



**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 2019

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	6
1.1 - Le système électrique polynésien	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	8
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	12
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	14
➤ Aspects commerciaux	15
2.1 - Mode de détermination des tarifs	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	16
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes	17
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou	20
2.7 - Gestion des impayés	21
2.8 - Dépenses de la Commune	21
2.9 - Services offerts à la clientèle	22
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	25
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	26
➤ Bilan technique	27
3.1 - Effectifs de l'exploitation	27
3.2 - Autorisation d'exploitation	27
3.3 - Détail des ouvrages de production	27
3.4 - Données de production	28
3.5 - Qualité de service	28
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	29
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants	29
3.8 - Raccordement solaire	31
3.9 - Unités d'œuvres 2019 de la concession	31
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	33
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	34
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	40
4.3 - Comptes de la concession	45
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	52
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	55
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	56
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	57
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	63
5.4 - Dépenses de renouvellement	63
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	63
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	68
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	68
5.8 - Plan de Renouvellement	72
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	73

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

A) Projet industriel 2018 – 2030 : une ambition au service des Polynésiens

15 octobre 2018 : Présentation au Pays du projet industriel d'EDT ENGIE, pourvu d'une enveloppe de financement prévisionnelle de 10 milliards FCFP jusqu'en 2030. Il vise à atteindre l'indépendance énergétique et favoriser le développement économique de la Polynésie française, tout en luttant contre le réchauffement climatique qui menace ses îles, et se décline en 5 axes :

1. *Contribuer au plan de transition énergétique du Pays*
2. *Développer le tissu économique du Fenua*
3. *Proposer des services de proximité*
4. *Accompagner Tahiti vers la « Smart Island »*
5. *Poursuivre la formation et l'embauche des Polynésiens*

Ce projet industriel met l'accent sur le développement des EnR pour une croissance décarbonée, avec des investissements d'EDT ENGIE :

- Sur Tahiti entre 6 et 8 milliards FCFP d'ici à 2030
- Dans les îles, 4,5 milliards FCFP, pour une production de 16,2 GWh EnR supplémentaires

Ce développement est complété par le projet hydro-électrique de la cote 95, de MARAMA NUI dans la vallée de la Papenoo.

L'année 2019 et le début 2020 se sont illustrés par de nombreux échanges avec la Polynésie visant à obtenir l'autorisation de lancer ces projets, ce qui n'a pu être obtenu à ce jour.

Les avancées se limitent à des aspects techniques permettant de lancer des études approfondies sur un scénario de renouvellement des moyens de production de Tahiti qui s'articulera comme suit :

- Mise en place de nouveaux moyens de production « ENR » :
 - Régulateur de production
 - Projet hydroélectrique de la cote 95
 - Mise en service d'une turbine fonctionnant au propane proche de la ville
- Modernisation et prolongation de l'actuelle centrale thermique de la Punaruu :
 - Renouvellement à l'identique des G1/G3P
 - Rétrofit poussé G2P
 - Modernisation des groupes G4 à G8 P et de leurs auxiliaires
 - Mise en place d'aéro réfrigérants sur G7/8 P

B) Loi de pays sur les provisions :

La loi de pays relative aux provisions pour renouvellement adoptée par l'Assemblée, a été promulguée le 30 octobre 2018 laissant 6 mois aux concessionnaires pour se mettre en conformité.

Cette loi de Pays très sommaire dans sa rédaction était susceptible de poser des difficultés significatives de mise en œuvre aussi il était espéré que l'exercice 2019 permette à la Polynésie de préciser les modalités d'application de cette loi de sorte à la rendre applicable.

En septembre 2019, le ministère de la modernisation de l'administration nous adressait un document appelé « Méthodes comptables applicables aux charges calculées dans les concessions de distribution d'électricité ».

Le 14 février 2020, la Polynésie introduisait une requête devant le tribunal administratif visant à obtenir la classification en « provision sans objet », des provisions pour renouvellement relatives au réseau de distribution de Tahiti Nord lequel réseau s'était vu attribuer une indemnité de fin de concession dans le cadre de l'avenant 17 du 28 décembre 2015.

C) Péréquation inter îles :

En l'absence d'avancée de Polynésie française sur la mise en place d'un mécanisme de péréquation tarifaire ouvert à tous aucune des concessions arrivant à échéance en 2020 n'est en capacité de mener à son terme une procédure de mise en concurrence.

Par ailleurs, et en l'absence de cette péréquation qui est une condition suspensive, la formule de rémunération du concessionnaire n'est toujours pas applicable.

D) Formule tarifaire, prix de vente de l'électricité et rémunération du concessionnaire :

Profitant de ce que la formule tarifaire n'était pas applicable, la Polynésie a instauré un gel des tarifs de l'électricité depuis 2016 et ce malgré la forte augmentation des cours des produits pétroliers depuis cette date.

Ce n'est qu'en fin d'exercice 2018, alors que le préjudice du concessionnaire se creuse à raison de 200 M CFP supplémentaires chaque mois qu'un accord se dessine,

Cet accord matérialisé par l'avenant numéro 18 du 11 février 2019, acte pour l'avenir d'une hausse des tarifs de l'électricité au 15 février et pour le passé d'une créance d'énergie du concessionnaire.

En raison de la remise en cause par le ministre, dès septembre 2019 des modalités de calcul de l'avenant 18, cette créance qui s'élève à 2.270 MF a dû être provisionnée.

Ce n'est qu'avec la signature de l'avenant 18b reconnaissant définitivement le montant de la créance du concessionnaire au titre de son préjudice et fixant les modalités de son règlement que la provision s'y rapportant a pu être reprise par résultat.

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2019 écoulée :

- 0 accidents de travail avec arrêt (hors trajet)
 - o Taux de fréquence = 0
 - o Taux de gravité = 0
- 2 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 3 accidents de trajet, dont 2 avec arrêt (26 jours d'interruption du travail).

Principaux indicateurs

		UA POU		
		2019	2018	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	820	799	
	BT	819 99,88%	798 99,87%	
	MT	1 0,12%	1 0,13%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	3 894	3 793
	BT	3 854 98,97%	3 753 98,95%	
	MT	40 1,03%	40 1,05%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,53	0,40
	Nombre de kWh vendus total		2 020 698	2 012 837
	BT	1 974 445 97,71%	1 948 039 96,78%	
	MT	46 253 2,29%	64 798 3,22%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	70 289 033	66 693 165
	BT : Total	68 281 434 97,14%	64 388 141 96,54%	
	BT : par client	83 372	80 687	
	BT : par kVA de puissance souscrite	17 715	17 156	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	14 994 592 21,96%	14 087 730 21,88%	
	BT : part variable en XPF et % du CA total	53 286 842 78,04%	50 300 411 78,12%	
	MT : Total	2 007 599 2,86%	2 305 024 3,46%	
	MT : par client	2 007 599	2 305 024	
	MT : par kVA de puissance souscrite	50 190	57 626	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	794 405 39,57%	735 840 31,92%	
MT : part variable en XPF et % du CA total	1 213 194 60,43%	1 569 184 68,08%		
Prix moyen de vente par kWh vendu		34,78	33,13	
BT	34,58	33,05		
MT	43,40	35,57		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,89	0,90	
	Energie achetée			
	Energie solaire	kWh 66 744 2,94%	53 363 0,09%	
	Energie hydroélectrique	kWh 0 0%	0 0%	
	Energie thermique	kWh 2 204 145 97,06%	2 193 297 3,73%	
	Energie totale achetée	2 270 889	2 246 660	
	Temps moyen de coupure			
	global	3h15	4h18	
origine production	1h16	1h38		
origine transport	-	-		
origine distribution	1h59	2h40		
FINANCIERS	Patrimoine			
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	74	95
	Valeur d'origine	k XPF	651 721	628 903
	Valeur nette économique	k XPF	128 910	109 556
	Travaux réalisés			
	Dépenses de renouvellement	k XPF	39 104	32 328
	Dépenses d'améliorant	k XPF	1 451	1 152
	Indemnité de fin de concession	k XPF	13 648	10 304
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A	N/A
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A	N/A
	Coût des énergies et du transport	k XPF	51 278	47 901
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	9 063	-36 812
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A	N/A	

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

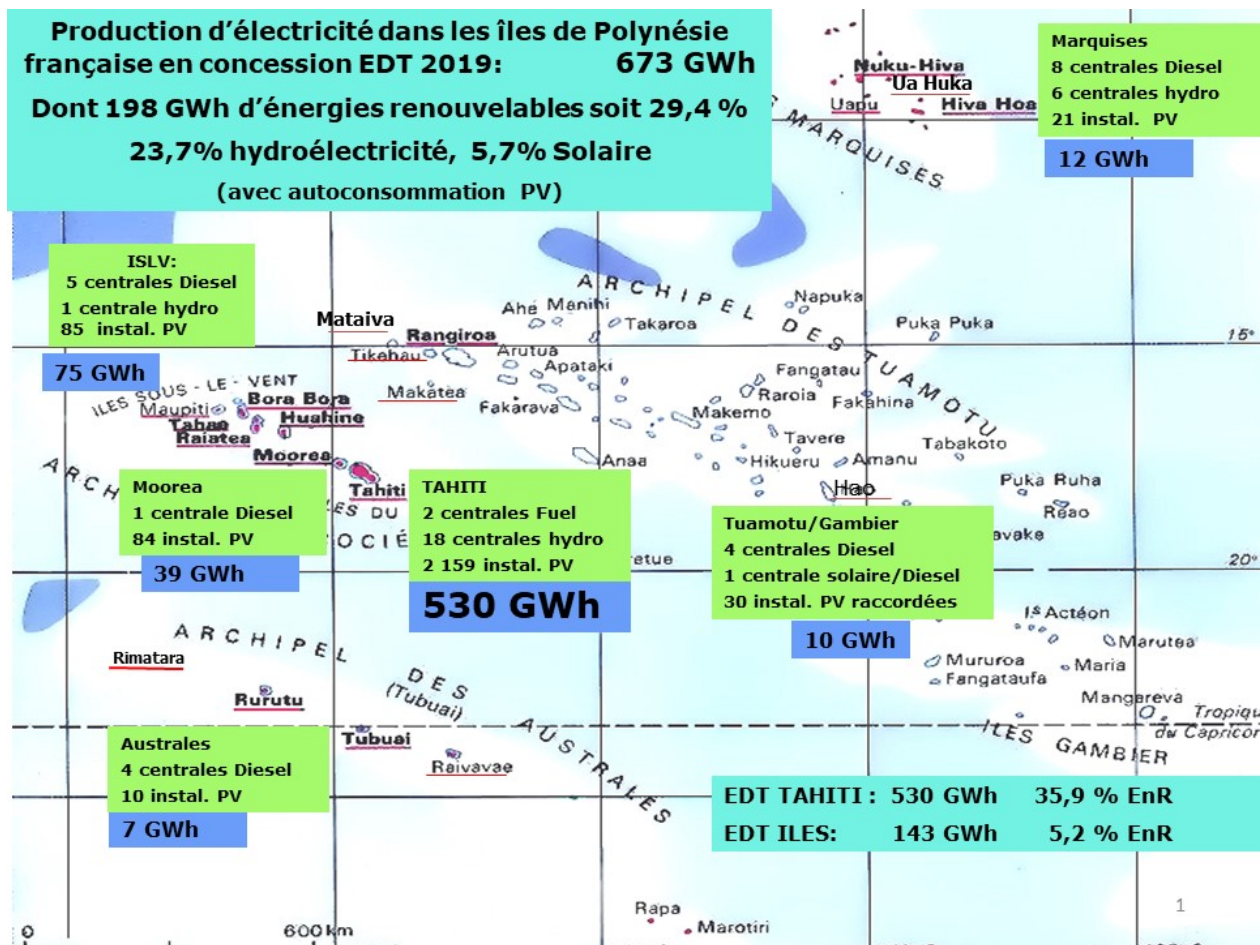
- La convention de concession
- Les autres contrats

Cf. paragraphe :

6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



* Production net d'électricité (en GWh)

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

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

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

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

Les concessions 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, puise ses racines les plus anciennes dans la Compagnie universelle du canal maritime de Suez, fondée en 1858.

En 2016, Engie compte 153 090 salariés dans 70 pays, pour un chiffre d'affaires de 66,6 milliards d'euros.

Sa stratégie est fondée sur 3 grands axes, dits des « 3D » :

- une énergie Décarbonée (pétrole et charbon remplacés par les énergies renouvelables et le gaz naturel) ;
- Décentralisée (l'énergie est produite et stockée au plus près de son lieu de consommation) ;
- Digitalisée (capteurs, big data et outils numériques au service de l'efficacité énergétique et de la gestion des réseaux).

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de la longue expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité.

Au plan local, elle autorise la réalisation de synergies importantes de par la mise en commun de moyens et le partage d'expérience au quotidien.

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.

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 5 :

- | | |
|---|----------|
| - 1 Chef d'exploitation | |
| - Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production | 3 agents |
| - Gestion de clientèle | 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 23 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 réglementation 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
 - Un centre d'appel téléphonique disponible 24/24h,
 - Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux,
 - Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc.

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

- Administration et finance
- Achats, approvisionnement
- Communication, marketing
- Digital et Services informatiques
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- 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 ».

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 un avenant 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).

Dans l'attente du système de péréquation du Pays et afin de donner le temps à la commune d'organiser une consultation pour une nouvelle DSP ou de prendre toutes autres dispositions nécessaires à la continuité du service public, une trame d'un projet d'avenant de prolongation pour une année supplémentaire lui a été proposée en octobre, comme aux 8 autres concessions des îles arrivant à échéance en septembre 2020.

Cette possibilité de prolongation du contrat de concession pour une durée maximale d'un an « pour des motifs d'intérêt général » est prévue à l'article LP15 de la loi du pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009 relative au cadre réglementaire des délégations de service public des communes, de leurs groupements et de leurs établissements publics.

Le projet d'avenant type adressé aux communes, comprend les éléments suivants :

1. Report d'un an du terme normal du contrat.
2. validation du plan de renouvellement couvrant la période 2018-2020, afin de se mettre en conformité par rapport aux dispositions de la loi du Pays n°2018-34 du 30 octobre 2018 relative aux provisions pour renouvellement des immobilisations dans les délégations de service public.
3. plafonnement des dépenses pendant la période de prolongation, limitées aux travaux nécessaires à la remise en état des ouvrages.
4. définition de critères pour l'état des ouvrages en fin de concession.
5. réalisation d'un inventaire contradictoire.
6. possibilité de rachat des stocks et des biens de reprise par la Commune.
7. Rappel du mode de calcul de l'Indemnité de Fin de Concession (IFC), et validation du montant de l'IFC à fin 2018.
8. Fixation de certaines modalités de fin de contrat (contrats d'abonnement, créances et dettes, avances sur consommation), assurant un transfert simplifié du service public en fin de contrat.

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. Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- d. Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- e. Principaux baux de la concession
- f. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- g. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- h. 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 2019
- 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
- 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.

Les tarifs applicables ont été revalorisés au 15 février 2019, conformément à l'arrêté n° 173 CM du 4 février 2019 portant approbation de l'avenant n° 18 à la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti n° 60-10 du 27 septembre 1960 modifiant le cahier des charges annexé à ladite convention.

