



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

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE UA HUKA
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.....	14
➤ Aspects commerciaux.....	15
2.1 - Mode de détermination des tarifs	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	16
2.4 - Autres produits d'exploitation	16
2.5 - Statistiques de ventes	17
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka	20
2.7 - Gestion des impayés	21
2.8 - Dépenses de la Commune	21
2.9 - Services offerts à la clientèle	22
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	28
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	30
➤ Bilan technique	31
3.1 - Autorisation d'exploitation	31
3.2 - Effectif de l'exploitation	31
3.3 - Détail des ouvrages de production	32
3.4 - Données de production	32
3.5 - Qualité de service	33
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	34
3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants.....	34
3.8 - Unités d'œuvre 2020 de la concession	34
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	35
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	36
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	42
4.3 - Comptes de la concession.....	46
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	52
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	56
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	57
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	58
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	61
5.4 - Dépenses de renouvellement	61
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	62
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	68
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	68
5.8 - Plan de Renouvellement	68
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC.....	69

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

Principaux indicateurs

		UA HUKA			
		2020		2019	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	266		257	
	BT	265	99,62%	256	99,61%
	MT	1	0,38%	1	0,39%
	Puissance souscrite au 31/12	1 054		1 054	
	BT	1 034	98,10%	1 034	98,10%
	MT	20	1,90%	20	1,90%
	Puissance maximale appelée	0,14		0,14	
	Nombre de kWh vendus total	645 727		667 734	
	BT	616 309	95,44%	624 755	93,56%
	MT	29 418	4,56%	42 979	6,44%
	Chiffre d'affaires énergie	22 099 708		23 210 680	
	BT : Total	20 930 735	94,71%	21 703 276	93,51%
	BT : par client	78 984		84 778	
	BT : par kVA de puissance souscrite	20 242		20 990	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	4 113 431	19,65%	4 041 334	18,62%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	16 817 304	80,35%	17 661 942	81,38%
	MT : Total	1 168 973	5,29%	1 507 404	6,49%
	MT : par client	1 168 973		1 507 404	
	MT : par kVA de puissance souscrite	58 449		75 370	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	401 280	34,33%	397 203	26,35%
	MT : part variable en XPF et % du CA total	767 693	65,67%	1 110 201	73,65%
	Prix moyen de vente par kWh vendu	34,22		34,76	
	BT	33,96		34,74	
	MT	39,74		35,07	
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,89		0,90	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	0	0%	0	0%
	Energie hydroélectrique kWh	0	0%	0	0%
	Energie thermique kWh	723 980	100%	738 783	100%
	Energie totale achetée	723 980		738 783	
	Temps moyen de coupure				
	global	0h52		7h40	
	origine production	0h52		6h57	
	origine transport	-		-	
	origine distribution			0h43	
FINANCIERS	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	25	22	
	Valeur d'origine	k XPF	235 695	222 783	
	Valeur économique des actifs gérés (*)	k XPF	131 823	129 543	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement	k XPF	10 630	15 278	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	2 351	390	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	N/A	N/A	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	84 734	N/A	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	68 413	N/A	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	16 321	19 821	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	9 860	7 383	
	Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	62 634	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

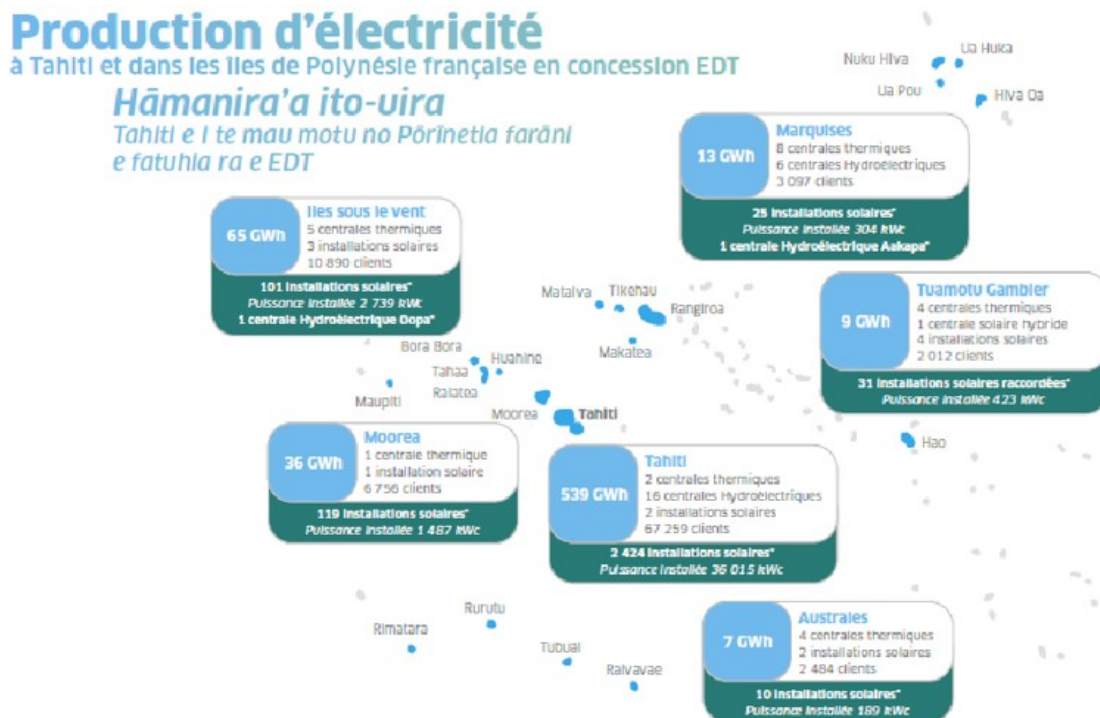
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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 Huka est de 2 agents d'exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production, rattachés hiérarchiquement au Chef d'Exploitation de Nuku Hiva.

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.

COMMERCIAL

- 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 ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 1 véhicule d'intervention 4x4 ;
- 1 nacelle tractable ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

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

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

- b) Des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

- Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc.

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

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

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Ua Huka** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 1^{er} décembre 2006 avec effet au 1^{er} avril 2000, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui implique une fin de contrat le 30 septembre 2030.

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 Huka** correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 13, 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 Huka** n'a, quant à lui, été modifié par aucun avenant depuis son origine.

1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- 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 1^{er} 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 usages	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 Autres tarifs BT et MT	2 XPF/kWh
TVA - sur Énergie - sur Prime d'Abonnement - sur Avance Sur Consommation - sur Redevance Transport	5% 5% 5% 0%

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 antérieur 31/07/2020	kWh vendus postérieur 01/08/2020	Total kWh vendus	Montant antérieur 31/07/2020	Montant postérieur 01/08/2020	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Total prime	Puissance au 31/12/2020 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P0	180 665	121 656	302 321	3 405 087	2 050 811	5 455 898	7 225	1 897 209	573,1
BT Usage social 2ème tranche	P1	11 446	4 295	15 741	419 250	150 325	569 575			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	59 221		60 613	1 499 810		1 499 810	1 319	551 966	100,1
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	14 782		14 782	530 082		530 082			
BT Eclairage public	P4	10 210		10 210	362 468		362 468	264	105 600	22
BT Usage professionnel	P5	212 642		212 642	8 399 471		8 399 471	3 897	1 558 656	338,8
MT Tarif jour	P6	17 616		17 616	484 445		484 445	240	401 280	20
MT Tarif nuit	P7	11 802		11 802	283 248		283 248			
Total				645 727			17 584 997	12 944	4 514 711	1 054
CHIFFRE D'AFFAIRES							22 099 708			
Prix moyen							34,22			

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

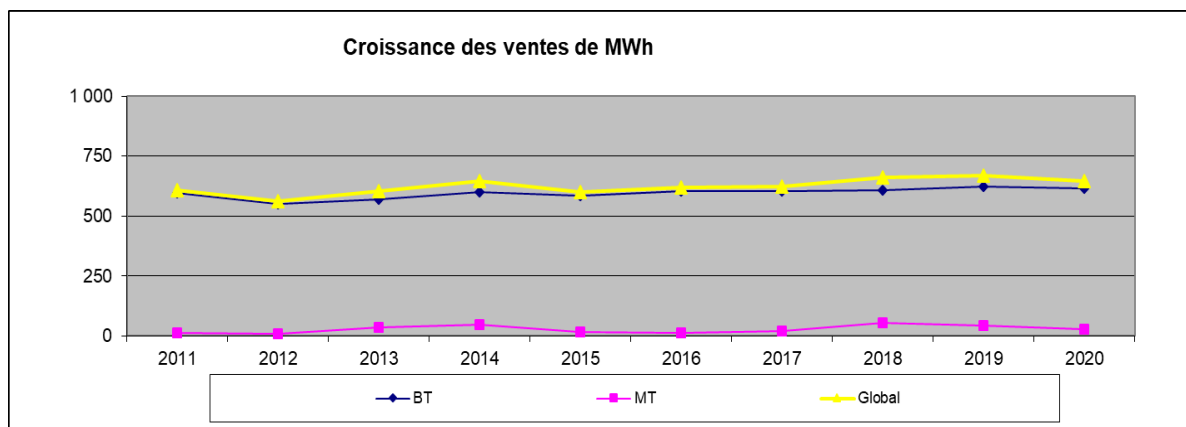
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprenait une estimation de la valorisation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat. Cette estimation n'a pas été réalisée en 2020.

