 1
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	657,00		657	657,00		657
	- Forfait FP1	133 100		133 100	133 977		133 97
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-38 491 725	-63 832	-38 555 557	-51 500 757	74 447	-51 426
	par UO : Puissance maximale majorée	-58 587		-58 684	-78 388		-78 27
a)	- Maintenance	-15 501 555		-15 501 555	-20 492 895		-20 492
P	- AC	-475 420		-475 420	-1 758 407		-1 758 4
je je	- ACE - MO	-3 677 945 -11 348 190		-3 677 945 -11 348 190	-3 575 094 -15 159 394		-3 575 ( -15 159
Ĕ	- AUTRES	-11 346 190		-11 346 190	-13 139 394		-13 139
<u>e</u>	- Conduite et Fonctionnement	-1 146 556		-1 146 556	-820 681		-820 6
ma	- AC	-1 140 550		-1 140 330	-020 001		-020 0
Σ	- ACE	-191 187		-191 187	-289 311		-289 3
m	- MO	-28 876		-28 876			
Ф	- AUTRES	-926 493		-926 493	-531 370		-531 3
Ĭ							
Puissance maximale majorée	- Amortissement des actifs de concession	-4 040 848		-4 040 848	-6 064 640		-6 064 6
Ë	Dot. Provision pour Renouvellement     Dotation amortissement biens au bilan	-5 689 808		-5 689 808	-27 329 503 -31 371 804		-27 329 -31 371
ъ	Dotation amortissement biens au bilan     Dotation / reprise de lissage	-5 689 808 1 648 960		-5 689 808 1 648 960	-31 371 804 52 636 667		-31 3/1 5 52 636 6
	- Dotation / Topilise de lissage	1 040 300		1 040 300	32 000 007		32 000 t
	- Quote part des activités support affectées	-17 802 766	-63 832	-17 866 598	-24 122 541	74 447	-24 048
	- Fonctions supports	-13 837 594		-13 837 594	-19 604 125		-19 604
	- Frais de siège	-3 965 172	-63 832	-4 029 004	-4 518 416	74 447	-4 443 9
	MARGE AVANT IS	48 954 970	-63 832	48 891 138	36 179 420	74 447	36 253 8
	par UO : Puissance maximale majorée	74 513		74 416	55 068		55 18
	En % du revenu autorisé	-56%		-56%	-41%		-41%
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	6 164 655		6 164 655	6 393 310		6 393 3
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 204 145		2 204 145	2 280 035		2 280 0
5	- Forfait FP2	2,797		2,797	2,815		2,815
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-6 249 501	-7 969	-6 257 470	-6 110 101	7 170	-6 102 9
턍	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 2,835		- 2,839	- 2,680		- 2,67
큠	- Maintenance - AC	-3 352 538 -786 136		<b>-3 352 538</b> -786 136	-3 286 038 -904 763		<b>-3 286 (</b> -904 7
production	- Traitement des effluents	-700 130		-760 130	-904 763		-904 //
	- Quote part des activités support affectées	-2 896 963	-7 969	-2 904 932	-2 824 063	7 170	-2 816 8
production	- Fonctions supports	-2 401 920		-2 401 920	-2 388 900		-2 388 9
•	- Frais de siège	-495 043	-7 969	-503 012	-435 163	7 170	-427 9
	MARGE AVANT IS	-84 846	-7 969	-92 815	283 209	7 170	290 37
	Par UO	-0,04		-0,04	0,12		0,13
	En % du revenu autorisé	1%		2%	-4%		-5%
	REVENU AUTORISE : Matières consommées	42 370 582		42 370 582	42 181 002		42 181 (
consommées	Facturation autres distributeurs						
a e	Par kWh produits sortie de centrale	19,22		19,22	18,50		18,50
E	- Consommations	-42 370 582		-42 370 582	-42 345 873		-42 345
nsommé	- Fioul - Gasoil	-41 543 762		-41 543 762	-41 447 158		-41 447
O	- Gasoli - Huile	-826 820		-826 820	-898 715		-898 7
8	- Urée						
S	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
×	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
ᇰᄥ	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	18 140 580		18 140 580	4 040 980		4 040 9
S ANNEXES	- Couts directs - Quote part des activités support affectées	-18 036 944 -149 393		-18 036 944 -149 393	-2 593 392 -2 249 742		-2 593 3 -2 249 7
YNTHE		1					
	ESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE TOTAL DES PRODUITS	154 122 512		154 122 512	140 295 469		140 295
	MARGE AVANT IS - I.S.	48 824 367	-71 801	48 752 566	35 495 604	81 617	35 577 2
	- I.S. - IS report déficitaire 2020 / 2021						
	MARGE NETTE CONCESSION	48 824 367	-71 801	48 752 566	35 495 604	81 617	35 577 2
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	41 500 712	-61 031	41 439 681	30 171 263	69 375	30 240 6

			Ua Pou 2020			Ua Pou 2021	
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIE	BUTION D'ELECTRICITE						
	PRODUIT AUTORISE	46 252 182		46 252 182	44 333 266		44 333 266
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	74		74	75		75
	- Forfait FD2	-621 060		-621 060	-597 227		-597 227
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-50 487 460	-108 179	-50 595 639	-54 354 518	108 172	-54 246 346
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-677 930		-679 382	-729 375		-727 924
RESEAUX	- Maintenance	-8 354 874		-8 354 874	-7 353 558		-7 353 558
M M	- AC	-684 271		-684 271	-257 722		-257 722
တ္တ	- ACE	-881 144		-881 144	-528 079		-528 079
	- MO	-6 789 459		-6 789 459	-6 567 757		-6 567 757
ဟ	- AUTRES						
DES	- Conduite et Fonctionnement	-442 652		-442 652	-478 464		-478 464
z	- AC						
<u> </u>	- ACE	-404 467		-404 467	-379 267		-379 267
S	- MO						
GESTION	- AUTRES	-38 185		-38 185	-99 197		-99 197
O	- Amortissement des actifs de concession	-26 217 374		-26 217 374	-30 245 835		-30 245 835
	- Dotation amortissement biens au bilan	-60 691 583		-60 691 583	-65 837 044		-65 837 044
	- Dotation / reprise de lissage	34 474 209		34 474 209	35 591 209		35 591 209
	- Quote part des activités support affectées	-15 472 560	-108 179	-15 580 739	-16 276 661	108 172	-16 168 489
	- Fonctions supports	-8 752 588		-8 752 588	-9 711 415		-9 711 415
	- Frais de siège	-6 719 972	-108 179	-6 828 151	-6 565 246	108 172	-6 457 074
	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG	1 013 565		1 013 565	1 124 723		1 124 723
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	3 068 739		3 068 739	1 991 514		1 991 514
	- Couts directs	-2 044 681		-2 044 681	-1 417 024		-1 417 024
40	- AC	-362 369		-362 369	-664 004		-664 004
Si Si	- ACE						
X	- MO	-556 393		-556 393	-543 861		-543 861
<u>Z</u>	- AUTRES	-1 125 919		-1 125 919	-209 159		-209 159
Z	- Quote part des activités support affectées	-915 870	-2 329	-918 199	-1 142 107	1 984	-1 140 123
S	- Fonctions supports	-771 166		-771 166	-1 021 696		-1 021 696
쁜	- Frais de siège	-144 704	-2 329	-147 033	-120 411	1 984	-118 427
<u> </u>	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	35 620 775		35 620 775	15 496 322		15 496 322
ACTIVITES ANNEXES	- Couts directs	-32 102 273		-32 102 273	-14 176 299		-14 176 299
_ A	- AC	-3 889 639		-3 889 639	-1 252 530		-1 252 530
	- ACE	-24 267 071		-24 267 071	-11 753 742		-11 753 742
	- MO	-3 945 563		-3 945 563	-1 170 027		-1 170 027
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-4 777 135		-4 777 135	-2 012 888		-2 012 888
SYNTH	ESE ACTIVITE DISTRIBUTION						
	TOTAL DES PRODUITS	85 955 261		85 955 261	62 945 825		62 945 825
	MARGE AVANT IS	-4 372 157	-110 509	-4 482 666	-10 157 010	110 156	-10 046 855
	- I.S.	-4 3/2 15/	-110 509	-4 482 666	-10 15/ 010	110 156	-10 046 855
	- IS IS report déficitaire 2020 / 2021	1					
	MARGE NETTE CONCESSION	-4 372 157	-110 509	-4 482 666	-10 157 010	110 156	-10 046 855
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-3 716 334	-93 932	-3 810 266	-8 633 459	93 632	-8 539 826
	En % des produits	4%	33.33	4%	14%		14%