La précédente actualisation avait eu lieu en Mars 2016.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	19,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	39,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	24,50	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	42,00
BT Eclairage public	P4		33,00	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		35,75	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	25,00	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	22,00	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00	22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		28,00	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		37,00	40,50

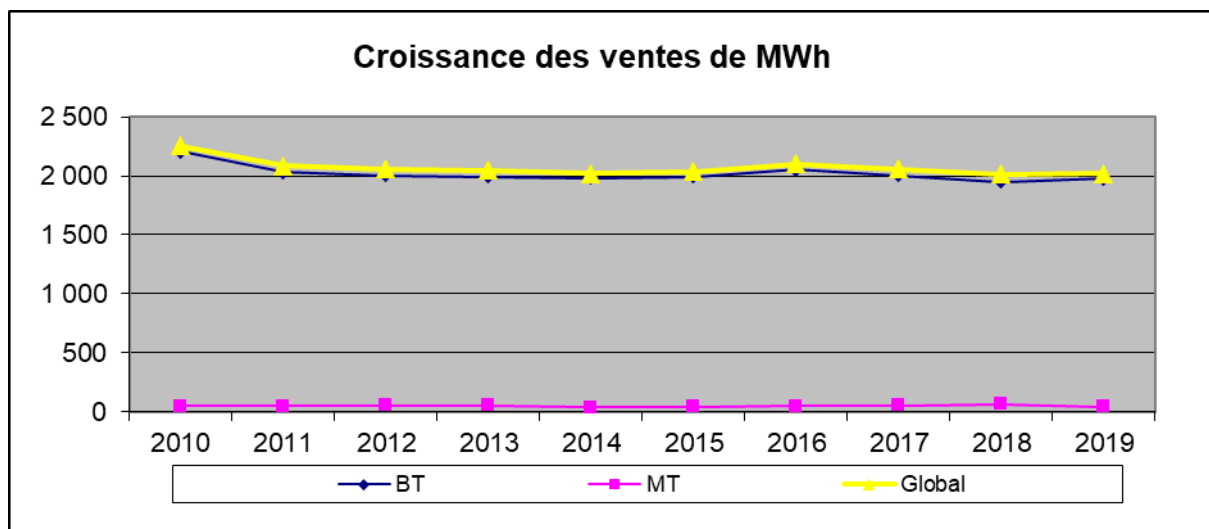
Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres us	360	400
Moyenne tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1533	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1245	1355

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 :	120 553 XPF
- Frais de relance :	711 252 XPF
- Total	831 805 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après deux années de baisse, les ventes d'électricité à Ua Pou enregistrent une hausse des volumes de 0,4%, soit +8 MWh, pour s'établir à **2 GWh**.

Cette augmentation globale correspond en réalité à une hausse de 1,4% (+26 MWh) des ventes en basse tension, qui représentent 98% des volumes, et une baisse des ventes en moyenne tension de 28,6% (-18 MWh).

L'augmentation des ventes en basse tension correspond à une tendance générale observée sur l'ensemble des tarifs, à l'exception des tarifs domestiques classiques.

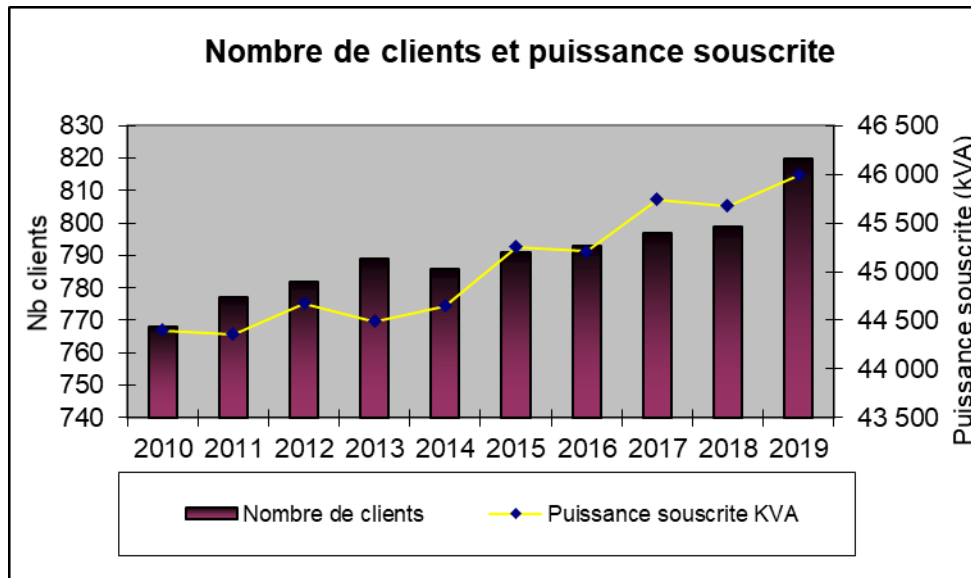
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 1,3% (+17,5 MWh). La hausse est marquée pour les ventes en tarif « petits consommateurs » qui croissent de 3,7% (+40,3 MWh), atténuée par la baisse des ventes en tarif « classique » usages domestiques (-8,2%, soit -22,8 MWh).

Les tarifs domestiques représentent 71% des volumes basse tension en 2019, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 58% des ventes basse tension (57% en 2018).

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2,2% des ventes en basse tension avec environ 43,6 MWh vendus sur 2019, enregistrent une légère hausse de 0,4% en 2019, soit +0,2 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 27% des ventes basse tension, augmentent de 1,7% (soit +8,7 MWh), liée à l'évolution du nombre de clients, en hausse de 5,7% sur 2019.

La forte baisse des ventes en moyenne tension s'explique par la réduction de la consommation de notre unique client le Collège des Marquises, qui voit une diminution de 28,6% de ses volumes (soit -18 MWh) et retrouve son niveau de consommation de 2015.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2018 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	819 +2,6% (+21 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	$\frac{1}{820}$ - +2,6% (+21 contrats)

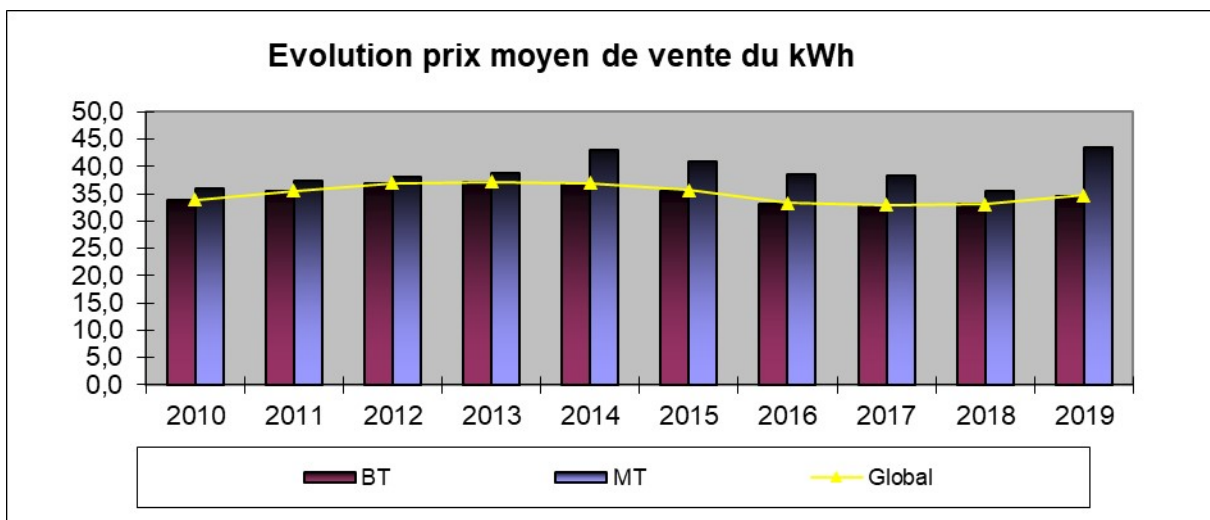
Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 1,1% (soit +7 contrats clients) en tarif « petits consommateurs » basse tension usages domestiques par rapport à 2018.
- la hausse de 12% (soit +9 contrats clients) en tarif « usages domestiques » basse tension usages domestiques par rapport à 2018.
- la hausse de 5,7% (soit +5 contrats clients) en tarif professionnel basse tension par rapport à 2018.

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2019 :

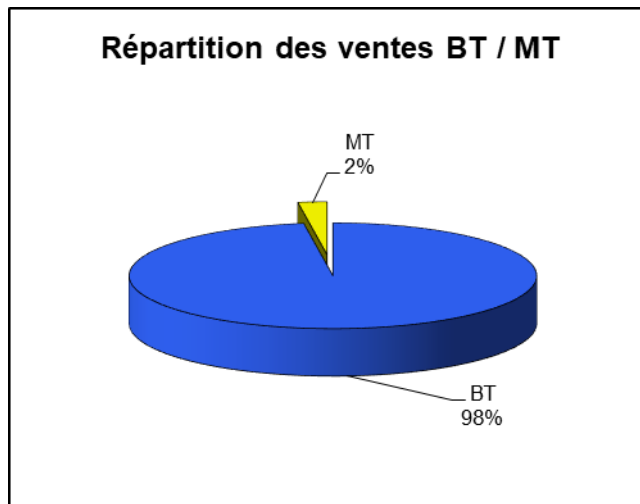
- Tarif « Petits Consommateurs » 76%
- Tarif Usages professionnels basse tension 11%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 10%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 45 995 kVA, soit une légère hausse de 0,7% par rapport à 2018.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2018
Tarifs basse tension	34,6 Fcp	+4,5%
Tarifs moyenne tension	<u>43,4 Fcp</u>	<u>+21,9%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	34,8 Fcp	+5,1%

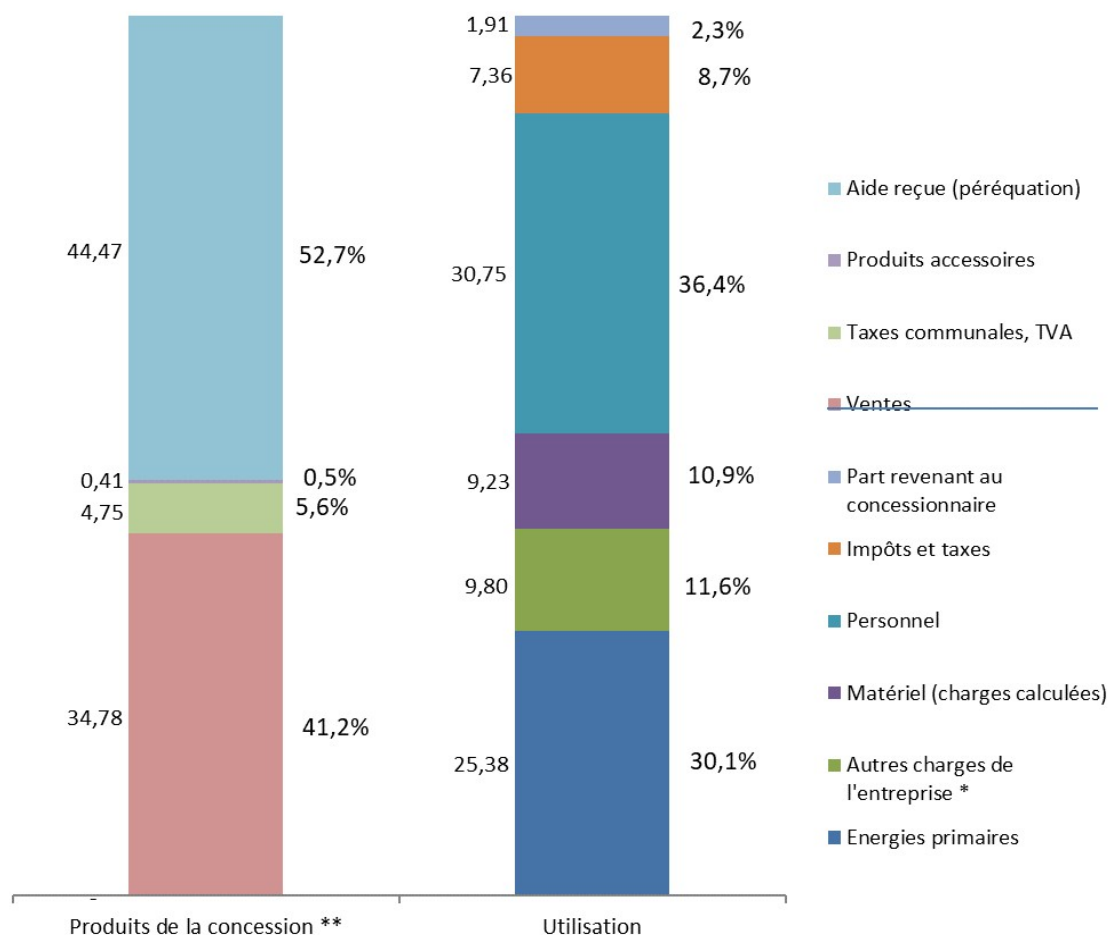
Le prix moyen de vente du kWh évolue à la hausse par rapport à 2018, en lien avec la hausse tarifaire du 15 février 2019.



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

2019 (en F/kWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

**Dont 39,53 F/kWh (46,8%) de sommes facturées aux clients

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,
- l'IS,
- l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes.

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

Les énergies comprennent :

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

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2019, 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 31/12/19, était de 14,5 Millions Fcp, ce qui représente 18,6% du chiffre d'affaires 2019, soit un délai de créances clients de 67 jours. Ce montant est à la hausse par rapport à la situation à fin 2018 (12,6 Millions Fcp).

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 144 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 18% 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 8 clients, soit 1% 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 2019, 28 417 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Pou, soit 0,04% du chiffre d'affaires réalisées sur 2019.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	51 - UA POU			
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2019 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	16	43 247	2 497 333	57,75
07 - USAGE PROFESSIONNEL	39	97 956	7 732 218	78,94
Total général	55	141 203	10 229 551	72,45

* 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 se stabilise (-0,3%) en 2019 pour s'établir à 10,3 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 55 compteurs. En termes de volumes, ils poursuivent leur tendance baissière (-9,9%, soit -15,5 MWh), en particulier en raison de la baisse enregistrée sur les tarifs professionnels (-13,2%, soit -15 MWh).

2.9 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

Pour 2019, EDT affiche un taux global de satisfaction de 72% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients (Figure 1).