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 :	25 941 XPF
- Frais de relance :	204 470 XPF
- Total	230 411 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après avoir atteint en 2019 le plus haut niveau des ventes sur les dix dernières années, les ventes d'électricité diminuent de 3,3% sur la concession de Ua Huka, pour s'établir à **646 MWh**. La diminution des ventes de 3,3% (-22 MWh) est due à la diminution des ventes en basse tension de 1,4%, soit -8 MWh, et à la forte baisse de 31,6% des ventes en moyenne tension (-14 MWh).

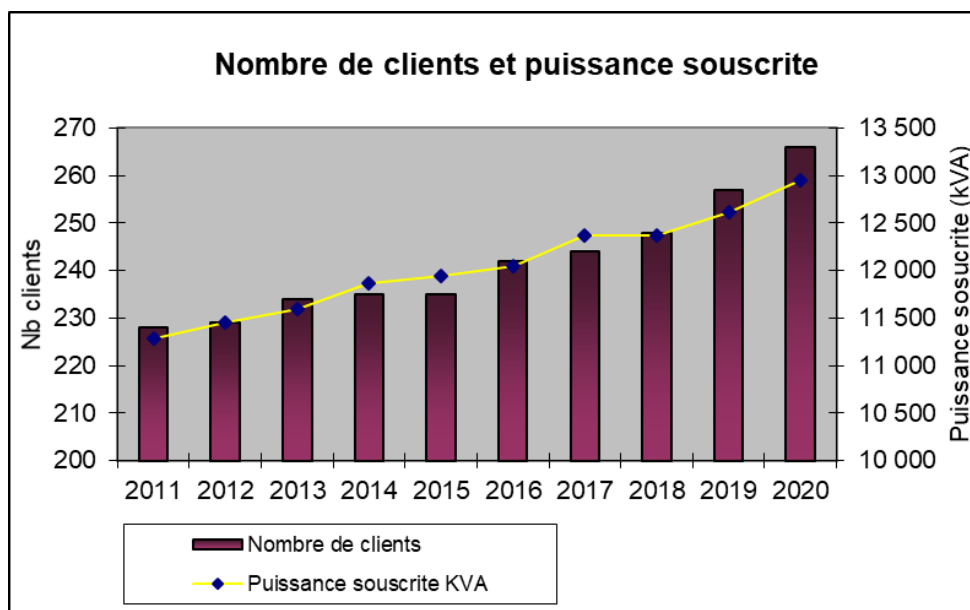
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) est en hausse de 1,1% (soit +4,3 MWh), avec une croissance pour les tarifs « petits consommateurs » qui enregistrent une progression de 0,5% (+1,6 MWh), par rapport à +3,6% pour le segment des « classiques » (+2,7 MWh).

Les tarifs domestiques représentent plus de 63% des volumes basse tension en 2020, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 52% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,7% des ventes en basse tension avec environ 10 MWh vendus sur 2020, augmentent de +9,9% (soit +0,9 MWh).

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 34% des ventes basse tension, diminuent de 6,0% soit -13,6 MWh.

Les ventes en moyenne tension enregistrent une réduction de 31,6% (soit -14 MWh) pour s'établir à 29 MWh.



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

Contrats souscrits aux tarifs basse tension

Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension

variation / 2019 (*nombre de contrats*)

265 +3,6% (+ 9 contrats)

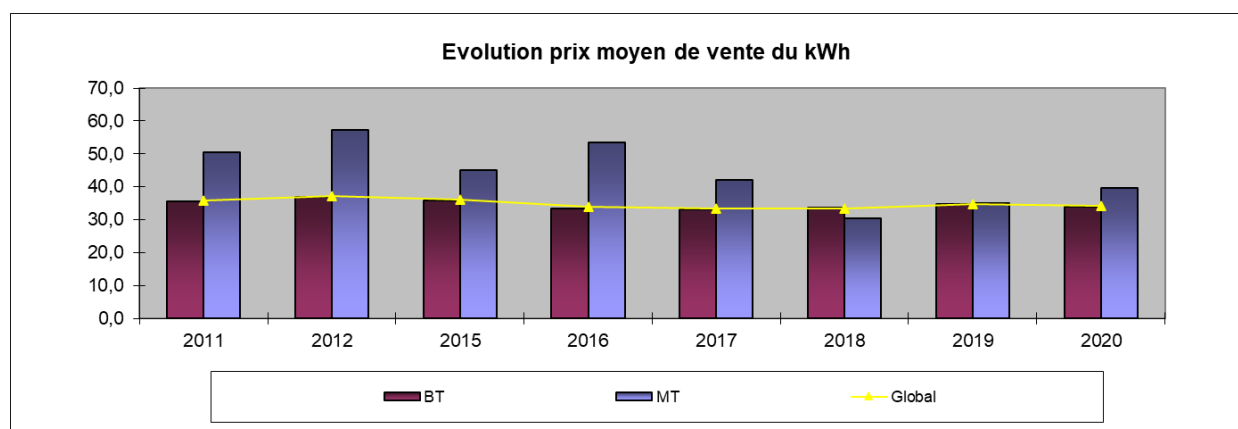
1 -
266 +3,6% (+ 9 contrats)

La hausse du nombre de clients correspond à la souscription de 7 contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs » et 4 contrats supplémentaires en tarif « classique ». La diminution de 2 contrats en tarif usages professionnels basse tension.

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

- Tarif « Petits Consommateurs » 69%
- Tarif Usages professionnels basse tension 17%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 10%
- Tarif Eclairage Public 3 %
- Tarif prépaiement < 1%
- Tarif Moyenne tension < 1%

La puissance souscrite facturée s'établit à 12 944 kVA, soit une hausse de 2,6% par rapport à 2019, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.

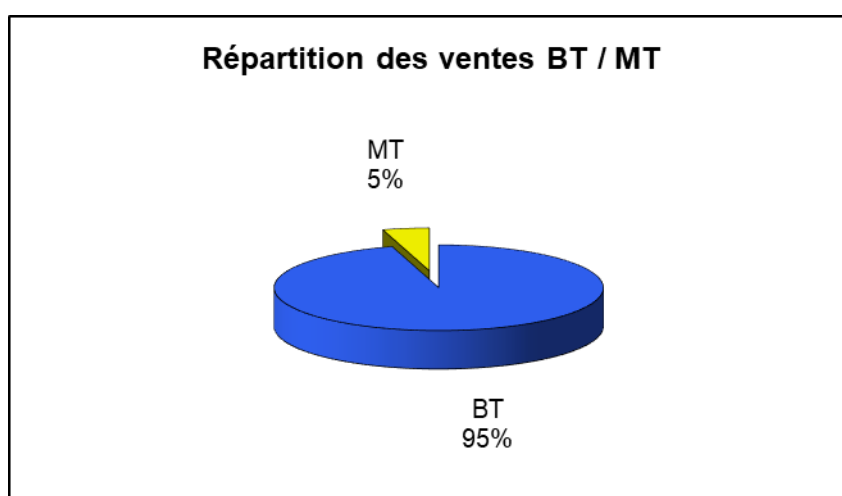


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2019
Tarifs basse tension	34,0 Fcp	-2,2%
Tarifs moyenne tension	<u>39,7 Fcp</u>	<u>+13,3%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	34,2 Fcp	-1,5%

Le prix moyen de vente du kWh diminue de 1,5%.

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} août 2020. Les ventes en « basse tension » représentent 95% des ventes.