PRODUT AUTORISE   1.00 to 1.				Ua Pou 2020			Ua Pou 2021	
PROCUIT AUTORISE at rade-wince solarie   137 546 856   137 546 856   137 648 856   138 822   155 89 1922   155 89 1922   155 80 1922   155 8			Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUIT ALTONISE at reds vance a cleare	OURNITI	URE D'ELECTRICITE						
### PRODUTS SUR TRAVAIX VEX.US    135 691 932   135 691 93		-	407.540.050		407.540.050	427.002.000		137 883 290
- Activit challestrated drops by hydrating as (TA) - Activities as (TA) - Acti								136 254 489
### PRODUCTS OF TRANSPORT OF TR			133 901 932		100 901 902	130 234 409		130 234 409
STION ADMINISTRATIVE   -Produits de la Redevance solaire   -Produits de la Redevance solaire   -Produits de la Redevance solaire   -ACE   -A	w		1 564 924		1 564 924	1 628 801		1 628 801
CESTION ADMINISTRATIVE   .48 876   .79   .49 854   .46 856   .40   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .400   .4	産		1 331 321		1 001021	1 020 001		1 020 001
CESTION ADMINISTRATIVE   .48 876   .79   .49 854   .46 856   .40   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .400   .4		, , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,						
CESTION ADMINISTRATIVE   .48 876   .79   .49 854   .46 856   .40   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .4271   .400   .4	- 兵	**	-137 546 856		-137 546 856	-137 889 656		-137 889 656
SETION ADMINISTRATIVE   .98 876	3	- Achat d'electricité d'origine thermique (*)	-135 981 932		-135 981 932	-136 254 489		-136 254 489
SETION ADMINSTRATIVE   -96 876   -75   -59 954   -46 556	Ō	- Achat d'electricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
SETION ADMINSTRATIVE   -96 876   -75   -59 954   -46 556	2	- Achat d'electricité d'origine hydraulique CHPP						
- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Frais de siège  - Couts girra des activités support affectées - Frais de siège  - Frais de siège  - Frais de siège  - PRODUTS SURTRAVAIX VENDUS - Couts directs - ACE - ACE - Frais de siège  - PRODUTS SURTRAVAIX VENDUS - Couts directs - Frais de siège  - AUTRES - Frais de siège  - PRODUTS ACCESSORES AL PERGIE - Frais de relance - Frais de perception de taxe - Frais de perception de taxe - Frais de relance - Frais de perception de taxe - Frais de perception de taxe - Frais de relance - Frais de perception de taxe - Frais de perception de taxe - Frais de siège - Affranchis sements - ACE -		- Achat d'electricité d'origine solaire (**)	-1 564 924		-1 564 924	-1 635 167		-1 635 167
- AUTRES - Quote part des activités support affectées - Frais de siège  - Couts girra des activités support affectées - Frais de siège  - Frais de siège  - Frais de siège  - PRODUTS SURTRAVAIX VENDUS - Couts directs - ACE - ACE - Frais de siège  - PRODUTS SURTRAVAIX VENDUS - Couts directs - Frais de siège  - AUTRES - Frais de siège  - PRODUTS ACCESSORES AL PERGIE - Frais de relance - Frais de perception de taxe - Frais de perception de taxe - Frais de relance - Frais de perception de taxe - Frais de perception de taxe - Frais de relance - Frais de perception de taxe - Frais de perception de taxe - Frais de siège - Affranchis sements - ACE -	×	GESTION ADMINISTRATIVE	-59 875	-79	-59 954	-66 556	50	-66 506
### AUTRES	¥	- Produits de la Redevance solaire						
### AUTRES	H	- Couts de Fonctionnement	-4 271		-4 271	1 400		1 400
AUTRES   -4.271   -4.279   -	₹	- AC						
### AUTRES	$\ddot{\mathbf{c}}$	- ACE						
- Quote part des activités support affectées - Foncions supports - Couts directs - AC - MO - AUTRES - Frais de siège - Frais de siège - Couts part des activités support affectées - Frais de siège - Couts part des activités support affectées - ACE - MO - AUTRES - Couts part des activités support affectées - Frais de siège - COUT DEL'INTERFACE CLIENTELE par UC : Nombre d'abonnés - ACE - ACE - ACE - ACE - Frais de relance - Frais de relance - Frais de relance - Frais de relance - ACE	⋖	- MO						
Fonctions supports		- AUTRES	-4 271		-4 271	1 400		1 400
PRODUTS SUR TRAVAUX VENDUS   -3 037   5   5   5   5   5   5   5   5   5		- Quote part des activités support affectées	-55 604	-79	-55 683	-67 956	50	-67 906
PRODUTS SUR TRAVAUX VENDUS   -Couts directs   -AC		- Fonctions supports	-50 691		-50 691	-64 919		-64 919
Couts directs		- Frais de siège	-4 913	-79	-4 992	-3 037	50	-2 987
Couts directs		DDODUITO CUD TDAVALIX VIDIDUO				F0.010		F0 040
Frais de siège   Frai	တ							53 910
Frais de siège   Frai	Ξ							-11 666
Frais de siège   Frai	w 띹 Si					-4 166		-4 166
Frais de siège   Frai	Si 🖺 🖫					7.500		-7 500
Frais de siège   Frai						-7 500		-7 500
Frais de siège   Frai	들 뜻 거	- AURES						
Frais de siège   Frai	E C C	Out to most does not like to a comment offer the co				40.070		40.070
PRODUIT AUTORISE   6 090 626   6 290 626   820   820   820   7.428   7.4985,00   7.427,59   7.7428	် န							<b>-13 672</b> -13 672
PRODUIT AUTORISE   6 090 626   820   820   832   7 427,59   7 428   7 428,00   832   7 427,59   7 428   7 428,00   820   7 427,59   7 428   7 428,00   7	₩ .					-13 072		-13 072
10 UC: Nombre d'abonnés -1   820   820   7.427,59   -7.428   -7.428   -7.428   -7.427,59   -7.428   -7.428   -7.428   -7.427,59   -7.428		- Frais de siege						
- Forfait FC -7 427,59 -7 428 -7 495,00 -7 427,59 -7 428 -7 495,00 -7 427,59 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 428 -7 495,00 -7 195 -7 428 -7 495,00 -7 195		PRODUIT AUTORISE	6 090 626		6 090 626	6 211 561		6 211 561
PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE   643 741		- UO UC : Nombre d'abonnés -1	820		820	832		832
- Frais de relance - Frais de perception de taxe  - Frais de p		- Forfait FC	-7 427,59		-7 428	-7 495,00		-7 495
- Affranchissements -793 123 -793 123 -995 653 -996 653 -996 653 -996 653 -105 765 -		PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	643 741		643 741	791 595		791 595
- Affranchissements -793 123 -793 123 -995 653 -996 653 -996 653 -996 653 -105 765 -	面	- Frais de relance	517 056		517 056	666 532		666 532
- Affranchissements -793 123 -793 123 -995 653 -996 653 -996 653 -996 653 -105 765 -	Ļ I	- Frais de perception de taxe	126 685		126 685	125 063		125 063
- Affranchissements -793 123 -793 123 -995 653 -996 653 -996 653 -996 653 -105 765 -	Ü	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-25 017 841	-33 286	-25 051 127	-28 779 539	29 283	-28 750 256
- Affranchissements -793 123 -793 123 -995 653 -996 653 -996 653 -996 653 -105 765 -	긎			00 200			20 200	-34 556
- Arranchissements - 73 123 - 73 123 - 399 633 - 793 123 - 399 633 - 793 123 - 399 633 - 793 123 - 399 633 - 793 123 - 399 633 - 793 123 - 399 633 - 793 123 - 399 633 - 793 123 - 399 633 - 793 123								
- AUTRES 73 582 73 582 -221 290  - Quote part des activités support affectées -15 182 089 -33 286 -15 215 375 -16 739 439 29 - Fonctions supports -13 114 376 -13 114 376 -14 962 177 -17 72 62 29		- Affranchissements	-793 123		-793 123	-995 653		-995 653
- AUTRES 73 582 73 582 -221 290  - Quote part des activités support affectées -15 182 089 -33 286 -15 215 375 -16 739 439 29  - Fonctions supports -13 114 376 -13 114 376 -14 962 177 -17 262 29  - Frais de siège -2 067 713 -33 286 -2 100 999 -1 777 262 29	Z	- Fonctionnement	-9 042 629		-9 042 629	-11 044 447		-11 044 447
- AUTRES 73 582 73 582 -221 290  - Quote part des activités support affectées -15 182 089 -33 286 -15 215 375 -16 739 439 29  - Fonctions supports -13 114 376 -13 114 376 -14 962 177 -17 262 29  - Frais de siège -2 067 713 -33 286 -2 100 999 -1 777 262 29	₽	- AC	-105 765		-105 765	-82 304		-82 304
- AUTRES 73 582 73 582 -221 290  - Quote part des activités support affectées -15 182 089 -33 286 -15 215 375 -16 739 439 29  - Fonctions supports -13 114 376 -13 114 376 -14 962 177 -17 262 29  - Frais de siège -2 067 713 -33 286 -2 100 999 -1 777 262 29	S	- ACE	-1 403 322		-1 403 322	-2 081 196		-2 081 196
- AUTRES 73 582 73 582 -221 290  - Quote part des activités support affectées -15 182 089 -33 286 -15 215 375 -16 739 439 29  - Fonctions supports -13 114 376 -13 114 376 -14 962 177 -17 262 29  - Frais de siège -2 067 713 -33 286 -2 100 999 -1 777 262 29	Ж	- MO	-7 607 124		-7 607 124	-8 659 657		-8 659 657
- Fonctions supports -13 114 376 -13 114 376 -14 962 177 -177 262 29 -1777 262 29	9	- AUTRES	73 582		73 582	-221 290		-221 290
- Fonctions supports -13 114 376 -13 114 376 -14 962 177 -177 262 29 -1777 262 29		Queto part des activités support affectés s	15 402 000	22 200	15 245 275	16 720 420	29 283	-16 710 156
- Frais de siège -2 067713 -33 286 -2 100 999 -1 777 262 29			1	-33 286			29 283	-16 /10 156 -14 962 177
DECEMBER CHIPTERVALIN VIDINIC			1	20.000			20.000	
PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS  - Frais de coupure  - Couts directs  - ACE  - MO  - MO  - MO  - MO  - 55 412  - 55 412  - 55 412  - 55 412  - 104 803		- rrais de siege	-2 067 713	-33 286	-∠ 100 999	-1 /// 262	29 283	-1 747 979
- Frais de coupure 264 000 264 000 258		PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	264 000		264 000	258 000		258 000
- Couts directs - 55 412 - 55 412 - 55 412 - 104 803	S							258 000
- AC - ACE - MO - 55 412 - 104 803	X		1					-104 803
- ACE - MO - 55 412 - 55 412 - 104 803	뿔							
- MO -55 412 -55 412 -104 803	Z					1		
	₹ (0	- MO	-55 412		-55 412	-104 803		-104 803
-AUTRES	ш							
	Ę							
- Quote part des activités support affectées -69 184 -218 -69 402 -148 528 4	€	- Quote part des activités support affectées	-69 184	-218	-69 402	-148 528	410	-148 118
5 - Fonctions supports -55 653 -55 653 -123 645	ပ်		1		-55 653			-123 645
- Frais de siège -13 531 -218 -13 749 -24 883 4	∢	- Frais de siège	-13 531	-218	-13 749	-24 883	410	-24 473
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE								
TOTAL DES PRODUITS 144 545 223 144 545 223 145 198 356		TOTAL DES PRODUITS	144 545 223		144 545 223	145 198 356		145 198 356
			,		40.00			
188 A DOCK AVANT IS 140 202 1 40 227 E20 24 246 C64 20		MARGE AVANT IS	-18 203 945	-33 583	-18 237 528	-21 816 064	29 743	-21 786 321
-1S.			40.000	00 50	40.000.5	01015	60 = 4=	04 =00
- LS. - IS report déficitaire 2020 / 2021			-18 203 945	-33 583	-18 237 528	-21 816 064	29 743	-21 786 321
- LS IS report déficitaire 2020 / 2021  MARGE NETTE CONCESSION -18 203 945 -33 583 -18 237 528 -21 816 064 29								
- LS IS report déficitaire 2020 / 2021  MARGE NETTE CONCESSION -18 203 945 -33 583 -18 237 528 -21 816 064 29		MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-15 473 353		-15 501 899	-18 543 655	25 282	-18 518 373 13%