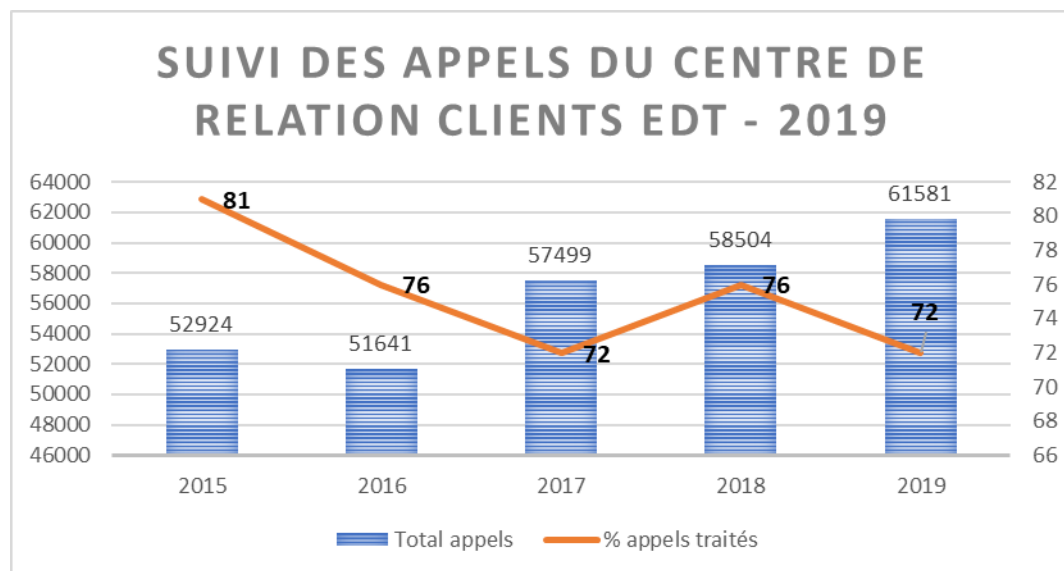


Figure 1

Évolution de la plateforme de gestion clientèle

La gestion de la clientèle repose sur une stratégie multicanale offrant aux clients de nombreuses options pour gérer contrats, factures et autres demandes :

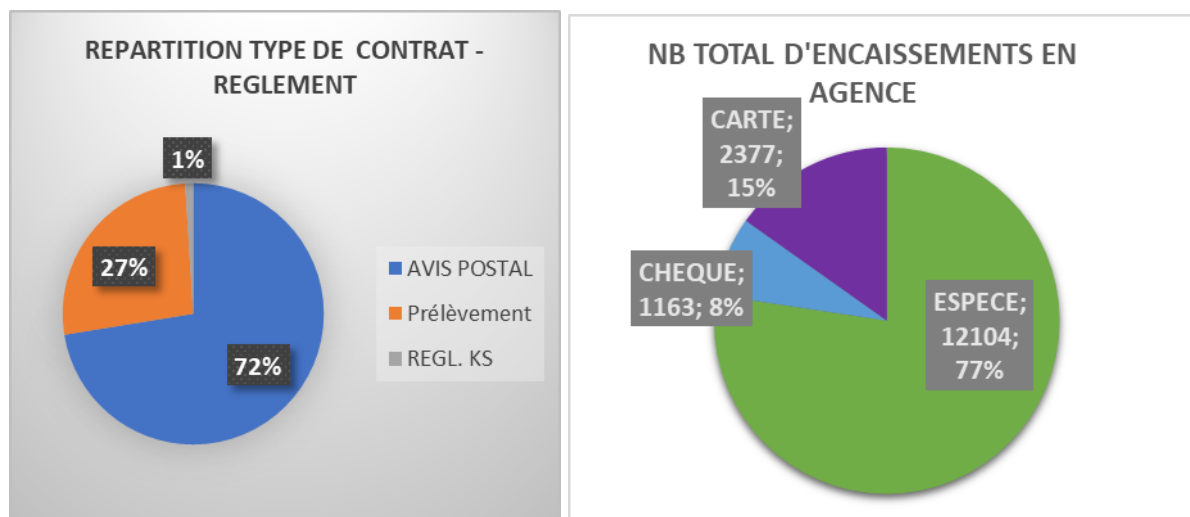
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel,
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privées.

Depuis 2018, EDT a amorcé un projet interne d'évolution de la plateforme avec pour objectif de simplifier l'expérience client multicanale.

Le déploiement de la plateforme a débuté en 2019 avec comme première étape la réplique des comptes clients dans l'outil sans impact sur les opérations et la qualité de service.

A compter de 2020, les prochaines étapes permettront d'améliorer la gestion, la qualité de l'information, et de capitaliser sur l'ensemble des relations client en multicanal.

Modes de Règlements (Marquises)



Gestion des sinistres – Marquises

Sinistre	
Nombre Dossiers	26
Nombre dossiers Black-Out	6
Délai moyen de traitement date sinistre et date d'analyse (jours)	17
Délai moyen de traitement date analyse et date validation DC (jours)	3

Figure 2

L'information clients par SMS – Marquises

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients avec 92% de clients satisfaits de ce service.

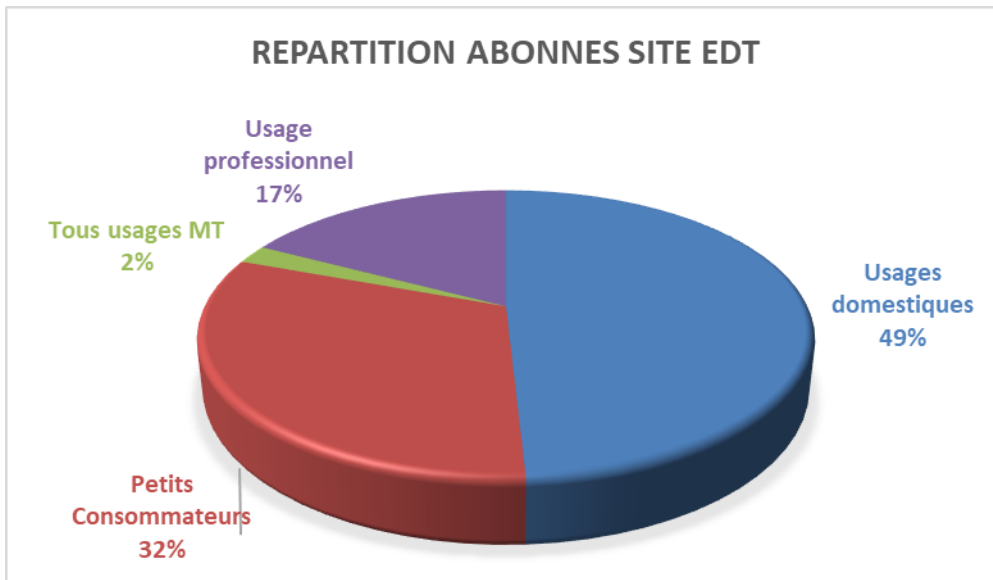
Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d'énergie.

Service SMS	Total général
Annulation Coupure Travaux	28
Auto-Relève	119
Avis de coupure pour Travaux	28
Avis passage releveur	11
Confirmation Coupure Travaux	28
Montant Facture mensuelle	136
Relance	119
Total général	469

Un nouveau site client edt.pf

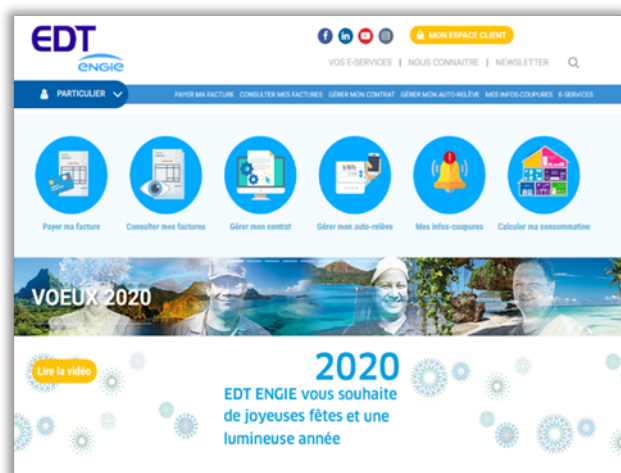
Concession	Nombre d'accès edt.pf	Pourcentage de clients* connectés
Ua Pou	63	8%

*clients en tarifs à usage domestique et professionnel



Une moyenne de 24% des clients domestiques sont connectés avec une forte concentration sur Tahiti, on note toutefois un réel intérêt des clients des îles pour cette agence digitale qui leur permet de gérer à distance leur contrat d'électricité.

On observe tout au long de 2019 une augmentation du nombre d'utilisateurs, +26% par rapport à l'année précédente. Le service le plus utilisé est le paiement en ligne dont l'utilisation a progressé de 38% d'une année sur l'autre.



Juillet 2019 Lancement du nouveau site client edt.pf regroupant les 2 anciens sites agence.edt.pf et edt.pf. Bâti sur une priorité de mobile first, ce nouveau site a gardé les fonctionnalités les plus utilisées : Paiement facture, auto-relève, calculateur de consommation avec des améliorations notables :

Paiement facture

- Règlement de plusieurs factures en même temps sur plusieurs clients
- Dépôt d'un montant créditeur

Auto-relève

- Modification de son auto-relève

- Historique de ses relèves

Nouvelles fonctionnalités : l'information pour coupures pour travaux géolocalisée, l'information pour le passage des relevés géolocalisée, gestion de plusieurs comptes avec un seul accès, la production en temps réel, une rubrique actualités riche d'informations.

Campagne digitale pédagogique



Les thématiques autour des métiers de l'électricité sont importantes pour la bonne compréhension des enjeux du secteur.

L'année 2019 a été l'occasion d'utiliser la vidéo dans la stratégie de communication sur un point de contact indispensable en Polynésie : les réseaux sociaux.

Deux thématiques ont été abordées :

- Les tarifs de l'électricité abordés sous un angle pédagogique : composition, évolution, comparatif avec la France
- La transition énergétique : Enjeux et réalités en Polynésie française

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.

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

Par exemple, pour le calculateur de consommation, l'utilisateur n'a plus qu'à saisir le nombre d'appareils et sa durée d'utilisation. Cet outil lui permet de mesurer la consommation de son équipement afin d'en modifier son usage en vue de faire des économies d'énergie.



Campagne sur la Maîtrise de la Demande en Energie



Une grande campagne a été lancée sur les canaux digitaux et sur les ondes radio en vue de promouvoir les économies d'énergie en se basant sur des conseils simples et rapides à mettre en œuvre dans les gestes de la vie quotidienne.

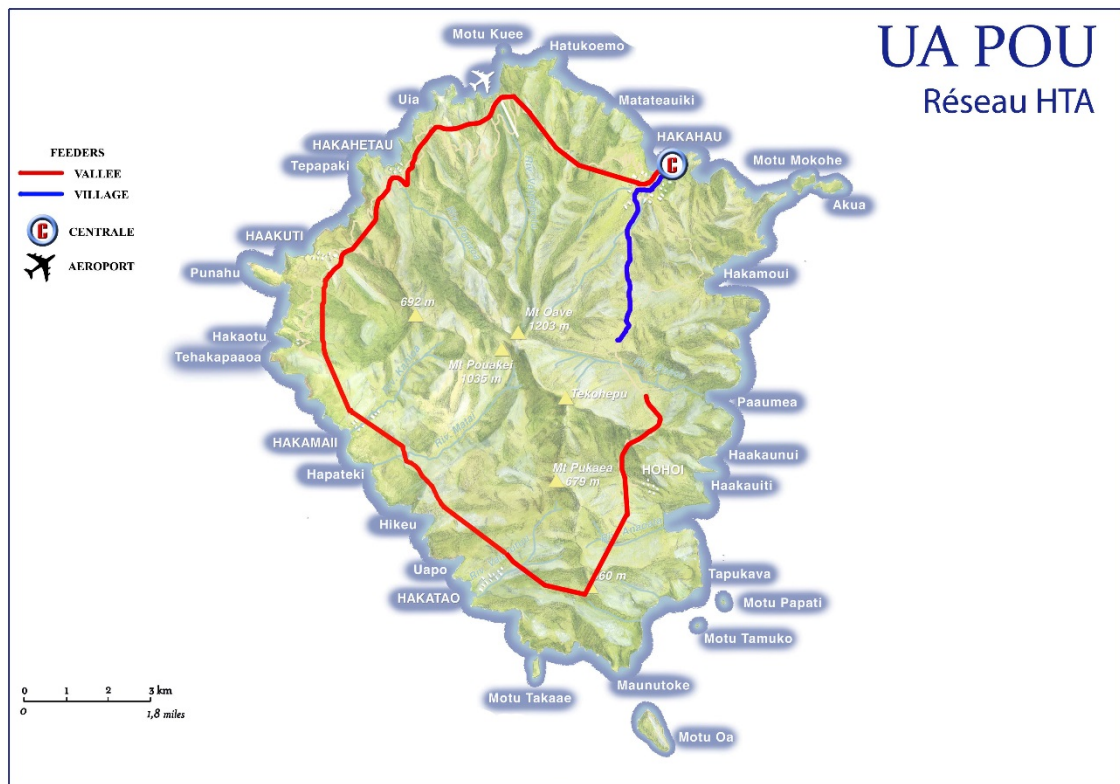
Dans cet objectif de maîtrise de la consommation, le service d'auto-relève a été mis en avant afin de responsabiliser les clients sur leur consommation en leur donnant les moyens de la suivre, on a noté une progression de 6% des auto-relèves effectuées en ligne sur une moyenne mensuelle de 16 000.

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 2019 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 2019.

3.2 - Autorisation d'exploitation

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

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	4438	29/05/2017	UA POU	Abrogé
Arrêté	2815	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)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2019	HDM au 1er Janvier 2020	Nbre heure de fonctionnement
G1 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/08/2013	20 757	24 107	3 350
G2 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/08/2013	21 052	25 050	3 998
G3 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	15/11/2010	35 136	39 140	4 004
G4 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	15/11/2010	32 841	37 235	4 394

3.4 - Données de production

Sortie de centrale, 2 204 MWh ont été produits en 2019 contre 2 193 MWh en 2018.

629 876 litres de gazole ont été consommés en 2019 contre 606 452 en 2018 et 2 888 litres d'huile ont été consommés en 2019 contre 2 939 litres en 2018.

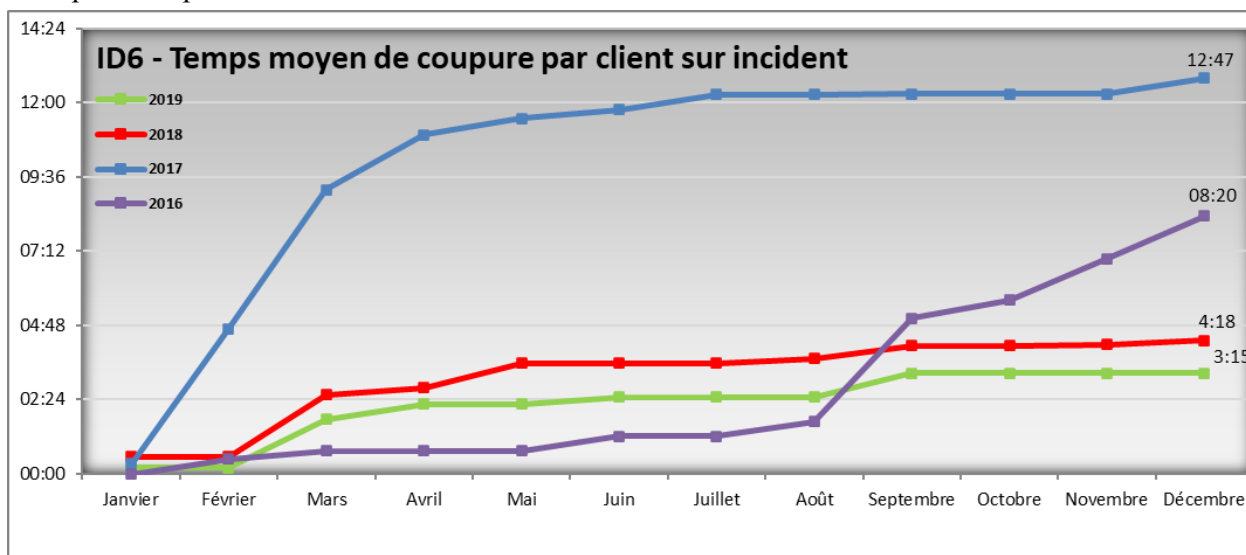
La puissance de pointe appelée est de 526 kW pour 2019, en hausse par rapport à celle de 2018 qui était de 395 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

