



**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 2020

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	7
1.1 - Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	9
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	13
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	15
➤ Aspects commerciaux	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	17
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes	18
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou	21
2.7 - Gestion des impayés	22
2.8 - Dépenses de la Commune	22
2.9 - Services offerts à la clientèle	23
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	29
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	32
➤ Bilan technique	33
3.1 - Effectifs de l'exploitation	33
3.2 - Autorisation d'exploitation	33
3.3 - Détail des ouvrages de production	33
3.4 - Données de production	34
3.5 - Qualité de service	34
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	35
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants	35
3.8 - Raccordement solaire	35
3.9 - Unités d'œuvres 2020 de la concession	35
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	37
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	38
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	44
4.3 - Comptes de la concession	49
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	56
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	60
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	61
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	62
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	67
5.4 - Dépenses de renouvellement	67
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	68
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	72
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	72
5.8 – Plan de renouvellement	75
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	76

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Le début de l'année 2020 enregistre la résolution de situations conflictuelles ou à risque dont certaines ont un impact significatif tant sur le fonctionnement de l'entreprise que sur ces comptes.

A ce titre, il faut noter

- L'avancée des travaux du Pays relatifs à la péréquation
- La prolongation d'un an des concessions arrivant en échéance en 2020.
- La signature de l'avenant 18b

Autres fait notables :

- la crise sanitaire du Covid-19
- le recalcul des provisions pour indemnités de départ en retraite

A) Péréquation inter îles :

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

Si des lois de pays ont été adoptées le 15 décembre 2020 pour établir le principe d'une solidarité tarifaire inter-îles dans le domaine de l'électricité, la délibération et les arrêtés qui doivent permettre de calculer cette solidarité ne sont pas encore connus. La Polynésie française a jusqu'au 1er juillet 2021 pour les adopter.

B) Concession à « échéance 2020 »

Il apparaît matériellement très complexe, si ce n'est impossible, pour les communes de s'organiser avant la connaissance précise du mécanisme de péréquation et de sa date de mise en place que ce soit pour procéder à l'attribution d'une nouvelle délégation, ou pour reprendre leurs services en régie.

Il en ressort que tous les concédants dont les concessions arrivaient à échéance en 2020, ont demandé leur prorogation d'un an.

Les communes les plus avancées dans cette démarche ont entamé des discussions pour s'accorder sur les conditions techniques et financière relative au débouclage prévisionnel de leur concession.

C) Signature le 20 juillet 2020, avec la Polynésie française, de l'avenant 18 B :

Les principaux points de cet avenant sont :

- La mise en application de la formule du revenu autorisé accompagnée d'un mécanisme de plafonnement des résultats avec intéressement
- Le reclassement en droit du concédant des provisions pour renouvellement comptabilisées au titre des réseaux de distribution de Tahiti Nord avant l'introduction d'une IFC et l'indemnisation de la concession du préjudice subi.
- La reconnaissance par la Polynésie de sa dette au titre de l'énergie non répercutée dans les tarifs (HT + TVA s'y rapportant le cas échéant)
- L'organisation du paiement de cette dette sur 3 années au travers d'un mécanisme de compensation
 - avec l'excédent des facturations clients par rapport au revenu autorisé
 - avec les droits du concédant / provisions constituées avant la signature de l'avenant 17 en décembre 2015.
- Le plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions

C.1 Comptabilisation du chiffre d'affaires

A compter de 2020, avec la mise en application de la nouvelle formule de rémunération (avenant 18b), le Chiffre d'affaires des activités concédées correspond au Revenu Autorisé découlant de ladite formule, il est complété de celui réalisé sur les activités annexes ainsi que des produits accessoires.

Ce revenu autorisé correspond au chiffre d'affaires énergie facturé aux clients et d'une écriture de régularisation pour la différence avec contrepartie en Créances ou en Dettes envers le concédant.

Le revenu autorisé (RA) dépend de plusieurs paramètres servant à déterminer deux éléments distincts à savoir le revenu d'exploitation (RE) et les coûts d'énergie (CE).

Le revenu d'exploitation est calculé par application des forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres. Les coûts d'énergie représentent les dépenses réelles liées à l'énergie engagée par le concessionnaire.

C.2 Provision pour renouvellement du réseau de Tahiti Nord

L'avenant 18b a validé le reclassement des provisions pour renouvellement du réseau de distribution de Tahiti Nord en droit du Concédant et en a fixé le montant à 4.587.902.058 XPF.

Un complément de revenu autorisé a été accordé pour compenser l'augmentation prévisionnelle des charges calculées de la concession considérée.

C.3 Créance énergie

L'avenant 18b met fin à des années de contentieux relatifs à la non-actualisation des tarifs malgré les très importantes hausses des prix des combustibles constatées à partir de 2016.

La créance du concessionnaire qui en résulte est définitivement arrêtée à la somme de 2.250.156.207 XPF.

Cette créance sera payée par tiers à compter de juin 2021 par compensation soit avec l'excédent de CA client par rapport au Revenu Autorisé du concessionnaire (le cas échéant), soit avec les droits du concédant résultant du reclassement des provisions pour renouvellement du réseau de Tahiti Nord.

La suite de cet avenant, consiste en une médiation avec la Polynésie française sous les auspices de la Commission de Régulation de l'Energie française. Le but de cette médiation sera d'établir, en bénéficiant de l'expertise d'un tiers indépendant, un niveau de rémunération acceptable par les parties, et une méthode réaliste de comptabilisation des charges calculées qui soit validée par les deux parties.

C.4 Plafonnement du résultat des concessions

Ce mécanisme de plafonnement du résultat des concessions est décrit dans les annexes de l'avenant 18b, il est sans effet sur les comptes 2020 en raison d'une performance inférieure au seuil de déclenchement.

Ce résultat est mesuré selon les règles de la « comptabilité appropriée » ayant notamment recours à la méthode des « charges calculées économiques », il est reporté chaque année dans les rapports du délégataire.

D) Crise sanitaire du COVID-19

L'événement économique et social majeur de l'année 2020 est la crise sanitaire qui a forcé à confiner le Pays du 21 mars au 21 mai, et à maintenir par la suite une série de mesures contraignantes pour protéger la population de la pandémie : fermeture de nombreuses activités, interdiction des regroupements, couvre-feu, quarantaine, fermeture des frontières aux voyageurs sans motif impérieux, etc.

L'entreprise s'est rapidement adaptée à toutes ces mesures au fur et à mesure de leur adoption. Elle a été l'une des plus réactives de Polynésie, s'agissant de la constitution de stocks de masques, de gels hydroalcooliques, et d'aménagement des méthodes de travail.

Une organisation rigoureuse a été mise en place pour sauvegarder les fonctions vitales du service public, avec notamment des astreintes spécifiques, le développement du télétravail, des prises de quart sans contact entre équipes, la constitution d'une réserve d'ex-salariés disponibles en cas de besoin, etc.

De même, l'accueil de la clientèle a été repensé pour protéger au mieux les salariés comme les clients qui se déplacent dans les agences.

Des accords trouvés avec les instances représentatives du personnel sur l'utilisation des congés, ont permis de traverser le ralentissement d'activité de l'entreprise sans avoir recours aux aides du Pays et sans affecter la rémunération du personnel.

La crise subie par le tissu économique polynésien s'est largement fait sentir sur les consommations des clients professionnels, en particulier dans les secteurs du tourisme et de la restauration.

La mise en place de la formule de Revenu Autorisé au 1er janvier 2020, a cependant permis de désensibiliser nos concessions à ces baisses de ventes, les tarifs de l'électricité étant désormais fixés par référence aux charges de l'entreprises.

Nous tenons à saluer les salariés d'EDT qui ont su s'adapter pour faire face au défi de la pandémie. Sur le plan sanitaire comme économique, le groupe EDT a la chance d'avoir pour l'instant traversé la crise du Covid-19 sans impact négatif majeur.

E) Recalcul de la provision pour indemnité de départ en retraite

L'engagement de retraite de l'entreprise auprès de ses salariés fait l'objet d'une provision estimée selon l'IAS 19 révisée.

Depuis 2020, le calcul des engagements de retraite a été confié à une entreprise spécialisée, se traduisant une réestimation de leur montant et donnant lieu à un complément de dotation annuel récurrent de 64,7 MF.

F) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2020 écoulée :

- 1 accident de travail avec arrêt (hors trajet) = 12 jours d'arrêt
 - o Taux de fréquence = 1.14
 - o Taux de gravité = 0.01
- 4 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 1 accident de trajet avec arrêt = 5 jours d'arrêt
- 0 accident de trajet sans arrêt

Spécifiques à la concession de Ua Pou :

Fin de concession :

Considérant le retard pris par la Polynésie française pour adopter un texte sur la péréquation des tarifs inter-îles, et compte tenu des délais nécessaires à l'élaboration d'une nouvelle consultation ou afin de prendre toutes autres dispositions nécessaires à la continuité du service public, la Commune de Ua Pou a sollicité de son Concessionnaire EDT une prolongation d'une année de sa concession de service public, conformément aux dispositions de l'article LP 15 de la loi du pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009.

Un avenant n°2, prolongeant la durée du contrat au 30 septembre 2021, a ainsi été signé le 7 juillet 2020.

Principaux indicateurs

		UA POU		
		2020	2019	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	832	820	
	BT	831 99,88%	819 99,88%	
	MT	1 0,12%	1 0,12%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	3 959	3 894
	BT	3 919 98,99%	3 854 98,97%	
	MT	40 1,01%	40 1,03%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,40	0,53
	Nombre de kWh vendus total		2 112 740	2 020 698
	BT	2 074 020 98,17%	1 974 445 97,71%	
	MT	38 720 1,83%	46 253 2,29%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	72 151 972	70 289 033
	BT : Total		70 311 250 97,45%	68 281 434 97,14%
	BT : par client		84 610	83 372
	BT : par kVA de puissance souscrite		17 942	17 715
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		15 516 398 22,07%	14 994 592 21,96%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		54 794 852 77,93%	53 286 842 78,04%
	MT : Total		1 840 722 2,55%	2 007 599 2,86%
	MT : par client		1 840 722	2 007 599
	MT : par kVA de puissance souscrite		46 018	50 190
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		802 560 43,60%	794 405 39,57%
MT : part variable en XPF et % du CA total		1 038 162 56,40%	1 213 194 60,43%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		34,15	34,78	
BT		33,90	34,58	
MT		47,54	43,40	
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,90	0,89	
	Energie achetée			
	Energie solaire kWh	58 824 2,52%	66 744 2,94%	
	Energie hydroélectrique kWh	0 0%	0 0%	
	Energie thermique kWh	2 280 035 97,48%	2 204 145 97,06%	
	Energie totale achetée	2 338 859	2 270 889	
	Temps moyen de coupure			
	global	1h15	3h15	
origine production	0h52	1h16		
origine transport		-		
origine distribution	0h23	1h59		
FINANCIERS	Patrimoine			
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	78	74
	Valeur d'origine	k XPF	727 170	651 721
	Valeur économique des actifs gérés (*)	k XPF	340 280	295 594
	Travaux réalisés			
	Dépenses de renouvellement	k XPF	75 340	39 104
	Dépenses d'améliorant	k XPF	1 693	1 451
	Indemnité de fin de concession	k XPF	8 185	13 648
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	189 004	N/A
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	145 069	N/A
	Coût des énergies et du transport	k XPF	43 936	51 278
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	26 111	9 063	
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	116 852	N/A	

(*) La valeur nette économique des actifs gérés correspond à leur valeur d'origine diminuée d'un amortissement linéaire en fonction de leur durée de vie.

Cette valeur est indépendante des modalités de financement et des clauses contractuelles.

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

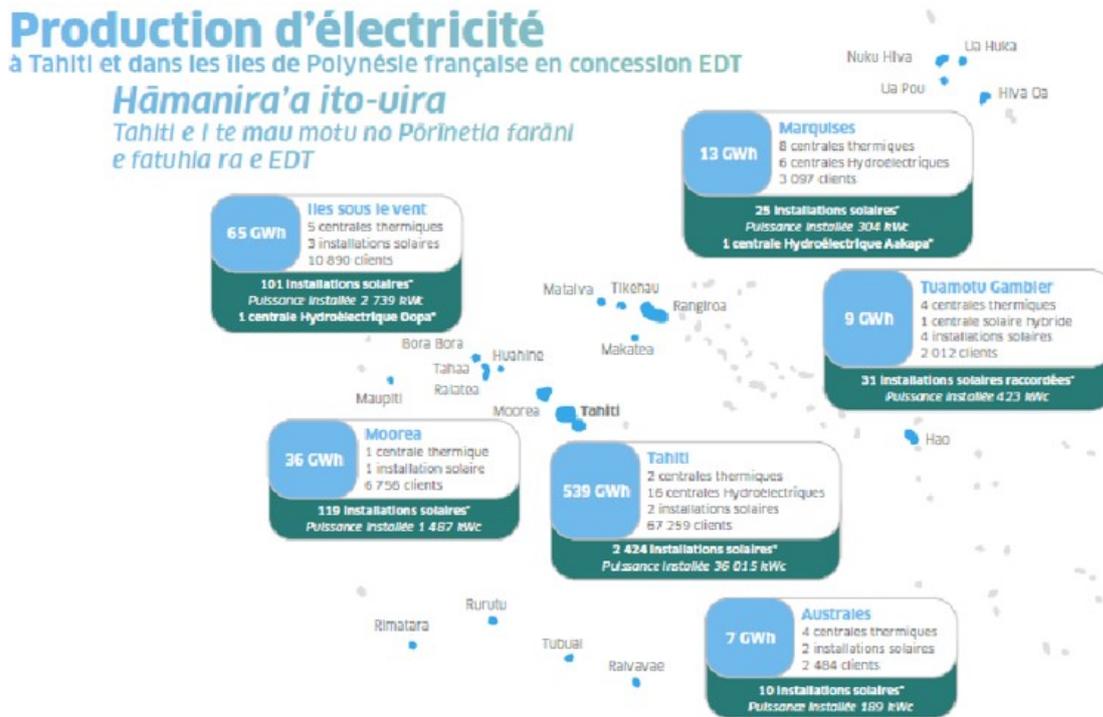
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats
Cf. paragraphe :
6- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



* Production brute 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 2019, Engie représente :

- ✓ 171 100 salariés
- ✓ 60,1 Mds€ de chiffre d'affaires
- ✓ 189 M€ de dépenses en R&D
- ✓ 3GW de capacités renouvelables installées supplémentaires
- ✓ 21 Mds€ de CA pour les solutions clients
- ✓ + 4 500 km de réseaux de transport de gaz
- ✓ 96,8 GW de capacité de production électrique installée
- ✓ dont 52,7 GW de capacité de production au gaz naturel installée

Le groupe ENGIE est pionnier de l'énergie neutre en carbone :

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

Le groupe ENGIE s'appuie sur 4 activités principales :

- Renouvelables : Projets dédiés à des usages clients sur les différentes EnR : hydraulique, solaire, éolien, biomasse, biogaz, hydrogène vert...
- Infrastructures : Des réseaux de gaz et d'électricité pour assurer une continuité d'approvisionnement
- Solutions clients : Développement de solutions clients intégrées, intelligentes, sobres, bas carbone
- Thermique : Production d'électricité à partir de gaz naturel

L'expertise du groupe ENGIE est irremplaçable pour les équipes d'EDT, en plein effort de transition énergétique :

- ✓ 1er producteur indépendant d'électricité dans le monde (en capacité installée à 100%)
- ✓ 1er producteur solaire en France
- ✓ 2e producteur hydraulique en France

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 :

- D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Iles) d'un effectif de 20 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, ...)