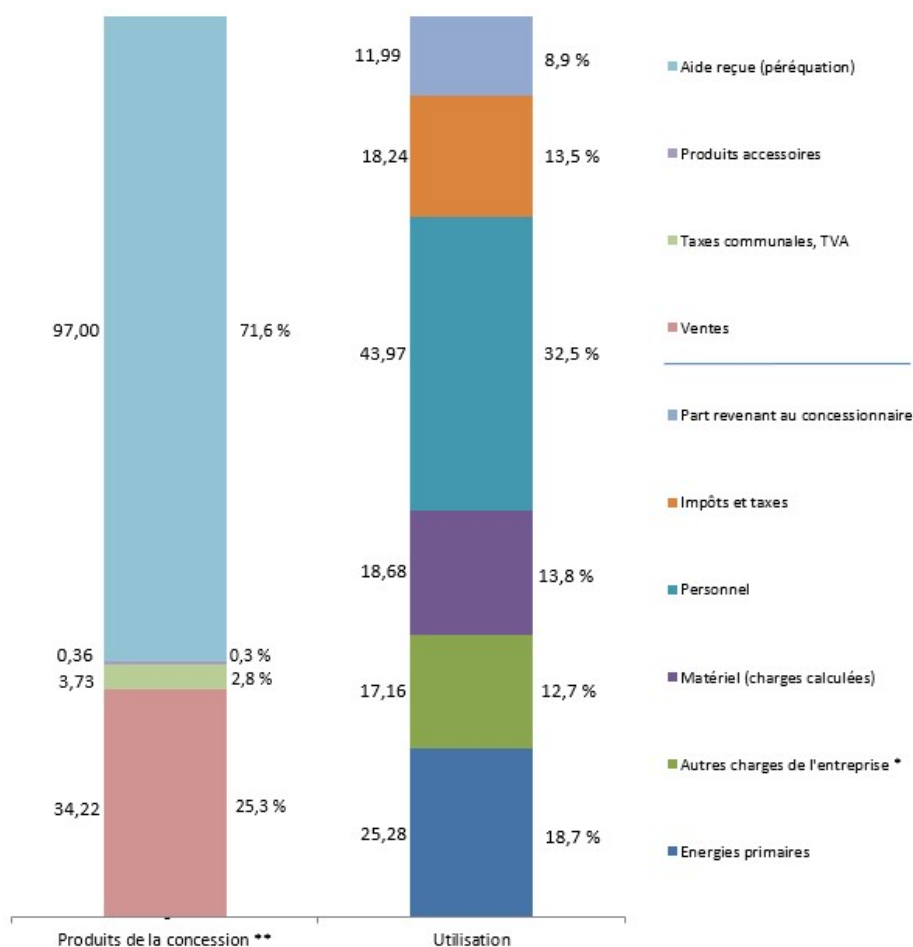
L'augmentation du prix moyen de vente du kWh en « moyenne tension » évolue à la hausse du fait de la hausse tarifaire du 15 février 2019. Ces ventes représentent 5% des ventes.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension est modifiée en raison de la baisse des consommations en moyenne tension, qui représentent désormais 5% des ventes globales (6% en 2019). Les volumes facturés en tarifs basse tension augmentent leur part (95% par rapport à 94% en 2019).

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka

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 37,95 F/KWh (28,1%) 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 souscrits dans la concession de Ua Huka, 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 4,2 Millions Fcp, ce qui représente 13,4% du chiffre d'affaires 2020, soit un délai de créances clients de 48 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Ua Huka, en moyenne 41 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 15% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Ua Huka, en moyenne 0,2 clients, soit 0,1% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2020, 1 Fcp a été comptabilisé en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Huka.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	54 - UA HUKA			
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2020 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEUR	2	1 328	49 390	37,19
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	5	10 543	524 971	49,79
07 - USAGE PROFESSIONNEL	22	54 326	3 221 303	59,30
55 - TOUS USAGES MT	1	30 452	1 320 487	43,36
Total général	30	96 649	5 116 151	52,94

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT diminue de 13% en 2020 et s'établit à 5,1 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 30 compteurs.

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 :

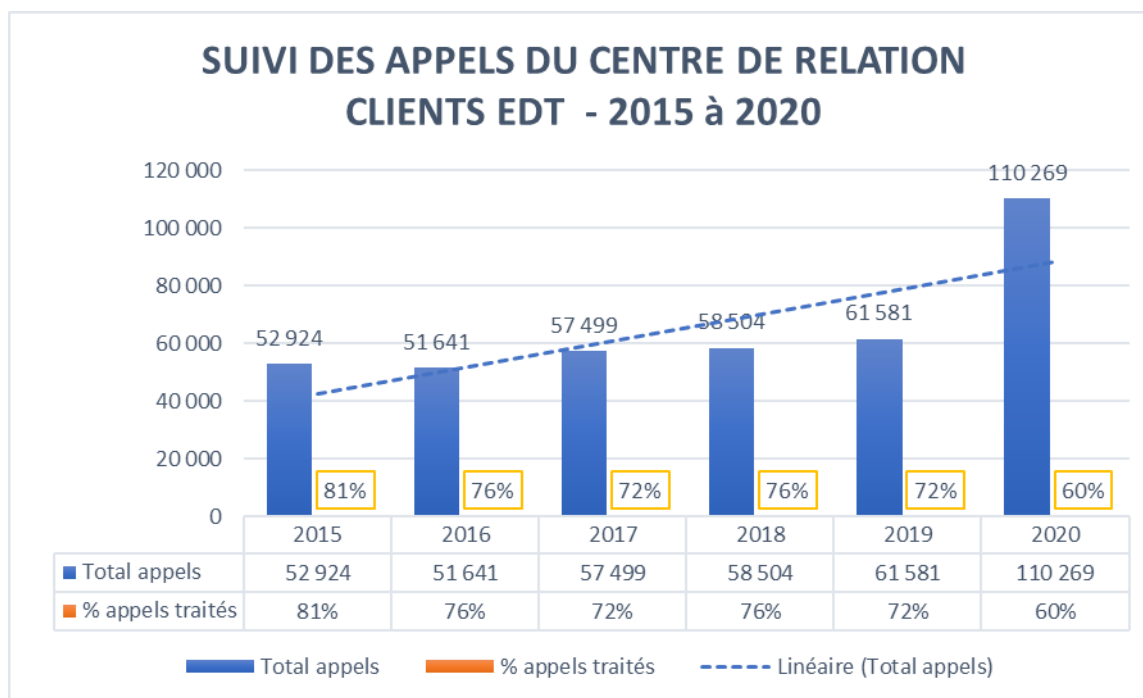
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

Mesures de la satisfaction clients

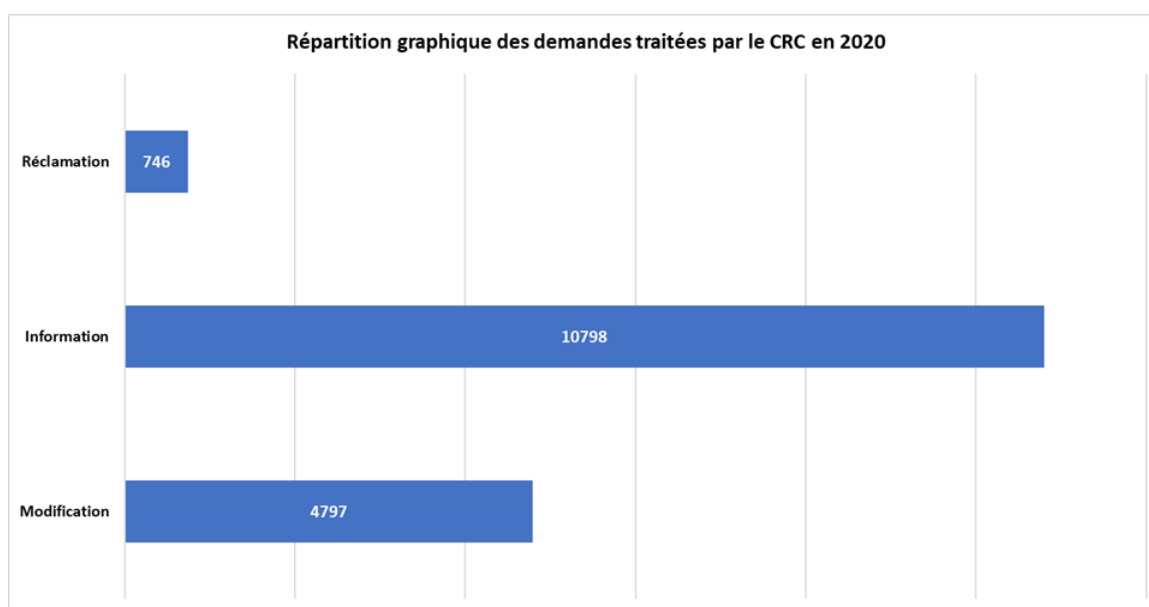
Pour 2020, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux de satisfaction de :

- ✓ 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

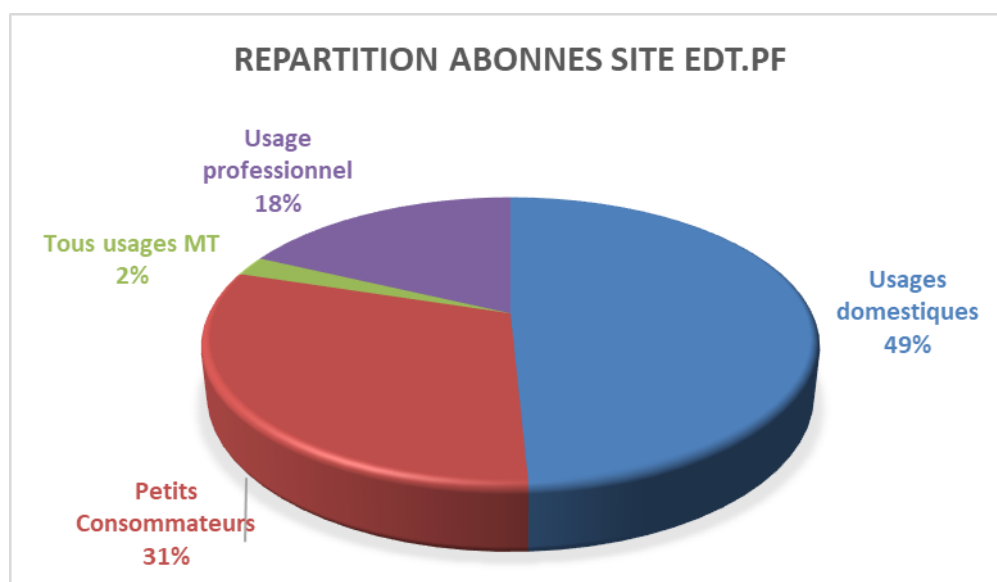
Le système informatique de gestion de la clientèle