			Ua Pou 2020			Ua Pou 2021	
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTA	GE DES GAINS DE RENDEMENTS						
PGR	Tarif public combustible 2019						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution	78 372		78 372			
	- Rendement de référence	16 3/2		10312			
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
<b>RESUL</b>	TAT FINANCIER						
	PRODUIT AUTORISE	-963 993		-963 993	-1 238 119		-1 238 119
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	305 785		305 785	369 519		369 519
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	658 208		658 208	873 439		873 439
	MARGE AVANT IS				4 839		4 839
TOTAL	CONCESSION						
	TOTAL DES PRODUITS (*)	247 755 443		247 755 443	210 947 043		210 947 043
	TOTAL DES CHARGES (*)	-221 428 806	-215 893	-221 644 699	-207 419 674	221 516	-207 198 158
	MARGE AVANT IS	26 326 637	-215 893	26 110 744	3 527 369	221 516	3 748 885
	- LS.						
	- IS report déficitaire 2020 / 2021						
	MARGE NETTE CONCESSION	26 326 637	-215 893	26 110 744	3 527 369	221 516	3 748 885
	M ARGE NETTE ACTIONNAIRE	22 377 642	-183 509	22 194 132	2 998 263	188 289	3 186 552
	En % des produits	-9,0%		-9,0%	-1,4%		-1,5%

<sup>(\*) :</sup> voir les postes de "Fourniture" à ne pas prendre en compte

# 4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+ 0.2 MF lié à une provision pour risque (en frais de siège)

# 4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2020 et 2021 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 37 MF

Les explications relatives aux produits comptabilisés sous le vocable « **Revenu Autorisé** » sont données au paragraphe 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés. Ce poste diminue de - 2 MF.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - 35 MF sont :

# • Production: - 14 MF

- -14 MF sur les travaux immobilisés dont :
  - - 14 MF au titre du renouvellement du groupe 3

# • Distribution: - 21 MF

- -20 MF sur les travaux immobilisés dont :
  - - 20 MF au titre du renouvellement du réseau HTA/BT
  - -1 MF au titre des travaux liés à l'article 14A et 16A
  - + 1 MF au titre d'autres investissements de renouvellement
- $\circ$  -1 MF sur les travaux vendus

<sup>(\*\*)</sup> 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)

# Commentaires sur la variation des charges : - 14 MF

- Production: 1 MF
  - -14 MF sur les travaux immobilisés dont :
    - 14 MF au titre du renouvellement du groupe 3
  - o + 13 MF au titre de la conduite et la maintenance de la centrale dont :
    - + 6 MF sur les fonctions support et frais de siège (hausse des frais de support interne de l'île liée à une augmentation des frais de missions et de l'entretien véhicule en 2021)
    - + 5 MF au titre de la maintenance de la centrale
    - +2 MF au titre des charges calculées
- Distribution: 17 MF
  - o 21 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
    - - 20 MF au titre du renouvellement du réseau HTA/BT
    - -1 MF au titre des travaux liés à l'article 14A et 16A
  - o + 4 MF au titre de la gestion des réseaux dont
    - +4 MF au titre des charges calculées
    - +1 MF sur les fonctions support et siège
    - - 1 MF au titre de la maintenance et l'entretien des réseaux
- Fourniture: + 4 MF (hors achat énergie thermique à la production EDT)
  - o + 2 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
  - o + 2 MF sur les fonctions support

# Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 23 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une baisse de 2 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 11 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une hausse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement du service Clientèle
- Une hausse de 6 MF sur les charges calculées
- Une baisse 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 Autorise prévisionnel du Concessionnaire est calculé en prenant comme hypothèse de calcul un résultat net après impôt du Périmètre du Concessionnaire. Ce « Résultat de Référence » est établi à hauteur de 720 000 000 FCFP (sept cent vingt millions de francs CFP), dans les conditions définies à l'annexe 2.

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  $\ll$  RA  $\gg$  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  $\ll$  RA  $\gg$  de l'année suivante ; Toute somme excédentaire (retraitée avant impôt) est déduite du  $\ll$  RA  $\gg$  de l'année suivante au prorata des  $\ll$  RA  $\gg$  de chaque concession.  $\gg$

# 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 2021

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 1.422.352.260 F CFP avant IS dont 73.685.815 F CFP conservés par l'entreprise et 73.685.815 F CFP à restituer aux clients.

En raison d'un RA de la concession représentant 0,99 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élève à 731.662 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élève à 731.662 F CFP

# 4.4.1) Revenu autorisé

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

Revenu Autorisé = 
$$RE$$
 +  $CE$  - Plafonnement N-1   
187.921.660 = 143.940.620 + 43.981.040 - 0

# 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		133 100	133 977	0,7%	87 446 689	88 022 889	0,7%
Nb de kWh produits	2 204 145	2 280 035	3,4%	2,797	2,815	0,6%	6 164 663	6 418 299	4,1%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements	74,473	74,522	0,1%	621 060	597 227	-3,8%	46 252 183	44 506 550	-3,8%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	820	832	1,5%	7 428	7 495	0,9%	6 090 625	6 235 840	2,4%
RE - "Forfaits"							145 954 160	145 183 578	-0,5%
Résultat financier	•		·	·			-963 993	-1 242 958	28,9%
Partage des gains de rendement							78 372		
RE (Revenu de l'exploitation)	•						145 068 539	143 940 620	-0,8%

# 4.4.1.2) Coûts d'Energie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

			2020			2021	
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	С	643 040	64,61	41 543 762	635 826	65,19	41 447 158
Carburant : Fuel	С						
Urée	U						
Huiles	Н	3 117	265,26	826 820	2 715	331,02	898 715
Energie achetée Hydro	Е						
Energie achetée Solaire	E	58 824	26,60	1 564 924	61 525	26,58	1 635 167
Prod ENR EDT							
Transport	Т						
CE Total				43 935 505			43 981 040

# Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt 01/2021	52,818	Arrêté 2465 CM 17 décembre 2020
Acpt 02/2021	56,403	Arrêté 73 CM 28 janvier 2021 modifié par arrêté 97 du 1er février 2021
Acpt 03/2021	59,579	Arrêté 199 CM 24 février 2021
Acpt 04/2021	64,392	Arrêté 452 CM 26 mars 2021
Acpt 05/2021	66,808	Arrêté 618 CM 20 avril 2021
Acpt 06/2021	66,222	Arrêté 900 CM 20 mai 2021
Acpt 07/2021	68,328	Arrêté 1154 CM 24 juin 2021
Acpt 08/2021	76,377	Arrêté 1868 CM 30 août 2021
Acpt 10/2021	71,63	Arrêté 2137 CM 22 septembre 2021
Acpt 11/2021	71,63	Arrêté 2308 CM 21 octobre 2021
Acpt 12/2021	84,916	Arrêté 2637 CM 1er décembre 2021

# 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.

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

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

L'impact sur les produits comptabilisés de la concession est :