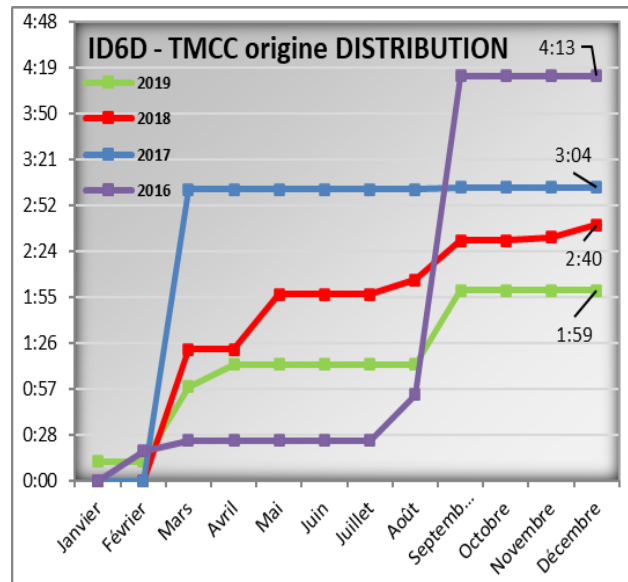
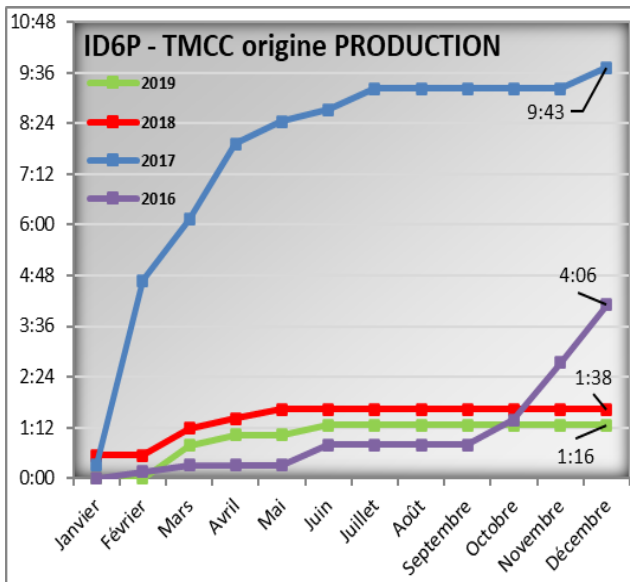
UA POU 2019	ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	CARBURANT Consommé (litre)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Max Mensuelle (kW)
Janvier	188 381	184 531	52 184	277	342
Février	173 973	170 331	49 302	283	365
Mars	200 128	196 088	57 413	287	400
Avril	187 666	183 604	52 450	279	379
Mai	187 666	183 604	53 422	285	412
Juin	187 655	183 584	53 605	286	372
Juillet	180 423	176 655	49 302	273	355
Août	181 080	177 195	49 614	274	354
Septembre	176 462	172 775	48 894	277	356
Octobre	187 828	183 883	51 696	275	351
Novembre	179 327	175 812	51 170	285	400
Décembre	219 952	216 083	60 824	277	526
TOTAL	2 250 541	2 204 145	629 876	280	526

3.5 - Qualité de service

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

Le temps de coupure TMCC s'est amélioré en 2019 avec 3h15min de TMCC contre 4h18min en 2018





3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

L'exercice 2019 a été réalisé en présence des pompiers de la commune le 11/04/2019.

Ce type d'exercice est annuel et permet la formation des agents de première intervention, aussi bien pour la commune que pour les agents de la centrale.

Des exercices trimestriels sont également réalisés avec les agents de la centrale afin de ne pas perdre les bons réflexes.

Traitement des effluents

2704 litres d'huile de vidange et 2 fûts de de filtres usagés et déchets souillés par du combustible ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2019.

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Production

- Janvier 2019 : Remplacement du bloc moteur du G1 suite casse soupape et remplacement de trois Aero réfrigérants (G1-G3-G4), le groupe G2 ayant le sien en attelé.



- Février 2019 : Changement des aéros réfrigérants sur les groupes GE1, G3 et GE4.



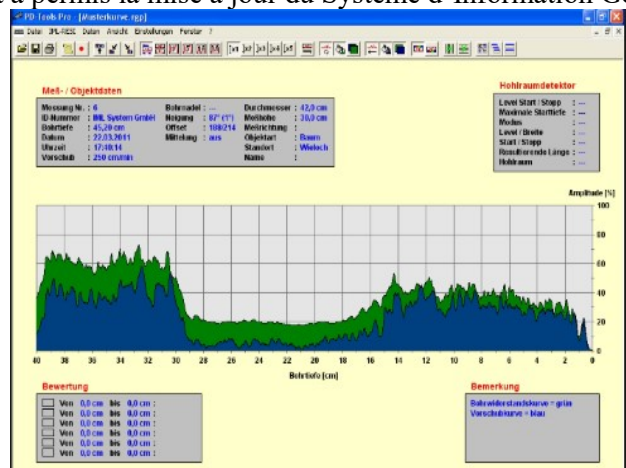
- Décembre 2019 : pose de la banderole du festival.
Le Matavaa a engendré une pointe record de production mesurée à 526 KW soit trois groupes en production.



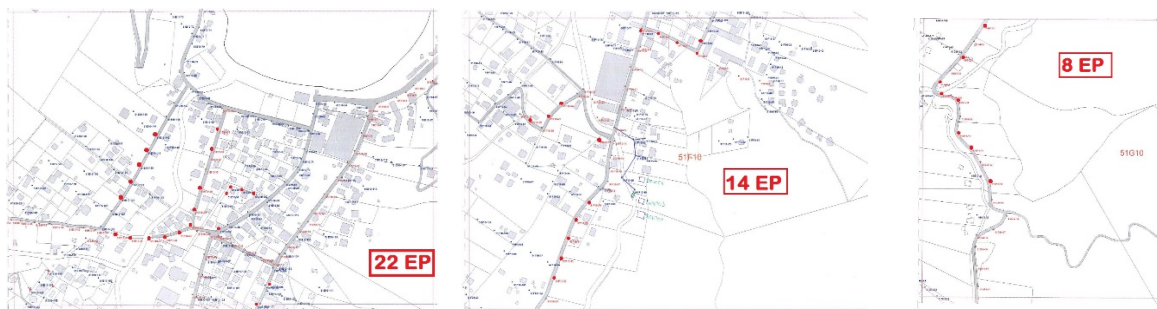
Distribution

Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- Février 2019 = fin recensement des poteaux SIG
Une campagne de recensement et d'un audit de l'état des supports bois du réseau a été réalisée fin 2018. Ce recensement a permis la mise à jour du Système d'Information Géographique SIG.



- Octobre 2019 : début des travaux PMT 2019-2020 = changement prévu de 150 poteaux
 - Le renouvellement de supports bois des lignes aériennes HTA et BT, le remplacement de haubans sur des poteaux de lignes longue portée et le renouvellement de branchements sur le réseau
 - La création de nouveaux branchements.
- Novembre/décembre 2019 = changement de 41 EP par de Eclairage Public en LED et 3 EP en réparation.



3.8 - Raccordement solaire

Aucune centrale solaire n'a été raccordée en 2019.

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2019	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
8	79	-	-	-	-	-	-	23,64 F/kWh

3.9 - Unités d'œuvres 2019 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	526
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	2 020 698
Quantité en litre de combustible	629 876
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 204 145
Nb de kWh solaire acheté par tarif	66 744
Nb de km de réseaux hors branchements	95,09
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés	1845
Nombre d'abonnés (BT et HT)	820

L'écart entre l'unité d'œuvre « Nb de km de réseaux hors branchements » et les valeurs du tableau « Répartition des longueurs de réseau » provient du fait que, depuis l'avenant 17, l'unité d'œuvre ne prend pas en compte les corrections d'erreurs effectuées dans notre SIG. Seules les extensions terrain sont intégrées.

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	8 932	-	-	57 812	-

Répartition des longueurs Réseau à fin 2019

Concession	RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
Nom	Aeriel	Souterr	Sous-marin	TOTA	% Aéri	% Souter	Aeriel	Souterr	TOTA	% Aéri	% Souter	Aeriel	Souterr	TOTA	% Aéri	% Souter
Ua Pou	37,93	0,35	-	38,28	99,1%	0,9%	35,25	0,95	36,20	97,4%	2,6%	73,18	1,30	74,47	98,3%	1,7%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

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

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- 4.1 Principe de la comptabilité appropriée
- 4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique
- 4.3 Actif, Passif et Résultat de la concession
- 4.4 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé 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...)

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 2018 :

- les imputations directes concernent 81 % 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 19 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

UA POU	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	71%	10%	81%
Frais répartis sur la concession	9%	10%	19%
Total	80%	20%	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 Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	25 531	-149 666
Production thermique - frais de siège*		231 703	
Production thermique - fonction support*		185 738	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de charge sur contrôle des réseaux	3 069 371	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	2 006 514	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	1 125 919	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		193	
Distribution d'électricité - frais de siège*		361 495	
Distribution d'électricité - fonction support*		424 285	
Gestion administrative achats solaires - Coût de fonctionnement - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	21 353	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		538	
Fourniture d'électricité - fonction support*		26	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	27 870	
Clientèle - frais de siège*		106 628	
Clientèle - fonction support*		78 987	
Total		7 666 151	-149 666

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

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

4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

Production :

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

- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau

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

Transport :

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

Distribution :

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

Gestion de clientèle :

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

4.1.7) La permanence des méthodes

Adaptation des clefs de répartition :

Réorganisation de la direction commerciale

La liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la direction commerciale en Mars 2019. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées. Seule la cellule « Gestion et Suivi Réclamations », en changeant de service de rattachement, a vu ses coûts répartis au prorata

du nombre de clients Tahiti, plutôt qu'au nombre de contrats solaires, ce qui est bien plus représentatif de son activité.

Changement de présentation :

Total des produits et des charges de la concession :

Il était difficile de réconcilier le total des lignes de produits et de charges des processus avec les mêmes totaux du pavé "Total concession" du fait que les coûts de production thermique (et production hydraulique dans les marquises) apparaissent à la fois dans le processus de production mais aussi dans le processus "Fourniture d'électricité".

Pour faciliter la réconciliation, ces postes sont clairement identifiés dans le compte de résultat par une (*) et un commentaire a été ajouté à la fin du compte de résultat.

Bilan de la concession :

Pour tenir compte de l'arrivée à échéance de la concession, et en rappelant qu'actuellement les comptes sociaux de l'entreprise ne peuvent être tenus que conformément au plan comptable des entreprises concessionnaires de 1975, il est présenté la quote-part de ce bilan relative à la concession considéré ; l'objectif de cette présentation est de donner l'information relative aux immobilisations du domaine concédé et aux charges calculées s'y rapportant et notamment les provisions pour amortissement de caducité, provisions pour renouvellement utilisées ou pas.

Changement d'estimation :

Provisionnement créances client

A noter un changement au niveau du provisionnement des créances du secteur public au cours de l'exercice 2019, avec un provisionnement des créances à plus de 18 mois contre 12 mois les années précédentes ».

Contenu du rapport :

Paragraphe 4.1.5 La non-compensation des produits et des charges :

Le paragraphe a été modifié pour indiquer maintenant l'ensemble des produits (essentiellement de la production stockée et des reprises de provisions) que l'on retrouve dans les rubriques qui ne sont pas explicitement des rubriques de produit (souvent les rubriques "- AUTRES").

4.1.8) Le principe de détermination des charges économiquement calculées

Le concessionnaire a mis en place sur 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.

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	118 070
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	1 823 560
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	326 192
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	165 146

Autres parties liées

Libellé	Description	51
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	528 865
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	10 345 960

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. États 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.

En l'attente de la mise en application de la formule du Revenu Autorisé, l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés tels que prévus à l'avenant 17b.

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

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé
- 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

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 69 % 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 31 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

- *La production d'électricité d'origine thermique*
- *La production d'électricité d'origine hydraulique*
- *La production d'électricité d'origine photovoltaïque*
- *Le dispatching* consiste à assurer l'équilibre, à tout moment, entre l'offre pouvant être délivrée par les différentes sources de productions, et la demande des consommateurs finaux.
- *Le transport* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute tension permettant l'acheminement de l'électricité des sources de production jusqu'à l'entrée des réseaux de distribution.

- *La distribution* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de moyenne et basse tension permettant l'acheminement de l'électricité du réseau de transport jusqu'au consommateur final
- *La fourniture* correspond à l'activité d'un fournisseur d'électricité qui est chargé d'acheter l'électricité à des producteurs et de la revendre au détail au consommateur final, dont il est le principal interlocuteur.

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

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
 - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
- 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 pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le CA énergie péréqué de la concession :

Le CA péréqué de chaque concession est égal au CA facturé aux clients de la concession, corrigé de l'écart en pourcentage, sur l'ensemble des concessions d'EDT, entre le Revenu autorisé et le CA facturé aux clients.

Sur 2017 et en raison de la contestation par la Polynésie de l'applicabilité du « revenu autorisé », le « CA péréqué » est obtenu par la répartition par activité et concession, du CA facturé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT, au prorata du « revenu autorisé » de chaque activité et 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 1,641% (- 0,359 % + 2 %)
 - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,44 % (-0,359 % + 1 % + 0,799 % 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			
	2016	2017	2018	2019
Solde à l'ouverture	8 261 268	53 132 277	50 749 523	72 667 035
IS déficitaire	44 871 009	0	21 917 512	0
Consommation IS déficitaire	0	-2 382 754	0	-4 561 914
Solde à la clôture	53 132 277	50 749 523	72 667 035	68 105 122

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.

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

Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes depuis 2018 alors qu'antérieurement une partie était comptabilisée en supports internes.

**Détail des frais répartis
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	1 356,4	1 146,3			13,1	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	349,3	349,2	14,8	-0,3	14,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 007,9	42,9
Clientèle îles	43,3	43,3	1,5	-0,1	1,4	Nombre d'abonnés îles	26 789	920
Suivi et développement	97,9	94,2	1,7	0,3	1,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	97,0	2
Gestion administrative du solaire	28,3	26,3	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	2 221	8
Service Grand compte	37,8	33,9	0,6	0,0	0,6	Contrats grands comptes	5 214	95
Marketing & E-services	46,1	39,8	0,4	0,0	0,4	Nombre d'abonnés	78 561	820
Animation & réseaux proximité	20,9	18,0	0,2	0,0	0,2	Nombre d'abonnés	78 561	820
Comptabilité client et recouvrement	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	78 561	820
Magasins	51,2	48,9	1,2	0,0	1,2	Sorties de stock valorisées	993 983	25 252
Total support externe					20,5			
Support interne de l'île					17,5			
Total Support					38,0			

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

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

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

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Ua Pou	
	2019	2018
Immobilisations concédées *	651 721 140	628 903 234
- Production	155 688 449	156 068 290
- Distribution	496 032 691	472 834 944
Immobilisations privées	36 075 061	36 075 061
Immobilisations en-cours	32 918 204	7 120 380
- Distribution	32 918 204	7 120 380
Total immobilisations brutes	720 714 405	672 098 675
Amortissements et provisions **	-556 009 149	-551 319 186
- Production	-136 557 568	-137 297 510
- Distribution	-386 253 655	-382 049 635
- Privés	-33 197 926	-31 972 041
Immobilisations nettes	164 705 256	120 779 488
Stock	13 954 784	14 929 853
Créances clients	14 529 171	18 625 505
Autres créances	3 876 209	3 807 259
Provisions pour dépréciation	-766 001	-2 815 217
Stock et créances nets	31 594 163	34 547 400
Compte courant du concessionnaire	54 073 377	48 029 412
TOTAL ACTIF	250 372 796	203 356 300

* Immobilisations concédées

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	143 025 737	143 405 578
Concessionnaire - Droit incorporel	6 523 231	6 523 231
Total concessionnaire	149 548 968	149 928 809
Total Tiers et concédant	6 139 481	6 139 481
Total au bilan	155 688 449	156 068 290

** Amortissements et provisions

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	-125 007 026	-125 905 850
Concessionnaire - Droit incorporel	-6 523 231	-6 523 231
Total concessionnaire	-131 530 257	-132 429 081
Tiers et concédant	-5 027 311	-4 868 429
Total au bilan	-136 557 568	-137 297 510

Distribution

	2019	2018
Concessionnaire	398 282 418	364 724 059
Concessionnaire - Droit incorporel	41 370 215	41 370 215
Total concessionnaire	439 652 633	406 094 274
Tiers et concédant	56 380 058	66 740 669
Total au bilan	496 032 691	472 834 943

Distribution

	2019	2018
Concessionnaire	-319 652 082	-309 893 599
Concessionnaire - Droit incorporel	-38 616 922	-34 945 862
Total concessionnaire	-358 269 004	-344 839 461
Tiers et concédant	-27 984 651	-37 210 174
Total au bilan	-386 253 655	-382 049 635

1 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),
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant.