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 Huka	12	5%



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 présentiels qui ont dû se reconvertir en digitaux
- Les présentiels 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

Paieement 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-relève sur Messenger. Accessible directement sur ce système de messagerie, il permet à l'utilisateur d'envoyer son auto-relève 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-relève, 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'avent 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

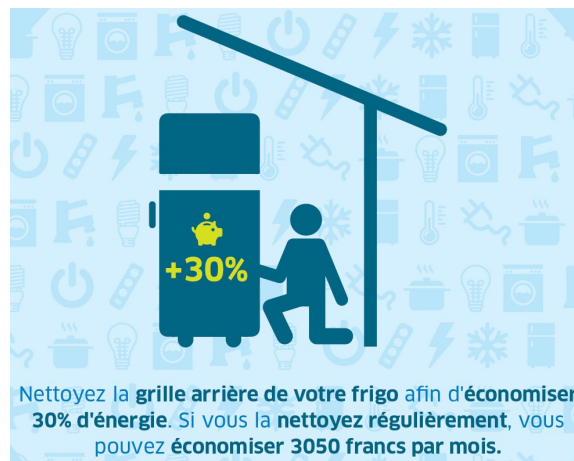


En réponse aux critiques de clients concernant leur facture en sortie de confinement, une campagne de communication a été lancée dès le 4 décembre 2020 et jusqu'en février 2021 sur les deux chaînes de télévision, et en radio, expliquant comment réussir les économies d'énergie par des gestes simples,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



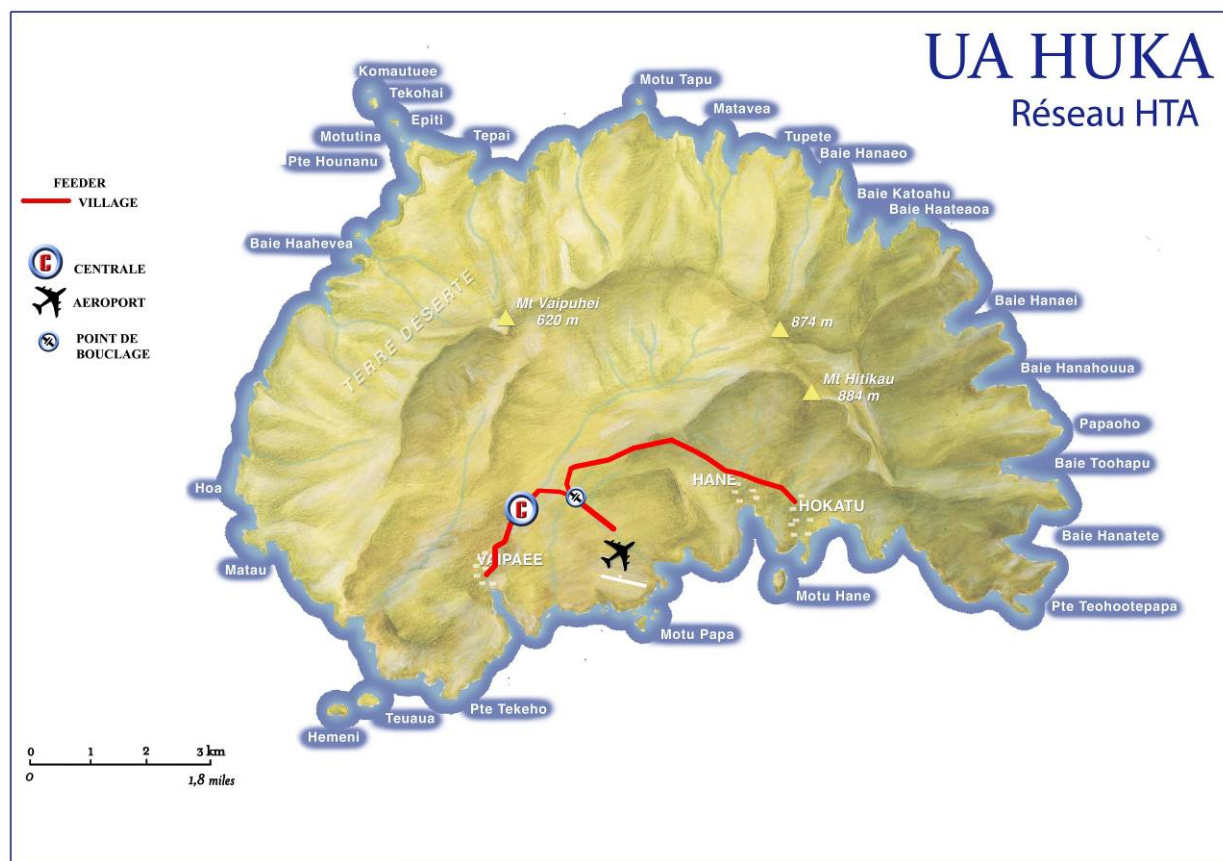
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Ua Huka
- 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 Unités d'œuvre 2020 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Ua Huka



3.1 - Autorisation d'exploitation

Faisant suite de la dépose du dossier ICPE à la DIREN, nous avons obtenu en février 2018 l'arrêté d'autorisation d'exploiter les équipements techniques de la centrale de UA HUKA référence :

Arrêté n° 1089 MCE/ENV du 6 février 2018

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1089	06/02/2018	Autorisation d'exploitation	Nouveau

3.2 - Effectif de l'exploitation

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA HUKA est resté inchangé, soit 2 agents en 2020.

Des renforts ont été réalisés ponctuellement en 2020 pour :

- Permettre la prise de congés des agents de UA HUKA
- La réalisation de chantiers divers sur l'île comme la mise à jour du SIG et les chantiers Eclairage Public.

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 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	G170	18/04/2008	38 987	41 828	2 841
G2 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	G180	18/04/2008	32 970	35 648	2 678
G3 UA HUKA	CUMMINS	BASE	282	225	180	G315	13/09/2019	499	3 806	3 307

3.4 - Données de production

La centrale thermique de Ua Huka a produit 736 028 kWh en 2020 contre 759 108 kWh en 2019.

Il y a eu 240 171 litres de gazole ont été consommés en 2020 contre 255 083 litres en 2019,

De même, 617 litres d'huile ont été consommés en 2020 contre 792 litres en 2019.