- 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.

Cet avenant n°2 a été signé le 7 juillet 2020. Il a prolongé d'un an la durée de la concession, pour en porter le terme au 30 septembre 2021.

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 2020
- 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.

L'année 2020 a connu une baisse tarifaire au 1er août, applicable sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1107 CM du 23 juillet 2020, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

La précédente actualisation avait eu lieu en février 2019.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	17,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	35,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	26,00	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	42,00	42,00
BT Eclairage public	P4		35,50	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		39,50	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	27,50	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	24,00	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		30,50	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		40,50	40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres	400	400
Moyenne tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355	1355

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

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
	P=42,0	P=42,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus	kWh vendus	Total	Montant	Montant	Total	Puissance souscrite cumulée	Total prime	Puissance au 31/12/2020 (kVA)
		antérieur 31/07/2020	postérieur 01/08/2020		kWh vendus	antérieur 31/07/2020				
BT Usage social 1ère tranche	P0	664 063	446 899	1 110 962	12 505 511	7 529 771	20 035 282	24 753	6 476 388	2087,5
BT Usage social 2ème tranche	P1	60 608	30 323	90 931	2 254 161	1 011 815	3 265 976			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	208 768		208 768	5 351 840		5 351 840	5 114	2 242 318	440,3
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	71 851		71 851	2 982 462		2 982 462			
BT Eclairage public	P4	51 386		51 386	1 824 244		1 824 244	1 888	755 040	157
BT Usage professionnel	P5	540 122		540 122	21 335 048		21 335 048	15 107	6 042 652	1234
MT Tarif jour	P6	31 108		31 108	855 474		855 474	480	802 560	40
MT Tarif nuit	P7	7 612		7 612	182 688		182 688			
Total				2 112 740			55 833 014	47 341	16 318 958	3 959

CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL **72 151 972**
Prix moyen **34,15**

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2020

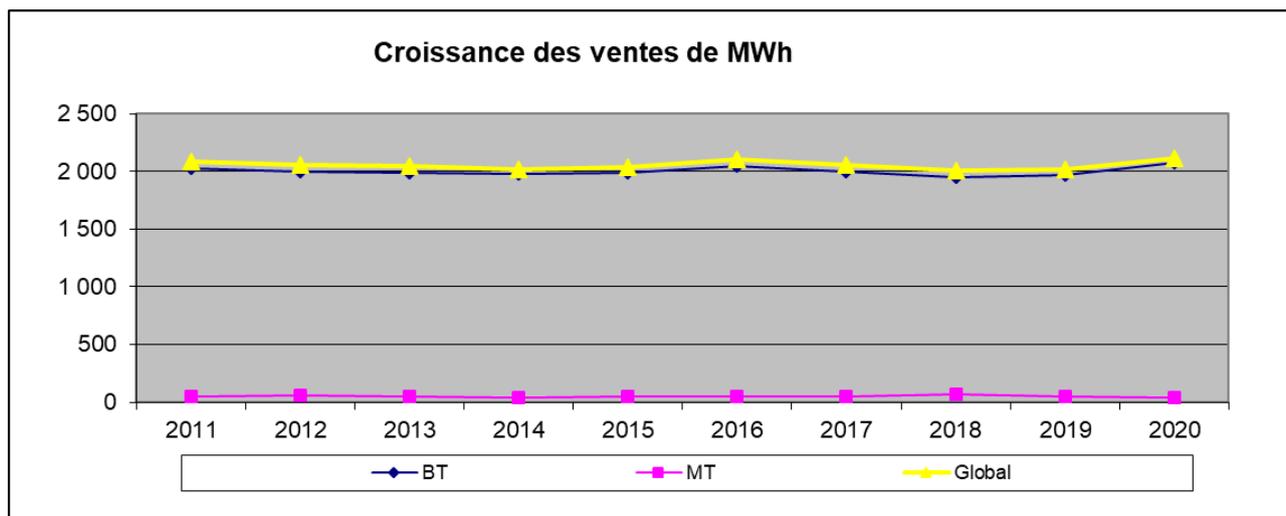
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprenait une estimation de la valorisation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat. Cette estimation n'a pas été réalisée en 2020.

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 :	126 685 XPF
- Frais de relance :	517 056 XPF
- Total	643 741 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une hausse de 0,4% des volumes en 2019, les ventes d'électricité à Ua Pou enregistrent une hausse des volumes de 4,6%, soit 92 MWh, pour s'établir à **2,1 GWh**.

Cette augmentation globale correspond en réalité à une hausse de 5,0% (+100 MWh) des ventes en basse tension, qui représentent 98% des volumes, et une baisse des ventes en moyenne tension de 16,3% (-8 MWh).

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

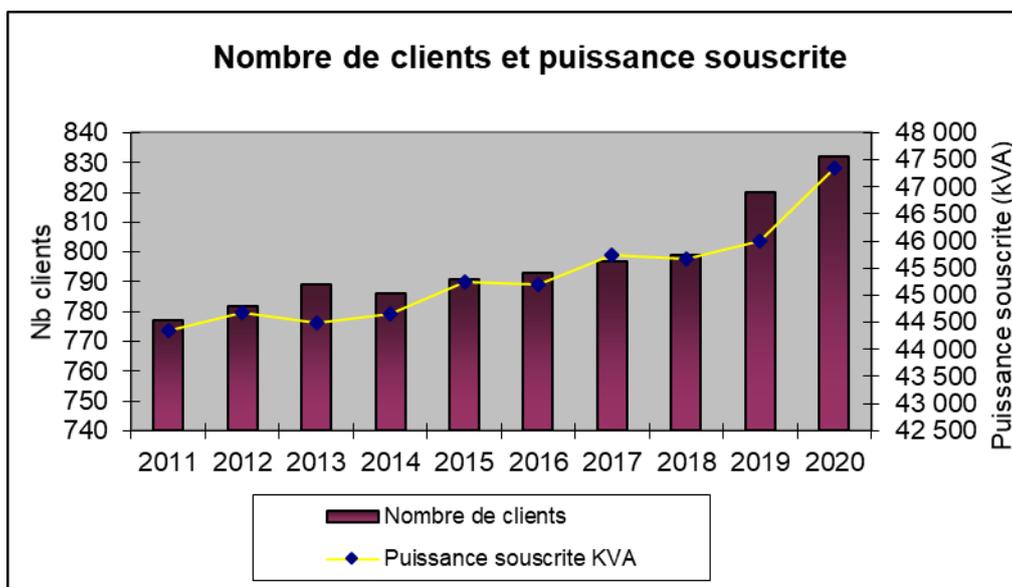
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 6,0% (+83,4 MWh). La hausse est marquée par les ventes en tarif « petits consommateurs » qui croissent de 5,1% (+58,3 MWh), et les ventes en tarif « classique » usages domestiques (+9,8%, soit +25,1 MWh).

Les tarifs domestiques représentent 71,5% des volumes basse tension en 2020, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 58% des ventes basse tension (idem 2019).

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2,5% des ventes en basse tension avec environ 51,4 MWh vendus sur 2020, enregistrent une forte hausse de 17,8% en 2020, soit +7,8 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 26% des ventes basse tension, augmentent de 1,6% (soit +8,3 MWh).

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 16,3% de ses volumes (soit -7,5 MWh). Baisse qui se poursuit depuis la seconde année consécutive et retrouve son niveau de consommation antérieur à 2015.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2019 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	831 +1,5% (+12 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u> <u>-</u>
	832 +1,5% (+12 contrats)

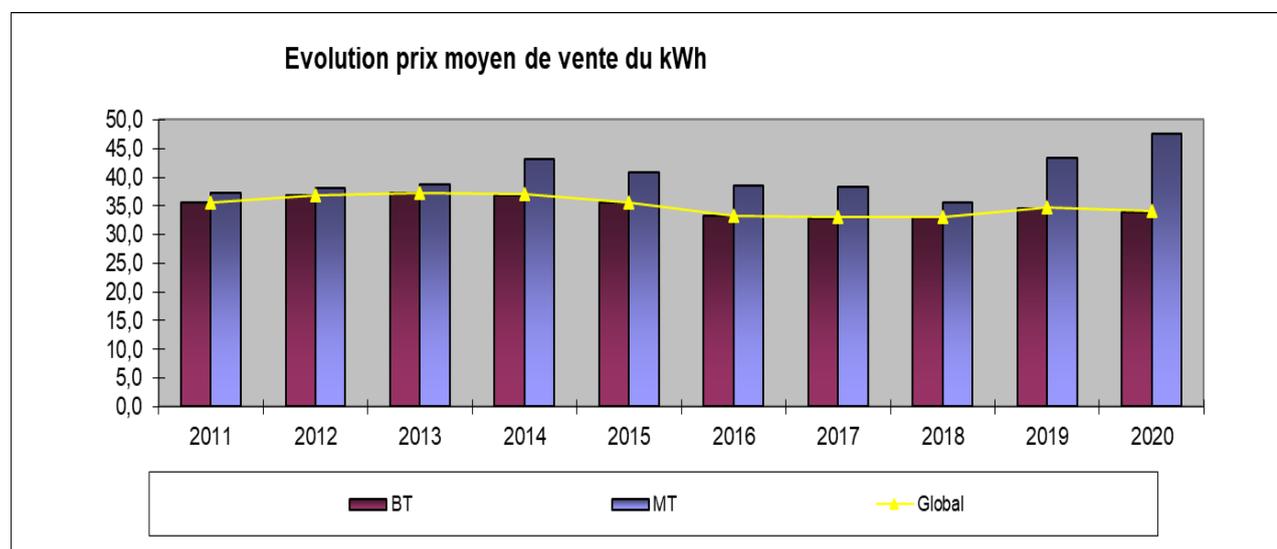
Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 2,3% (soit +14 contrats clients) en tarif « petits consommateurs » basse tension usages domestiques par rapport à 2019.
- la hausse de 2,4% (soit +2 contrats clients) en tarif « usages domestiques » basse tension usages domestiques par rapport à 2019.
- la baisse de 3,3% (soit -3 contrats clients) en tarif professionnel basse tension par rapport à 2019.

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2020 :

- 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 47 341 kVA, soit une hausse de 2,9% par rapport à 2019.

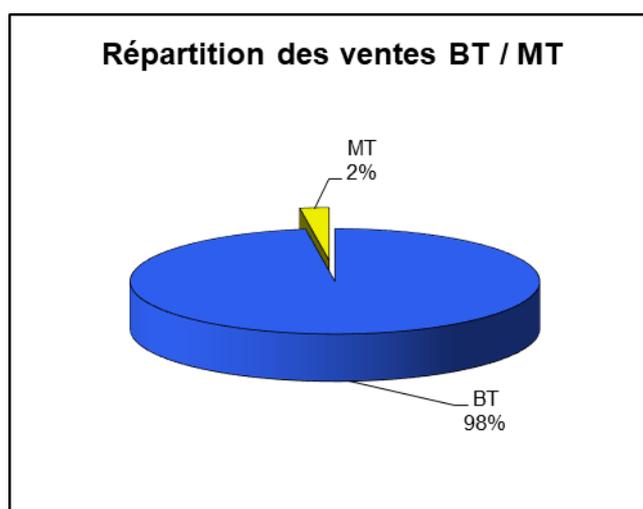


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2019
Tarifs basse tension	33,9 Fcp	- 2,0%
Tarifs moyenne tension	<u>47,5 Fcp</u>	<u>+9,5%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	34,2 Fcp	-1,8%

Le prix moyen de vente du kWh évolue globalement à la baisse par rapport à 2019.

La baisse du prix moyen de vente du kWh en « basse tension » est liée à la baisse des tarifs des « petits consommateurs » à compter du 1^{er} aout 2020. Les ventes en « basse tension » représentent 98% des ventes.

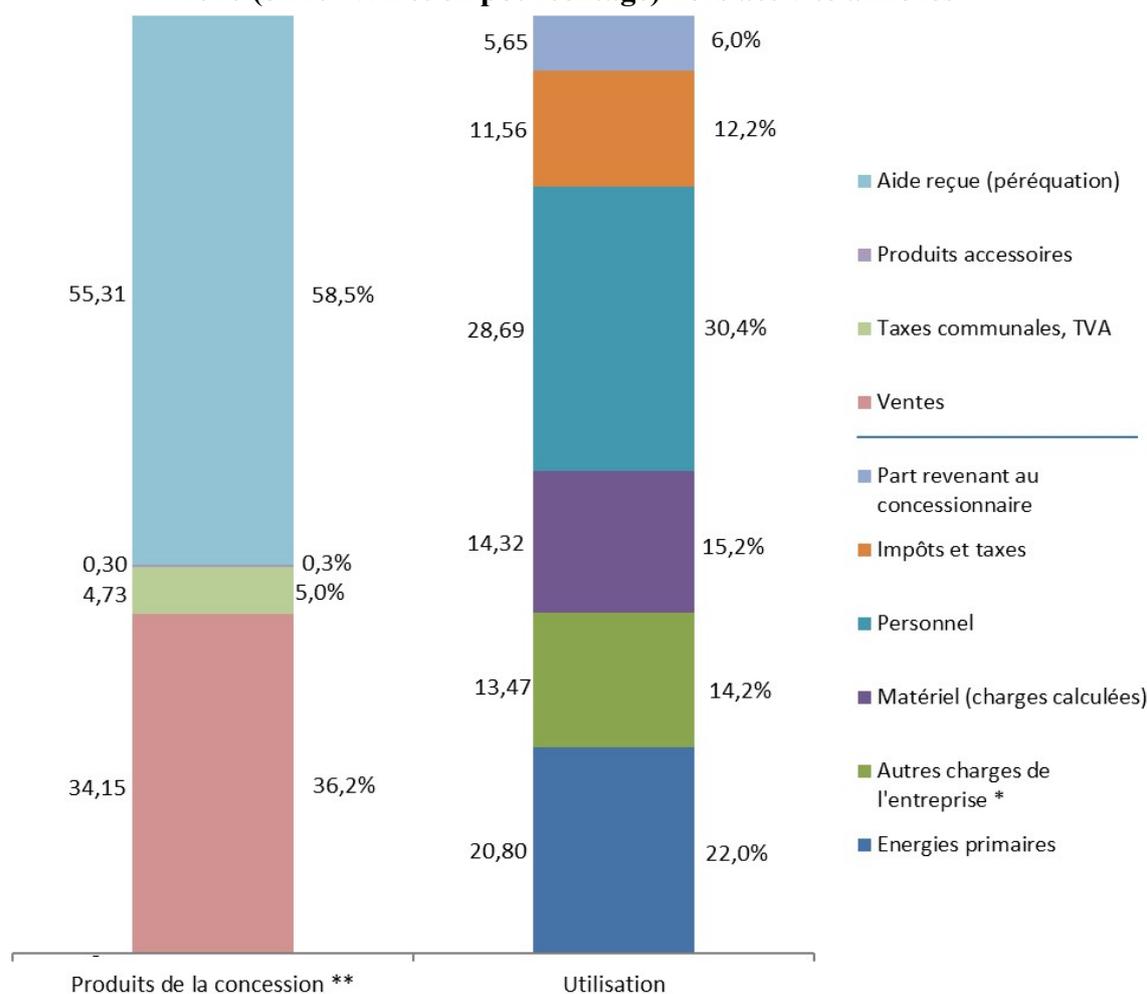
L'augmentation du prix moyen de vente du kWh en « moyenne tension » évolue à la hausse du fait de la hausse tarifaire du 15 février 2019. Ces ventes ne représentent que 2% des ventes.