	Revenu autorisé (A)	Plafonnement (B)	Produit autorisé (A)+(B)
Activité de production	94 441 188	-367 701	94 073 487
Activité de dispatching			0
Activité de distribution	44 506 550	-173 284	44 333 266
Activité de fourniture	6 235 840	-24 279	6 211 561
Résultat financier	-1 242 958	4 839	-1 238 119
Partage des gains de rendement	0	0	0
Sous total (1)	143 940 620	-560 425	143 380 195
Carburant : GO	41 447 158	-161 372	41 285 786
Carburant : Fuel			0
Urée			0
Huiles	898 715	-3 499	895 216
Energie achetée Hydro	0		0
Energie achetée Solaire	1 635 167	-6 366	1 628 801
Prod ENR EDT		0	0
Transport			0
Sous total (2)	43 981 040	-171 237	43 809 803
Total (1)+(2)	187 921 660	-731 662	187 189 998

					Ua Pou			
		2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	Α	68 960 742	72 151 972	70 289 033	66 693 165	67 797 221	70 142 269	72 584 321
Péréquation	В	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	160 157 701	146 275 107	149 404 054	n/a	157 774 081
Ecart RA/CA		118 960 918	116 852 072	n/a	n/a	6 826 597	81 501 457	n/a
Revenu autorisé		187 921 660	189 004 044	163 373 097	160 057 825	156 230 651	151 643 726	157 774 081
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	-6 826 597	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA ant	érieur	n/a	n/a	n/a	n/a	4 407 062	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA		-731 662						
Produits comptabilisés		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 2021	Réalisé 2020
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	2 091 131	2 112 740
Rendement electrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	87,6%	88,4%
Nombre de kWh à produire ou acheter		
Achat Photovoltaique à 45 F/kWh	8 461	8 162
Achat Photovoltaique à 23,64 F/kWh	53 064	50 662
Total Production Photovoltaique	61 525	58 824
Production Total EnR	61 525	58 824
Production brute thermique à produire	2 326 360	2 330 384
Production Nette thermique à produire	2 275 146	2 280 035
Total production (EDT et Autres)	2 387 885	2 389 208
Consommation spécificique L/KWh		
Gasoil Centrale thermique	0,273	0,276
Stock Matières Premières en volume (I)		
Stock Initial	41 967	20 862
Achat Matière premiere	632 285	664 145
Stock Final	38 426	41 967
Consommation Matière 1iere	635 826	643 040
Consommation spécificique compta L/KWh	0,273	0,276
Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et		
l'huile - acheté pour hydro et solaire)		
Prix du gasoil îles	65,19 F	64,61 F
Production Photovoltaique à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaique à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaique à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaique à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	331,02 F	265,26 F
Stock Matières Premières en XPF		
Stock Initial	2 113 668	1 560 644
Achat Matière premiere	42 596 472	42 096 785
Stock Final	3 262 982	2 113 668
Consommation Matière 1iere	41 447 158	41 543 762
Huile	898 715	826 820
(CUHPF) Combustible urée, huiles	42 345 873	42 370 581
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	1 635 167	1 564 924
(CE) TOTAL achat de matières premières	43 981 040	43 935 505

# 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
- 5.5Méthode relative aux charges calculées
- 5.6 Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année
- 5.7 Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
- 5.8 Plan de Renouvellement

# 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2020 (yc TVA à reverser)	Acquisition	Variation TVA à reverser	Cession	Total bilan 2021 (yc TVA à reverser)
Production	155 688 449	22 181 560 (1)	-259 041	-18 816 716 (2)	158 794 252
Distribution	571 481 370	18 121 130 (3)	-10 771 950	-42 012 878 (4)	536 817 672
Total	727 169 819	40 302 690	-11 030 991	-60 829 594	695 611 924

Dont droit incorporel

# **Détail Production:**

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellemen
	MOTEURS WILSON P500 UA POU	G51200	22 181 560	0%	-	22 181 560
(1)	TOTAL ACQUISITION PRODUCTION UA POU		22 181 560		-	22 181 560
	GROUPES UA POU		(12 293 485)			
	DROITS INCORPORELS		(6 523 231)			
(2)	TOTAL CESSION PRODUCTION TAPUTAPUATEA		(18 816 716)			

# **Détail Distribution:**

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellemen
14A1 LC 20/00178 HAKAHAU QT PEEIE UA POU	010690	537 424	100%	537 424	-
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14		537 424		537 424	-
RNV RSX HT/BT PMT UA POU	PM5100	11 753 742	0%	-	11 753 742
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2021	CP 2021	4 203 582	9%	387 192	3 816 390
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13		15 957 324		387 192	15 570 132
COMPTAGE TIERS UAP 2021 FINANCEMENT UA POU	BRT10/21	1 626 382	100%	1 626 382	
TOTAL FINANCEMENT TIERS UA POU		1 626 382		1 626 382	-
(3) TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION UA POU		18 121 130		2 550 998	15 570 132
COMPTAGES UA POU		(479 468)			
DROITS INCORPORELS		(41 370 215)			
TOTAL CESSION CONCESSIONNAIRE		(41 849 683)			
COMPTAGE UA POU 2001		(163 195)			
TOTAL CESSION TIERS ET CONCEDANT		(163 195)			
(4) TOTAL CESSION DISTRIBUTION UA POU		(42 012 878)			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 0,7 MF contre 19,8 MF fin 2020 soit une diminution de 19,1 MF.

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

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortisse ment économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
A.N CONSTRUCTION UA POU	1	01/01/1986	35	15 451 380	-	15 451 380	-	-
AN CONST CONCEDANT UA POU	1992	01/01/1992	35	-	6 139 481	-	5 265 776	873 705
BATIMENT CENTRALE UA POU	R51601	01/11/2006	15	992 580	-	992 580	-	-
MUR SECU BATIMENT CENTRAL	R51602	01/01/2007	14	9 157 874	-	9 157 874	-	-
EXTENS° ATELIER STOCKAGE	R51204	01/01/2014	7	655 479	-	655 479	-	-
RENOVAT° CENTRALE HAKAHAU	R51603	01/01/2007	14	1 785 000	-	1 785 000	-	-
TVX GC GPE P400 HAKAHAU	R51102	01/11/2010	11	10 737 932	-	10 737 932	-	-
EXTENS°SALLE RANGEMENT	R51402	01/01/2015	6	274 227	-	274 227	-	-
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	R51802	01/01/2019	7	5 468 330	-	2 343 570	-	3 124 760
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	R51700	01/03/2017	7	6 829 628	-	4 720 596	-	2 109 032
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	R51900	15/11/2010	8	5 848 040	-	5 848 040	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	R51203	01/08/2013	11	2 669 320	-	2 108 892	-	560 428
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	R51203	01/08/2013	11	2 669 320	-	2 014 408	-	654 912
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	R51900	15/11/2010	8	2 552 716	-	2 552 716	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	R51203	01/08/2013	10	4 194 801	-	3 657 171	-	537 630
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	R51203	01/08/2013	10	4 194 800	-	3 657 170	-	537 630
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	R51900	15/11/2010	8	3 892 729	-	3 892 729	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	R51601	01/11/2006	15	668 770	-	668 770	-	-
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	R51801	01/06/2009	12	1 738 840	-	1 738 840	-	-
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	R51702	01/09/2010	11	5 044 045	-	5 044 045	-	-
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	R51900	01/11/2010	11	4 781 629	-	4 781 629	-	-
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP	R51101	01/01/2011	10	1 089 181	-	1 089 181	-	-
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	R51900	01/11/2010	11	2 227 968	-	2 227 968	-	-
INSTALLATION CONDENSATEUR	R51701	01/10/2007	14	1 726 376	-	1 726 376	-	-
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	R51900	01/11/2010	11	2 355 934	-	2 355 934	-	-
SUPERVISION CENT UA POU	R51106	01/07/2012	9	204 185	-	204 185	-	-
SUPERVIS° GPE FGW UA POU	R51104	01/07/2012	9	489 155	-	489 155	-	-
COFFRETS COMPTAGES UA POU	R51201	01/09/2013	7	2 082 573	-	2 082 573	-	-
RENOV.TGBT PRISMA UA POU	R51401	01/05/2015	6	5 688 066	-	5 688 066	-	-
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	R51400	01/05/2015	6	1 573 892	-	1 573 892	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	R51601	01/11/2006	15	1 070 540	-	1 070 540	-	-