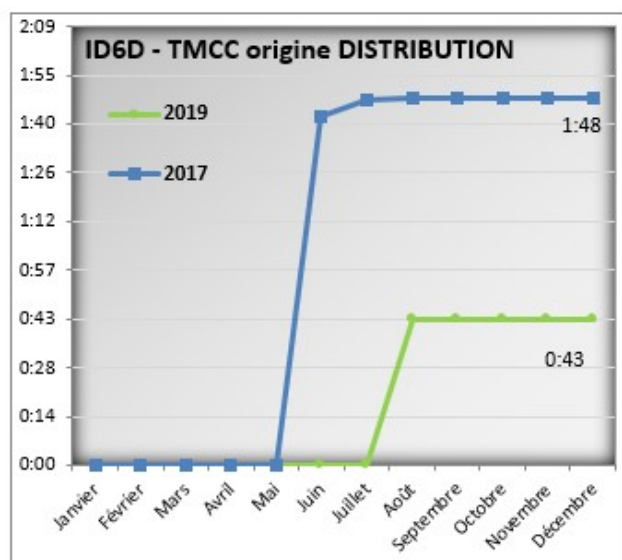
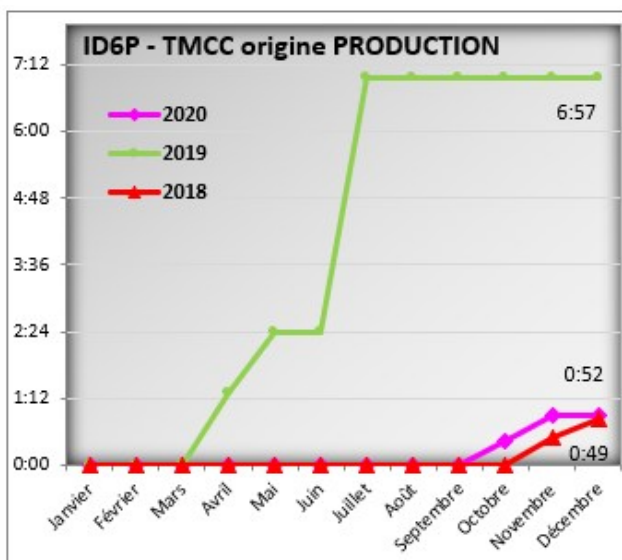
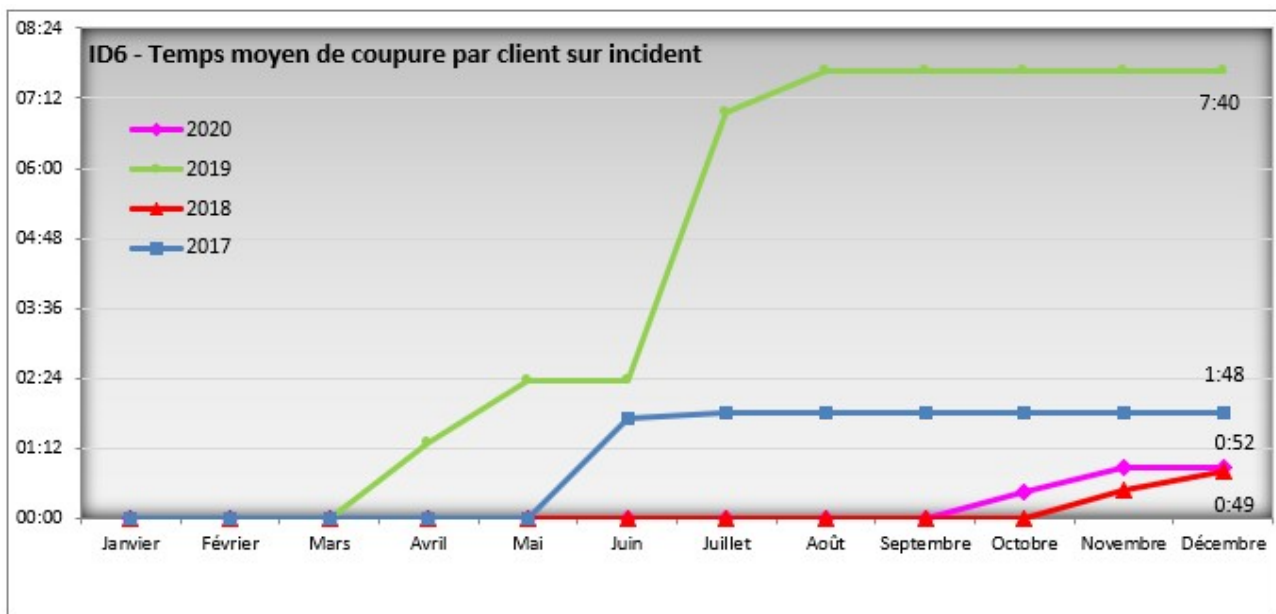
La puissance de pointe appelée est de 135 kW pour 2020, sensiblement inférieur à la pointe de l'année 2019 qui était de 137 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 180 kW.

UA HUKA 2020	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANTS Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P.MAX N
Janvier	68 571	66 690	21 333	311	68	129
Février	63 031	61 242	19 512	310	39	125
Mars	66 755	65 744	21 259	318	22	130
Avril	62 028	61 443	20 501	331	73	126
Mai	60 804	60 175	20 319	334	46	128
Juin	56 902	56 291	21 401	376	82	120
Juillet	57 134	56 487	17 048	298	57	112
Août	56 404	55 775	19 052	338	29	116
Septembre	56 915	55 988	18 563	326	62	120
Octobre	60 549	59 474	21 128	349	24	125
Novembre	61 060	59 979	19 066	312	33	131
Décembre	65 875	64 692	20 989	319	82	135
TOTAL	736 028	723 980	240 171	326	617	135

3.5 - Qualité de service

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

Le TMCC de Ua Huka est de 0h52 min en 2020, en baisse par rapport à celui de 2019 qui était de 7h 40 min. Cette amélioration du temps moyen de coupure vu par le client est essentiellement d'origine production. Sur 2020, aucune coupure d'origine distribution n'a été faite.



3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Aucun exercice POI réalisé en 2020

Traitement des effluents :

Nous avons évacué 832 litres d'huile de vidange sur TAHITI en 2020 avec 2 fûts de 208 L de filtres et chiffons souillés.

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Aucun fait significatif en 2020

3.8 - Unités d'œuvre 2020 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	135
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	180
Puissance garantie en kW (PG2)	140
Nb de kWh vendus	645 727
Quantité en litre de combustible	240 171
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	723 980
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	1050
Nombre d'abonnés (BT et HT)	266

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	-	-	-	-	-

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 Huka	7,62	4,19	-	11,81	12,24	1,28	13,53	19,86	5,47	25,33	78,4%	21,6%

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'efficacité 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 Huka, en 2020 :

- les imputations directes concernent 83 % du total des dépenses de la concession de Ua Huka. 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 17 % 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 HUKA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	77%	6%	83%
Frais répartis sur la concession	9%	8%	17%
Total	86%	14%	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 Huka		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	68 692	-793 485
Production thermique - frais de siège*		103 413	
Production thermique - fonction support*		3 981	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	141 788	-13 926
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-4 517 871	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		40	
Distribution d'électricité - frais de siège*		73 136	
Distribution d'électricité - fonction support*		21 597	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	6 502	
Clientèle - frais de siège*		19 164	
Clientèle - fonction support*		1 831	
Total		-4 077 727	-807 411

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

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

4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
 - le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
 - la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou

autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation

- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau

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

Transport :

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

Distribution :

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

Gestion de clientèle :

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

4.1.7) La permanence des méthodes

Adaptation des clefs de répartition :

Réorganisation de la Direction 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 Îles, 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 la cadre de l'avenant 18b.

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

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

4.1.9) Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	54
	Mise à disposition personnel	123 813
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	802 379
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	148 946
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	58 792

Autres parties liées

Libellé	Description	54
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	3 789 910
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	420 131

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

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

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- 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 91 % 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 9 % 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.

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

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

Détail des frais répartis 2020 Ua huka

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 huka en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua huka
Frais de siège	1 381,3	1 187,0			6,0	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	372,6	371,9	7,7	-0,2	7,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	973,5	20,3
Clientèle îles	40,5	40,5	0,5	-0,1	0,4	Nombre d'abonnés îles	27 239	366
Suivi et développement	90,7	87,9	0,0	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	66,4	0,0
Travaux réseau	89,1	89,2	0,7	0,1	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	82,2	0,6
Service Grand compte	43,0	38,3	0,3	0,0	0,3	Contrats grands comptes	5 183	41
Marketing & E-services	48,3	41,6	0,1	0,0	0,1	Nombre d'abonnés	79 574	266
Animation & réseaux proximité	37,2	32,0	0,1	0,0	0,1	Nombre d'abonnés	79 574	266
Comptabilité client et recouvrement	0,7	0,6	0,0	0,0	0,002	Nombre d'abonnés	79 574	266
Magasins	-33,1	-32,2	-0,1	0,0	-0,1	Sorties de stock valorisées	1 511 855	3 255
Total support externe					9,3			
Support interne de l'île					6,2			
Total Support					15,4			

(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 Huka	
	2020	2019
Immobilisations concédées *	235 694 596	222 782 726
- Production	95 732 401	95 732 401
- Distribution	139 962 195	127 050 325
Immobilisations privées	22 775 728	22 775 728
Immobilisations en-cours	13 941 228	3 830 652
- Production	9 892 128	0
- Distribution	0	3 830 652
- Privées	4 049 100	0
Total immobilisations brutes	272 411 552	249 389 106
Amortissements et provisions **	-143 208 622	-133 737 115
- Production	-46 920 896	-43 064 631
- Distribution	-73 913 041	-68 503 168
- Privés	-22 374 685	-22 169 316
Immobilisations nettes	129 202 930	115 651 991
Stock	13 008 365	19 983 807
Créances clients	4 098 215	10 993 791
Autres créances	1 483 508	1 575 995
Provisions pour dépréciation	-833 645	-53 171
Stock et créances nets	17 756 442	32 500 422
TOTAL ACTIF	146 959 372	148 152 413

* Immobilisations concédées

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	79 776 655	79 776 655
Concessionnaire - Droit incorporel	0	0
Total concessionnaire	79 776 655	79 776 655
Total Tiers et concédant	15 955 746	15 955 746
Total au bilan	95 732 401	95 732 401

Distribution		
Concessionnaire	128 910 642	116 935 437
Concessionnaire - Droit incorporel	0	0
Total concessionnaire	128 910 642	116 935 437
Tiers et concédant	11 051 553	10 114 888
Total au bilan	139 962 195	127 050 325

** Amortissements et provisions

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	-37 613 375	-34 421 933
Concessionnaire - Droit incorporel	0	0
Total concessionnaire	-37 613 375	-34 421 933
Tiers et concédant	-9 307 521	-8 642 698
Total au bilan	-46 920 896	-43 064 631

Distribution		
Concessionnaire	-67 091 945	-61 986 494
Concessionnaire - Droit incorporel	0	0
Total concessionnaire	-67 091 945	-61 986 494
Tiers et concédant	-6 821 096	-6 516 674
Total au bilan	-73 913 041	-68 503 168