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

2020 (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 38,88 F/KWh (41,2%) 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 2020, 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 31/12/20, était de 15,2 Millions Fcp, ce qui représente 18,7% du chiffre d'affaires 2020, soit un délai de créances clients de 67 jours. Ce montant est à la hausse par rapport à la situation à fin 2019 (14,5 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 103 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 12% du nombre de contrats.

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

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

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

En 2020, 417 874 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Pou, soit 0,6% du chiffre d'affaires réalisées sur 2020.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	51 - UA POU				
	Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2020 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC		16	51 712	2 875 542	55,61
07 - USAGE PROFESSIONNEL		44	111 033	8 438 659	76,00
Total général		60	162 745	11 314 201	69,52

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT augmente (+10,6%) en 2020 pour s'établir à 11,3 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 60 compteurs. En termes de volumes, ils augmentent également (+15,3%, soit +21,5 MWh).

2.9 - Services offerts à la clientèle



Covid et confinement

La crise épidémique du COVID a frappé la Polynésie au premier trimestre 2020, avec entrée en confinement dès le 21 mars, jusqu'au 21 mai.

Ces deux mois de confinement inédit dans l'histoire du pays et de l'entreprise ont provoqué une fermeture des agences, et un déport des clients vers la plateforme téléphonique, ainsi que vers l'agence en ligne edt.pf.

Cette gestion commerciale modulée en fonction de l'évolution sanitaire en Polynésie a nécessité d'importants ajustements au niveau des équipes, tant sur le site d'EDT Puurai, qu'en télétravail, pour assurer un service minimum, incluant le règlement de factures.

L'adaptation de la pratique commerciale a aussi concerné de nombreux grands comptes ayant vu leur activité réduite ou stoppée, ce qui a amené EDT à procéder à des aménagements contractuels leur permettant de surmonter la crise économique subséquente.

L'adoption de gestes barrières dans les activités quotidiennes s'applique à l'ensemble des agents EDT, qu'ils opèrent au niveau commercial, administratif, informatique, ou technique.

Le fait qu'EDT soit filiale d'ENGIE a pleinement contribué au support dont ont bénéficié l'entreprise et ses équipes afin de surmonter la crise COVID, et garantir la continuité du service public de l'électricité.

Offre de services multiple EDT



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

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

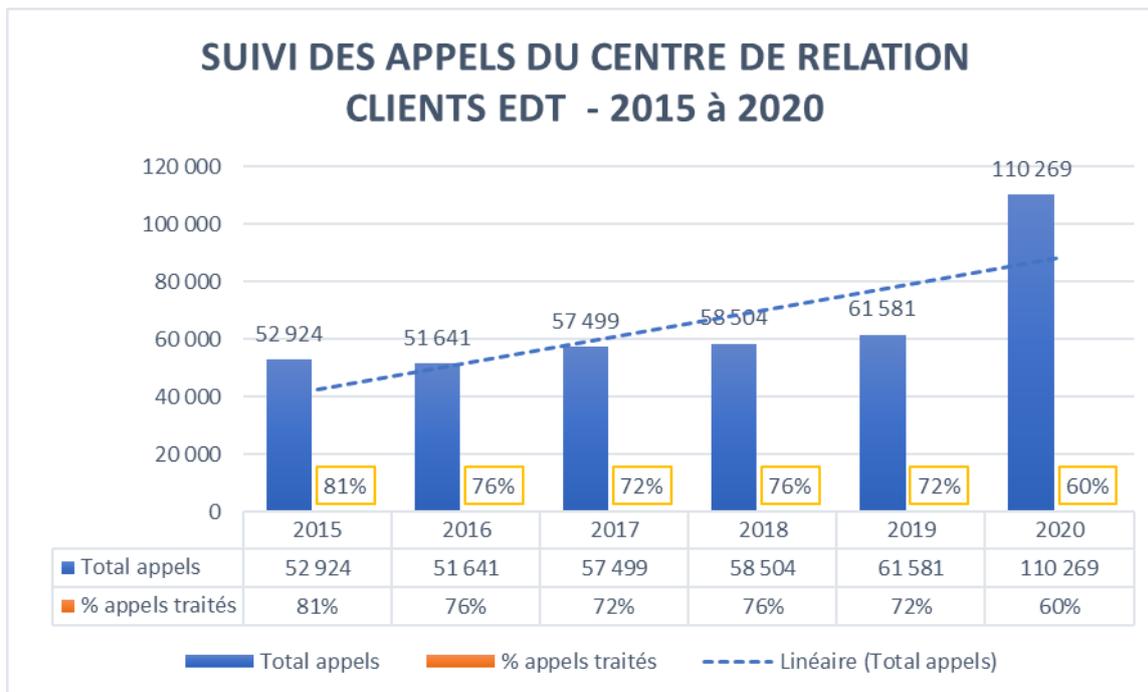
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

Mesures de la satisfaction clients

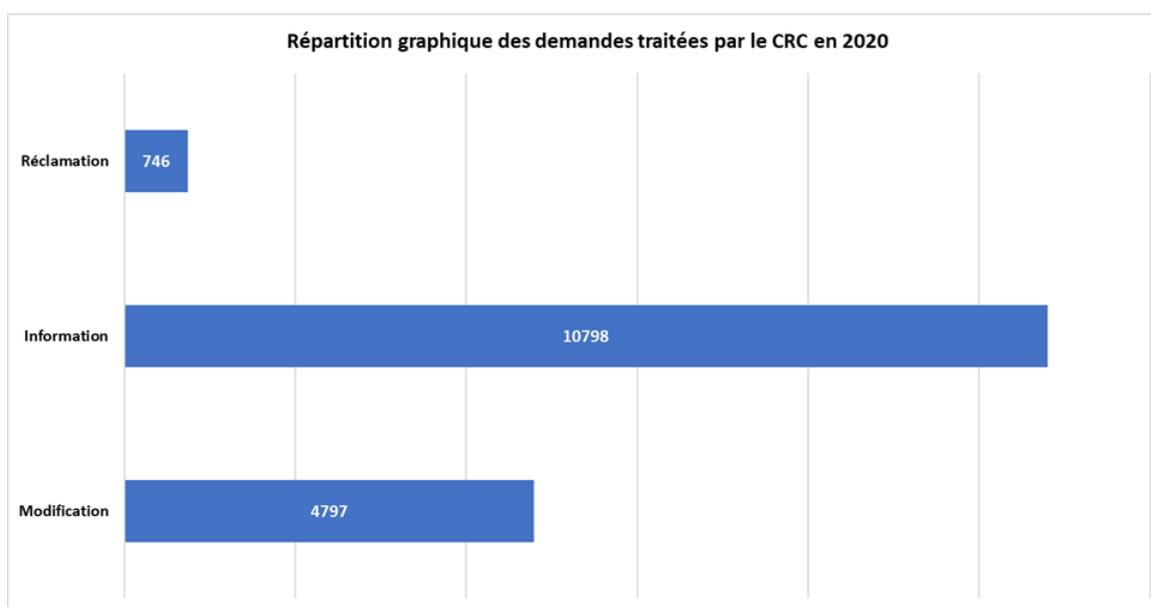
Pour 2020, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux de satisfaction de :

- ✓ 60% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients, cette baisse est notamment liée à l'impact COVID, qui a provoqué une hausse importante des appels vers la plateforme, alors qu'elle fonctionnait en service minimum
- ✓ 80% pour les clients ayant fait l'objet d'une intervention de notre service dépannage

Le CRC a géré une hausse de +79% des appels clients, passés de 61 581 en 2019 à 110 269 en 2020.



La crise COVID a provoqué un afflux d'appels pour demande d'information, en raison de la fermeture des agences, et des interrogations liées au règlement de factures.



L'information clients par SMS GRATUITS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients, avec 1 134 447 SMS aboutis en 2020 : 92% de clients satisfaits de ce service et 97% particulièrement satisfaits du service SMS Info Coupure pour travaux.

Sa gratuité combinée à sa simplicité d'usage ainsi que sa fourniture d'information immédiate font que plus de 60% des clients EDT l'ont déjà plébiscité, un chiffre en croissance chaque année.

A fin 2020, 57 307 contrats inscrits aux différents Services SMS pour Tahiti et les îles

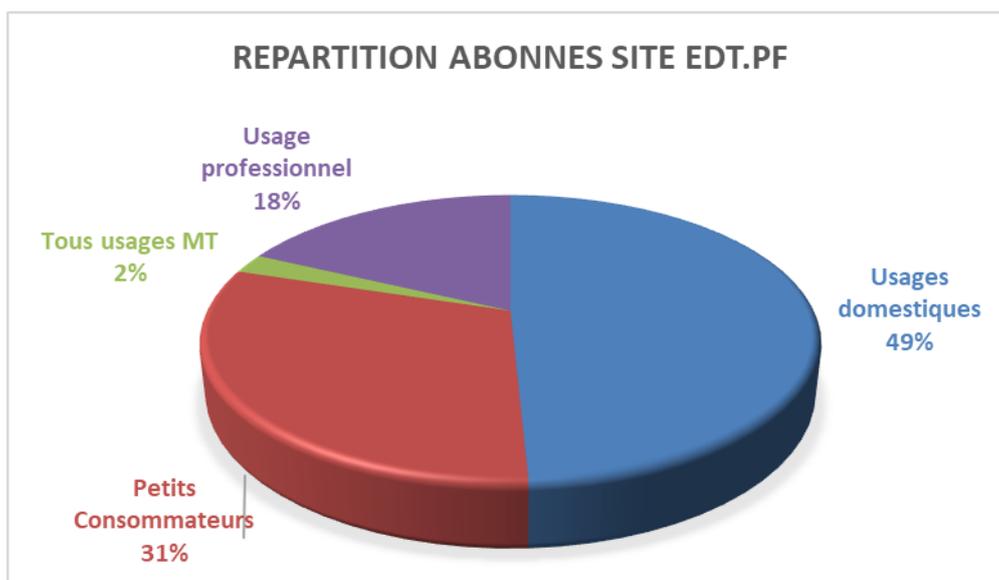
Libellé SMS	Tahiti Nord	TSE	Iles
Annulation Coupure Travaux	6 167	1 217	1 102
Auto-Relève	6 081	1 178	1 286
Avis de coupure pour Travaux	6 181	1 227	1 102
Avis passage releveur	4 213	774	1 055
Confirmation Coupure Travaux	6 167	1 217	1 102
Montant Facture mensuelle	6 222	1 136	1 500
Relance	6 064	913	1 403
Total général	41 095	7 662	8 550

Le système informatique de gestion de la clientèle

EDT déploie progressivement HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, afin d'améliorer la qualité de service fournie aux abonnés. Sur l'année 2020, les travaux continuent dans l'objectif d'améliorer la gestion, la qualité des informations, et de capitaliser sur l'ensemble des relations client en multicanal.

Le site client edt.pf

Concession	Nb accès edt.pf	%age clients connectés
Ua Pou	64	9%



L'année 2020 a contraint les sociétés à se réorganiser eu égard à la lutte contre la propagation du coronavirus, d'encourager davantage les outils digitaux afin de limiter les déplacements en agence.

Le confinement du mois de mars a mis en valeur les canaux de communication et de gestion digitaux, plusieurs profils clients ont émergé :

- Les digitaux qui ont continué à gérer en ligne leur contrat
- Les présentsiels qui ont dû se reconvertir en digitaux
- Les présentsiels qui n'ont pas pu se reconvertir par manque de matériels ou d'appétence.

Ceci s'est traduit par une envolée des indicateurs tant au niveau des réseaux sociaux qu'au niveau des outils digitaux.

 **FB : + 29%**

 **Instagram : +48%**

 **Linkedin : +166%**

À noter une belle progression des services les plus importants du site, le paiement en ligne et l'auto-relève.

De multiples campagnes axées sur ces deux services sur Google et Facebook ainsi que l'effet Covid ont permis d'atteindre cette belle progression.

Parallèlement, EDT transmet une lettre d'information numérique gratuite chaque mois à près de 34 000 clients qui ont choisi ce service.

edt.pf : +74% d'utilisateurs

Mareva chatbot : +122% d'utilisateurs

Paiement en ligne : +73%

Auto-relève : +61%

Le nombre d'utilisateurs de la chatbot EDT Mareva a doublé, passant de 6 525 en janvier à 14 473 en décembre, soit une progression de plus de 120%.





Février : Lancement de l'appli Maconso accessible à partir de Messenger, réalisée sur le même principe que l'outil proposé sur le site edt.pf, il permet à l'utilisateur de calculer la consommation de chacun de ses appareils afin d'entamer dans une seconde phase des économies d'énergie notamment dans l'usage de chacun de ses appareils.



Avril : la lutte contre la propagation du virus, le confinement des polynésiens sur plus d'un mois ont réorienté notre ligne éditoriale qui s'est focalisée sur la réponse au fil de l'eau aux demandes des clients dans la gestion à distance de leur contrat avec EDT et la mise en valeur du travail de nos équipes dans leur mission de continuité de service.



Octobre : Lancement de l'outil Auto-relevé sur Messenger. Accessible directement sur ce système de messagerie, il permet à l'utilisateur d'envoyer son auto-relevé en toute simplicité, cette information est automatiquement traitée par le système de gestion commerciale afin d'aboutir à une facturation sur relevé.