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortisse ment économique concessionnaire	Amortisse ment économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
ENVT F&P P400 GPE HAKAHAU	R51900	01/11/2010	11	1 029 832	-	1 029 832	-	-
ENS DESHUILAGE SEREP UA P	R51103	01/01/2013	8	3 710 281	-	3 710 281	-	-
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	R51901	01/01/2014	7	2 105 784	-	2 105 784	-	-
EQUIP DETECTION INCENDIE	R51700	01/08/2007	14	65 391	-	65 391	-	-
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	R51900	01/11/2010	11	2 528 869	-	2 528 869	-	-
F&P SYST SECURITE UA POU	R51200	01/09/2012	9	6 800 123	-	6 800 123	-	-
RENF SYSTEME DETECTION ET	R51500	01/04/2016	6	1 784 636	-	1 784 636	-	-
MEC SECURITE INCENDIE CEN	R51701	01/02/2018	3	1 569 005	-	1 569 005	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	R51601	18/11/2006	10	745 458	-	745 458	-	-
MOTEUR FG WILSON P500 UAP	G51200	19/05/2021	7	9 769 898	-	864 187	-	8 905 712
ALTERNAT FG WILS P500 UAP	G51200	19/05/2021	7	7 327 424	-	648 140	-	6 679 284
ACCESS FG WILS P500 UA PO	G51200	19/05/2021	7	7 102 759	-	628 268	-	6 474 492
TOTAL PRODUCTION UA POU				152 654 771	6 139 481	123 070 891	5 265 776	30 457 584
TRANSFO KENA O1011 UA POU	CP 11/13	01/07/2013	25	359 410	-	122 298	-	237 112
TRANSFO ELEVATEUR SECOURS	510 400	01/10/2004	25	1 238 454	-	855 042	-	383 412
TRANSFO POSTE CP DP UAPOU	CP ILES	01/07/2006	25	494 734	-	306 979	-	187 755
POSTE H61 UA POU	510780	01/01/2007	25	578 910	-	347 536	-	231 374
POSTE CP UA POU 2007	СР	01/07/2007	25	426 338	-	247 486	-	178 852
RENFORC POSTE 01032 VAIKA	040170	01/01/2011	25	206 018	-	90 693	-	115 325
RENFORC TRANSFO 01032	040170	01/01/2011	25	498 133	-	219 288	-	278 845
RENFORC POSTE 01031 VIVII	040180	01/01/2011	25	1 194 549	-	525 863	-	668 686
RENFORC TRANSFO 01031	040180	01/01/2011	25	498 133	-	219 288	-	278 845
RENFORC POSTE H16 5101012	012750	01/01/2011	25	2 286 863	-	1 006 721	-	1 280 142
TRANSFO H61 O1012 UA POU	012750	01/01/2011	25	456 262	-	200 855	-	255 407
POSTE CENTRALE HAKAHAU	510 304	01/02/2004	25	2 293 619	-	1 644 619	-	649 000
POSTE PROTECT° ELEVATEUR	510 000	01/12/2004	25	16 517 092	-	11 293 166	-	5 223 926
TRANSFO ELEVATEUR UA POU	553600	01/10/2006	25	3 236 594	-	1 975 652	-	1 260 942
POSTE DP UA POU	510780	01/01/2007	25	1 124 011	-	674 776	-	449 235
POSTE DP UA POU 2008	СР	01/07/2008	25	3 018 367	-	1 631 076	-	1 387 291
POSTE DP UA POU 2010	СР	01/07/2010	25	177 682	-	81 802	-	95 880

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortisse ment économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
REMPLIACM PARIAM UA POU	040190	13/01/2011	15	842 316	-	616 160	-	226 156
RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA	601470	01/08/2017	15	15 983 935	-	4 709 057	-	11 274 878
RES.AERIEN UA POU 97	1997	01/01/1997	25	3 713 158	-	3 713 158	-	-
RES.AERIEN UA POU 98	1998	01/01/1998	25	36 666 933	-	35 220 347	-	1 446 586
RES.AERIEN UA POU 99	1999	01/01/1999	25	18 130 917	-	16 690 378	-	1 440 539
RES.AERIEN UA POU 2000	2000	01/01/2000	25	1 678 113	-	1 477 659	-	200 454
RES.AERIEN UA POU 2001	2001	01/01/2001	25	45 000	-	37 820	-	7 180
RESEAUX UA POU 2001	2001	01/01/2001	25	-	647 173	-	543 909	103 264
RESEAUX UA POU 2001	2001	01/01/2001	25	-	548 313	-	460 823	87 490
RES.AERIEN UA POU 2002	2002	01/01/2002	25	99 091	-	79 316	-	19 775
RESEAUX UA POU 2002	2002	01/01/2002	25	-	1 371 888	-	1 098 112	273 776
RES.AERIEN UA POU 2003	2003	01/01/2003	25	20 893 178	-	15 887 974	-	5 005 204
RESEAUX UA POU 2003	2003	01/01/2003	25	-	350 063	-	266 201	83 862
RESEAUX UA POU 2003	2003	01/01/2003	25	-	42 290	-	32 159	10 131
RESEAU CP41906 2004 UAPOU	41 906	01/07/2004	25	224 131	-	157 002	-	67 129
RESEAUX UA POU 2004	2004	01/07/2004	25	-	1 245 468	-	872 442	373 026
RESEAU HTA/BTA COM UA POU	431 990	02/12/2004	25	4 419 691	-	3 021 373	-	1 398 318
RESEAUX UA POU 2005	2005	01/06/2005	25	-	4 460 577	-	2 960 845	1 499 732
RESEAUX UA POU 2005	2005	01/06/2005	25	-	12 910	-	8 569	4 341
RESEAUX CP 51906 2005UAPO	51906	01/06/2005	25	549 536	-	364 771	-	184 765
EXT BTA AHSCHA LOUIS	521060	01/01/2006	25	563 794	-	361 014	-	202 780
EXT BTA BRUNEAU PASCAL	522320	06/03/2006	25	235 658	-	149 246	-	86 412
RESEAU HTA HOHOI UAPOU 06	525880	01/06/2006	25	5 940 091	-	3 705 315	-	2 234 776
RESEAUX UA POU 2006	CONCED	01/07/2006	25	-	1 408 602	-	874 028	534 574
RESEAU 15% EXT UA POU 06	СР	01/07/2006	25	132 798	-	82 400	-	50 398
RENF RES BTA CP UA POU	СР	01/07/2006	25	369 143	-	229 051	-	140 092
RESEAUX UA POU	510780	01/01/2007	25	2 021 930	-	1 213 823	-	808 107
RESEAUX UA POU 2007	CONCED	01/07/2007	25	-	305 084	-	177 099	127 985
RES AERIEN CP UA POU 2007	СР	01/07/2007	25	3 378 086	-	1 960 956	-	1 417 130
RESEAUX UA POU 2007	TIERS	01/07/2007	25	-	677 984	-	393 565	284 419
15% QUOTE PART EDT 2007	71906	01/07/2007	25	90 666	-	52 631	-	38 035 63

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortisse ment économique concessionnaire	Amortisse ment économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
EXT BTA SIT MAUI'A POUR	741780	01/01/2008	25	406 904	-	228 000	-	178 904
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	741830	01/01/2008	25	168 283	-	94 294	-	73 989
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	741800	01/01/2008	25	263 917	-	147 880	-	116 037
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	741790	01/01/2008	25	129 467	-	72 544	-	56 923
RESEAU 2008 CONCEDANT	2008	01/01/2008	25	-	249 014	-	139 530	109 484
RESEAUX CP UA POU 2008	СР	01/07/2008	25	22 416 398	-	12 113 453	-	10 302 945
RESEAUX 2008 TIERS	2008	01/07/2008	25	-	23 218 770	-	12 547 042	10 671 728
EXT BTA QT TOKIAHI-TOHIPU	736550	21/11/2008	25	239 221	-	125 522	-	113 699
RESEAUX CP UA POU 2009	СР	01/07/2009	25	408 833	-	204 573	-	204 260
RESEAUX 2009 CONCEDANT	BRCHT12	01/12/2009	25	-	158 096	-	76 458	81 638
RESEAUX 2010 CONCED UAPOU	EXT2010	01/07/2010	25	-	1 223 694	-	563 369	660 325
RESEAU CP UA POU 2010	CP 10/10	01/07/2010	25	11 655 878	-	5 366 175	-	6 289 703
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU	038530	01/01/2011	25	416 480	-	183 342	-	233 138
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	038720	26/01/2011	25	271 870	-	118 938	-	152 932
RESEAUX CP UA POU 2011	СР	01/07/2011	25	3 061 396	-	1 286 961	-	1 774 435
RESEAUX 2011 CONCED UAPOU	BRCH2011	01/07/2011	25	-	121 814	-	51 209	70 605
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	127170	01/01/2012	25	1 496 400	-	598 888	-	897 512
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	131080	01/01/2012	25	540 240	-	216 214	-	324 026
RESEAUX CP UA POU 2012	СР	01/07/2012	25	25 812 032	-	9 815 644	-	15 996 388
RESEAUX CP UA POU 2013	CP 03/13	01/07/2013	25	43 213 856	-	14 704 550	-	28 509 306
RESEAUX 2013 CONCED UAPOU	BRT11/13	01/07/2013	25	-	86 432	-	29 411	57 021
EXT 14A1 QT AKA UA POU	315830	03/09/2013	25	121 615	-	40 529	-	81 086
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	328980	10/10/2013	25	248 645	-	81 855	-	166 790
14A/09/2011/UAP/JK/PG	303000	01/01/2014	25	520 386	-	166 581	-	353 805
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	403550	03/06/2014	25	168 251	-	51 038	-	117 213
RESEAUX 2014 CONCED UAPOU	BRT11/14	01/07/2014	25	-	97 444	-	29 260	68 184
RESEAUX CP UA POU 2015	CP2015	01/07/2015	25	22 437 060	-	5 839 783	-	16 597 277
RESEAUX 2015 CONCED UAP	BRT11/15	01/07/2015	25	-	56 063	-	14 592	41 471
RESEAUX CP UA POU 2016	CP2016	01/07/2016	25	275 082	-	60 563	-	214 519
RESEAUX 2016 CONCED UAPOU	BRT11/16	01/07/2016	25	-	86 432	-	19 029	67 403
RESEAUX CP UA POU 2017	CP2017	01/07/2017	25	11 317 247		2 038 965		9 278 282