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 Huka	
	2020	2019
Résultat	9 860 375	7 383 062
Capitaux propres	9 860 375	7 383 062
Droits des tiers et concédant apports gratuit	10 878 682	10 911 262
- Production	6 648 225	7 313 048
- Distribution	4 230 457	3 598 214
Droits du concédant exigible en nature	10 878 682	10 911 262
Autres provisions	3 014 876	2 004 564
- PIDR	2 740 765	2 004 564
- Autres provisions	274 112	0
Provision pour risques et charges	3 014 876	2 004 564
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	49 100 032	41 245 445
Clients - avances sur consommation	612 521	577 459
Fournisseurs	7 494 159	17 685 777
Dettes fiscales et sociales	5 905 853	5 283 523
Passif de renouvellement	60 092 872	58 419 153
- Production	39 971 091	38 946 205
- Distribution	20 121 781	19 472 948
Produits constatés d'avance	0	4 642 169
Emprunts et dettes	74 105 406	86 608 080
TOTAL PASSIF	146 959 372	148 152 413

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 huka 2019			Ua huka 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	49 308 234		49 308 234	49 598 288		49 598 288
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	292,00		292	292,00		292
	- Forfait FP1	172 254		172 254	169 857		169 857
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-33 091 848	-95 143	-33 186 991	-29 861 154	-49 494	-29 910 648
	par UO : Puissance maximale majorée	-113 328		-113 654	-102 264		-102 434
	- Maintenance	-17 108 834		-17 108 834	-11 265 885		-11 265 885
	- AC	-812 010		-812 010	-89 998		-89 998
	- ACE	-1 443 195		-1 443 195	-804 525		-804 525
	- MO	-14 853 629		-14 853 629	-10 371 362		-10 371 362
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-311 693		-311 693	-864 523		-864 523
	- AC						
	- ACE	-107 580		-107 580	-85 757		-85 757
	- MO	-64 006		-64 006			
- AUTRES	-140 107		-140 107	-778 766		-778 766	
- Amortissement des actifs de concession	-5 241 214		-5 241 214	-5 241 214		-5 241 214	
- Dotation amortissement biens au bilan	-4 216 328		-4 216 328	-4 216 328		-4 216 328	
- Dotation / reprise de lissage	-1 024 886		-1 024 886	-1 024 886		-1 024 886	
- Quote part des activités support affectées	-10 430 107	-95 143	-10 525 250	-12 489 532	-49 494	-12 539 026	
- Fonctions supports	-6 873 256		-6 873 256	-9 415 018		-9 415 018	
- Frais de siège	-3 556 851	-95 143	-3 651 994	-3 074 514	-49 494	-3 124 008	
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	6 072 761		6 072 761	6 236 129		6 236 129
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	723 424		723 424	738 783		738 783
	- Forfait FP2	8,563		8,563	8,441		8,441
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-1 301 061	-1 120	-1 302 181	-395 877	-428	-396 305
	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 1,798		- 1,800	- 0,536		- 0,536
	- Maintenance	-1 138 395		-1 138 395	-234 139		-234 139
	- AC	-812 873		-812 873	-91 697		-91 697
	- ACE	-36 581		-36 581			
	- MO	-288 941		-288 941	-142 442		-142 442
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-162 666	-1 120	-163 786	-161 738	-428	-162 166
	- Fonctions supports	-120 791		-120 791	-135 164		-135 164
	- Frais de siège	-41 875	-1 120	-42 995	-26 574	-428	-27 002
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	19 430 562		19 430 562	16 321 199		16 321 199
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	26,86		26,86	22,09		22,09
	- Consommations	-19 820 657		-19 820 657	-16 321 199		-16 321 199
	- Fioul						
	- Gasoil	-19 576 040		-19 576 040	-16 150 426		-16 150 426
	- Huile	-244 617		-244 617	-170 773		-170 773
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Couts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Couts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	12 721 741		12 721 741	9 892 128		9 892 128
	- Couts directs	-12 673 051		-12 673 051	-9 892 128		-9 892 128
	- AC	-9 702 292		-9 702 292	-9 561 498		-9 561 498
- ACE	-2 172 226		-2 172 226	-330 630		-330 630	
- MO	-798 533		-798 533				
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	167 061		167 061				
SYNTHESE ACTVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	87 533 298		87 533 298	82 047 744		82 047 744
	MARGE AVANT IS	20 813 742	-96 263	20 717 479	25 577 386	-49 922	25 527 464
	- I.S.	-10 476 983	48 456	-10 428 528	-11 965 853	23 355	-11 942 498
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	10 336 758	-47 807	10 288 951	13 611 532	-26 567	13 584 966
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	8 786 245	-40 636	8 745 608	11 569 803	-22 582	11 547 221
	En % des produits	-10%		-10%	-14%		-14%

				Ua huka 2019			Ua huka 2020		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE									
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	9 840 967		9 840 967			10 487 360		10 487 360
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	21		21			22		22
	- Forfait FD2	473 516		473 516			-474 477		-474 477
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-13 462 275	-62 761	-13 525 036			-13 587 648	-33 651	-13 621 299
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-635 013		-637 973			-614 742		-616 265
	- Maintenance	-3 950 766		-3 950 766			-2 713 455		-2 713 455
	- AC	-46 029		-46 029			-159 024		-159 024
	- ACE	-968 002		-968 002			-580 851		-580 851
	- MO	-2 936 735		-2 936 735			-1 973 580		-1 973 580
	- AUTRES								
	- Conduite et Fonctionnement	996 941		996 941			-62 195		-62 195
	- AC						-7 769		-7 769
	- ACE	-106 416		-106 416			-118 544		-118 544
	- MO	-17 656		-17 656			-63 784		-63 784
	- AUTRES	1 121 013		1 121 013			127 902		127 902
	- Amortissement des actifs de concession	-6 162 071		-6 162 071			-6 822 288		-6 822 288
	- Dot. Amortissement Caducité								
	- Dotation amortissement biens au bilan	-5 092 585		-5 092 585			-6 174 938		-6 174 938
	- Dotation / reprise de lissage	-1 069 487		-1 069 487			-647 350		-647 350
	- Reprise provision pour risque								
	- Quote part des activités support affectées	-4 346 379	-62 761	-4 409 140			-3 989 710	-33 651	-4 023 361
	- Fonctions supports	-2 000 105		-2 000 105			-1 899 319		-1 899 319
	- Frais de siège	-2 346 274	-62 761	-2 409 035			-2 090 391	-33 651	-2 124 042
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	569 587		569 587			591 675		591 675
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	7 548 357		7 548 357			6 523 604		6 523 604
	- Coûts directs	-4 790 135		-4 790 135			-5 003 062		-5 003 062
	- AC	-2 657 438		-2 657 438			30 927		30 927
	- ACE	-1 920 998		-1 920 998			-122 634		-122 634
	- MO	-972 550		-972 550			-393 484		-393 484
	- AUTRES	760 851		760 851			-4 517 871		-4 517 871
	- Quote part des activités support affectées	-971 872	-2 437	-974 309			-528 874	-1 674	-530 548
	- Fonctions supports	-880 755		-880 755			-424 884		-424 884
	- Frais de siège	-91 117	-2 437	-93 554			-103 990	-1 674	-105 664
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 582 257		1 582 257			8 144 553		8 144 553
	- Coûts directs	-1 493 561		-1 493 561			-8 065 301		-8 065 301
	- AC	-789 450		-789 450			-2 847 755		-2 847 755
	- ACE	-584 124		-584 124			-4 840 710		-4 840 710
	- MO	-119 987		-119 987			-376 836		-376 836
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées	-101 083		-101 083			-161 787		-161 787
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION									
	TOTAL DES PRODUITS	19 541 168		19 541 168			25 747 192		25 747 192
	MARGE AVANT IS	-1 277 757	-65 198	-1 342 956			-1 599 479	-35 326	-1 634 805
	- I.S.	643 183	32 819	676 002			748 284	16 526	764 810
	- IS report déficitaire 2019 / 2020								
	MARGE NETTE CONCESSION	-634 574	-32 380	-666 954			-851 196	-18 799	-869 995
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-539 388	-27 523	-566 911			-723 517	-15 979	-739 496
	En % des produits	3%		3%			3%		3%