Décembre : Création du blog edt.pf sous Wordpress intégré dans le site à la rubrique Actualités. Ce dernier met l'accent sur les services importants d'EDT (auto-relevé, outils digitaux), il reprend également les contenus réalisés pour l'ancien blog Maeva expat.com. Plus souple que le CMS du site edt.pf, il permet de lancer des campagnes, des jeux tel que le Calendrier de l'aveut en décembre.

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

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

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

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

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

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



Campagne sur les économies d'énergie



En réponse aux critiques de clients concernant leur facture en sortie de confinement, une campagne de communication a été lancée dès le 4 décembre 2020 et jusqu'en février 2021 sur les deux chaînes de télévision, et en radio, expliquant comment réussir les économies d'énergie par des gestes simples, tout en incitant les clients à pratiquer régulièrement leur auto-relève.

Des spots de 30 secondes ont été diffusés en français et en reo tahiti pour la première fois, avant les journaux télévisés, durant trois mois, durant la saison chaude.

De plus, des spots ont également été diffusés sur la radio Polynésie la 1ère, en bilingue également, toujours sur le thème de l'adoption d'un geste d'économie d'énergie, avec en parallèle la promotion de l'auto-relève.

Les agences EDT ont été pleinement parties prenantes de cet effort de sensibilisation de nos clients, avec la diffusion des spots sur leurs écrans installés.



Durant le premier semestre 2020, des spots d'information sur les économies d'énergie ont été diffusés par les télévisions Polynésie la 1^{ère}, puis TNTV sur leurs réseaux sociaux et sur leur site web, grâce au partenariat avec EDT.

Actions à venir

Un partenariat entre EDT et la CPS verra le lancement d'une agence mobile dans un bus 100% électrique, avec agents à son bord, fournissant de nombreux services aux clients (règlement de facture, demandes contractuelles, etc.) directement dans leurs quartiers, afin de leur éviter un déplacement en agence.

Cet investissement répond aux demandes des mairies et des abonnés, et permettra de desservir notamment les communes de Vairao, Hitia'a, et Tiarei, via le bus Te Hono qui doit être mis en service en mai 2021.



Un guide d'économie d'énergie en français et en reo tahiti, est publié en début 2021, diffusé en version papier via certains magazines, et disponible gratuitement sur le site edt.pf, avec des conseils pratiques simples d'application pour réaliser des économies au quotidien.

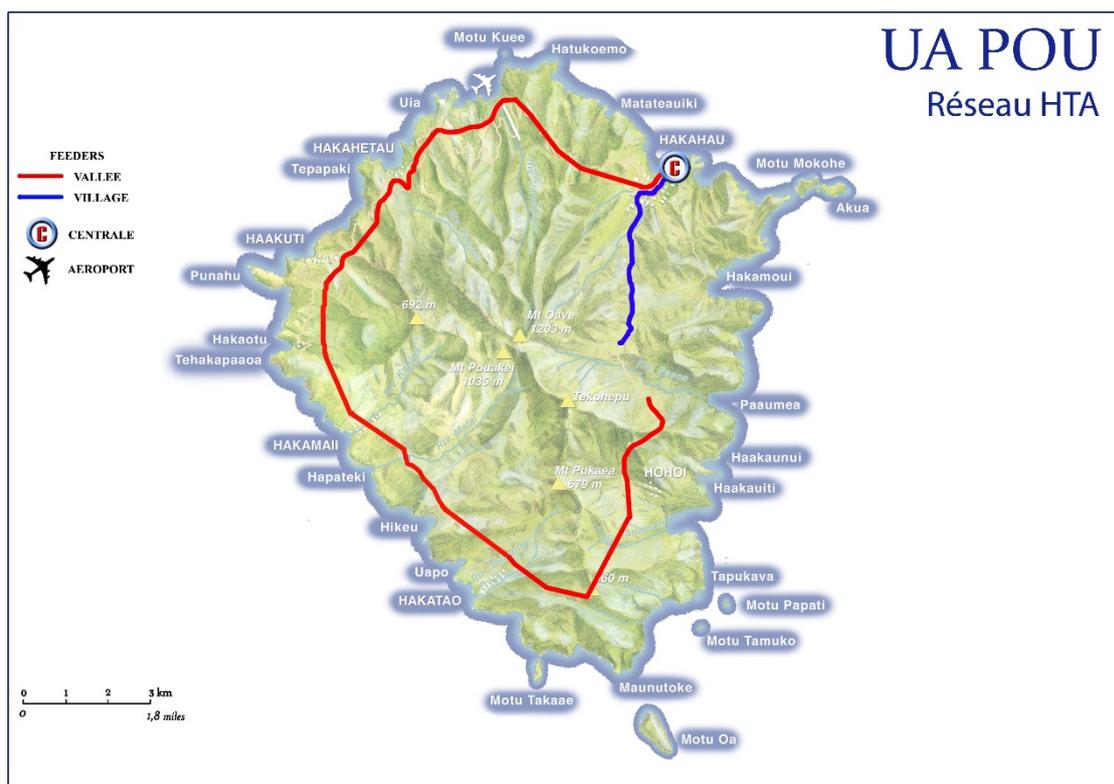


3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

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 2020 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 2020.

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)	Numero d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2020	HDM au 1er Janvier 2021	Nbre heure de fonctionnement
G1 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G256	01/08/2013	24 107	28 736	4 629
G2 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G257	01/08/2013	25 050	29 197	4 147
G3 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G226	15/11/2010	39 140	43 232	4 092
G4 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G227	15/11/2010	37 235	41 128	3 893

3.4 - Données de production

Sortie de centrale, 2 280 MWh ont été produits en 2020 contre 2 204 MWh en 2019.

643 040 litres de gazole ont été consommés en 2020 contre 629 876 en 2019 et 3 117 litres d'huile ont été consommés en 2020 contre 2 888 litres en 2019.

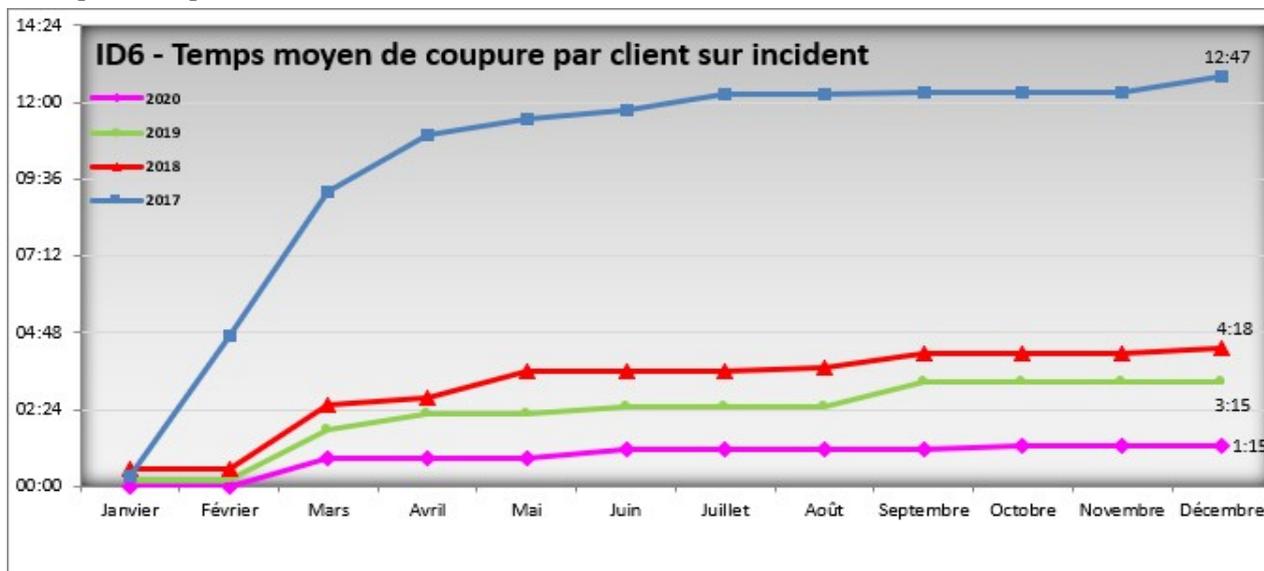
La puissance de pointe appelée est de 401 kW pour 2020, en baisse par rapport à celle de 2019 qui était de 526 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

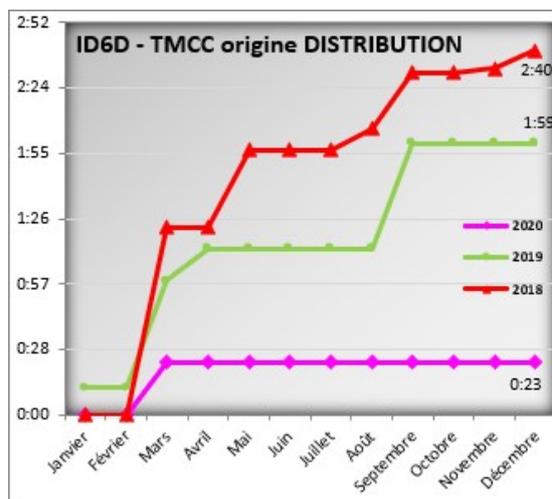
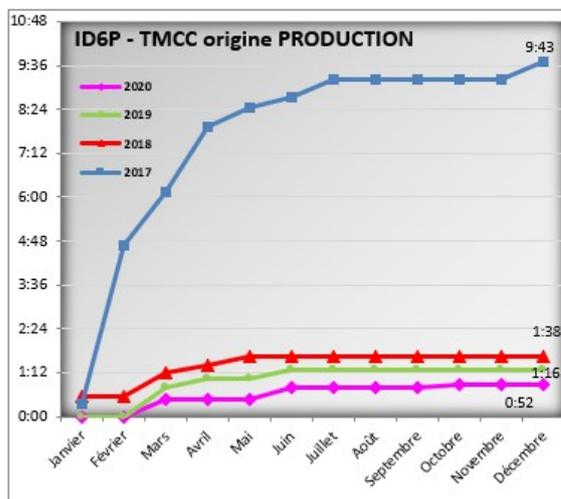
UA POU 2020	ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	Pointe MAX mensuelle
Janvier	213 509	209 503	58 574	274	325	399
Février	190 667	186 774	53 265	279	210	377
Mars	203 736	199 826	55 826	274	328	399
Avril	192 145	188 418	53 004	276	195	377
Mai	200 266	196 157	55 479	277	300	386
Juin	192 625	188 633	53 238	276	290	395
Juillet	193 712	189 337	53 642	277	219	386
Août	191 390	187 092	52 930	277	240	369
Septembre	184 073	179 648	50 080	272	250	382
Octobre	189 445	184 805	53 015	280	230	401
Novembre	183 317	178 837	50 247	274	290	378
Décembre	195 499	191 005	53 740	275	240	381
TOTAL	2 330 384	2 280 035	643 040	276	3 117	401

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 2020 avec 1h15 min de TMCC contre 3h15 min en 2019





3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Pas d'exercice POI

Traitement des effluents

2288 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2020.

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Aucun fait significatif en 2020

3.8 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2020	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 2020 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	401
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	2 112 740
Quantité en litre de combustible	643 040
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 280 035
Nb de kWh solaire acheté par tarif	58 824
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés	1845
Nombre d'abonnés (BT et HT)	832

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	8 162	-	-	50 662	-

Répartition des longueurs Réseau à fin 2020

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Ua Pou	37,93	1,42	-	39,35	35,54	2,61	38,16	73,47	4,04	77,51	94,8%	5,2%

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 Taputapuata 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 2020 :

- les imputations directes concernent 84 % 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 16 % 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	74%	10%	84%
Frais répartis sur la concession	9%	7%	16%
Total	83%	17%	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	44 172	-745 494
Production thermique - frais de siège*		148 740	
Production thermique - fonction support*		6 756	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	53 231	-91 547
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-1 125 919	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		131	
Distribution d'électricité - frais de siège*		228 795	
Distribution d'électricité - fonction support*		12 249	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		164	
Fourniture d'électricité - fonction support*		3	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	485 395	0
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	14 059	
Clientèle - frais de siège*		69 408	
Clientèle - fonction support*		2 530	
Total		-60 286	-837 041

* 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 particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un service dispatching spécifique doté de moyens propres (locaux, immobilisations et personnels), ce service d'une dizaine de personnes fonctionne 24h sur 24h.
- Dans les autres îles, cette fonction est assurée en astreinte par l'exploitant, ses coûts ne sont pas 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 particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

Gestion de clientèle :

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

4.1.7) La permanence des méthodes

Adaptation des clefs de répartition :

Réorganisation de la Direction des exploitations de Tahiti :

La liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la direction des exploitations de Tahiti en Octobre 2020. Les clés de répartition associées à chaque centre

n'ont pas été modifiées. De plus, la cellule Suivi du Patrimoine, auparavant rattachée à la Direction des Iles, a intégré la Direction des exploitations de Tahiti également en Octobre 2020.

4.1.8) Le principe de détermination des charges économiques calculées

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

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

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

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

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

4.1.9) Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	51
	Mise à disposition personnel	282 858
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	1 833 103
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	334 701
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	134 319

Autres parties liées

Libellé	Description	51
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	1 101 347
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	24 100 601

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

Les avenants 17 et 17b des 29 décembre 2015 et 26 février 2016 introduisaient une nouvelle formule de rémunération du concessionnaire, par concession et activité basée sur un mécanisme de revenu autorisé, les comptes des concessions des exercices 2016 ont été arrêtés sur cette base.

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

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

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule de revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- 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 70 % 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 30 % 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 1,565% (- 0,435 % + 2 %)
 - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,783 % (-0,435 % + 1 % + 1,218 % 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	2020
Solde à l'ouverture	8 261 268	53 132 277	50 749 523	72 667 035	68 105 122
IS déficitaire	44 871 009	0	21 917 512	0	0
Consommation IS déficitaire	0	-2 382 754	0	-4 561 914	-12 215 374
Solde à la clôture	53 132 277	50 749 523	72 667 035	68 105 122	55 889 748

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

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

Détail des frais répartis 2020

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	1 381,3	1 187,0			13,6	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	372,6	371,9	18,1	-1,7	16,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	973,5	47,3
Clientèle îles	40,5	40,5	1,4	-0,1	1,3	Nombre d'abonnés îles	27 239	932
Suivi et développement	90,7	87,9	0,3	0,1	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	66,4	0,23
Suivi du patrimoine	24,0	23,9	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	8,8	0,03
Travaux réseau	89,1	89,2	0,2	0,0	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	82,2	0,21
Gestion administrative du solaire	17,2	15,9	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	2 512	8
Service Grand compte	43,0	38,3	0,7	0,0	0,7	Contrats grands comptes	5 183	94
Marketing & E-services	48,3	41,6	0,4	0,0	0,4	Nombre d'abonnés	79 574	832
Animation & réseaux proximité	37,2	32,0	0,3	0,0	0,3	Nombre d'abonnés	79 574	832
Comptabilité client et recouvrement	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	79 574	832
Magasins	-33,1	-32,2	-0,1	0,0	-0,1	Sorties de stock valorisées	1 511 855	5 414
Total support externe					20,0			
Support interne de l'île					23,9			
Total Support					43,9			

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

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

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

sinon : méthode (1)

Suite à la réorganisation de la Direction des exploitations de Tahiti à compter d'Octobre 2020, l'Exploitation Réseau Tahiti se décompose de la manière suivante : La Gestion des énergies, le Réseau Nord et la Transition énergétique. Le coût support Exploitation Réseau Tahiti figurant dans le tableau ci-dessus correspond à la période Janvier à Septembre 2020 et celui des 3 nouvelles cellules d'Octobre à Décembre 2020.