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortisse ment économique concessionnaire	Amortisse ment économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
RSX AERIEN TIERS UAP 2017	611405	01/07/2017	25	-	1 691 793	-	304 801	1 386 992
14A1 202/2017/UAP/JK/PG	705270	01/09/2017	25	1 388 406	-	240 708	-	1 147 699
RENV RESEAU HTA HAKAHAU	607003	01/05/2018	25	16 491 297	-	2 421 736	-	14 069 561
RESEAUX CP UA POU 2018	CP2018	01/07/2018	25	13 321 569	-	1 867 209	-	11 454 359
RENV RSX HT/BT UA POU	820930	30/06/2019	25	28 264 457	-	2 834 189	-	25 430 267
RENV RSX HT/BT UA POU	PM5190	30/09/2020	25	69 468 834	-	3 479 151	-	65 989 682
RESEAUX UA POU	510780	01/01/2007	35	5 052 377	-	2 166 491	-	2 885 886
EXT RES SOUT STATION CHLO	607020	24/02/2007	35	375 753	-	159 537	-	216 216
EXT SOUT BTA SIT MAUIA	741780	01/01/2008	35	838 777	-	335 708	-	503 069
EXT 14A BTA QTR HIVATETE	741810	01/01/2008	35	863 076	-	345 433	-	517 643
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	741830	01/01/2008	35	555 333	-	222 264	-	333 069
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	741800	01/01/2008	35	703 780	-	281 677	-	422 103
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	741790	01/01/2008	35	776 808	-	310 906	-	465 902
EXTENSION HTA MOD UA POU	623300	01/01/2009	35	1 079 674	-	401 191	-	678 483
EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU	036390	01/01/2011	35	1 246 897	-	392 077	-	854 820
COMPTAGE UA POU 2002	2002	01/01/2002	20	352 309	-	352 309	-	-
COMPTAGE UA POU 2002	2002	01/01/2002	20	-	1 562 578	-	1 562 578	-
COMPTAGE UA POU 2003	2003	01/01/2003	20	-	860 164	-	817 627	42 537
POSE COMPTEUR 2004 UA POU	41 901	01/07/2004	20	478 333	-	418 836	-	59 497
BRANCHEMENT UA POU 2004	2004	01/07/2004	20	-	1 096 648	-	960 243	136 405
COMPTAGE UA POU 2005	2005	01/06/2005	20	-	727 196	-	603 373	123 823
POSE COMPTEURS UA POU 05	51901	01/07/2005	20	375 526	-	310 040	-	65 486
BRCHT UA POU 2006	TIERS	01/07/2006	20	-	1 585 722	-	1 229 912	355 810
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	СР	01/07/2006	20	509 573	-	395 233	-	114 340
BRCHT STATION CHLORATION	607021	24/02/2007	20	27 952	-	20 769	-	7 183
BRCHT/CPTAGES CP UAPOU 07	СР	01/07/2007	20	1 029 275	-	746 859	-	282 416
BRCHT UAPOU 2007	TIERS	01/07/2007	20	-	1 906 353	-	1 383 281	523 072
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	СР	01/07/2008	20	835 074	-	564 075	-	270 999
BRCHT 2008 FINANC TIERS	TIERS	01/07/2008	20	-	1 984 791	-	1 340 686	644 105
BRCHT/CPTAGE UA POU 2009	СР	01/07/2009	20	599 221	-	374 800	-	224 421
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	BRCHT12	01/12/2009	20	-	746 569	-	451 316	295 253

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortisse ment économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique avec TVA à reverser
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	СР	01/07/2010	20	968 750	-	557 496	-	411 254
COMPTAGE TIERS UAPOU 2010	2010	01/07/2010	20	-	1 290 551	-	742 686	547 865
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	СР	01/07/2011	20	523 416	-	275 044	-	248 372
COMPTAGE TIERS UAPOU 2011	2011	01/07/2011	20	-	811 876	-	426 624	385 252
BRCHT/CPTAGES UA POU	СР	01/07/2012	20	661 941	-	314 649	-	347 292
COMPTAGE TIERS UAPOU 2012	BRCH2012	01/07/2012	20	-	489 181	-	232 529	256 652
BRCHT/COMPTAGES UA POU	CP 03/13	01/07/2013	20	763 159	-	324 604	-	438 555
COMPTAGE TIERS UAPOU 2013	BRT03/13	01/07/2013	20	-	837 874	-	356 383	481 491
CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	2013	01/07/2013	20	-	53 909	-	22 930	30 979
BRCHT/COMPTAGES UA POU	CP2014	01/07/2014	20	625 982	-	234 958	-	391 024
COMPTAGE TIERS UA POU2014	BRT12/13	01/07/2014	20	-	559 659	-	210 064	349 595
CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	2014	01/07/2014	20	-	72 789	-	27 321	45 468
BRCHT/COMPTAGES UA POU	CP2015	01/07/2015	20	2 809 598	-	914 082	-	1 895 516
COMPTAGE TIERS UAP 2015	BRT11/14	01/07/2015	20	-	375 370	-	122 124	253 246
BRCHT/COMPTAGES UA POU	CP2016	01/07/2016	20	2 928 370	-	805 904	-	2 122 467
COMPTAGE TIERS UAP 2016	BRT12/15	01/07/2016	20	-	500 613	-	137 771	362 842
COMPTAGE TIERS UAPOU 2017	BRT12/16	01/07/2017	20	-	424 165	-	95 524	328 641
BRCHT/COMPTAGES UA POU	CP2017	01/07/2017	20	1 953 554	-	439 951	-	1 513 603
BRCHT/COMPTAGES UA POU	CP2018	01/07/2018	20	1 322 100	-	231 639	-	1 090 461
COMPTAGE TIERS UAPOU 2018	BRT12/17	01/07/2018	20	-	805 837	-	141 187	664 650
BRCHT/COMPTAGES UA POU	CP2019	01/07/2019	20	3 731 651	-	467 223	-	3 264 428
COMPTAGE TIERS UAP 2019	BRT12/18	01/07/2019	20	-	1 261 014	-	157 886	1 103 128
BRCHT/COMPTAGES UA POU	CP2020	01/07/2020	20	2 612 782	-	196 138	-	2 416 644
COMPTAGE TIERS UAP 2020	BRT12/19	01/07/2020	20	-	1 474 358	-	110 678	1 363 680
14A1 LC 20/00178 HAKAHAU	010690	01/01/2021	25	586 330	-	23 389	-	562 941
RNV RSX HT/BT PMT UA POU	PM5100	01/01/2021	25	12 823 333	-	511 528	-	12 311 805
BRCHT/COMPTAGES UA POU	CP2021	01/07/2021	20	4 586 108	-	114 967	-	4 471 141
COMPTAGE TIERS UAP 2021	BRT10/21	01/07/2021	20	-	1 626 382	-	40 771	1 585 611
TOTAL DISTRIBUTION UA POU				477 704 169	59 113 503	188 781 654	32 635 946	315 400 073
TOTAL UA POU				630 358 940	65 252 984	311 852 545	37 901 722	345 857 657

	Production	Distribution	Total
Valeur Brute Concessionnaire*	152 654 771	477 704 169	630 358 940
Valeur Brute Tiers	6 139 481	59 113 503	65 252 984
Immobilisations incorporelles	-	-	
Valeur brute total immo concédées	158 794 252	536 817 672	695 611 924

<sup>\*</sup> 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'exrercice 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

Dotation de l'article 14 A1:

Voir 5.1 Variations du patrimoine immobilier.

# 5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

#### Production

1 I O G G C G O II				
	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	50 400114111	
Montant	3 068 518	66 994 911	27 419 464	2 348 179	10 000 000	109 831 072

#### Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	1 735 685	39 235 978	40 971 663
2019	5 735 328	33 368 467	39 103 795
2020	-	75 340 274	75 340 274
2021	22 181 560	15 570 132	37 751 692
régul TVA à reverser	(259 041)	(10 771 950)	(11 030 991)
Cumul	29 393 532	152 742 901	182 136 433

# Reste à faire sur plan 2018 / 2020

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2020	56 723 035	109 831 072	166 554 107
- Réalisé	(29 393 532)	(152 742 901)	(182 136 433)
Reste à faire	27 329 503	(42 911 829)	(15 582 326)

<sup>(-) =</sup> dépassement du plan par le réalisé

# 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.

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

# 5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1<sup>er</sup> 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 :

- o 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 ;
- o 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

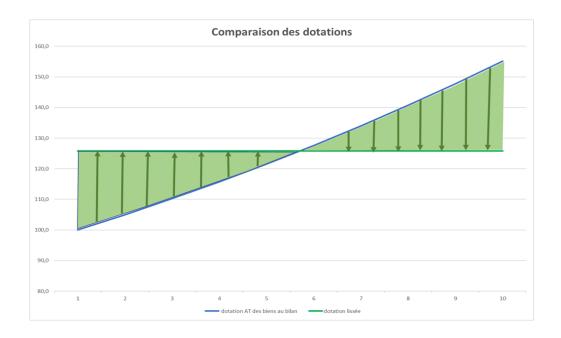
La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

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 surcouts 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:**