				Ua huka 2019			Ua huka 2020		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE									
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	74 811 557		74 811 557			72 155 616		72 155 616
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	74 811 557		74 811 557			72 155 616		72 155 616
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)								
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)								
	COUTS D'ACHAT	-74 811 557		-74 811 557			-72 155 616		-72 155 616
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-74 811 557		-74 811 557			-72 155 616		-72 155 616
	- Achat d'électricité d'origine solaire (**)								
	GESTION ADMINISTRATIVE								
	- Produits de la Redevance solaire								
	- Coûts de Fonctionnement								
GESTION DE CLIENTELE	- AC								
	- ACE								
	- MO								
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées								
ACTIVITES ANNEXES	- Fonctions supports								
	- Frais de siège								
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS								
	- Coûts directs								
	- AC								
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE	- ACE								
	- MO								
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées								
	- Fonctions supports								
ACHAT AUX PRODUCTEURS	- Frais de siège								
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	291 935		291 935			230 411		230 411
	- Frais de relance	265 374		265 374			204 470		204 470
	- Frais de perception de taxe	26 561		26 561			25 941		25 941
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-6 131 238	-15 032	-6 146 270			-7 042 270	-9 253	-7 051 523
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	par UO : Nombre d'abonnés	-24 723		-24 783			-27 402		-27 438
	- Affranchissements	-303 033		-303 033			-253 565		-253 565
	- Fonctionnement	-2 891 115		-2 891 115			-2 817 261		-2 817 261
	- AC	-6 594		-6 594			-30 164		-30 164
	- ACE	-609		-609			-20 360		-20 360
GESTION DE CLIENTELE	- MO	-3 320 657		-3 320 657			-2 581 754		-2 581 754
	- AUTRES	436 745		436 745			-184 983		-184 983
	- Quote part des activités support affectées	-2 937 090	-15 032	-2 952 122			-3 971 444	-9 253	-3 980 697
	- Fonctions supports	-2 375 120		-2 375 120			-3 396 683		-3 396 683
	- Frais de siège	-561 970	-15 032	-577 002			-574 761	-9 253	-584 014
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	120 000		120 000			12 000		12 000
	- Frais de coupure	120 000		120 000			12 000		12 000
	- Coûts directs								
	- AC								
	- ACE								
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE	- MO								
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées								
	- Fonctions supports								
	- Frais de siège								
ACHAT AUX PRODUCTEURS	TOTAL DES PRODUITS	76 464 371		76 464 371			73 695 354		73 695 354
	MARGE AVANT IS	-4 478 423	-15 032	-4 493 455			-5 502 532	-9 253	-5 511 785
	- I.S.	2 254 297	7 567	2 261 864			2 574 246	4 329	2 578 575
	- IS report déficitaire 2019 / 2020								
	MARGE NETTE CONCESSION	-2 224 126	-7 465	-2 231 591			-2 928 286	-4 924	-2 933 210
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-1 890 507	-6 346	-1 896 853			-2 489 043	-4 185	-2 493 228
	En % des produits	2%		2%			3%		3%

		Ua huka 2019			Ua huka 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2020						
	REVENU AUTORISE Rendement de production				147 725		147 725
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	736 529		736 529	645 700		645 700
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-751 316		-751 316	-645 700		-645 700
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	MARGE AVANT IS	-14 787		-14 787			
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	109 463 810		109 463 810	110 128 099		110 128 099
	TOTAL DES CHARGES (*)	-94 421 035	-176 494	-94 597 529	-91 505 000	-94 500	-91 599 500
	MARGE AVANT IS	15 042 774	-176 494	14 866 281	18 623 099	-94 500	18 528 599
	- I.S.	-7 572 060	88 841	-7 483 218	-8 712 433	44 210	-8 668 224
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	7 470 715	-87 652	7 383 062	9 910 666	-50 290	9 860 375
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	6 350 107	-74 505	6 275 603	8 424 066	-42 747	8 381 319
	En % des produits	-5,8%		-5,7%	-7,6%		-7,6%

(*) : 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

Pas d'éléments non récurrents.

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

Commentaires sur la variation des produits : + 1 MF

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

Ce poste diminue de – 2 MF.

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

- **Production : – 3 MF**
 - – 3 MF sur les travaux immobilisés.
- **Distribution : + 6 MF**
 - + 7 MF sur les travaux immobilisés au titre des travaux de renouvellement des poteaux HTA/BTA
 - – 1 MF sur les travaux vendus

Commentaires sur la variation des charges : – 3 MF

- **Production : – 10 MF**
 - – 3 MF au titre de la maintenance des centrales et la conduite et fonctionnement dont :

- – 6 MF liés à la baisse d’activité sur la maintenance et l’exploitation de la centrale.
 - + 3 MF sur les fonctions support ;
- – 3 MF au titre de la réalisation d’immobilisations
- – 3 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- – 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
- **Distribution : + 7 MF**
 - + 7 MF sur les travaux immobilisés au titre des travaux de renouvellement des poteaux HTA/BTA
- **Fourniture : + 1 MF**
 - + 1 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 4 MF

La marge récurrente a été impactée par :

- Une baisse des coûts de 3 MF au titre des matières consommées.
- Une baisse des coûts de 4 MF sur la maintenance et fonctionnement de la centrale.
- Une baisse du revenu autorisé de 2 MF.
- Une hausse de charges de 1 MF sur les activités annexes.

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’Energie » (CE).

$$\begin{array}{rclcl}
 \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\
 84.733.723 & = & 68.412.524 & + & 16.321.199
 \end{array}$$

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	292	292		172 254	169 857	-1,4%	50 298 168	49 598 290	-1,4%
Nb de kWh produits	723 424	738 783	2,1%	8,563	8,441	-1,4%	6 194 680	6 236 127	0,7%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	21,200	22,103	4,3%	473 516	474 477	0,2%	10 038 539	10 487 360	4,5%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	248	257	3,6%	5 104	5 048	-1,1%	1 265 792	1 297 325	2,5%
RE - "Forfaits"							67 797 179	67 619 102	-0,3%
Résultat financier							751 316	645 697	-14,1%
Partage des gains de rendement								147 725	
RE (Revenu de l'exploitation)							68 548 494	68 412 524	-0,2%

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 huka
RE Avenant 18B annexe 1a	67 770 453
Ecart arrondi UO*Forfaits	-2
RE Avenant 18B annexe 1b pris en compte	67 770 450
Charges calculées Avenant 18B	-11 569 154
Charges calculées 2020 définitives	12 063 502
PGR	147 725
RE 2020 définitif	68 412 524

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'Energie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2019			2020		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	255 083	76,74	19 576 041	240 171	67,25	16 150 426
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	792	308,86	244 617	617	276,78	170 773
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	-	-	-	-	-	-
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total		19 820 657			16 321 199		

Prix des combustibles

	Gazole Iles	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 Huka					
		2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	22 099 708	23 210 680	22 020 575	20 911 901	20 930 086	21 682 734
Péréquation	B	n/a	63 419 252	55 923 443	59 491 782	n/a	64 254 101
CA péréqué	C=A+B	n/a	86 629 932	77 944 018	80 403 683	n/a	85 936 835
Ecart RA/CA		62 634 015	n/a	n/a	3 673 820	61 339 757	n/a
Revenu autorisé		84 733 723	88 369 152	85 288 264	84 077 502	82 269 843	85 936 835
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	-3 673 820	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	2 371 716	n/a	n/a
Produits comptabilisés		84 733 723	86 629 932	77 944 018	82 775 399	82 269 843	85 936 835

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.

4.4.3) Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2020	Réalisé 2019
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	645 727	667 734
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	87,7%	88,0%
Production Photovoltaïque		
Production Total EnR		
Production brute thermique à produire	736 028	759 108
Production Nette thermique à produire	723 980	738 783
Total production (EDT et Autres)	736 028	759 108
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,326	0,336
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	36 510	36 043
Achat Matière première	242 250	255 550
Stock Final	38 589	36 510
Consommation Matière 1ière	240 171	255 083
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,326	0,336
<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	67,25 F	76,74 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	276,78 F	308,86 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	2 748 696	3 123 020
Achat Matière première	15 345 265	19 201 716
Stock Final	1 943 535	2 748 696
Consommation Matière 1ière	16 150 426	19 576 041
Huile	170 773	244 617
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	16 321 199	19 820 657
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF		
(CE) TOTAL achat de matières premières	16 321 199	19 820 657

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	95 732 401	0	0	95 732 401
Distribution	127 050 325	12 981 186 (1)	-69 316 (2)	139 962 195
Total	222 782 726	12 981 186	-69 316	235 694 596

Détail Production :