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Ua Pou	
	2020	2019
Immobilisations concédées *	727 169 819	651 721 140
- Production	155 688 449	155 688 449
- Distribution	571 481 370	496 032 691
Immobilisations privées	36 075 061	36 075 061
Immobilisations en-cours	19 813 496	32 918 204
- Production	18 140 580	0
- Distribution	1 672 916	32 918 204
Total immobilisations brutes	783 058 376	720 714 405
Amortissements et provisions **	-658 644 102	-556 009 149
- Production	-144 172 791	-136 557 568
- Distribution	-480 072 117	-386 253 655
- Privés	-34 399 194	-33 197 926
Immobilisations nettes	124 414 274	164 705 256
Stock	14 257 290	13 954 784
Créances clients	14 841 514	14 529 171
Autres créances	3 856 619	3 876 209
Provisions pour dépréciation	-1 024 515	-766 001
Stock et créances nets	31 930 908	31 594 163
Compte courant du concessionnaire	68 051 346	54 073 377
TOTAL ACTIF	224 396 528	250 372 796

* Immobilisations concédées

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	149 548 968	143 025 737
Concessionnaire - Droit incorporel	0	6 523 231
Total concessionnaire	149 548 968	149 548 968
Total Tiers et concédant	6 139 481	6 139 481
Total au bilan	155 688 449	155 688 449

** Amortissements et provisions

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	-138 986 599	-125 007 026
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-6 523 231
Total concessionnaire	-138 986 599	-131 530 257
Tiers et concédant	-5 186 192	-5 027 311
Total au bilan	-144 172 791	-136 557 568

Distribution

	2020	2019
Concessionnaire	513 831 054	398 282 418
Concessionnaire - Droit incorporel	0	41 370 215
Total concessionnaire	513 831 054	439 652 633
Tiers et concédant	57 650 316	56 380 058
Total au bilan	571 481 370	496 032 691

Distribution

	2020	2019
Concessionnaire	-449 827 078	-319 652 082
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-38 616 922
Total concessionnaire	-449 827 078	-358 269 004
Tiers et concédant	-30 245 039	-27 984 651
Total au bilan	-480 072 117	-386 253 655

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

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

A titre d'exemple :

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

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

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Ua Pou	
	2020	2019
Résultat	26 110 744	9 062 770
Capitaux propres	26 110 744	9 062 770
Droits des tiers et concédant apports gratuit	28 358 566	29 507 577
- Production	953 289	1 112 170
- Distribution	27 405 277	28 395 407
Droits du concédant exigible en nature	28 358 566	29 507 577
Autres provisions	13 161 925	8 637 240
- PIDR	12 535 692	8 637 240
- Autres provisions	626 232	0
Provision pour risques et charges	13 161 925	8 637 240
Clients - avances sur consommation	2 084 149	2 010 897
Fournisseurs	20 008 800	47 381 371
Dettes fiscales et sociales	46 174 761	31 275 646
Passif de renouvellement	88 227 876	122 227 587
- Production	52 636 667	52 754 240
- Distribution	35 591 209	69 473 347
Autres dettes	158 600	158 600
Produits constatés d'avance	111 107	111 107
Emprunts et dettes	156 765 293	203 165 209
TOTAL PASSIF	224 396 528	250 372 796

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 2019			Ua Pou 2020		
		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	69 786 206		69 786 206	87 446 695		87 446 695
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	657,00		657	657,00		657
	- Forfait FP1	108 352		108 352	133 100		133 100
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-37 998 358	-99 937	-38 098 295	-38 491 725	-63 832	-38 555 557
	par UO : Puissance maximale majorée	-57 836		-57 988	-58 587		-58 684
	- Maintenance	-18 866 681		-18 866 681	-15 501 555		-15 501 555
	- AC	-4 053 416		-4 053 416	-475 420		-475 420
	- ACE	-3 584 058		-3 584 058	-3 677 945		-3 677 945
	- MO	-11 229 207		-11 229 207	-11 348 190		-11 348 190
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-554 698		-554 698	-1 146 556		-1 146 556
	- AC	50 073		50 073			
	- ACE	-207 038		-207 038	-191 187		-191 187
- MO	-48 345		-48 345	-28 876		-28 876	
- AUTRES	-349 388		-349 388	-926 493		-926 493	
- Amortissement des actifs de concession	-5 216 345		-5 216 345	-4 040 848		-4 040 848	
- Dotation amortissement biens au bilan	-6 982 878		-6 982 878	-5 689 808		-5 689 808	
- Dotation / reprise de lissage	1 766 533		1 766 533	1 648 960		1 648 960	
- Quote part des activités support affectées	-13 360 634	-99 937	-13 460 571	-17 802 766	-63 832	-17 866 598	
- Fonctions supports	-9 624 566		-9 624 566	-13 837 594		-13 837 594	
- Frais de siège	-3 736 068	-99 937	-3 836 005	-3 965 172	-63 832	-4 029 004	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	5 076 457		5 076 457	6 164 655		6 164 655
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 193 297		2 193 297	2 204 145		2 204 145
	- Forfait FP2	2,361		2,361	2,797		2,797
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-5 563 842	-12 531	-5 576 373	-6 249 501	-7 969	-6 257 470
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,537		-2,542	-2,835		-2,839
	- Maintenance	-3 174 617		-3 174 617	-3 352 538		-3 352 538
	- AC	-571 504		-571 504	-786 136		-786 136
	- ACE	-169 793		-169 793	-31 300		-31 300
	- MO	-2 433 320		-2 433 320	-2 535 102		-2 535 102
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
- Traitement des effluents							
- Quote part des activités support affectées	-2 389 225	-12 531	-2 401 756	-2 896 963	-7 969	-2 904 932	
- Fonctions supports	-1 920 771		-1 920 771	-2 401 920		-2 401 920	
- Frais de siège	-468 454	-12 531	-480 985	-495 043	-7 969	-503 012	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	48 535 461		48 535 461	42 370 582		42 370 582
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	22,13		22,13	19,22		19,22
	- Consommations	-49 509 881		-49 509 881	-42 370 582		-42 370 582
	- Fioul						
- Gasoil	-48 639 265		-48 639 265	-41 543 762		-41 543 762	
- Huile	-870 616		-870 616	-826 820		-826 820	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	5 134 582		5 134 582	18 140 580		18 140 580
	- Coûts directs	-4 871 485		-4 871 485	-18 036 944		-18 036 944
	- AC	-3 230 106		-3 230 106	-17 099 518		-17 099 518
- ACE	-1 225 117		-1 225 117	-809 120		-809 120	
- MO	-416 262		-416 262	-128 306		-128 306	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-353 123		-353 123	-149 393		-149 393	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	128 532 706		128 532 706	154 122 512		154 122 512	
MARGE AVANT IS	30 236 016	-112 468	30 123 549	48 824 367	-71 801	48 752 566	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	30 236 016	-112 468	30 123 549	48 824 367	-71 801	48 752 566	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	25 700 614	-95 598	25 605 016	41 500 712	-61 031	41 439 681	
En % des produits	-20%		-20%	-27%		-27%	

Ua Pou 2019		
Récurrent	Non récurrent	Total

Ua Pou 2020		
Récurrent	Non récurrent	Total

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

GESTION DES RESEAUX	Ua Pou 2019			Ua Pou 2020		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
REVENU AUTORISE	30 801 492		30 801 492	46 252 182		46 252 182
- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	95		95	74		74
- Forfait FD2	332 134		332 134	-621 060		-621 060
COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-34 455 600	-171 976	-34 627 576	-50 487 460	-108 179	-50 595 639
par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-364 224		-366 042	-677 930		-679 382
- Maintenance	-8 759 257		-8 759 257	-8 354 874		-8 354 874
- AC	162 985		162 985	-684 271		-684 271
- ACE	-867 302		-867 302	-881 144		-881 144
- MO	-8 054 940		-8 054 940	-6 789 459		-6 789 459
- AUTRES						
- Conduite et Fonctionnement	2 153 207		2 153 207	-442 652		-442 652
- AC						
- ACE	-389 678		-389 678	-404 467		-404 467
- MO	-156 050		-156 050			
- AUTRES	2 698 935		2 698 935	-38 185		-38 185
- Amortissement des actifs de concession	-13 429 543		-13 429 543	-26 217 374		-26 217 374
- Dot. Amortissement Caducité						
- Reprise lissée caducité						
- Dotation amortissement biens au bilan	-45 676 263		-45 676 263	-60 691 583		-60 691 583
- Dotation / reprise de lissage	32 246 720		32 246 720	34 474 209		34 474 209
- Reprise provision pour risque						
- Quote part des activités support affectées	-14 420 007	-171 976	-14 591 983	-15 472 560	-108 179	-15 580 739
- Fonctions supports	-7 990 803		-7 990 803	-8 752 588		-8 752 588
- Frais de siège	-6 429 204	-171 976	-6 601 180	-6 719 972	-108 179	-6 828 151

ACTIVITES ANNEXES	Ua Pou 2019			Ua Pou 2020		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	999 451		999 451	1 013 565		1 013 565
PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	2 134 991		2 134 991	3 068 739		3 068 739
- Coûts directs	1 195 378		1 195 378	-2 044 681		-2 044 681
- AC	-538 192		-538 192	-362 369		-362 369
- ACE						
- MO	-1 398 863		-1 398 863	-556 393		-556 393
- AUTRES	3 132 433		3 132 433	-1 125 919		-1 125 919
- Quote part des activités support affectées	-1 623 855	-3 592	-1 627 447	-915 870	-2 329	-918 199
- Fonctions supports	-1 489 565		-1 489 565	-771 166		-771 166
- Frais de siège	-134 290	-3 592	-137 882	-144 704	-2 329	-147 033
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	55 841 118		55 841 118	35 620 775		35 620 775
- Coûts directs	-51 768 660		-51 768 660	-32 102 273		-32 102 273
- AC	-20 627 461		-20 627 461	-3 889 639		-3 889 639
- ACE	-23 585 359		-23 585 359	-24 267 071		-24 267 071
- MO	-7 555 840		-7 555 840	-3 945 563		-3 945 563
- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-6 433 015		-6 433 015	-4 777 135		-4 777 135

SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION

Ua Pou 2019			Ua Pou 2020		
Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
TOTAL DES PRODUITS	89 777 052		89 777 052	85 955 261	85 955 261
MARGE AVANT IS	-3 308 700	-175 569	-3 484 268	-4 372 157	-4 482 666
- I.S.					
- IS report déficitaire 2019 / 2020					
MARGE NETTE CONCESSION	-3 308 700	-175 569	-3 484 268	-4 372 157	-4 482 666
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 812 395	-149 233	-2 961 628	-3 716 334	-3 810 266
En % des produits	3%		3%	4%	4%

		Ua Pou 2019			Ua Pou 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	125 131 919		125 131 919	137 546 856		137 546 856
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	123 398 124		123 398 124	135 981 932		135 981 932
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 733 796		1 733 796	1 564 924		1 564 924
	COUTS D'ACHAT	-125 166 728		-125 166 728	-137 546 856		-137 546 856
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-123 398 124		-123 398 124	-135 981 932		-135 981 932
	- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-1 768 604		-1 768 604	-1 564 924		-1 564 924
	GESTION ADMINISTRATIVE	-83 108	-116 404	-199 512	-59 875	-79	-59 954
	- Produits de la Redevance solaire						
	- Coûts de Fonctionnement	21 353	-116 144	-94 791	-4 271		-4 271
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES	21 353	-116 144	-94 791	-4 271		-4 271	
- Quote part des activités support affectées	-104 461	-260	-104 721	-55 604	-79	-55 683	
- Fonctions supports	-94 733		-94 733	-50 691		-50 691	
- Frais de siège	-9 728	-260	-9 988	-4 913	-79	-4 992	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	4 902 516		4 902 516	6 090 626		6 090 626
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	799		799	820		820
	- Forfait FC	6 259,00		6 259	-7 427,59		-7 428
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	831 805		831 805	643 741		643 741
	- Frais de relance	711 252		711 252	517 056		517 056
	- Frais de perception de taxe	120 553		120 553	126 685		126 685
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-23 159 476	-51 245	-23 210 721	-25 017 841	-33 286	-25 051 127
	par UO : Nombre d'abonnés	-28 986		-29 050	-30 510		-30 550
	- Affranchissements	-966 876		-966 876	-793 123		-793 123
	- Fonctionnement	-10 424 102		-10 424 102	-9 042 629		-9 042 629
	- AC	-66 099		-66 099	-105 765		-105 765
	- ACE	-1 611 060		-1 611 060	-1 403 322		-1 403 322
	- MO	-8 372 342		-8 372 342	-7 607 124		-7 607 124
- AUTRES	-374 601		-374 601	73 582		73 582	
- Quote part des activités support affectées	-11 768 498	-51 245	-11 819 743	-15 182 089	-33 286	-15 215 375	
- Fonctions supports	-9 852 746		-9 852 746	-13 114 376		-13 114 376	
- Frais de siège	-1 915 752	-51 245	-1 966 997	-2 067 713	-33 286	-2 100 999	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	534 000		534 000	264 000		264 000
	- Frais de coupure	534 000		534 000	264 000		264 000
	- Coûts directs	-199 987		-199 987	-55 412		-55 412
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-199 987		-199 987	-55 412		-55 412
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-212 906	-513	-213 419	-69 184	-218	-69 402	
- Fonctions supports	-193 746		-193 746	-55 653		-55 653	
- Frais de siège	-19 160	-513	-19 673	-13 531	-218	-13 749	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	131 400 240		131 400 240	144 545 223		144 545 223	
MARGE AVANT IS	-17 421 965	-168 162	-17 590 126	-18 203 945	-33 583	-18 237 528	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	-17 421 965	-168 162	-17 590 126	-18 203 945	-33 583	-18 237 528	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-14 808 670	-142 937	-14 951 608	-15 473 353	-28 546	-15 501 899	
En % des produits	11%		11%	11%		11%	