No Ouverture incorporal   145 109 092	Traitement de l'existant y/c renouvelleme					
VO Overture corpored         145 (19 090 2         145 567 193         147 302 378         146 923 037         146 923 037         6 523 231         6 520 201         7 524 202         9 520 2999         9 200 2999		2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture incorpored angulations (doff UVA a reverser)         6 523 231         7 624 223         7 624 223         7 624 223         7 6						
acquisints (dunt TVA à revener) 6 573 270   1735 685   5735 328   - 22181   2290   2290   2290   2290   - 22181   2290	-					146 923 037
règul TVA à reverner Sorti d'immo on Vo fout moiff confinedus - origine financement concession - origine financement origine de insure original de insure origin		ű			6 523 231	6 523 231
Sortic Africance   No (total metif confondate)   - origine financement ticrs   -   (6 115 169)   -   (6 115 169)   -   (18 816 7)   -      - Francements ticrs cumul   (6 139 481)   (		6 573 270	1 735 685	5 735 328	-	
- origine financement concession corrections	-					(259 041)
VO Cléture		(6.115.160)		(( 115 160)		(10.016.716)
Vo Cléture	=	(6 115 169)	-	(6 115 169)	-	(18 816 /16)
- Financements fiers cumul (6 139 481) (7 523 239) (9 269 299) (9	- origine financement ders	-	-	-	-	
FIFC infesses an bilan cibrure	VO Clôture	145 567 193	153 826 109	153 446 268	153 446 268	156 552 071
Fig.	- Financements tiers cumul	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)
Fig.	- IFC biens au bilan clôture	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	n/a
-IFC nearvellat exercise	- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
Tell Chors biens améliorants   (7 523 239)   (9 269 299)   (9 269 299)   (3 425 556)		(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	(0)
Dase amortissable   131 904 473   138 417 329   138 037 488   143 881 231   150 412 55						
cumul doté à l'ouverture         124 534 526         126 377 013         131 681 688         131 802 004         137 841 6           réintégration AT sur incorporel         6 532 321         -	- IFC hors biens améliorants	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	(0)
réintégration AT sur incorporel sortie AT sur sortie immo (6 115 169) (6 115 169) (6 115 169) (18 816 7 rereste à amortir reste à amortir 7 369 947 11 632 254 12 470 969 12 079 27 31 387 61 nb années restantes 4 3 2 2 2 2 2 40 60 610 exercice 1842 487 4 896 613 6 235 484 6 039 614 31 387 61 40 61 61 61 61 61 61 61 61 61 61 61 61 61	base amortissable	131 904 473	138 417 329	138 037 488	143 881 231	150 412 590
sortic AT sur sortic immo         (6 115 169)         (6 115 169)         -         (18 816 7)           reste à amortir         7 369 947         11 632 254         12 470 969         12 079 227         31 387 61           nb années restantes         4         3         6 235 484         6 039 614         31 387 61           dotation exercice         1 842 487         4 896 613         6 235 484         6 039 614         31 387 61           dotation cumulées         126 377 013         131 681 688         131 802 004         137 841 617         150 412 55           Vo - fin tiers - IFC - dotations         5 527 460         6 735 641         6 235 484         6 039 614         - 20 422 55           Vo - fin tiers - IFC - dotations         5 527 460         6 735 641         6 235 484         6 039 614         - 20 422 55           Vo - fin tiers - IFC - dotations         5 527 460         6 735 641         6 235 484         6 039 614         - 20 43 66           dotation lors améliorant de l'améliorant         (52 321 970)         (54 951 029)         (56 052 160)         (54 285 627)         (52 636 667)         - 2 636 667           dotation aux amortissements A         (1 842 487)         (4 896 613)         (6 235 484)         (6 039 614)         (31 387 61           dotation hors amélior	cumul doté à l'ouverture	124 534 526	126 377 013	131 681 688	131 802 004	137 841 617
reste à amortir nb années restantes 4 4 3 2 2 2 2 nb années restantes 4 4 8 3 2 2 2 2 classifier dotation serveice 1 842 487 4 896 613 6 235 484 6 039 614 31 387 68  dotation exervice 1 842 487 4 896 613 6 235 484 6 039 614 5 2 636 684  vo - fin tiers - IFC - dotations 5 527 460 6 735 641 6 235 484 6 039 614 - 5  mécanique de lissage des AT  ActifiPassifi de renouvellement ouverture (52 321 970) (54 951 029) (56 052 160) (54 285 627) (52 636 64 604 604 604 604 604 604 604 604 604	réintégration AT sur incorporel		6 523 231			-
nb années restantes	sortie AT sur sortie immo		(6 115 169)	(6 115 169)	-	(18 816 716)
dotation exercice   1 842 487   4 896 613   6 235 484   6 039 614   31 387 61	reste à amortir	7 369 947	11 632 254	12 470 969	12 079 227	31 387 688
dotations cumulées   126 377 013	nb années restantes	4		2	2	1
Vo - fin tiers - IFC - dotations         5 527 460         6 735 641         6 235 484         6 039 614         -           mécanique de lissage des AT         Actif/Passif de renouvellement ouverture dotations/reprisesB         (2 629 059)         (1 101 131)         1 766 533         1 648 960         52 636 66 dotations/reprisesB 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 60)           dotation hors améliorant, lissée A+B         (4 471 546)         (5 997 744)         (4 468 951)         (4 390 654)         21 248 97           moyenne des dotations         384 017						31 387 688
Mécanique de lissage des AT						150 412 590
Actif/Passif de renouvellement ouverture	Vo - fin tiers - IFC - dotations	5 527 460	6 735 641	6 235 484	6 039 614	-
dotations/reprisesB	mécanique de lissage des AT					
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 61	Actif/Passif de renouvellement ouverture	(52 321 970)	(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 68)           dotation hors améliorant, lissée A+B         (4 471 546)         (5 997 744)         (4 468 951)         (4 390 654)         21 248 97           moyenne des dotations         384 017         208 02         2020         2021	dotations/reprisesB	(2 629 059)	(1 101 131)	1 766 533	1 648 960	52 636 667
dotation hors améliorant, lissée A+B   (4 471 546)   (5 997 744)   (4 468 951)   (4 390 654)   21 248 97	Actif/Passif de renouvellement cloture	(54 951 029)	(56 052 160)	(54 285 627)	(52 636 667)	-
moyenne des dotations   384 017	dotation aux amortissements A	(1 842 487)	(4 896 613)	(6 235 484)	(6 039 614)	(31 387 688)
écart sur moyenne exercice         (4 855 563)         (6 381 761)         (4 852 968)         (4 774 670)         20 864 962           Traitement de l'améliorant         2017         2018         2019         2020         2021           VO Ouverture         -         -         -         2 242 181	dotation hors améliorant, lissée A+B	(4 471 546)	(5 997 744)	(4 468 951)	(4 390 654)	21 248 979
Traitement de l'améliorant   2017   2018   2019   2020   2021	moyenne des dotations	384 017	384 017	384 017	384 017	384 017
VO Ouverture	écart sur moyenne exercice	(4 855 563)	(6 381 761)	(4 852 968)	(4 774 670)	20 864 962
VO Ouverture         -         -         -         2018         2019         2020         2021           acquisitions financement concession         -         -         2 242 181         -	écart sur moyenne en cumulé	(4 855 563)	(11 237 324)	(16 090 292)	(20 864 962)	-
VO Ouverture         -         -         -         2 242 181         2 242 181         2 242 181           acquisitions financement concession         -         2 242 181         -         -           acquisitions autres financement Tiers         -	Traitement de l'améliorant					
acquisitions financement concession acquisitions autres financement Tiers  - 2 242 181		2017	2018			
Communitions autres financement Tiers		-	<del>-</del>	2 242 181	2 242 181	2 242 181
VO Clôture         -         2 242 181         2 242 181         2 242 181         2 242 181         2 242 181         2 242 181         2 242 181         2 242 181         2 242 181         2 242 181         2 242 181         2 242 181         2 242 181         3 33 92         6 33 39 92         6 33 39 92         6 33 39 92         6 33 39 92         6 33 39 92         6 33 39 92         6 33 39 92         6 33 39 92         6 33 39 92         6 34	1	-	2 242 181	-	-	0
Financements tiers cumul - IFC améliorant exercice		-	2 2/2 181	2 2/2 181	2 242 181	2 2/2 181
- IFC améliorant exercice 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0%		-	2 242 101	2 242 101	2 242 101	2 242 101
- IFC biens au bilan cumulé  - 1		-	-	-	(1.447.005)	333 921
- IFC biens au bilan cumulé	- II C amenorant exercise		0%			
base amortissable         -         2 242 181         2 242 181         795 176         1 129 09           cumul dot à l'ouverture         0         -         (747 394)         (1 494 787)         (1 144 98)           reste à amortir         -         2 242 181         1 494 787         (699 611)         (15 88)           nb années restantes         4         3         2         2           dotation exercice         -         (747 394)         (747 394)         349 806         15 88           dotations cumulées         -         (747 394)         (1 494 787)         (1 144 982)         (1 129 09)           Vo - fin tiers - IFC - dotations         -         1 494 787         747 394         (349 806)         -	- IFC biens au bilan cumulé	_	-	_		
base amortissable         -         2 242 181         2 242 181         795 176         1 129 09           cumul dot à l'ouverture         0         -         (747 394)         (1 494 787)         (1 144 98)           reste à amortir         -         2 242 181         1 494 787         (699 611)         (15 88)           nb années restantes         4         3         2         2           dotation exercice         -         (747 394)         (747 394)         349 806         15 88           dotations cumulées         -         (747 394)         (1 494 787)         (1 144 982)         (1 129 09)           Vo - fin tiers - IFC - dotations         -         1 494 787         747 394         (349 806)         -	ii e olens du olan culture		0%	0%	` /	` /
cumul dot à l'ouverture       0       -       (747 394)       (1 494 787)       (1 144 98)         reste à amortir       -       2 242 181       1 494 787       (699 611)       (15 88)         nb années restantes       4       3       2       2         dotation exercice       -       (747 394)       (747 394)       349 806       15 88         dotations cumulées       -       (747 394)       (1 494 787)       (1 144 982)       (1 129 09)         Vo - fin tiers - IFC - dotations       -       1 494 787       747 394       (349 806)       -	base amortissable	-				1 129 097
reste à amortir - 2 242 181 1 494 787 (699 611) (15 88 nb années restantes 4 3 2 2  dotation exercice - (747 394) (747 394) 349 806 15 88 dotations cumulées - (747 394) (1 494 787) (1 144 982) (1 129 09 Vo - fin tiers - IFC - dotations - 1 494 787 747 394 (349 806) -		0	-			(1 144 982)
nb années restantes         4         3         2         2           dotation exercice         -         (747 394)         (747 394)         349 806         15 88           dotations cumulées         -         (747 394)         (1 494 787)         (1 144 982)         (1 129 09           Vo - fin tiers - IFC - dotations         -         1 494 787         747 394         (349 806)         -		-	2 242 181	` /		(15 885)
dotation exercice         -         (747 394)         (747 394)         349 806         15 88           dotations cumulées         -         (747 394)         (1 494 787)         (1 144 982)         (1 129 09           Vo - fin tiers - IFC - dotations         -         1 494 787         747 394         (349 806)         -		4			` ′	1
Vo - fin tiers - IFC - dotations - 1494 787 747 394 (349 806) -		-	(747 394)	(747 394)	349 806	15 885
Vo - fin tiers - IFC - dotations - 1494 787 747 394 (349 806) -	dotations cumulées	-	(747 394)	(1 494 787)	(1 144 982)	(1 129 097)
impact exercice(+) = produit $(4.471.546)$ $(6.745.138)$ $(5.216.345)$ $(4.040.848)$ $21.264.86$	Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	1 494 787	747 394	(349 806)	- 1
	impact exercice(+) = produit	(4 471 546)	(6 745 138)	(5 216 345)	(4 040 848)	21 264 863