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

Les amortissements techniques pour ordres pratiqués sur les biens non renouvelables financés par le concessionnaire figurant dans les comptes sociaux :

- à l'actif en "amortissement et provisions",
- au passif en "droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre" ont été annulés à l'actif et au passif des comptes du rapport du délégataire pour simplifier la lecture du bilan.

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Ua Pou	
	2019	2018
Résultat	9 062 770	-36 811 575
Capitaux propres	9 062 770	-36 811 575
Droits des tiers et concédant apports gratuit	29 507 577	30 801 547
- Production	1 112 170	1 271 052
- Distribution	28 395 407	29 530 495
Droits du concédant exigible en nature	29 507 577	30 801 547
Autres provisions	8 637 240	6 810 491
- PIDR	8 637 240	6 810 491
Provision pour risques et charges	8 637 240	6 810 491
Clients - avances sur consommation	2 010 897	1 797 568
Fournisseurs	47 381 371	21 710 445
Dettes fiscales et sociales	31 275 646	22 695 877
Passif de renouvellement	122 227 587	156 240 840
- Production	52 754 240	54 520 773
- Distribution	69 473 347	101 720 067
Autres dettes	158 600	0
Produits constatés d'avance	111 107	111 107
Emprunts et dettes	203 165 209	202 555 837
TOTAL PASSIF	250 372 796	203 356 300

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

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Ua Pou 2018			Ua Pou 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	65 123 314		65 123 314	69 786 206		69 786 206
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	657,00		657	657,00		657
	- Forfait FP1	108 462		108 462	108 352		108 352
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-57 552 818	205 115	-57 347 703	-37 998 358	-99 937	-38 098 295
	par UO : Puissance maximale majorée	-87 599		-87 287	-57 836		-57 988
	- Maintenance	-26 983 299		-26 983 299	-18 866 681		-18 866 681
	- AC	-4 807 318		-4 807 318	-4 053 416		-4 053 416
	- ACE	-3 615 051		-3 615 051	-3 584 058		-3 584 058
	- MO	-18 560 930		-18 560 930	-11 229 207		-11 229 207
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-683 283		-683 283	-554 698		-554 698
	- AC	-168 696		-168 696	50 073		50 073
	- ACE	-229 747		-229 747	-207 038		-207 038
- MO	-95 942		-95 942	-48 345		-48 345	
- AUTRES	-188 898		-188 898	-349 388		-349 388	
- Amortissement des actifs de concession	-6 745 137		-6 745 137	-5 216 345		-5 216 345	
- Dotation amortissement biens au bilan	-5 644 007		-5 644 007	-6 982 878		-6 982 878	
- Dotation / reprise de lissage	-1 101 131		-1 101 131	1 766 533		1 766 533	
- Quote part des activités support affectées	-23 141 099	205 115	-22 935 984	-13 360 634	-99 937	-13 460 571	
- Fonctions supports	-17 402 996		-17 402 996	-9 624 566		-9 624 566	
- Frais de siège	-5 738 103	205 115	-5 532 988	-3 736 068	-99 937	-3 836 005	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	4 876 024		4 876 024	5 076 457		5 076 457
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 255 057		2 255 057	2 193 297		2 193 297
	- Forfait FP2	2,366		2,366	2,361		2,361
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-3 993 745	10 899	-3 982 846	-5 563 842	-12 531	-5 576 373
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1 771		-1 766	-2 537		-2 542
	- Maintenance	-2 462 420		-2 462 420	-3 174 617		-3 174 617
	- AC	-687 382		-687 382	-571 504		-571 504
	- ACE	-29 642		-29 642	-169 793		-169 793
	- MO	-1 745 396		-1 745 396	-2 433 320		-2 433 320
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-1 531 325	10 899	-1 520 426	-2 389 225	-12 531	-2 401 756
	- Fonctions supports	-1 226 424		-1 226 424	-1 920 771		-1 920 771
- Frais de siège	-304 901	10 899	-294 002	-468 454	-12 531	-480 985	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	42 431 197		42 431 197	48 535 461		48 535 461
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	18,82		18,82	22,13		22,13
	- Consommations	-46 429 260		-46 429 260	-49 509 881		-49 509 881
	- Fioul						
	- Gasoil	-45 501 034		-45 501 034	-48 639 265		-48 639 265
- Huile	-928 226		-928 226	-870 616		-870 616	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	502 500		502 500	5 134 582		5 134 582
	- Coûts directs	-502 500		-502 500	-4 871 485		-4 871 485
	- AC				-3 230 106		-3 230 106
- ACE	-502 500		-502 500	-1 225 117		-1 225 117	
- MO				-416 262		-416 262	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées				-353 123		-353 123	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	112 933 035		112 933 035	128 532 706		128 532 706	
MARGE AVANT IS	4 454 711	216 014	4 670 725	30 236 016	-112 468	30 123 549	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2018 / 2019	-2 652 323	-128 614	-2 780 937				
MARGE NETTE CONCESSION	4 454 711	216 014	4 670 725	30 236 016	-112 468	30 123 549	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	4 454 711	216 014	4 670 725	25 700 614	-95 598	25 605 016	
En % des produits	4%		4%	-20%		-20%	

		Ua Pou 2018			Ua Pou 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	28 726 820		28 726 820	30 801 492		30 801 492
	- UO UD2 : longueur des reseau (hors branchement) -1	95		95	95		95
	- Forfait FD2	332 279		332 279	332 134		332 134
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-55 774 801	302 621	-55 472 180	-34 455 600	-171 976	-34 627 576
	par UO : longueur des reseau (hors branchement)	-589 586		-586 387	-364 224		-366 042
	- Maintenance	-19 678 776		-19 678 776	-8 759 257		-8 759 257
	- AC	-1 245 323		-1 245 323	162 985		162 985
	- ACE	-6 588 632		-6 588 632	-867 302		-867 302
	- MO	-11 844 821		-11 844 821	-8 054 940		-8 054 940
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-421 263		-421 263	2 153 207		2 153 207
	- AC	-179 492		-179 492			
	- ACE	-38 663		-38 663	-389 678		-389 678
	- MO	-28 331		-28 331	-156 050		-156 050
	- AUTRES	-174 777		-174 777	2 698 935		2 698 935
	- Amortissement des actifs de concession	-13 865 225		-13 865 225	-13 429 543		-13 429 543
- Dotation amortissement biens au bilan	-29 427 712		-29 427 712	-45 676 263		-45 676 263	
- Dotation / reprise de lissage	15 562 486		15 562 486	32 246 720		32 246 720	
- Quote part des activités support affectées	-21 809 537	302 621	-21 506 916	-14 420 007	-171 976	-14 591 983	
- Fonctions supports	-13 343 714		-13 343 714	-7 990 803		-7 990 803	
- Frais de siège	-8 465 823	302 621	-8 163 202	-6 429 204	-171 976	-6 601 180	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 233 487		1 233 487	999 451		999 451
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	918 564		918 564	2 134 991		2 134 991
	- Coûts directs	-492 897		-492 897	1 195 378		1 195 378
	- AC	-335 203		-335 203	-538 192		-538 192
	- ACE						
	- MO	-563 991		-563 991	-1 398 863		-1 398 863
	- AUTRES	406 297		406 297	3 132 433		3 132 433
	- Quote part des activités support affectées	-756 618	2 143	-754 475	-1 623 855	-3 592	-1 627 447
	- Fonctions supports	-696 663		-696 663	-1 489 565		-1 489 565
	- Frais de siège	-59 955	2 143	-57 812	-134 290	-3 592	-137 882
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	13 720 691		13 720 691	55 841 118		55 841 118
	- Coûts directs	-12 969 340		-12 969 340	-51 768 660		-51 768 660
	- AC	-6 599 978		-6 599 978	-20 627 461		-20 627 461
	- ACE	-5 760 696		-5 760 696	-23 585 359		-23 585 359
	- MO	-608 666		-608 666	-7 555 840		-7 555 840
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-1 150 954		-1 150 954	-6 433 015		-6 433 015	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	44 599 562		44 599 562	89 777 052		89 777 052	
MARGE AVANT IS	-26 545 048	304 764	-26 240 284	-3 308 700	-175 569	-3 484 268	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2018 / 2019	15 804 850	-181 455	15 623 394				
MARGE NETTE CONCESSION	-26 545 048	304 764	-26 240 284	-3 308 700	-175 569	-3 484 268	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-26 545 048	304 764	-26 240 284	-2 812 395	-149 233	-2 961 628	
En % des produits	-60%		-59%	3%		3%	

		Ua Pou 2018			Ua Pou 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	113 775 783		113 775 783	125 131 919		125 131 919
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	112 430 535		112 430 535	123 398 124		123 398 124
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 345 248		1 345 248	1 733 796		1 733 796
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COUTS D'ACHAT	-113 902 539		-113 902 539	-125 166 728		-125 166 728
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-112 430 535		-112 430 535	-123 398 124		-123 398 124
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-1 472 004		-1 472 004	-1 768 604		-1 768 604	
GESTION ADMINISTRATIVE	-119 283	519	-118 764	-83 108	-116 404	-199 512	
- Produits de la Redevance solaire	40 992		40 992				
- Coûts de Fonctionnement	-2 136		-2 136	21 353	-116 144	-94 791	
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES	-2 136		-2 136	21 353	-116 144	-94 791	
- Quote part des activités support affectées	-158 139	519	-157 620	-104 461	-260	-104 721	
- Fonctions supports	-143 630		-143 630	-94 733		-94 733	
- Frais de siège	-14 509	519	-13 990	-9 728	-260	-9 988	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	120 546		120 546			
	- Coûts directs	-33 854		-33 854			
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-33 854		-33 854			
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-37 822	178	-37 644				
- Fonctions supports	-32 851		-32 851				
- Frais de siège	-4 971	178	-4 793				
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	4 555 952		4 555 952	4 902 516		4 902 516
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	797		797	799		799
	- Forfait FC	6 255,00		6 255	6 259,00		6 259
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	796 430		796 430	831 805		831 805
	- Frais de relance	674 820		674 820	711 252		711 252
	- Frais de perception de taxe	121 610		121 610	120 553		120 553
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-20 583 428	46 673	-20 536 755	-23 159 476	-51 245	-23 210 721
	par UO : Nombre d'abonnés	-25 826		-25 768	-28 986		-29 050
	- Affranchissements	-1 113 537		-1 113 537	-966 876		-966 876
	- Fonctionnement	-9 292 382		-9 292 382	-10 424 102		-10 424 102
- AC	-144 907		-144 907	-66 099		-66 099	
- ACE	-1 433 925		-1 433 925	-1 611 060		-1 611 060	
- MO	-7 566 180		-7 566 180	-8 372 342		-8 372 342	
- AUTRES	-147 370		-147 370	-374 601		-374 601	
- Quote part des activités support affectées	-10 177 509	46 673	-10 130 836	-11 768 498	-51 245	-11 819 743	
- Fonctions supports	-8 871 832		-8 871 832	-9 852 746		-9 852 746	
- Frais de siège	-1 305 677	46 673	-1 259 004	-1 915 752	-51 245	-1 966 997	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	462 000		462 000	534 000		534 000
	- Frais de coupure	462 000		462 000	534 000		534 000
	- Coûts directs	-201 124		-201 124	-199 987		-199 987
	- AC	-672		-672			
	- ACE						
- MO	-200 452		-200 452	-199 987		-199 987	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-196 580	714	-195 866	-212 906	-513	-213 419	
- Fonctions supports	-176 612		-176 612	-193 746		-193 746	
- Frais de siège	-19 968	714	-19 254	-19 160	-513	-19 673	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
	TOTAL DES PRODUITS	119 751 703		119 751 703	131 400 240		131 400 240
	MARGE AVANT IS	-15 363 917	48 083	-15 315 834	-17 421 965	-168 162	-17 590 126
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2018 / 2019	9 147 635	-28 628	9 119 006			
	MARGE NETTE CONCESSION	-15 363 917	48 083	-15 315 834	-17 421 965	-168 162	-17 590 126
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-15 363 917	48 083	-15 315 834	-14 808 670	-142 937	-14 951 608
	En % des produits	-13%		-13%	11%		11%

		Ua Pou 2018			Ua Pou 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
RESULTAT FINANCIER							
REVENU AUTORISE		-783 448		-783 448	-678 228		-678 228
- Intérêts sur emprunts bancaires							
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché		483 214		483 214	307 829		307 829
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière		374 052		374 052	384 015		384 015
MARGE AVANT IS		73 818		73 818	13 616		13 616
TOTAL CONCESSION							
TOTAL DES PRODUITS (*)		164 070 318		164 070 318	225 633 646		225 633 646
TOTAL DES CHARGES (*)		-201 450 753	568 861	-200 881 893	-216 114 678	-456 198	-216 570 876
MARGE AVANT IS		-37 380 436	568 861	-36 811 575	9 518 968	-456 198	9 062 770
- IS.							
- IS report déficitaire 2018 / 2019		22 256 210	-338 698	21 917 512			
MARGE NETTE CONCESSION		-37 380 436	568 861	-36 811 575	9 518 968	-456 198	9 062 770
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		-37 380 436	568 861	-36 811 575	8 091 123	-387 768	7 703 355
En % des produits		-22,8%		-22,4%	-3,6%		-3,4%

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

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

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- 0.3 MF lié à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)

- 0.1 MF lié aux redevances solaires 2018 et antérieures réclamées par les clients suite à une décision de justice.