		Ua Pou 2019			Ua Pou 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2020						
	REVENU AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
REVENU AUTORISE Rendement de distribution					78 372		78 372
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh fournis aux client finaux							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-678 228		-678 228	-963 993		-963 993
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	307 829		307 829	305 785		305 785
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	384 015		384 015	658 208		658 208
	MARGE AVANT IS	13 616		13 616			
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	225 633 646		225 633 646	247 755 443		247 755 443
	TOTAL DES CHARGES (*)	-216 114 678	-456 198	-216 570 876	-221 428 806	-215 893	-221 644 699
	MARGE AVANT IS	9 518 968	-456 198	9 062 770	26 326 637	-215 893	26 110 744
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	9 518 968	-456 198	9 062 770	26 326 637	-215 893	26 110 744
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	8 091 123	-387 768	7 703 355	22 377 642	-183 509	22 194 132
	En % des produits	-3,6%		-3,4%	-9,0%		-9,0%

(*) : 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

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

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2019 et 2020 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 22 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 + **28 MF**.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - **6 MF** sont :

- **Distribution : - 19 MF**

- - 20 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - - 20 MF au titre du renouvellement réseau HTA/BT réalisé en 2019
- + 1 MF sur les travaux vendus

- **Production : + 13 MF**

- + 13 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - + 18 MF au titre du renouvellement du groupe 4 de la centrale en 2020
 - - 5 MF lié au remplacement du bloc moteur du G1 réalisé en 2019

Commentaires sur la variation des charges : + 5 MF

- **Production : + 7 MF**

- + 13 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - + 18 MF au titre du renouvellement du groupe 4 de la centrale en 2020
 - - 5 MF lié au remplacement du bloc moteur du G1 réalisé en 2019
- + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
- - 7 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)

- **Distribution : - 3 MF**

- - 21 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - - 19 MF au titre de la maintenance du réseau HTA et BTA réalisé en 2019
 - - 2 MF au titre des fonctions support
- + 16 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 13 MF au titre de la maintenance et l'entretien des réseaux
 - + 3 MF suite aux redevances versées en 2019 par le Service des Energies dans le cadre du contrôle des réseaux.
- + 2 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 : + 17 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 29 MF sur le revenu autorisé
- Une baisse de 7 MF sur les matières consommées
- Une hausse de 12 MF sur les charges calculées
- Une hausse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une hausse de 2 MF sur les coûts de fonctionnement du service Clientèle
- Une hausse de 2 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production

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).

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{189.004.044} & = & \mathbf{145.068.539} & + & \mathbf{43.935.505} \end{array}$$

4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	657	657		108 352	133 100	22,8%	71 187 264	87 446 689	22,8%
Nb de kWh produits	2 193 297	2 204 145	0,5%	2,361	2,797	18,5%	5 178 374	6 164 663	19,0%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	94,600	74,473	-21,3%	332 134	621 060	87,0%	31 419 876	46 252 183	47,2%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	799	820	2,6%	6 259	7 428	18,7%	5 000 941	6 090 625	21,8%
RE - "Forfaits"							112 786 456	145 954 160	29,4%
Résultat financier							-691 844	-963 993	39,3%
Partage des gains de rendement								78 372	
RE (Revenu de l'exploitation)							112 094 612	145 068 539	29,4%

Les forfaits présentés ci-dessus prennent en compte les charges calculées définitives par processus et concession

L'impact du calcul du résultat financier définitif de la concession à fin 2020 a été lui aussi intégré dans les forfaits sans impact sur le niveau de R.E. de la concession

Les arrondis affichés ici sur les forfaits ne reflètent pas ces traitements

Passage du RE avenant 18b au RE définitif 2020 :

	Ua-pou
RE Avenant 18B annexe 1a	131 481 505
Ecart arrondi UO*Forfaits	57
RE Avenant 18B annexe 1b pris en compte	131 481 562
Charges calculées Avenant 18B	-16 749 616
Charges calculées 2020 définitives	30 258 222
PGR	78 372
RE 2020 définitif	145 068 539

Rq : l'impact sur la variation de charges calculées sur les process hydro a été traité en C.E.

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.*

		2019			2020		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	629 876	77,22	48 639 264	643 040	64,61	41 543 762
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 888	301,46	870 616	3 117	265,26	826 820
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	66 744	26,50	1 768 604	58 824	26,60	1 564 924
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				51 278 485			43 935 505

Prix des combustibles

	Gazole l/les	Arrêté CM
Acpt 01/2020	75,008	Arrêté 3121 CM du 24 décembre 2019
Acpt 02/2020	76,804	Arrêté 107 CM du 30 janvier 2020
Acpt 03/2020	76,804	Arrêté 204 CM du 26 février 2020
Acpt 04/2020	68,435	Arrêté 331 du 24 mars 2020
Acpt 05/2020	68,435	Arrêté 463 CM du 23 avril 2020
Acpt 05/2020	64,214	Arrêté 478 CM du 29 avril 2020
Acpt 06/2020	62,429	Arrêté 621 CM 27 mai 2020
Acpt 07/2020	58,928	Arrêté 839 CM 26 juin 2020
Acpt 08/2020	58,757	Arrêté 1139 CM 29 juillet 2020
Acpt 09/2020	57,024	Arrêté 1312 CM 26 août 2020
Acpt 10/2020	57,024	Arrêté 1476 CM 23 septembre 2020
Acpt 11/2020	50,565	Arrêté 1646 CM 23 octobre 2020
Acpt 12/2020	50,565	Arrêté 2106 CM 26 novembre 2020
Acpt 01/2021	52,818	Arrêté 2465 CM 17 décembre 2020

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

Tel que décrit au paragraphe 4.1.12 le chiffre d'affaires de la concession était constitué :

- Jusqu'au 31 décembre 2015 par les facturations émises aux clients sur la concession considérée
- En 2016 par le revenu autorisé prévu aux avenants 17 et 17b
- De 2017 à 2019 par les facturations émises aux clients sur la concession considérée avec une régularisation (de péréquation) correspondant à la différence avec le CA réalisé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT dans la proportion des revenus autorisés issus des avenants 17 et 17b

- En 2020 par le revenu autorisé prévu à l'avenant 18b.

		Ua Pou					
		2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	72 151 972	70 289 033	66 693 165	67 797 221	70 142 269	72 584 321
Péréquation	B	n/a	89 868 668	79 581 942	81 606 833	n/a	85 189 760
CA péréqué	C=A+B	n/a	160 157 701	146 275 107	149 404 054	n/a	157 774 081
Ecart RA/CA		116 852 072	n/a	n/a	6 826 597	81 501 457	n/a
Revenu autorisé		189 004 044	163 373 097	160 057 825	156 230 651	151 643 726	157 774 081
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	-6 826 597	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	4 407 062	n/a	n/a
Produits comptabilisés		189 004 044	160 157 701	146 275 107	153 811 116	151 643 726	157 774 081

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

4.4.3) Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2020	Réalisé 2019
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	2 112 740	2 020 698
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	88,4%	87,2%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	8 162	8 932
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	50 662	57 812
Total Production Photovoltaïque	58 824	66 744
Production Total EnR	58 824	66 744
Production brute thermique à produire	2 330 384	2 250 541
Production Nette thermique à produire	2 280 035	2 204 145
Total production (EDT et Autres)	2 389 208	2 317 285
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,276	0,280
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	20 862	31 677
Achat Matière première	664 145	619 061
Stock Final	41 967	20 862
Consommation Matière 1ière	643 040	629 876
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,276	0,280
<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	64,61 F	77,22 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	265,26 F	301,46 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	1 560 644	2 763 248
Achat Matière première	42 096 785	47 436 661
Stock Final	2 113 668	1 560 644
Consommation Matière 1ière	41 543 762	48 639 264
Huile	826 820	870 616
(CUHPPF) Combustible urée, huiles....	42 370 581	49 509 881
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	1 564 924	1 768 604
(CE) TOTAL achat de matières premières	43 935 505	51 278 485

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

	2019	Acquisition	Cession	2020
Production	155 688 449	0	0	155 688 449
Distribution	496 032 691	77 033 009 (1)	-1 584 330 (2)	571 481 370
Total	651 721 140	77 033 009	-1 584 330	727 169 819

Détail Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
PM5190	RENV RSX HT/BT UA POU PMT 2019	72 819 835	0%	-	72 819 835
CP2020	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2020	2 738 816	8%	218 377	2 520 439
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	75 558 651		218 377	75 340 274
BRT12/19	COMPTAGE TIERS UAP 2020 FINANCEMENT UA POU	1 474 358	100%	1 474 358	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA POU	1 474 358		1 474 358	-
(1)	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION UA POU	77 033 009		1 692 735	75 340 274
	COMPTAGES UA POU	1 584 330			
(2)	TOTAL CESSION DISTRIBUTION UA POU	1 584 330			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 19,8 MF contre 32,9 MF fin 2019 soit une diminution de -13,1 MF.

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

Actifs Immobilisés	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	-	15 451 380	-	-
AN CONST CONCEDANT UA POU	01/01/1992	35	-	6 139 481	-	5 186 192	953 289
BATIMENT CENTRALE UA POU	18/11/2006	14	992 580	-	989 271	-	3 309
MUR SECU BATIMENT CENTRAL	01/01/2007	14	9 157 874	-	9 157 874	-	-
EXTENS° ATELIER STOCKAGE	01/01/2014	7	689 564	-	689 551	-	13
RENOVAT° CENTRALE HAKAHAU	01/01/2007	14	1 785 000	-	1 785 000	-	-
TVX GC GPE P400 HAKAHAU	15/11/2010	10	10 737 932	-	10 696 858	-	41 074
EXTENS°SALLE RANGEMENT	01/01/2015	6	288 304	-	288 296	-	8
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	01/01/2019	7	5 735 328	-	1 638 531	-	4 096 797
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	01/03/2017	7	7 171 438	-	3 927 389	-	3 244 049
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	-	2 053 192	-	720 231
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	01/08/2013	11	2 773 423	-	1 989 415	-	784 008
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	-	3 467 958	-	890 440
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	01/08/2013	10	4 358 397	-	3 467 957	-	890 440
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	-	666 541	-	2 229
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	12	1 738 840	-	1 738 840	-	-
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	21/09/2010	10	5 044 045	-	5 017 157	-	26 888
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	4 781 629	-	4 763 339	-	18 290
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP	01/01/2011	10	1 103 340	-	1 103 337	-	3
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	2 227 968	-	2 219 446	-	8 522
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	13	1 726 376	-	1 721 309	-	5 067
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	2 355 934	-	2 346 922	-	9 012
SUPERVISION CENT UA POU	01/07/2012	9	209 494	-	209 494	-	-
SUPERVIS° GPE FGW UA POU	01/07/2012	9	501 873	-	501 869	-	4
COFFRETS COMPTAGES UA POU	01/09/2013	7	2 163 794	-	2 163 763	-	31
RENOV.TGBT PRISMA UA POU	01/05/2015	6	5 980 050	-	5 979 873	-	177
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	01/05/2015	6	1 654 684	-	1 654 635	-	49
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	14	1 070 540	-	1 066 972	-	3 568
ENVY F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	1 029 832	-	1 025 893	-	3 939

Actifs Immobilisés	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	-	3 854 932	-	50
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	01/01/2014	7	2 215 285	-	2 215 242	-	43
EQUIP DETECTION INCENDIE	30/08/2007	13	65 391	-	64 998	-	393
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	2 528 869	-	2 519 196	-	9 673
F&P SYST SECURITE UA POU	10/09/2012	8	6 976 926	-	6 955 945	-	20 981
RENF SYSTEME DETECTION ET	30/04/2016	5	1 875 085	-	1 843 240	-	31 845
MEC SECURITE INCENDIE CEN	01/02/2018	3	1 646 561	-	1 646 415	-	146
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	10	745 458	-	745 458	-	-
DROITS INCORPORELS PROD*			6 523 231				
TOTAL PRODUCTION UA POU			149 548 968	6 139 481	132 214 458	5 186 192	11 764 568
TRANSFO KENA O1011 UA POU	01/07/2013	25	373 427	-	112 027	-	261 400
TRANSFO ELEVATEUR SECOURS	01/10/2004	25	1 238 454	-	804 993	-	433 461
TRANSFO POSTE CP DP UAPOU	01/07/2006	25	494 734	-	286 944	-	207 790
POSTE H61 UA POU	01/01/2007	25	578 910	-	324 188	-	254 722
POSTE CP UA POU 2007	01/07/2007	25	426 338	-	230 223	-	196 115
RENFORC POSTE 01032 VAIKA	01/01/2011	25	208 696	-	83 481	-	125 215
RENFORC TRANSFO 01032	01/01/2011	25	504 609	-	201 840	-	302 769
RENFORC POSTE 01031 VIVII	01/01/2011	25	1 210 078	-	484 031	-	726 047
RENFORC TRANSFO 01031	01/01/2011	25	504 609	-	201 840	-	302 769
RENFORC POSTE H16 5101012	01/01/2011	25	2 316 592	-	926 635	-	1 389 957
TRANSFO H61 O1012 UA POU	01/01/2011	25	462 193	-	184 876	-	277 317
POSTE CENTRALE HAKAHAU	01/02/2004	25	2 293 619	-	1 552 018	-	741 601
POSTE PROTECT° ELEVATEUR	01/12/2004	25	16 517 092	-	10 625 997	-	5 891 095
TRANSFO ELEVATEUR UA POU	01/10/2006	25	3 236 594	-	1 844 861	-	1 391 733
POSTE DP UA POU	01/01/2007	25	1 124 011	-	629 445	-	494 566
POSTE DP UA POU 2008	01/07/2008	25	3 018 367	-	1 509 186	-	1 509 181
POSTE DP UA POU 2010	01/07/2010	25	177 682	-	74 624	-	103 058
REMPLE IACM PAR IAM UA POU	13/01/2011	15	853 266	-	566 947	-	286 319
RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA	01/08/2017	15	16 783 902	-	3 823 000	-	12 960 902
RES.AERIEN UA POU 97	01/01/1997	25	3 713 158	-	3 564 631	-	148 527
RES.AERIEN UA POU 98	01/01/1998	25	36 666 933	-	33 733 578	-	2 933 355
RES.AERIEN UA POU 99	01/01/1999	25	18 130 917	-	15 955 207	-	2 175 710
RES.AERIEN UA POU 2000	01/01/2000	25	1 678 113	-	1 409 615	-	268 498
RES.AERIEN UA POU 2001	01/01/2001	25	45 000	-	36 000	-	9 000
RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	25	-	647 173	-	517 740	129 433
RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	25	-	548 313	-	441 440	106 873
RES.AERIEN UA POU 2002	01/01/2002	25	99 091	-	75 310	-	23 781
RESEAUX UA POU 2002	01/01/2002	25	-	1 371 888	-	1 042 635	329 253
RES.AERIEN UA POU 2003	01/01/2003	25	20 893 178	-	15 043 086	-	5 850 092
RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	25	-	350 063	-	252 045	98 018