# **Distribution:**

Traitement de l'existant y/c renouvellen	ne nt				
·	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture corporel	361 509 205	387 785 608	426 381 070	448 127 912	521 883 856
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
acquisitions financement Tiers					
régul TVA à reverser					(10 771 950)
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(1 742 724)	-	- (11 (21 (25)	(1 380 230)	(41 849 683)
- origine financement tiers	-	(640 516)	(11 621 625)	(204 100)	(163 195)
VO Clôture	387 785 608	467 751 285	489 498 127	563 254 071	526 039 375
- Financements tiers cumul	(64 459 390)	(63 818 874)	(52 197 249)	(51 993 149)	(51 829 954)
- IFC biens au bilan clôture	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 353 784)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 006 505)
- IFC renouvellnt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 006 505)
base amortissable	319 763 255	399 743 890	432 922 465	509 907 138	473 202 916
cumul doté à l'ouverture	274 093 881	285 511 225	343 873 209	388 856 721	448 691 814
réintégration AT sur incorporel		31 274 801			
sortie AT sur sortie immo		(1 742 724)	-	(1 380 230)	(41 849 683)
reste à amortir	45 669 374	84 700 588	89 049 256	122 430 647	66 360 785
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	11 417 344	28 829 907	44 983 512	61 215 323	66 360 785
dotations cumulées Vo - fin tiers - IFC - dotations	285 511 225 34 252 030	343 873 209 55 870 681	388 856 721 44 065 744	<b>448 691 814</b> 61 215 323	473 202 916
vo - IIII tiers - IFC - dotations	34 232 030	33 8/0 081	44 003 744	01 213 323	_
mécanique de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(119 974 900)	(117 874 624)	(102 312 138)	(70 065 418)	(35 591 209)
dotations/reprisesB	2 100 276	15 562 486	32 246 720	34 474 209	35 591 209
Actif/Passif de renouvellement cloture	(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)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(9 317 068)	(13 267 421)	(12 736 792)	(26 741 114)	(30 769 576)
moyenne des dotations	(18 566 394)	(18 566 394)	(18 566 394)	(18 566 394)	(18 566 394)
écart sur moyenne exercice	9 249 326	5 298 973	5 829 602	(8 174 720)	(12 203 182)
écart sur moyenne en cumulé	9 249 326	14 548 300	20 377 902	12 203 182	-
Traitement de l'améliorant					
	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	3 589 750	5 083 658	6 534 564	8 227 299
acquisitions financement concession	1 473 792	688 071	189 892	218 377	924 616
acquisitions autres financement Tiers	2 115 958	805 837	1 261 014	1 474 358	1 626 382
VO Clôture	3 589 750	5 083 658	6 534 564	8 227 299	10 778 297
Financements tiers cumul	(2 115 958)	(2 921 795)	(4 182 809)	(5 657 167)	(7 283 549)
- IFC améliorant exercice	00/	00/	00/	(1 958 609)	(924 616)
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0% (1 958 609)	(2.882.225)
- IFC biens au bhan cumule	0%	0%	0%	(1 938 009) 76%	(2 883 225) 83%
base amortissable	1 473 792	2 161 863	2 351 755	611 523	611 523
cumul dot à l'ouverture	0	(368 448)	(966 253)	(1 659 004)	(1 135 263)
reste à amortir	1 473 792	1 793 415	1 385 502	(1 047 481)	(523 741)
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	(368 448)	(597 805)	(692 751)	523 741	523 741
dotations cumulées	(368 448)	(966 253)	(1 659 004)	(1 135 263)	(611 523)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 105 344	1 195 610	692 751	(523 741)	-
impact exercice(+) = produit	(9 685 516)	(13 865 226)	(13 429 543)	(26 217 374)	(30 245 835)

# 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 5.1 Variation du patrimoine immobilier

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

- 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 les concessions 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<sup>ème</sup> de la valeur d'origine égal à : 10 – (2020 – (année de mise en service+1)).

années	10				e	xemple de	date de mis	e en service	•			
civiles	dernières	avril	février	mars	mars	mars	mars	mars	avril	mai	juin	juillet
civiles	années	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	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%

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	Nb de 10ème à déduire	IFC	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC
ENS DESHUILAGE SEREP UA P	01/01/2013	3 710 281	100%	3 710 281	-	7	(1 113 084)	-	(1 113 084)
PRODUCTION UA POU		3 710 281		3 710 281	-		(1 113 084)	-	(1 113 084)
REMPLIACM PARIAM UA POU	13/01/2011	842 316	41%	345 350	0	8	(69 070)	-	(69 070)
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	26/01/2011	271 870	100%	271 870	0	8	(54 374)	-	(54 374)
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	01/01/2012	1 496 400	100%	1 496 400	0	8	(299 280)	-	(299 280)
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	01/01/2012	540 240	100%	540 240	0	8	(108 048)	-	(108 048)
EXT 14A1 QT AKA UA POU	03/09/2013	121 615	100%	121 615	0	6	(48 646)	-	(48 646)
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	10/10/2013	248 645	100%	248 645	0	6	(99 458)	-	(99 458)
14A/09/2011/UAP/JK/PG	01/01/2014	520 386	100%	520 386	0	6	(208 154)	-	(208 154)
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	03/06/2014	168 251	100%	168 251	0	5	(84 126)	-	(84 126)
14A1 202/2017/UAP/JK/PG	01/09/2017	1 388 406	100%	1 388 406	52 115	2	(1 069 033)	(41 692)	(1 110 725)
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	523 416	34%	176 391	0	8	(35 278)	-	(35 278)
BRCHT/CPTAGES UA POU	01/07/2012	661 941	18%	116 303	0	7	(34 891)	-	(34 891)
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2013	763 159	34%	261 229	0	6	(104 492)	-	(104 492)
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2014	625 982	24%	150 423	0	5	(75 212)	-	(75 212)
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2015	2 809 598	6%	181 500	36 056	4	(107 502)	(1 398)	(108 900)
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2016	2 928 370	3%	89 315	74 208	3	(60 936)	(1 584)	(62 521)
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2017	1 953 554	7%	142 805	73 329	2	(109 956)	(4 288)	(114 244)
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2018	1 322 100	25%	329 732	65 351	1	(282 090)	(14 669)	(296 759)
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2019	3 731 651	5%	180 985	227 753	0	(169 939)	(11 046)	(180 985)
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2020	2 612 782	8%	208 239	189 051	0	(193 171)	(15 067)	(208 239)
14A1 LC 20/00178 HAKAHAU	01/01/2021	586 330	100%	586 330	48 906	0	(537 424)	(48 906)	(586 330)
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2021	4 586 108	9%	412 750	382 526	0	(378 322)	(34 427)	(412 750)
DISTRIBUTION UA POU		28 703 120		7 937 165	1 149 295		(4 129 402)	(173 077)	(4 302 480)
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA POU		32 413 401		11 647 446	1 149 295		(5 242 487)	(173 077)	(5 415 564)

# 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 paragraphe 5.4 « Dépenses de 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 : 1<sup>er</sup> décembre 2014 au 31 décembre 2020 prolongé jusqu'au 30 septembre 2021 par avenant signé le 24 novembre 2020.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 1,25 xpf/litre sur les prestations locales.

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

• A compter du 1er octobre 2021 : contrat 2021-2026, signé le 27 septembre 2021, pour une durée maximum de 5 ans. Possibilité de résiliation anticipée par le successeur d'EDT dans les concessions qui changeraient d'exploitant en cours de contrat.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, sauf sur tarifs préférentiels suivants : premium de 2,50\$/bbl et prestations locales de 11,5 F/l.

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

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

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

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

# c) Baux

Bailleur	Objet du bail
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 : 1<sup>er</sup> janvier 2014 – 31 décembre 2020. La période 2021 est toujours en cours de négociation.