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2018 et 2019 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 62 MF

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

Ce poste augmente de + 14 MF

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + 48 MF sont :

- **Production : + 5 MF**
 - + 5 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : + 43 MF**
 - + 42 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - + 40 MF au titre du renouvellement réseau HTA/BT
 - + 2 MF au titre du renouvellement branchements et comptages réseau
 - + 1 MF sur les travaux vendus

Commentaires sur la variation des charges : + 15 MF

- **Production : - 10 MF**

- - 20 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - - 8 MF au titre de la maintenance de la centrale
 - - 8 MF au titre des fonctions support : baisse du coût de fonctionnement de l'île en 2019
 - - 2 MF au titre des charges calculées
 - - 2 MF au titre des frais de siège
- + 5 MF au titre de la réalisation d'immobilisations : remplacement du bloc moteur du G1
- + 3 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- + 2 MF au titre de la maintenance des moteurs

- **Distribution : + 22 MF**

- + 44 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - + 39 MF au titre du programme de renouvellement des poteaux et des branchements comptages réalisé sur 2019
 - + 5 MF au titre des fonctions support
- - 21 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - - 11 MF au titre de la maintenance des réseaux
 - - 3 MF au titre de la conduite et fonctionnement du réseau
 - - 5 MF au titre des fonctions support : baisse du coût de fonctionnement de l'île sur 2019
 - - 2 MF au titre des frais de siège
- - 1 MF au titre des travaux vendus

- **Fourniture : + 2 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)

- + 2 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle

- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 47 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 14 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 3 MF sur les matières consommées
- Une hausse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement du service Clientèle
- Une baisse de 21 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une baisse de 16 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une baisse de 2 MF sur les charges calculées

4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu 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.

4.4.1) Revenu autorisé

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

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{163.373.097} & = & \mathbf{112.094.612} & + & \mathbf{51.278.485} \end{array}$$

4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

Correction faite des estimations de l'avenant 17b, ces variations par rapport à 2018 sont :

	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		108 462	108 352	-0,1%	71 259 534	71 187 264	-0,1%
Nb de kWh produits	2 255 057	2 193 297	-2,7%	2,366	2,361	-0,2%	5 335 465	5 178 374	-2,9%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	94,600	94,600		332 279	332 134	0,0%	31 433 593	31 419 876	0,0%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	797	799	0,3%	6 255	6 259	0,1%	4 985 235	5 000 941	0,3%
RE - "Forfaits"							113 013 827	112 786 456	-0,2%
Résultat financier							-857 268	-691 844	-19,3%
Partage des gains de rendement									
RE (Revenu de l'exploitation)							112 156 560	112 094 612	-0,1%

4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2018			2019		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	606 452	75,03	45 501 035	629 876	77,22	48 639 264
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 939	315,83	928 226	2 888	301,46	870 616
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	53 363	27,58	1 472 004	66 744	26,50	1 768 604
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				47 901 265	51 278 485		

Prix des combustibles

	Gazole lles	Arrêté CM
Acpt du 01/2019	87,432	Arrêté 2880 CM du 28 décembre 2018
Acpt du 02/2019	69,321	Arrêté 103 CM du 23 janvier 2019
Acpt du 03/2019	70,557	Arrêté 213 CM du 13 février 2019
Acpt du 04/2019	75,585	Arrêté 442 CM du 27 mars 2019
Acpt du 05/2019	77,563	Arrêté 609 CM du 25 avril 2019
Acpt du 06/2019	77,563	Arrêté 758 CM du 24 mai 2019
Acpt du 07/2019	78,750	Arrêté 974 CM du 19 juin 2019
Acpt du 08/2019	78,181	Arrêté 1362 CM du 25 juillet 2019
Acpt du 09/2019	75,893	Arrêté 1835 CM du 28 août 2019
Acpt du 10/2019	74,287	Arrêté 2048 CM du 20 septembre 2019
Acpt du 11/2019	76,376	Arrêté 2343 CM du 24 octobre 2019
Acpt du 12/2019	75,008	Arrêté 2653 CM du 27 novembre 2019

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

- En l'absence du dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, la formule de Revenu Autorisé prévue à l'avenant 17 du 28 décembre 2015 ne sera applicable qu'au 1^{er} janvier 2020, sur la base des nouveaux forfaits arrêtés dans l'avenant 18b.
- En l'attente, les produits enregistrés par concession et par processus correspondent au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions, lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés (principe de péréquation).

		Ua Pou				
		2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	70 289 033	66 693 165	67 797 221	70 142 269	72 584 321
Péréquation	B	89 868 668	79 581 942	81 606 833	85 908 519	85 189 760
CA péréqué	C=A+B	160 157 701	146 275 107	149 404 054	156 050 788	157 774 081
Ecart RA/CA 2018		n/a	n/a	6 826 597	-4 407 062	n/a
Revenu autorisé		163 373 097	160 057 825	156 230 651	151 643 726	157 774 081
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	n/a	-6 826 597	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	n/a	4 407 062	n/a	n/a
Produits comptabilisés		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 à l'avenant 17b est détaillé au § 4.4.1

4.4.3) Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2019	Réalisé 2018
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	2 020 698	2 012 837
Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	87,2%	88,1%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	8 932	9 855
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	57 812	43 508
Achat Electra 40F/kWh		
Total Production Photovoltaïque	66 744	53 363
Production hydro		
Production Total EnR	66 744	53 363
Production brute thermique à produire	2 250 541	2 235 371
Production Nette thermique à produire	2 204 145	2 193 297
Total production (EDT et Autres)	2 317 285	2 288 734
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,280	0,271
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	31 677	39 768
Achat matière première	619 061	598 361
Stock final	20 862	31 677
Consommation matière première	629 876	606 452
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,280	0,271
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	77,22 F	75,03 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix huile	301,46 F	315,83 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	2 763 248	2 647 396
Achat matière première	47 436 661	45 616 888
Stock final	1 560 644	2 763 248
Consommation matière première	48 639 264	45 501 035
Huile	870 616	928 226
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	49 509 881	46 429 261
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	1 768 604	1 472 004
(CE) TOTAL achat de matières premières	51 278 485	47 901 265

5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

- 5.1 Variation du patrimoine immobilier
- 5.2 Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
- 5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements
- 5.4 Dépenses de renouvellement
- 5.5 Méthode relative aux charges calculées
- 5.6 Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année
- 5.7 Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
- 5.8 Plan de Renouvellement

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2018	Acquisition	Cession	Total bilan 2019
Production	156 068 290	5 735 328 (1)	-6 115 169 (3)	155 688 449
Distribution	472 834 943	34 819 373 (2)	-11 621 625 (4)	496 032 691
Total	628 903 233	40 554 701	-17 736 794	651 721 140

(1) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Filières
			Sécurité
R51802	MOTEUR PERKINS P400 UAPOU G1 2206A-EBTAG6	5 735 328	5 735 328
	TOTAL PRODUCTION UA POU	5 735 328	5 735 328

(2) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
820930	RENV RSX HT/BT UA POU PMT 2018	29 644 505	29 644 505	
CP2019	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2019	3 913 854		3 913 854
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	33 558 359	29 644 505	3 913 854
BRT12/18	COMPTAGE TIERS UAP 2019 FINANCEMENT UA POU	1 261 014		1 261 014
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA POU	1 261 014	-	1 261 014
	TOTAL DISTRIBUTION UA POU	34 819 373	29 644 505	5 174 868

(3) Cessions de Production : 6,1 MF Moteur Groupe

(4) Cessions de Distribution : 9,4 MF Réseaux et 2,2 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 32,9 MF contre 7,1 MF fin 2018 soit une augmentation de 25,8 MF.

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

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
A.N CONSTRUCTION UA POU	01/01/1986	35	15 451 380	-	14 683 357	-	768 023
AN CONST CONCEDANT UA POU	01/01/1992	35	-	6 139 481	-	5 027 311	1 112 170
BATIMENT CENTRALE UA POU	18/11/2006	14	992 580	-	919 207	-	73 373
MUR SECU BATIMENT CENTRAL	01/01/2007	14	9 157 874	-	8 503 741	-	654 133
EXTENS° ATELIER STOCKAGE	01/01/2014	7	689 564	-	591 032	-	98 532
RENOVAT° CENTRALE HAKAHAU	01/01/2007	14	1 785 000	-	1 657 500	-	127 500
TVX GC GPE P400 HAKAHAU	15/11/2010	10	10 737 932	-	9 640 668	-	1 097 264
EXTENS°SALLE RANGEMENT	01/01/2015	6	288 304	-	240 240	-	48 064
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	01/01/2019	7	5 735 328	-	819 031	-	4 916 297
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	01/03/2017	7	7 171 438	-	2 902 731	-	4 268 707
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	15/11/2010	7	5 848 040	-	5 848 040	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	15/11/2010	8	5 848 040	-	5 848 040	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	01/08/2013	11	2 773 423	-	1 831 561	-	941 862
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	01/08/2013	11	2 773 423	-	1 780 329	-	993 094
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	15/11/2010	7	2 552 716	-	2 552 716	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	15/11/2010	8	2 552 716	-	2 552 716	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	01/08/2013	10	4 358 398	-	3 072 155	-	1 286 243
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	01/08/2013	10	4 358 397	-	3 072 154	-	1 286 243
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	15/11/2010	7	3 892 729	-	3 892 729	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	15/11/2010	8	3 892 729	-	3 892 729	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	14	668 770	-	619 333	-	49 437
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	12	1 738 840	-	1 588 725	-	150 115
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	21/09/2010	10	5 044 045	-	4 533 166	-	510 879
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	4 781 629	-	4 293 014	-	488 615
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP	01/01/2011	10	1 103 340	-	992 999	-	110 341
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	2 227 968	-	2 000 301	-	227 667
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	13	1 726 376	-	1 591 017	-	135 359
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	2 355 934	-	2 115 191	-	240 743
SUPERVISION CENT UA POU	01/07/2012	9	209 494	-	184 845	-	24 649
SUPERVIS° GPE FGW UA POU	01/07/2012	9	501 873	-	442 822	-	59 051
COFFRETS COMPTAGES UA POU	01/09/2013	7	2 163 794	-	1 868 679	-	295 115
RENOV.TGBT PRISMA UA POU	01/05/2015	6	5 980 050	-	4 924 508	-	1 055 542
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	01/05/2015	6	1 654 684	-	1 362 614	-	292 070
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	14	1 070 540	-	991 404	-	79 136
ENVV F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	1 029 832	-	924 598	-	105 234

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
ENS DESHUILAGE SEREP UA P	01/01/2013	8	3 854 982	-	3 373 022	-	481 960
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	01/01/2014	7	2 215 285	-	1 898 741	-	316 544
EQUIP DETECTION INCENDIE	30/08/2007	13	65 391	-	60 125	-	5 266
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	2 528 869	-	2 270 453	-	258 416
F&P SYST SECURITE UA POU	10/09/2012	8	6 976 926	-	6 118 672	-	858 254
RENF SYSTEME DETECTION ET	30/04/2016	5	1 875 085	-	1 448 446	-	426 639
MEC SECURITE INCENDIE CEN	01/02/2018	3	1 646 561	-	1 081 755	-	564 806
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	10	745 458	-	745 458	-	-
TOTAL PRODUCTION UA POU			143 025 737	6 139 481	119 730 564	5 027 311	24 407 343
TRANSFO KENA O1011 UA POU	01/07/2013	25	373 427	-	97 089	-	276 338
TRANSFO ELEVATEUR SECOURS	01/10/2004	25	1 238 454	-	755 455	-	482 999
TRANSFO POSTE CP DP UAPOU	01/07/2006	25	494 734	-	267 155	-	227 579
POSTE H61 TAHAA	01/01/2007	25	578 910	-	301 032	-	277 878
POSTE CP UA POU 2007	01/07/2007	25	426 338	-	213 169	-	213 169
RENFORC POSTE 01032 VAIKA	01/01/2011	25	208 696	-	75 133	-	133 563
RENFORC TRANSFO 01032	01/01/2011	25	504 609	-	181 655	-	322 954
RENFORC POSTE 01031 VIVII	01/01/2011	25	1 210 078	-	435 627	-	774 451
RENFORC TRANSFO 01031	01/01/2011	25	504 609	-	181 655	-	322 954
RENFORC POSTE H16 51O1012	01/01/2011	25	2 316 592	-	833 970	-	1 482 622
TRANSFO H61 O1012 UA POU	01/01/2011	25	462 193	-	166 389	-	295 804
POSTE CENTRALE HAKAHAU	01/02/2004	25	2 293 619	-	1 460 273	-	833 346
POSTE PROTECT° ELEVATEUR	01/12/2004	25	16 517 092	-	9 965 314	-	6 551 778
TRANSFO ELEVATEUR UA POU	01/10/2006	25	3 236 594	-	1 715 398	-	1 521 196
POSTE DP UA POU	01/01/2007	25	1 124 011	-	584 485	-	539 526
POSTE DP UA POU 2008	01/07/2008	25	3 018 367	-	1 388 451	-	1 629 916
POSTE DP UA POU 2010	01/07/2010	25	177 682	-	67 517	-	110 165
REMPLE IACM PAR IAM UA POU	13/01/2011	15	853 266	-	510 060	-	343 206
RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA	01/08/2017	15	16 783 902	-	2 703 886	-	14 080 016
RES.AERIEN UA POU 97	01/01/1997	25	3 713 158	-	3 416 105	-	297 053
RES.AERIEN UA POU 98	01/01/1998	25	36 666 933	-	32 266 900	-	4 400 033
RES.AERIEN UA POU 99	01/01/1999	25	18 130 917	-	15 229 971	-	2 900 946
RES.AERIEN UA POU 2000	01/01/2000	25	1 678 113	-	1 342 490	-	335 623
RES.AERIEN UA POU 2001	01/01/2001	25	45 000	-	34 200	-	10 800
RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	25	-	647 173	-	491 853	155 320
RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	25	-	548 313	-	420 066	128 247

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RES.AERIEN UA POU 2002	01/01/2002	25	99 091	-	71 346	-	27 745
RESEAUX UA POU 2002	01/01/2002	25	-	1 371 888	-	987 759	384 129
RES.AERIEN UA POU 2003	01/01/2003	25	20 893 178	-	14 207 359	-	6 685 819
RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	25	-	350 063	-	238 043	112 020
RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	25	-	42 290	-	28 862	13 428
RESEAU CP41906 2004 UAPOU	01/07/2004	25	224 131	-	138 959	-	85 172
RESEAUX UA POU 2004	01/07/2004	25	-	1 245 468	-	772 192	473 276
RESEAU HTA/BTA COM UA POU	02/12/2004	25	4 419 691	-	2 666 057	-	1 753 634
RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	25	-	4 460 577	-	2 602 002	1 858 575
RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	25	-	12 910	-	7 530	5 380
RESEAUX CP 51906 2005UAPO	01/06/2005	25	549 536	-	320 562	-	228 974
EXT BTA AHSCHA LOUIS	01/01/2006	25	563 794	-	315 727	-	248 067
EXT BTA BRUNEAU PASCAL	06/03/2006	25	235 658	-	130 264	-	105 394
RESEAU HTA HOHOI UAPOU 06	01/06/2006	25	5 940 091	-	3 227 451	-	2 712 640
RESEAUX UA POU 2006	01/07/2006	25	-	1 408 602	-	760 644	647 958
RESEAU 15% EXT UA POU 06	01/07/2006	25	132 798	-	71 712	-	61 086
RENF RES BTA CP UA POU	01/07/2006	25	369 143	-	199 340	-	169 803
RESEAUX UA POU	01/01/2007	25	2 021 930	-	1 051 401	-	970 529
RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	25	-	305 084	-	152 540	152 544
RES AERIEN CP UA POU 2007	01/07/2007	25	3 378 086	-	1 689 042	-	1 689 044
RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	25	-	677 984	-	338 990	338 994
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	90 666	-	45 335	-	45 331
EXT BTA SIT MAUI'A POUR	01/01/2008	25	406 904	-	195 312	-	211 592
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	25	168 283	-	80 773	-	87 510
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	25	263 917	-	126 682	-	137 235
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	25	129 467	-	62 146	-	67 321
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	249 014	-	119 527	129 487
RESEAUX CP UA POU 2008	01/07/2008	25	22 416 398	-	10 311 544	-	12 104 854
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	23 218 770	-	10 680 636	12 538 134
EXT BTA QT TOKIAHI-TOHIPU	21/11/2008	25	239 221	-	106 322	-	132 899
RESEAUX CP UA POU 2009	01/07/2009	25	408 833	-	171 707	-	237 126
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	158 096	-	63 767	94 329
RESEAUX 2010 CONCED UAPOU	01/07/2010	25	-	1 223 694	-	465 006	758 688
RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	25	11 655 878	-	4 429 233	-	7 226 645
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU	01/01/2011	25	421 894	-	151 879	-	270 015