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	25	-	42 290	-	30 541	11 749
RESEAU CP41906 2004 UAPOU	01/07/2004	25	224 131	-	147 924	-	76 207
RESEAUX UA POU 2004	01/07/2004	25	-	1 245 468	-	822 011	423 457
RESEAU HTA/BTA COM UA POU	02/12/2004	25	4 419 691	-	2 842 845	-	1 576 846
RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	25	-	4 460 577	-	2 780 425	1 680 152
RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	25	-	12 910	-	8 046	4 864
RESEAUX CP 51906 2005UAPO	01/06/2005	25	549 536	-	342 544	-	206 992
EXT BTA AHSCHA LOUIS	01/01/2006	25	563 794	-	338 279	-	225 515
EXT BTA BRUNEAU PASCAL	06/03/2006	25	235 658	-	139 691	-	95 967
RESEAU HTA HOHOI UAPOU 06	01/06/2006	25	5 940 091	-	3 465 055	-	2 475 036
RESEAUX UA POU 2006	01/07/2006	25	-	1 408 602	-	816 988	591 614
RESEAU 15% EXT UA POU 06	01/07/2006	25	132 798	-	77 024	-	55 774
RENF RES BTA CP UA POU	01/07/2006	25	369 143	-	214 105	-	155 038
RESEAUX UA POU	01/01/2007	25	2 021 930	-	1 132 278	-	889 652
RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	25	-	305 084	-	164 744	140 340
RES AERIEN CP UA POU 2007	01/07/2007	25	3 378 086	-	1 824 166	-	1 553 920
RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	25	-	677 984	-	366 110	311 874
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	90 666	-	48 961	-	41 705
EXT BTA SIT MAUI'A POUR	01/01/2008	25	406 904	-	211 588	-	195 316
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	25	168 283	-	87 505	-	80 778
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	25	263 917	-	137 239	-	126 678
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	25	129 467	-	67 325	-	62 142
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	249 014	-	129 488	119 526
RESEAUX CP UA POU 2008	01/07/2008	25	22 416 398	-	11 208 200	-	11 208 198
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	23 218 770	-	11 609 387	11 609 383
EXT BTA QT TOKIAHI-TOHIPU	21/11/2008	25	239 221	-	115 891	-	123 330
RESEAUX CP UA POU 2009	01/07/2009	25	408 833	-	188 061	-	220 772
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	158 096	-	70 091	88 005
RESEAUX 2010 CONCED UAPOU	01/07/2010	25	-	1 223 694	-	513 954	709 740
RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	25	11 655 878	-	4 895 468	-	6 760 410
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU	01/01/2011	25	421 894	-	168 755	-	253 139
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	26/01/2011	25	275 404	-	109 399	-	166 005
RESEAUX CP UA POU 2011	01/07/2011	25	3 101 194	-	1 178 459	-	1 922 735
RESEAUX 2011 CONCED UAPOU	01/07/2011	25	-	121 814	-	46 290	75 524
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	01/01/2012	25	1 535 306	-	552 708	-	982 598
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	01/01/2012	25	554 286	-	199 544	-	354 742
RESEAUX CP UA POU 2012	01/07/2012	25	26 483 145	-	9 004 301	-	17 478 844
RESEAUX CP UA POU 2013	01/07/2013	25	44 899 196	-	13 469 886	-	31 429 310
RESEAUX 2013 CONCED UAPOU	01/07/2013	25	-	86 432	-	25 928	60 504
EXT 14A1 QT AKA UA POU	03/09/2013	25	126 358	-	37 038	-	89 320

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	10/10/2013	25	258 342	-	74 663	-	183 679
14A/09/2011/UAP/JK/PG	01/01/2014	25	547 446	-	153 282	-	394 164
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	03/06/2014	25	177 000	-	46 570	-	130 430
RESEAUX 2014 CONCED UAPOU	01/07/2014	25	-	97 444	-	25 337	72 107
RESEAUX CP UA POU 2015	01/07/2015	25	23 588 814	-	5 189 691	-	18 399 123
RESEAUX 2015 CONCED UAP	01/07/2015	25	-	56 063	-	12 334	43 729
RESEAUX CP UA POU 2016	01/07/2016	25	289 024	-	52 024	-	237 000
RESEAUX 2016 CONCED UAPOU	01/07/2016	25	-	86 432	-	15 557	70 875
RESEAUX CP UA POU 2017	01/07/2017	25	11 883 654	-	1 663 784	-	10 219 870
RSX AERIEN TIERS UAP 2017	01/07/2017	25	-	1 691 793	-	236 852	1 454 941
14A1 202/2017/UAP/JK/PG	01/09/2017	25	1 457 894	-	194 380	-	1 263 514
RENV RESEAU HTA HAKAHAU	01/05/2018	25	17 306 456	-	1 846 206	-	15 460 250
RESEAUX CP UA POU 2018	01/07/2018	25	13 980 049	-	1 398 135	-	12 581 914
RENV RSX HT/BT UA POU	30/06/2019	25	29 644 505	-	1 782 327	-	27 862 178
RENV RSX HT/BT UA POU	30/09/2020	25	72 819 835	-	762 599	-	72 057 236
RESEAUX UA POU	01/01/2007	35	5 052 377	-	2 020 953	-	3 031 424
EXT RES SOUT STATION CHLO	24/02/2007	35	375 753	-	148 723	-	227 030
EXT SOUT BTA SIT MAUIA	01/01/2008	35	838 777	-	311 545	-	527 232
EXT 14A BTA QTR HIVATETE	01/01/2008	35	863 076	-	320 567	-	542 509
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	35	555 333	-	206 270	-	349 063
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	35	703 780	-	261 404	-	442 376
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	35	776 808	-	288 529	-	488 279
EXTENSION HTA MOD UA POU	01/01/2009	35	1 079 674	-	370 176	-	709 498
EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU	01/01/2011	35	1 263 107	-	360 890	-	902 217
COMPTAGE UA POU 99	01/01/1999	20	479 468	-	479 468	-	-
COMPTAGE UA POU 2001	01/01/2001	20	-	163 195	-	163 195	-
COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	20	352 309	-	334 693	-	17 616
COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	20	-	1 562 578	-	1 484 449	78 129
COMPTAGE UA POU 2003	01/01/2003	20	-	860 164	-	774 147	86 017
POSE COMPTEUR 2004 UA POU	01/07/2004	20	478 333	-	394 625	-	83 708
BRANCHEMENT UA POU 2004	01/07/2004	20	-	1 096 648	-	904 734	191 914
COMPTAGE UA POU 2005	01/06/2005	20	-	727 196	-	566 608	160 588
POSE COMPTEURS UA POU 05	01/07/2005	20	375 526	-	291 032	-	84 494
BRCHT UA POU 2006	01/07/2006	20	-	1 585 722	-	1 149 647	436 075
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2006	20	509 573	-	369 441	-	140 132
BRCHT STATION CHLORATION	24/02/2007	20	27 952	-	19 361	-	8 591
BRCHT/CPTAGES CP UAPOU 07	01/07/2007	20	1 029 275	-	694 762	-	334 513
BRCHT UAPOU 2007	01/07/2007	20	-	1 906 353	-	1 286 789	619 564
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2008	20	835 074	-	521 923	-	313 151

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	1 984 791	-	1 240 495	744 296
BRCHT/CPTAGE UA POU 2009	01/07/2009	20	599 221	-	344 552	-	254 669
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	746 569	-	413 723	332 846
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	20	968 750	-	508 594	-	460 156
COMPTAGE TIERS UAPOU 2010	01/07/2010	20	-	1 290 551	-	677 540	613 011
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	20	530 220	-	251 857	-	278 363
COMPTAGE TIERS UAPOU 2011	01/07/2011	20	-	811 876	-	385 643	426 233
BRCHT/CPTAGES UA POU	01/07/2012	20	679 152	-	288 640	-	390 512
COMPTAGE TIERS UAPOU 2012	01/07/2012	20	-	489 181	-	207 902	281 279
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2013	20	792 922	-	297 349	-	495 573
COMPTAGE TIERS UAPOU 2013	01/07/2013	20	-	837 874	-	314 205	523 669
CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	01/07/2013	20	-	53 909	-	20 215	33 694
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2014	20	658 533	-	214 027	-	444 506
COMPTAGE TIERS UA POU2014	01/07/2014	20	-	559 659	-	181 889	377 770
CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	01/07/2014	20	-	72 789	-	23 656	49 133
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2015	20	2 953 822	-	812 329	-	2 141 493
COMPTAGE TIERS UAP 2015	01/07/2015	20	-	375 370	-	103 227	272 143
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2016	20	3 076 787	-	692 288	-	2 384 499
COMPTAGE TIERS UAP 2016	01/07/2016	20	-	500 613	-	112 639	387 974
COMPTAGE TIERS UAPOU 2017	01/07/2017	20	-	424 165	-	74 228	349 937
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2017	20	2 051 326	-	358 997	-	1 692 329
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2018	20	1 387 451	-	173 447	-	1 214 004
COMPTAGE TIERS UAPOU 2018	01/07/2018	20	-	805 837	-	100 730	705 107
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2019	20	3 913 854	-	293 602	-	3 620 252
COMPTAGE TIERS UAP 2019	01/07/2019	20	-	1 261 014	-	94 576	1 166 438
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2020	20	2 738 816	-	68 486	-	2 670 330
COMPTAGE TIERS UAP 2020	01/07/2020	20	-	1 474 358	-	36 859	1 437 499
DROITS INCORPORELS DIST*			41 370 215				
TOTAL DISTRIBUTION UA POU			513 831 054	57 650 316	171 351 013	30 245 039	328 515 103
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA POU			663 380 022	63 789 797	303 565 471	35 431 231	340 279 671

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

** : correspond à la dépréciation économique des actifs immobilisés, indépendamment des clauses du contrat de concession

La TVA à reverser incluse dans l'inventaire ci-dessus comporte un décalage et sera corrigé sur l'exercice 2021, en tenant compte le cas échéant d'une éventuelle prolongation.

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Dotation de l'article 14 A1 :

DOTATION au 01/01/2020	799 500 F
Reliquat 2019	
ENVELOPPE DISPONIBLE 2020	799 500 F

Libellé	Commune	Date/Ref courrier	N°dossier/chantiers	MONTANT devis transmis	MONTANT devis commandé	Lettre de cde	Réalisé	Chargé d'Etudes	Observation
Ext Qtier PEEIE à HAKAHAU	UA POU	JJ/TB 2020/173	51-2020-01069/01/01	732 457 F				Karl	
Ext Qtier PEEIE à HAKAHAU	UA POU	JJ/TB 2020/173	51-2020-01069/01/03 annule et remplace de devis 51-2020-01069/01/01	563 564 F	563 564 F	BPA JJ/TB 2020/173	TR	Karl	
CUMUL TRAVAUX COMMANDES				1 296 021 F	563 564 F				
SOLDE				-496 521 F	235 936 F				

5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

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

Distribution

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

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	1 735 685	39 235 978	40 971 663
2019	5 735 328	33 368 467	39 103 795
2020	-	75 340 274	75 340 274
Cumul	7 471 013	147 944 719	155 415 732

Reste à faire sur plan 2018 / 2020

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2020	56 723 035	109 831 072	166 554 107
- Réalisé	(7 471 013)	(147 944 719)	(155 415 732)
+ Ajustement du plan	1 735 685	39 230 647	40 966 332
Reste à faire	50 987 707	1 117 000	52 104 707

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

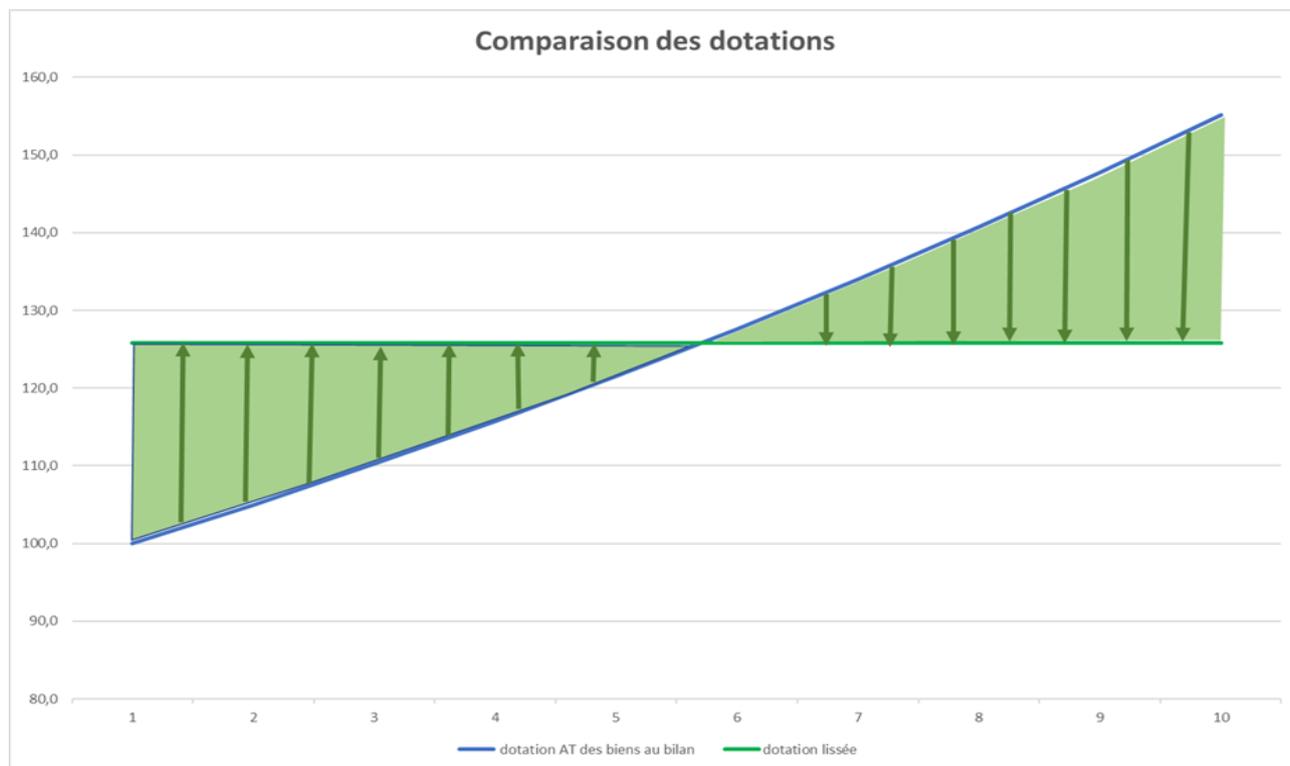
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotation/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture corporel	145 109 092	145 567 193	147 302 878	146 923 037	146 923 037
VO Ouverture incorporel	0	6 523 231	6 523 231	6 523 231	6 523 231
acquisitions (dont TVA à reverser)	6 573 270	1 735 685	5 735 328	-	50 987 707
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(6 115 169)	-	(6 115 169)	-	(37 525 591)
				73,6%	73,6%
- origine financement tiers	-	-	-	-	-
VO Clôture	145 567 193	153 826 109	153 446 268	153 446 268	166 908 384
- Financements tiers cumul	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)
- IFC biens au bilan clôture	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	(3 425 556)
- IFC renouvelant exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	0,00%	0,00%
				(3 425 556)	(3 425 556)
base amortissable	131 904 473	138 417 329	138 037 488	143 881 231	157 343 347
cumul doté à l'ouverture	124 534 526	126 377 013	131 681 688	131 802 004	137 841 617
réintégration AT sur incorporel		6 523 231			-
sortie AT sur sortie immo		(6 115 169)	(6 115 169)	-	(37 525 591)
reste à amortir	7 369 947	11 632 254	12 470 969	12 079 227	57 027 321
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	1 842 487	4 896 613	6 235 484	6 039 614	57 027 321
dotations cumulées	126 377 013	131 681 688	131 802 004	137 841 617	157 343 347
Vo - fin tiers - IFC - dotations	5 527 460	6 735 641	6 235 484	6 039 614	-
mécanisme de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(52 321 970)	(54 951 029)	(56 052 160)	(54 285 627)	(52 636 667)
dotations/reprises B	(2 629 059)	(1 101 131)	1 766 533	1 648 960	52 636 667
Actif/Passif de renouvellement clôture	(54 951 029)	(56 052 160)	(54 285 627)	(52 636 667)	-
dotation aux amortissements A	(1 842 487)	(4 896 613)	(6 235 484)	(6 039 614)	(57 027 321)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(4 471 546)	(5 997 744)	(4 468 951)	(4 390 654)	(4 390 654)
moyenne des dotations	(4 743 910)	(4 743 910)	(4 743 910)	(4 743 910)	(4 743 910)
écart sur moyenne exercice	272 364	(1 253 835)	274 958	353 256	353 256
écart sur moyenne en cumulé	272 364	(981 471)	(706 512)	(353 256)	0

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	-	2 242 181	2 242 181	2 242 181
acquisitions financement concession	-	2 242 181	-	-	-
acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-
VO Clôture	-	2 242 181	2 242 181	2 242 181	2 242 181
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice		0%		0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(1 447 005)	(1 447 005)
		0%	0%	65%	65%
base amortissable	-	2 242 181	2 242 181	795 176	795 176
cumul doté l'ouverture	0	-	(747 394)	(1 494 787)	(1 144 982)
reste à amortir	-	2 242 181	1 494 787	(699 611)	(349 806)
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	-	(747 394)	(747 394)	349 806	349 806
dotations cumulées	-	(747 394)	(1 494 787)	(1 144 982)	(795 176)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	1 494 787	747 394	(349 806)	-
impact exercice(+) = produit	(4 471 546)	(6 745 138)	(5 216 345)	(4 040 848)	(4 040 848)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture corporel	361 509 205	387 785 608	426 381 070	448 127 912	521 883 856
VO Ouverture incorporel	-	41 370 215	41 370 215	41 370 215	41 370 215
acquisitions (dont TVA à reverser)	28 019 127	39 235 978	33 368 467	75 340 274	1 117 000
acquisitions financement Tiers					
transferts					
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(1 742 724)	-	-	(1 380 230)	(781 900)
					70,0%
- origine financement tiers	-	(640 516)	(11 621 625)	(204 100)	
VO Clôture	387 785 608	467 751 285	489 498 127	563 254 071	563 589 171
- Financements tiers cumul	(64 459 390)	(63 818 874)	(52 197 249)	(51 993 149)	(51 993 149)
- IFC biens au bilan clôture	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 353 784)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 353 784)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 353 784)
base amortissable	319 763 255	399 743 890	432 922 465	509 907 138	510 242 238
cumul doté à l'ouverture	274 093 881	285 511 225	343 873 209	388 856 721	448 691 814
réintégration AT sur incorporel		31 274 801			
sortie AT sur sortie immo		(1 742 724)	-	(1 380 230)	(781 900)
reste à amortir	45 669 374	84 700 588	89 049 256	122 430 647	62 332 323
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	11 417 344	28 829 907	44 983 512	61 215 323	62 332 323
dotations cumulées	285 511 225	343 873 209	388 856 721	448 691 814	510 242 238
Vo - fin tiers - IFC - dotations	34 252 030	55 870 681	44 065 744	61 215 323	-
mécanisme de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(119 974 900)	(117 874 624)	(102 312 138)	(70 065 418)	(35 591 209)
dotations/reprises B	2 100 276	15 562 486	32 246 720	34 474 209	35 591 209
Actif/Passif de renouvellement clôture	(117 874 624)	(102 312 138)	(70 065 418)	(35 591 209)	-
dotation aux amortissements A	(11 417 344)	(28 829 907)	(44 983 512)	(61 215 323)	(62 332 323)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(9 317 068)	(13 267 421)	(12 736 792)	(26 741 114)	(26 741 114)
moyenne des dotations	(17 760 702)	(17 760 702)	(17 760 702)	(17 760 702)	(17 760 702)
écart sur moyenne exercice	8 443 634	4 493 281	5 023 910	(8 980 412)	(8 980 412)
écart sur moyenne en cumulé	8 443 634	12 936 915	17 960 825	8 980 412	-

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	3 589 750	5 083 658	6 534 564	8 227 299
acquisitions financement concession	1 473 792	688 071	189 892	218 377	
acquisitions autres financement Tiers	2 115 958	805 837	1 261 014	1 474 358	-
VO Clôture	3 589 750	5 083 658	6 534 564	8 227 299	8 227 299
Financements tiers cumul	(2 115 958)	(2 921 795)	(4 182 809)	(5 657 167)	(5 657 167)
- IFC améliorant exercice	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(1 958 609)	(1 958 609)
	0%	0%	0%	76%	76%
base amortissable	1 473 792	2 161 863	2 351 755	611 523	611 523
cumul doté à l'ouverture	0	(368 448)	(966 253)	(1 659 004)	(1 135 263)
reste à amortir	1 473 792	1 793 415	1 385 502	(1 047 481)	(523 741)
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	(368 448)	(597 805)	(692 751)	523 741	523 741
dotations cumulées	(368 448)	(966 253)	(1 659 004)	(1 135 263)	(611 523)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 105 344	1 195 610	692 751	(523 741)	-
impact exercice(+) = produit	(9 685 516)	(13 865 226)	(13 429 543)	(26 217 374)	(26 217 374)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 5.1 Variation du patrimoine immobilier

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

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

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

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

- Application de la formule

Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2011 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

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

années civiles	10 dernières années	exemple de date de mise en service										
		avril 2010	février 2011	mars 2012	mars 2013	mars 2014	mars 2015	mars 2016	avril 2017	mai 2018	juin 2019	juillet 2020
2008												
2009												
2010												
2011	10		non									
2012	9		1	non								
2013	8		1	1	non							
2014	7		1	1	1	non						
2015	6		1	1	1	1	non					
2016	5		1	1	1	1	1	non				
2017	4		1	1	1	1	1	1	non			
2018	3		1	1	1	1	1	1	1	non		
2019	2		1	1	1	1	1	1	1	1	non	
2020	1		non	non	non	non	non	non	non	non	non	non
nb de 10èmes à déduire			8	7	6	5	4	3	2	1	0	0
IFC en % de la Vo		n/a	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	100%

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC avant correction EGIS	Correction IFC selon EGIS	Total IFC après courrier EGIS
EXTENS° ATELIER STOCKAGE	01/01/2014	655 479	100%	655 479	17 042	6 817	269 009		
TVX GC GPE P400 HAKAHAU	15/11/2010	10 737 932	100%	10 737 932	-	-	-		
EXTENS°SALLE RANGEMENT	01/01/2015	270 708	100%	270 708	10 558	5 279	140 633		
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	15/11/2010	5 848 040	28%	1 637 451	-	-	-		
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	15/11/2010	5 848 040	28%	1 637 451	-	-	-		
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	01/08/2013	2 669 320	0%	-	-	-	-		
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	01/08/2013	2 669 320	0%	-	-	-	-		
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	15/11/2010	2 552 716	28%	714 760	-	-	-		
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	15/11/2010	2 552 716	28%	714 760	-	-	-		
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	01/08/2013	4 194 801	0%	-	-	-	-		
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	01/08/2013	4 194 800	0%	-	-	-	-		
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	15/11/2010	3 892 729	28%	1 089 964	-	-	-		
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	15/11/2010	3 892 729	28%	1 089 964	-	-	-		
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	21/09/2010	5 044 045	0%	-	-	-	-		
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	4 781 629	28%	1 338 856	-	-	-		
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP	01/01/2011	1 089 181	100%	1 089 181	-	-	-		
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	2 227 968	28%	623 831	-	-	-		
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	2 355 934	28%	659 662	-	-	-		
SUPERVISION CENT UA POU	01/07/2012	204 185	100%	204 185	-	-	61 256		
SUPERVIS° GPE FGW UA POU	01/07/2012	489 155	100%	489 155	-	-	146 747		
COFFRETS COMPTAGES UA POU	01/09/2013	2 082 573	100%	2 082 573	27 073	10 829	843 859		
RENOV.TGBT PRISMA UA POU	01/05/2015	5 615 070	0%	-	-	-	-		
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	01/05/2015	1 553 694	100%	1 553 694	60 594	36 356	968 573		
ENV T F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	1 029 832	28%	288 353	-	-	-		
ENS DESHUILAGE SEREP UA P	01/01/2013	3 710 281	100%	3 710 281	48 234	14 470	1 127 554		
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	01/01/2014	2 105 784	100%	2 105 784	54 750	21 900	864 214		
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	2 528 869	28%	708 083	-	-	-		
F&P SYST SECURITE UA POU	10/09/2012	6 800 123	43%	2 897 717	-	-	869 315		
RENF SYSTEME DETECTION ET	30/04/2016	1 739 411	0%	-	-	-	-		
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	01/03/2017	6 573 270	0%	-	-	-	-		
MEC SECURITE INCENDIE CEN	01/02/2018	1 491 450	100%	1 491 450	116 333	104 700	1 447 005		
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	01/01/2019	5 134 582	0%	-	-	-	-		
PRODUCTION UA POU		106 536 366		37 791 276	334 585	200 352	6 738 163	(1 865 602)	4 872 561

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC avant correction EGIS	Correction IFC selon EGIS	Total IFC après courrier EGIS
TRANSFO KENA O1011 UA POU	01/07/2013	359 410	0%	-	-	-	-	-	-
RENFORC POSTE 01032 VAIKA	01/01/2011	206 018	50%	103 009	-	-	-	-	-
RENFORC TRANSFO 01032	01/01/2011	498 133	50%	249 067	-	-	-	-	-
RENFORC POSTE 01031 VIVII	01/01/2011	1 194 549	50%	597 275	-	-	-	-	-
RENFORC TRANSFO 01031	01/01/2011	498 133	50%	249 067	-	-	-	-	-
RENFORC POSTE H16 51O1012	01/01/2011	2 286 863	50%	1 143 432	-	-	-	-	-
TRANSFO H61 O1012 UA POU	01/01/2011	456 262	50%	228 131	-	-	-	-	-
POSTE DP UA POU 2010	01/07/2010	177 682	0%	-	-	-	-	-	-
REEMPL IACM PAR IAM UA POU	13/01/2011	842 316	41%	345 350	-	-	69 070	-	-
RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	11 655 878	0%	-	-	-	-	-	-
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU	01/01/2011	416 480	100%	416 480	-	-	-	-	-
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	26/01/2011	271 870	100%	271 870	-	-	54 374	-	-
RESEAUX CP UA POU 2011	01/07/2011	3 061 396	0%	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	01/01/2012	1 496 400	100%	1 496 400	-	-	299 280	-	-
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	01/01/2012	540 240	100%	540 240	-	-	108 048	-	-
RESEAUX CP UA POU 2012	01/07/2012	25 812 032	0%	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP UA POU 2013	01/07/2013	43 213 856	0%	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 QT AKA UA POU	03/09/2013	121 615	100%	121 615	1 581	632	49 278	-	-
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	10/10/2013	248 645	100%	248 645	3 232	1 293	100 751	-	-
14A/09/2011/UAP/JK/PG	01/01/2014	520 386	100%	520 386	13 530	5 412	213 566	-	-
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	03/06/2014	168 251	100%	168 251	4 375	2 187	86 313	-	-
RESEAUX CP UA POU 2015	01/07/2015	22 149 121	0%	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU	01/01/2011	1 246 897	100%	1 246 897	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	968 750	28%	268 008	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	523 416	34%	176 399	-	-	35 280	-	-
BRCHT/CPTAGES UA POU	01/07/2012	661 941	18%	116 278	-	-	34 883	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2013	763 159	34%	261 201	3 396	1 358	105 839	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2014	625 982	24%	150 415	3 911	1 955	77 163	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2015	2 773 542	6%	179 066	6 984	4 190	111 630	-	-
RESEAUX CP UA POU 2016	01/07/2016	268 111	0%	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2016	2 854 162	3%	85 625	4 452	3 117	63 054	-	-
RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA	01/08/2017	15 383 961	0%	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP UA POU 2017	01/07/2017	10 892 442	0%	-	-	-	-	-	-
14A1 202/2017/UAP/JK/PG	01/09/2017	1 336 291	100%	1 336 291	86 859	69 487	1 138 520	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2017	1 880 225	7%	137 501	8 938	7 150	117 151	-	-
RENV RESEAU HTA HAKAHAU	01/05/2018	15 676 138	0%	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP UA POU 2018	01/07/2018	12 663 088	0%	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2018	1 256 749	25%	313 455	24 449	22 005	304 114	-	-
RENV RSX HT/BT UA POU	30/06/2019	26 539 396	0%	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2019	3 503 898	5%	170 002	15 470	15 470	185 472	-	-
RENV RSX HT/BT UA POU	30/09/2020	64 442 332	0%	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2020	2 423 731	8%	193 254	20 098	20 098	213 352	-	-
DISTRIBUTION UA POU		282 879 747		11 333 607	197 275	154 355	3 367 138	(54 745)	3 312 393
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA POU		389 416 113		49 124 883	531 860	354 707	10 105 301	(1 920 347)	8 184 954

5.8 – Plan de renouvellement

Le plan de renouvellement en vigueur est celui transmis à l'autorité concédante le 15 avril 2019 et reporté au paragraphe 5.4 « Dépenses de renouvellement ».

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

Durée : 1^{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.