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	26/01/2011	25	275 404	-	98 382	-	177 022
RESEAUX CP UA POU 2011	01/07/2011	25	3 101 194	-	1 054 408	-	2 046 786
RESEAUX 2011 CONCED UAPOU	01/07/2011	25	-	121 814	-	41 418	80 396
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	01/01/2012	25	1 535 306	-	491 293	-	1 044 013
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	01/01/2012	25	554 286	-	177 371	-	376 915
RESEAUX CP UA POU 2012	01/07/2012	25	26 483 145	-	7 944 920	-	18 538 225
RESEAUX CP UA POU 2013	01/07/2013	25	44 899 196	-	11 673 778	-	33 225 418
RESEAUX 2013 CONCED UAPOU	01/07/2013	25	-	86 432	-	22 471	63 961
EXT 14A1 QT AKA UA POU	03/09/2013	25	126 358	-	31 984	-	94 374
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	10/10/2013	25	258 342	-	64 328	-	194 014
14A/09/2011/UAP/JK/PG	01/01/2014	25	547 446	-	131 381	-	416 065
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	03/06/2014	25	177 000	-	39 490	-	137 510
RESEAUX 2014 CONCED UAPOU	01/07/2014	25	-	97 444	-	21 439	76 005
RESEAUX CP UA POU 2015	01/07/2015	25	23 588 814	-	4 246 025	-	19 342 789
RESEAUX 2015 CONCED UAP	01/07/2015	25	-	56 063	-	10 092	45 971
RESEAUX CP UA POU 2016	01/07/2016	25	289 024	-	40 461	-	248 563
RESEAUX 2016 CONCED UAPOU	01/07/2016	25	-	86 432	-	12 100	74 332
RESEAUX CP UA POU 2017	01/07/2017	25	11 883 654	-	1 188 355	-	10 695 299
RSX AERIEN TIERS UAP 2017	01/07/2017	25	-	1 691 793	-	169 180	1 522 613
14A1 202/2017/UAP/JK/PG	01/09/2017	25	1 457 894	-	136 054	-	1 321 840
RENV RESEAU HTA HAKAHAU	01/05/2018	25	17 306 456	-	1 153 812	-	16 152 644
RESEAUX CP UA POU 2018	01/07/2018	25	13 980 049	-	838 824	-	13 141 225
RENV RSX HT/BT UA POU	30/06/2019	25	29 644 505	-	596 302	-	29 048 203
RESEUAX UA POU	01/01/2007	35	5 052 377	-	1 876 600	-	3 175 777
EXT RES SOUT STATION CHLO	24/02/2007	35	375 753	-	137 987	-	237 766
EXT SOUT BTA SIT MAUIA	01/01/2008	35	838 777	-	287 580	-	551 197
EXT 14A BTA QTR HIVATETE	01/01/2008	35	863 076	-	295 908	-	567 168
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	35	555 333	-	190 403	-	364 930
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	35	703 780	-	241 296	-	462 484
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	35	776 808	-	266 334	-	510 474
EXTENSION HTA MOD UA POU	01/01/2009	35	1 079 674	-	339 328	-	740 346
EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU	01/01/2011	35	1 263 107	-	324 802	-	938 305
COMPTAGE UA POU 1992	01/01/1992	20	-	204 100	-	204 100	-
COMPTAGE UA POU 97	01/01/1997	20	509 173	-	509 173	-	-
COMPTAGE UA POU 98	01/01/1998	20	630 000	-	630 000	-	-

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
COMPTAGE UA POU 99	01/01/1999	20	720 525	-	720 525	-	-
COMPTAGE UA POU 2001	01/01/2001	20	-	163 195	-	155 035	8 160
COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	20	352 309	-	317 078	-	35 231
COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	20	-	1 562 578	-	1 406 321	156 257
COMPTAGE UA POU 2003	01/01/2003	20	-	860 164	-	731 138	129 026
POSE COMPTEUR 2004 UA POU	01/07/2004	20	478 333	-	370 709	-	107 624
BRANCHEMENT UA POU 2004	01/07/2004	20	-	1 096 648	-	849 902	246 746
COMPTAGE UA POU 2005	01/06/2005	20	-	727 196	-	530 249	196 947
POSE COMPTEURS UA POU 05	01/07/2005	20	375 526	-	272 255	-	103 271
BRCHT UA POU 2006	01/07/2006	20	-	1 585 722	-	1 070 361	515 361
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2006	20	509 573	-	343 963	-	165 610
BRCHT STATION CHLORATION	24/02/2007	20	27 952	-	17 964	-	9 988
BRCHT/CPTAGES CP UAPOU 07	01/07/2007	20	1 029 275	-	643 299	-	385 976
BRCHT UAPOU 2007	01/07/2007	20	-	1 906 353	-	1 191 472	714 881
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2008	20	835 074	-	480 169	-	354 905
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	1 984 791	-	1 141 255	843 536
BRCHT/CPTAGE UA POU 2009	01/07/2009	20	599 221	-	314 591	-	284 630
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	746 569	-	376 395	370 174
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	20	968 750	-	460 156	-	508 594
COMPTAGE TIERS UAPOU 2010	01/07/2010	20	-	1 290 551	-	613 012	677 539
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	20	530 220	-	225 345	-	304 875
COMPTAGE TIERS UAPOU 2011	01/07/2011	20	-	811 876	-	345 049	466 827
BRCHT/CPTAGES UA POU	01/07/2012	20	679 152	-	254 681	-	424 471
COMPTAGE TIERS UAPOU 2012	01/07/2012	20	-	489 181	-	183 443	305 738
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2013	20	792 922	-	257 700	-	535 222
COMPTAGE TIERS UAPOU 2013	01/07/2013	20	-	837 874	-	272 311	565 563
CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	01/07/2013	20	-	53 909	-	17 520	36 389
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2014	20	658 533	-	181 097	-	477 436
COMPTAGE TIERS UA POU2014	01/07/2014	20	-	559 659	-	153 906	405 753
CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	01/07/2014	20	-	72 789	-	20 016	52 773
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2015	20	2 953 822	-	664 619	-	2 289 203
COMPTAGE TIERS UAP 2015	01/07/2015	20	-	375 370	-	84 458	290 912
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2016	20	3 076 787	-	538 426	-	2 538 361
COMPTAGE TIERS UAP 2016	01/07/2016	20	-	500 613	-	87 608	413 005
COMPTAGE TIERS UAPOU 2017	01/07/2017	20	-	424 165	-	53 020	371 145

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2017	20	2 051 326	-	256 412	-	1 794 914
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2018	20	1 387 451	-	104 060	-	1 283 391
COMPTAGE TIERS UAPOU 2018	01/07/2018	20	-	805 837	-	60 438	745 399
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2019	20	3 913 854	-	97 867	-	3 815 987
COMPTAGE TIERS UAP 2019	01/07/2019	20	-	1 261 014	-	31 525	1 229 489
TOTAL DISTRIBUTION UA POU			398 282 418	56 380 058	155 491 026	27 984 651	271 186 799
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA POU			541 308 155	62 519 539	275 221 590	33 011 962	295 594 142

Production :

VB Concessionnaire :	143 025 737
VB Tiers :	6 139 481
Droit incorporel * :	6 523 231
Total VB (fin 2019)	155 688 449

Distribution :

VB Concessionnaire :	398 282 418
VB Tiers :	56 380 058
Droit incorporel * :	41 370 215
Total VB (fin 2019)	496 032 691

* : correspond aux emprunts repris à l'origine de la concession

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
820930 CP2019	RENV RSX HT/BT UA POU PMT 2018 BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2019	29 644 505 3 913 854	29 644 505	3 913 854
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	33 558 359	29 644 505	3 913 854
BRT12/18	COMPTAGE TIERS UAP 2019 FINANCEMENT UA POU	1 261 014		1 261 014
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA POU	1 261 014	-	1 261 014
	TOTAL DISTRIBUTION UA POU	34 819 373	29 644 505	5 174 868

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	prévu	réalisé*	écart
FILIERE		-	
BÂTIMENT		-	
GROUPE		5 735 328	
TOTAL	56 723 035	5 735 328	(50 987 707)

Distribution :

	prévu	réalisé*	écart
POSTES ET TRANSFOS		-	
RESEAU AERIEN		29 644 505	
RESEAU SOUTERRAIN		-	
COMPTEURS		3 723 962	
TOTAL	46 500 000	33 368 467	(13 131 533)

* dont TVA à reverser

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

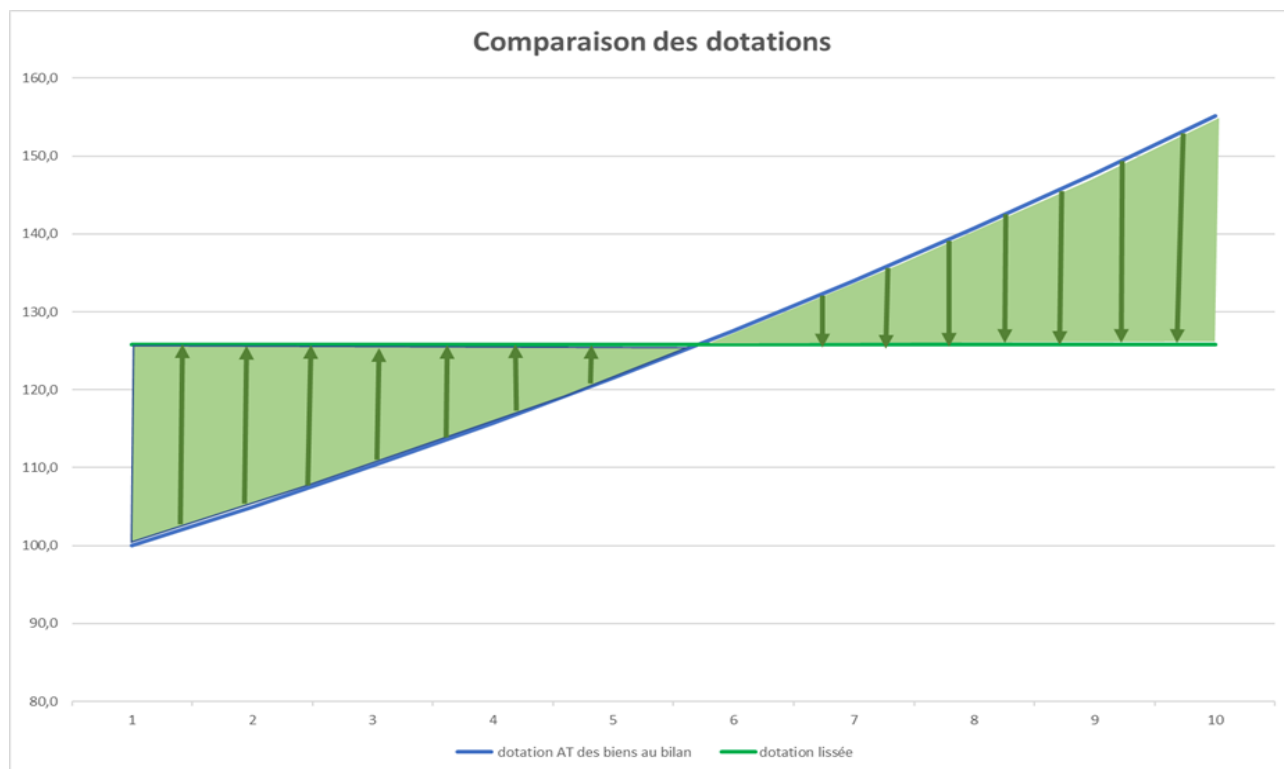
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotation/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

Détail des calculs /**Production** :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	149 165 218	146 923 037	2 242 181	
- financements tiers et concédant	(6 139 481)	(6 139 481)	-	
- IFC cumulée	(9 269 299)	(9 269 299)	-	
base amortissable	133 756 438	131 514 257	2 242 181	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	132 429 081	131 681 688	747 394	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(6 523 231)	(6 523 231)	-	
Cumul dot à l'ouverture hors droits d'entrée	125 905 850	125 158 457	747 394	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(6 115 169)	(6 115 169)	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	13 965 757	12 470 969	1 494 787	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	2	2	2	
dotations brute	6 982 878	6 235 485	747 394	
Lissage par le passif de renouvellement	(1 766 533)	(1 766 533)		
Dotations lissée	5 216 345	4 468 951	747 394	
réintégration droit entrée	-	-	-	
dotations exercice (1)	5 216 345	4 468 951	747 394	(E)
dotations cumulée lissée	125 007 026	123 512 239	1 494 787	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	6 523 231	6 523 231		
dotations cumulées à fin 2019 (2)	131 530 257	130 035 470	1 494 787	
	-			

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(52 321 970)					
2017	(53 419 642)	(1 097 672)	(3 371 279)	(4 468 951)	-	(4 468 951)
2018	(54 520 773)	(1 101 131)	(3 367 821)	(4 468 951)	(747 394)	(5 216 345)
2019	(52 754 240)	1 766 533	(6 235 485)	(4 468 951)	(747 394)	(5 216 345)
2020	0	52 754 240	(57 223 192)	(4 468 951)	(747 394)	(5 216 345)
		52 321 970	(70 197 776)	(17 875 806)	(2 242 181)	(20 117 987)
	moyenne	13 080 493	(17 549 444)	(4 468 951)		
				moyenne 2017 / 2020		

1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)

Dotation brute	6 982 878	
Réintégration droit d'entrée	-	
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	6 982 878	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2019	(1 766 533)	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	5 216 345	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	-	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	5 216 345	5.5.3
- régularisations et écarts		
Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations & écarts)	5 216 345	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	131 530 257
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	5 027 311
Total amortissement au bilan	136 557 568

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	65 031 990
- réalisé 2017 :	(6 573 270)
- réalisé 2018 :	(1 735 685)
- réalisé 2019 ⁽¹⁾ :	(5 735 328)
Reste à faire à fin 2019 :	50 987 707

Détail des calculs /Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	454 662 477	448 127 912	6 534 565
- financements tiers et concédant	(56 380 058)	(52 197 249)	(4 182 809)
- IFC cumulée	(4 378 413)	(4 378 413)	-
base amortissable	393 904 005	391 552 250	2 351 756 (A)
Cumul des dotations à l'ouverture	344 839 461	343 873 208	966 253
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(34 945 862)	(34 945 862)	-
Cumul dot à l'ouverture corrigé	309 893 599	308 927 346	966 253 (B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	- (C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	84 010 406	82 624 904	1 385 502 (D) = (A-B-C)
nb années restantes	2	2	2
dotation brute	42 005 203	41 312 452	692 751
Lissage par le passif de renouvellement	(32 246 720)	(32 246 720)	
Dotations lissées	9 758 483	9 065 732	692 751
réintégration droit entrée	3 671 060	3 671 060	-
dotations exercice (1)	13 429 543	12 736 792	692 751 (E)
dotation cumulée lissée	323 323 142	321 664 138	1 659 004 (B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	34 945 862	34 945 862	
dotations cumulées à fin 2019 (2)	358 269 004	356 610 000	1 659 004
	-		

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(119 974 900)					
2017	(117 282 553)	2 692 347	(11 853 025)	(9 160 678)	(368 448)	(9 529 126)
2018	(101 720 067)	15 562 486	(24 723 164)	(9 160 678)	(597 805)	(9 758 483)
2019	(69 473 347)	32 246 720	(41 312 452)	(9 065 732)	(692 751)	(9 758 483)
2020	-	69 473 347	(78 539 079)	(9 065 732)	(692 751)	(9 758 483)
		119 974 900	(156 427 720)	(36 452 820)	(2 351 756)	(38 804 575)
	moyenne	29 993 725	(39 106 930)	(9 113 205)		
				moyenne 2017 / 2020		

1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)

Dotation brute	42 005 203	
Réintégration droit d'entrée	3 671 060	
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	45 676 263	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2019	(32 246 720)	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	13 429 543	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	(3 671 060)	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	9 758 483	5.5.3
- régularisations et écarts		
Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations & écarts)	9 758 483	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	358 269 004
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	27 984 651
Total amortissement au bilan	386 253 655

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	137 850 199
- réalisé 2017 :	-28 019 127
- réalisé 2018 :	-39 235 978
- réalisé 2019 :	-33 368 467
+ réajusté 2019 :	0
Reste à faire à fin 2019 :	37 226 627

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
CP2019	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2019	3 913 854	5%	189 892
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	3 913 854		189 892
BRT12/18	COMPTAGE TIERS UAP 2019 FINANCEMENT UA POU	1 261 014	100%	1 261 014
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA POU	1 261 014		1 261 014
	TOTAL DISTRIBUTION UA POU	5 174 868		1 450 906

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 01/01/2010 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10^{ème} de la valeur d'origine égal à : 10 – (2020 – (année de mise en service+1)).

Soit :

			année légale	Indemnité en 10ème de la VO
du 01/01 au 31/12	2009	entière		0
du 01/01 au 31/12	2010	entière		1
du 01/01 au 31/12	2011	entière		2
du 01/01 au 31/12	2012	entière		3
du 01/01 au 31/12	2013	entière		4
du 01/01 au 31/12	2014	entière		5
du 01/01 au 31/12	2015	entière		6
du 01/01 au 31/12	2016	entière		7
du 01/01 au 31/12	2017	entière		8
du 01/01 au 31/12	2018	entière		9
du 01/01 au 31/12	2019	entière		10
du 01/01 au 30/09	2020	partielle		10

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010 à 2019 s'élève à 13,6 MXPf

Composants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
EXTENS° ATELIER STOCKAGE CENTRALE HAKAHAU UA POU	01/01/2014	7	655 479	34 085	689 564	100%	689 564	344 782
TVX GC GPE P400 HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	10 737 932	-	10 737 932	100%	10 737 932	1 073 793
EXTENS°SALLE RANGEMENT CENTRALE UA POU	01/01/2015	6	270 708	17 596	288 304	100%	288 304	172 982
MOTEUR FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	01/08/2013	6	-	-	-	0%	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	15/11/2010	7	5 848 040	-	5 848 040	28%	1 637 451	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	15/11/2010	8	5 848 040	-	5 848 040	28%	1 637 451	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	01/08/2013	11	2 669 320	104 103	2 773 423	0%	-	-
ALTERNAT FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	01/08/2013	11	2 669 320	104 103	2 773 423	0%	-	-
ALTERNAT FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	15/11/2010	7	2 552 716	-	2 552 716	28%	714 760	-
ALTERNAT FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	15/11/2010	8	2 552 716	-	2 552 716	28%	714 760	-
ALTERNAT FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	01/08/2013	10	4 194 801	163 597	4 358 398	0%	-	-
ACCESSOIRE WILSON P400 UAPO U HAKAHAU	01/08/2013	10	4 194 800	163 597	4 358 397	0%	-	-
ACCESSOIRE WILSON P400 UAPO U HAKAHAU	15/11/2010	7	3 892 729	-	3 892 729	28%	1 089 964	-
ACCESSOIRE WILSON P400 UAPO U HAKAHAU	15/11/2010	8	3 892 729	-	3 892 729	28%	1 089 964	-
ACCESSOIRE WILSON P400 UAPO U HAKAHAU	21/09/2010	10	5 044 045	-	5 044 045	0%	-	-
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3 HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	4 781 629	-	4 781 629	28%	1 338 856	133 886
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	01/01/2011	10	1 089 181	14 159	1 103 340	100%	1 103 340	220 668
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP S/EMPRISE CENTRALE UA POU	15/11/2010	10	2 227 968	-	2 227 968	28%	623 831	62 383
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	2 355 934	-	2 355 934	28%	659 662	65 966
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	01/07/2012	9	204 185	5 309	209 494	100%	209 494	62 848
SUPERVISION CENT UA POU INSTALLATION HAKAHAU	01/07/2012	9	489 155	12 718	501 873	100%	501 873	150 562
SUPERVIS° GPE FGW UA POU P400 CENTRALE HAKAHAU	01/09/2013	7	2 082 573	81 220	2 163 793	100%	2 163 793	865 517
COFFRETS COMPTAGES UA POU CENTRALE UA POU	01/05/2015	6	5 615 070	364 980	5 980 050	0%	-	-
RENOV.TGBT PRISMA UA POU CENTRALE G3 & G4	01/05/2015	6	1 553 694	100 990	1 654 684	100%	1 654 684	992 810
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	15/11/2010	10	1 029 832	-	1 029 832	28%	288 353	28 835
ENVT F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	01/01/2013	8	3 710 281	144 701	3 854 982	100%	3 854 982	1 541 993
ENS DESHUILAGE SEREP UA P OU CENTRALE HAKAHAU	01/01/2014	7	2 105 784	109 501	2 215 285	100%	2 215 285	1 107 642
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	15/11/2010	10	2 528 869	-	2 528 869	28%	708 083	70 808
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	10/09/2012	8	6 800 123	176 803	6 976 926	43%	2 973 058	891 917
F&P SYST SECURITE UA POU INCENDIE CENTRALE HAKAHAU	30/04/2016	5	1 739 411	135 674	1 875 085	0%	-	-
RENF SYSTEME DETECTION ET EXTINCTION GAZ UA POU	01/03/2017	7	6 573 270	598 168	7 171 438	0%	-	-
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	01/02/2018	3	1 491 450	155 111	1 646 561	100%	1 646 561	1 481 905
MEC SECURITE INCENDIE CENTRALE UA POU	01/01/2019	7	5 134 582	600 746	5 735 328	0%	-	-
PRODUCTION UA POU			106 536 366	3 087 162	109 623 528		38 542 006	9 269 299
TRANSFO KENA 01011 UA POU FEEDER DEPART I HAKAHAU	01/07/2013	25	359 410	14 017	373 427	0%	-	-
RENFORC POSTE 01032 VAIKA KA HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	206 018	2 678	208 696	50%	104 348	20 870
RENFORC TRANSFO 01032 VAIKAKA HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	498 133	6 476	504 609	50%	252 304	50 461
RENFORC POSTE 01031 VIVII HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	1 194 549	15 529	1 210 078	50%	605 039	121 008
RENFORC TRANSFO 01031 VIVII HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	498 133	6 476	504 609	50%	252 304	50 461
RENFORC POSTE H16 5101012 HUNANUI HOHOI UA POU	01/01/2011	25	2 286 863	29 729	2 316 592	50%	1 158 296	231 659
TRANSFO H61 01012 UA POU HUNANUI HOHOI HAKAHAU	01/01/2011	25	456 262	5 931	462 193	50%	231 097	46 219
POSTE DP UA POU 2010 CP	01/07/2010	25	177 682	-	177 682	0%	-	-
REEMPL IACM PAR IACM UA POU 0316A HAKAHETAU	13/01/2011	15	842 316	10 950	853 266	41%	349 839	69 968
RESEAUX 2010 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	25	11 655 878	-	11 655 878	0%	-	-
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU VALLEE HAAKUTI	01/01/2011	25	416 480	5 414	421 894	100%	421 894	84 379
EXT14A1 QT TAMRII UA POU VALLEE HAKAHA	26/01/2011	25	271 870	3 534	275 404	100%	275 404	55 081

Composants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
RESEAUX CP UA POU 2011	01/07/2011	25	3 061 396	39 798	3 101 194	0%	-	-
RESEAUX 2011 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 BTA QT TAMRII TUKOOVE HAKAHAU UA POU	01/01/2012	25	1 496 400	38 906	1 535 306	100%	1 535 306	460 592
EXT 14A1 QT SCALLAMERA HAKAHAU UA POU	01/01/2012	25	540 240	14 046	554 286	100%	554 286	166 286
RESEAUX CP UA POU 2012	01/07/2012	25	25 812 032	671 113	26 483 145	0%	-	-
RESEAUX CP UA POU 2013 CP 2013	01/07/2013	25	43 213 856	1 685 340	44 899 196	0%	-	-
RESEAUX 2013 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2013	25	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 QT AKA UA POU NATAAEFITUIETE HAAKUTI	03/09/2013	25	121 615	4 743	126 358	100%	126 358	50 543
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P OU A HAKAMOUI	10/10/2013	25	248 645	9 697	258 342	100%	258 342	103 337
14A/09/2011/UAP/JK/PG QUART BRUNEAU HAKAHAU UAP	01/01/2014	25	520 386	27 060	547 446	100%	547 446	273 723
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J H QT TEIKITU HAKAHAU UAP	03/06/2014	25	168 251	8 749	177 000	100%	177 000	88 500
RESEAUX 2014 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2014	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP UA POU 2015 CP 2015	01/07/2015	25	22 149 121	1 439 693	23 588 814	0%	-	-
RESEAUX 2015 CONCED UAP FINANCEMENT UA POU	01/07/2015	25	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU TEVAEA A HAKAHAU	01/01/2011	35	1 246 897	16 210	1 263 107	100%	1 263 107	252 621
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	20	968 750	-	968 750	28%	268 008	26 801
COMPTAGE TIERS UAPOU 2010 FINANCEMENT	01/07/2010	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	20	523 416	6 804	530 220	34%	178 692	35 738
COMPTAGE TIERS UAPOU 2011 FINANCEMENT	01/07/2011	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES UA POU CP 2012	01/07/2012	20	661 941	17 210	679 151	18%	119 301	35 790
COMPTAGE TIERS UAPOU 2012 FINANCEMENT UA POU	01/07/2012	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2013	01/07/2013	20	763 159	29 763	792 922	34%	271 388	108 555
COMPTAGE TIERS UAPOU 2013 FINANCEMENT UA POU	01/07/2013	20	-	-	-	-	-	-
CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	01/07/2013	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2014	01/07/2014	20	625 982	32 551	658 533	24%	158 237	79 118
COMPTAGE TIERS UA POU 2014 FINANCEMENT UA POU	01/07/2014	20	-	-	-	-	-	-
CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	01/07/2014	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2015	01/07/2015	20	2 773 542	180 280	2 953 822	6%	190 705	114 423
COMPTAGE TIERS UAP 2015 FINANCEMENT UA POU	01/07/2015	20	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP UA POU 2016 CP 2016	01/07/2016	25	268 111	20 913	289 024	0%	-	-
RESEAUX 2016 CONCED UAPOU FINANCEMENT UA POU	01/07/2016	25	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2016	01/07/2016	20	2 854 162	222 625	3 076 787	3%	92 304	64 613
COMPTAGE TIERS UAP 2016 FINANCEMENT UA POU	01/07/2016	20	-	-	-	-	-	-
RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA POU À HAKAHAU	01/08/2017	15	15 383 961	1 399 940	16 783 901	0%	-	-
RESEAUX CP UA POU 2017 CP 2017	30/06/2017	25	10 892 442	991 212	11 883 654	0%	-	-
RSX AERIEN TIERS UAP 2017 FINANCEMENTS UA POU	01/07/2017	25	-	-	-	-	-	-
14A1 202/2017/UAP/JK/PG EXT EP UA POU	01/09/2017	25	1 336 291	121 602	1 457 893	100%	1 457 893	1 166 315
COMPTAGE TIERS UAPOU 2017 FINANCEMENT UA POU	01/07/2017	25	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2017	01/07/2017	20	1 880 225	171 100	2 051 325	7%	150 014	120 011
RENV RESEAU HTA HAKAHAU UA POU	01/05/2018	25	15 676 138	1 630 318	17 306 456	0%	-	-
RESEAUX CP UA POU 2018 CP 2018	01/07/2018	25	12 663 088	1 316 961	13 980 049	0%	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2018	01/07/2018	20	1 256 749	130 702	1 387 451	25%	346 054	311 449
COMPTAGE TIERS UAPOU 2018 FINANCEMENT UA POU	01/07/2018	20	-	-	-	100%	-	-
RENV RSX HT/BT UA POU EA PMT 2018	30/06/2019	25	26 539 396	3 105 109	29 644 505	0%	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2019	01/07/2019	20	3 503 898	409 956	3 913 854	5%	189 892	189 892
COMPTAGE TIERS UAP 2019 FINANCEMENT UA POU	01/07/2019	20	-	-	-	100%	-	-
DISTRIBUTION UA POU			216 013 684	13 843 140	229 856 824		11 534 860	4 378 413
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA POU			322 550 050	16 930 302	339 480 352		50 076 867	13 647 712

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2018	56 723 035
réalisé	- 5 735 328
écart de coût sur réalisé	-
réajusté	-
reste à faire au 31/12/2019*	50 987 707

* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2019	- reprise de lissage 2019	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL UA POU PRODUCTION	54 520 773	5 255 608	- 7 022 142	52 754 240	50 987 707

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

besoin évalué 31/12/2016 :	63 509 924
ajustement du besoin 2017 :	(213 619)
ajustement du besoin 2018 :	1 735 685
ajustement du besoin 2019 :	-
- doté à l'ouverture :	54 520 773
reste à doter	10 511 217
nb années restantes	2
dotation de l'exercice :	5 255 608

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

Reste à faire au 31/12/2018	70 595 094
Réalisé	(33 368 467)
Réajusté	-
Reste à faire au 31/12/2019*	37 226 627

* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2019	- reprise de lissage 2019	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL UA POU DISTRIBUTION	101 720 067	18 065 066	-50 311 786	69 473 347	37 226 627

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

besoin évalué 31/12/2016 :	137 850 199
ajustement du besoin 2017 :	-
ajustement du besoin 2018 :	-
ajustement du besoin 2019 :	-
- doté à l'ouverture :	101 720 067
reste à doter	36 130 132
nb années restantes	2
dotation de l'exercice :	18 065 066

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

Durée : 1^{er} décembre 2014 au 31 décembre 2020 (et couvre la période allant jusqu'au 31/12/2020)

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 0,20 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.

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) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

Une somme est provisionnée chaque année, en fonction notamment d'une estimation du turnover du personnel, de l'âge prévisionnel de départ à la retraite des agents, et de leur niveau de rémunération prévu.

d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

EDT a adhéré en 1970 au régime de retraite complémentaire pour ses cadres et agents de maîtrise, auprès des caisses CRE et IRCAFEX, institutions paritaires désignées par les régimes ARRCO et AGIRC pour la Polynésie française.

e) Baux

Bailleur	Objet du bail
AIR TAHITI	AGENCE UA POU

f) 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.

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

h) Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication. Ce sont ainsi près de 44.000 poteaux qui sont mis à disposition, toutes concessions confondues, contre rémunération.

Durée : 1^{er} janvier 2014 – 31 décembre 2020.