N/A

Détail Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
734200	14A1 LC059/2018/NO/IT UAH QT TEATIU VAIPAEE UA HUK	1 065 662	100%	1 065 662	-
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 065 662		1 065 662	-
825400	RENV RSX HT/BT UA HUKAPMT 2018	10 546 300	0%	-	10 546 300
CP2020	BRCHT/COMPTAGES UA HUKACP 2020	363 243	77%	279 124	84 119
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	10 909 543		279 124	10 630 419
BRT12/19	COMPTAGE TIERS UAH 2020FINANCEMENT UA HUKA	1 005 981	100%	1 005 981	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA	1 005 981		1 005 981	-
(1)	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION UA HUKA	12 981 186		2 350 767	10 630 419
	COMPTAGES UA HUKA	69 316			
(2)	TOTAL CESSIION DISTRIBUTION UA HUKA	69 316			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 9,8 MF contre 3,8 MF fin 2019 soit une augmentation de 6 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
BATIMENT UA HUKA	01/01/2000	35	-	-	-	-	-
APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	24	-	15 955 746	-	9 307 521	6 648 225
REAMENAG BAT CENTRALE	01/03/2009	26	6 491 218	-	2 973 397	-	3 517 821
ARMOIRE SECURITE UA HUKA	01/08/2013	21	395 848	-	137 082	-	258 766
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	21/06/2019	7	3 712 322	-	810 229	-	2 902 093
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	01/01/2017	7	4 896 096	-	2 797 768	-	2 098 328
MOTEUR CUMMINS C250 UAHUK	16/09/2019	7	6 290 746	-	1 160 792	-	5 129 954
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	18/04/2008	7	1 657 889	-	1 657 889	-	-
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	18/04/2008	7	1 657 889	-	1 657 889	-	-
ALTERNAT CUMMINS C250 UAH	16/09/2019	7	2 022 026	-	373 112	-	1 648 914
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	18/04/2008	7	4 859 940	-	4 859 940	-	-
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	18/04/2008	7	4 859 939	-	4 859 939	-	-
ACCESSOIRE CUMM C250 UAHU	16/09/2019	7	2 920 703	-	538 939	-	2 381 764
FILIERE UA HUKA	01/01/2002	25	-	-	-	-	-
AMENAG NV STOCKAGE GASOIL	01/08/2013	21	13 110 153	-	4 540 090	-	8 570 063
F&P SONDE CUVE GO UA HUKA	01/05/2016	19	401 124	-	100 282	-	300 842
RENOV.TGBT TRANSFO SEPAM	01/03/2009	25	13 546 582	-	6 412 046	-	7 134 536
FOURN BLOC 24V POUR ALIM	01/02/2015	20	160 954	-	47 813	-	113 141
ISNTAL COFFRET COMPTAGE	01/04/2015	20	2 413 318	-	702 610	-	1 710 708
AIR DEPOTAGE UA HUKA	01/04/2007	25	6 054 335	-	3 329 883	-	2 724 452
DDAE ENVIRONNEMENT UAHUKA	18/04/2008	25	602 000	-	305 883	-	296 117
SYST EXTINC INCENDIE HUKA	01/01/2011	24	3 468 573	-	1 445 240	-	2 023 333
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	01/10/2015	19	255 000	-	69 547	-	185 453
TOTAL PRODUCTION UA HUKA			79 776 655	15 955 746	38 780 370	9 307 521	47 644 510
TRANSFO UA HUKA 2003	01/01/2003	25	227 161	-	163 555	-	63 606
TRANSFOS UA HUKA CP 2005	01/07/2005	25	633 142	-	392 550	-	240 592
POSTE CP UA HUKA 20070	01/07/2007	25	1 518 215	-	819 837	-	698 378
TRANSFO VAIPAE UA HUKA	23/07/2008	25	1 065 000	-	529 897	-	535 103
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156	-	159 408	-	338 748
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156	-	159 408	-	338 748
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156	-	159 408	-	338 748
TRANSFO SOCLE UA HUKA	01/01/2013	25	1 855 951	-	593 904	-	1 262 047
POSTE UA HUKA 2000	01/01/2000	25	5 062 637	-	4 252 615	-	810 022
RENV 2 IACM PAR 2 IAM UA	01/10/2017	15	4 823 956	-	1 045 190	-	3 778 766
RES.AERIEN UA HUKA 2002	01/01/2002	25	2 671 684	-	2 030 479	-	641 205

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
RES.AERIEN UA HUKA 2003	01/01/2003	25	30 999	-	22 320	-	8 679
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	25	-	262 613	-	189 081	73 532
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	25	-	592 818	-	426 830	165 988
RESEAU CP 41906 2004 HUKA	01/07/2004	25	87 035	-	57 442	-	29 593
RESEAUX UA HUKA 2004	01/07/2004	25	-	591 344	-	390 289	201 055
RENF QTIER TEIKIHUANAKA	01/01/2005	25	3 727 358	-	2 385 507	-	1 341 851
RESEAUX UA HUKA 2005	01/06/2005	25	-	449 010	-	279 882	169 128
RENF RES BTA CP UA HUKA	01/07/2006	25	116 877	-	67 788	-	49 089
EXT BTA QTIER FOURNIER UA	31/05/2007	25	1 683 437	-	920 279	-	763 158
EXT BTA QTIER TEATIU UA	31/05/2007	25	1 050 584	-	574 318	-	476 266
RESEAUX CP UA HUKA 2007	01/07/2007	25	3 110 097	-	1 679 454	-	1 430 643
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	25	-	317 785	-	171 603	146 182
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	25	-	97 468	-	52 635	44 833
RESEAUX CP UA HUKA 2008	01/07/2008	25	2 148 084	-	1 074 040	-	1 074 044
EXT BTA VAIPAEE UA HUKA	23/07/2008	25	7 891 809	-	3 926 612	-	3 965 197
EXT BTA QT PAUTEHEA	18/08/2008	25	528 798	-	261 638	-	267 160
RENOV.ECLAIR.PUBL.UA HUKA	01/01/2009	25	367 819	-	176 556	-	191 263
RESEAUX CP UA HUKA 2009	01/07/2009	25	14 567 855	-	6 701 211	-	7 866 644
RESEAU CP UA HUKA 2010	01/07/2010	25	1 909 547	-	802 011	-	1 107 536
RESEAUX CP UA HUKA 2011	01/07/2011	25	10 713 209	-	4 071 017	-	6 642 192
RESEAUX 2011 CONCED HUKA	01/07/2011	25	-	62 032	-	23 570	38 462
RESEAUX CP UA HUKA 2012	01/07/2012	25	7 852 081	-	2 669 706	-	5 182 375
ELECT RESEAU AERIEN FESTI	01/01/2013	25	2 908 182	-	930 616	-	1 977 566
RESEAUX CP UA HUKA 2013	01/07/2013	25	14 403 564	-	4 321 070	-	10 082 494
RESEAUX 2013 CONCED UA HU	01/07/2013	25	-	36 733	-	11 018	25 715
RESEAUX 2015 CONCED UAH	01/07/2015	25	-	65 406	-	14 388	51 018
14A1 LC059/2018/NO/IT UAH	01/01/2020	25	1 065 662	-	42 626	-	1 023 036
RENV RSX HT/BT UA HUKA	31/08/2020	25	10 546 300	-	175 772	-	10 370 528
EXTENSION BTSOUT VAIPAEE	23/07/2008	35	7 817 357	-	2 778 263	-	5 039 094
ELECT RESEAU SOUT FESTIVA	01/01/2013	35	13 150 658	-	3 005 864	-	10 144 794
COMPTAGE UA HUKA 2001	01/01/2001	20	-	150 348	-	150 348	-
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	20	154 801	-	147 060	-	7 741
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	20	-	558 094	-	530 190	27 904
COMPTAGE UA HUKA 2003	01/01/2003	20	-	306 378	-	275 741	30 637
POSE COMPTEUR 2004 UA HUK	01/07/2004	20	95 148	-	78 497	-	16 651
BRANCHEMENT UA HUKA 2004	01/07/2004	20	-	124 700	-	102 877	21 823
BRCHT UA HUKA 2006	01/07/2006	20	-	653 727	-	473 951	179 776

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/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2006	20	296 260	-	214 788	-	81 472
APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	1	-	2 578 696	-	2 578 696	-
BRCHT UAHUKA 2007	01/07/2007	20	-	658 452	-	444 456	213 996
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2007	20	1 238 449	-	835 953	-	402 496
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2008	20	753 793	-	471 122	-	282 671
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	98 743	-	54 718	44 025
COMPTAGE TIERS UAH 2010	01/07/2010	20	-	246 533	-	129 431	117 102
BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	01/07/2010	20	156 589	-	82 209	-	74 380
BRCHT/CPTAGE UA HUKA 2011	01/07/2011	20	137 361	-	65 246	-	72 115
COMPTAGE TIERS UAHUKA2011	01/07/2011	20	-	158 745	-	75 402	83 343
COMPTAGE TIERS UAHUKA2012	01/07/2012	20	-	52 915	-	22 491	30 424
COMPTAGE TIERS UAHUKA2013	01/07/2013	20	-	291 195	-	109 200	181 995
COMPTAGE TIERS UAHUKA2014	01/07/2014	20	-	185 690	-	60 349	125 341
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2015	20	182 556	-	50 204	-	132 352
COMPTAGE TIERS UAH 2015	01/07/2015	20	-	134 511	-	36 991	97 520
COMPTAGE TIERS UAH 2016	01/07/2016	20	-	181 235	-	40 779	140 456
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2016	20	72 866	-	16 394	-	56 472
COMPTAGE TIERS UAH 2017	01/07/2017	20	-	434 888	-	76 104	358 784
BRCHT/COMPTAGE UA HUKA	01/07/2017	20	97 387	-	17 042	-	80 345
COMPTAGE TIERS UAH 2018	01/07/2018	20	-	365 264	-	45 658	319 606
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2019	20	332 663	-	24 950	-	307 713
COMPTAGE TIERS UAH 2019	01/07/2019	20	-	390 249	-	29 268	360 981
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2020	20	363 243	-	9 081	-	354 162
COMPTAGE TIERS UAH 2020	01/07/2020	20	-	1 005 981	-	25 150	980 831
TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA			128 910 642	11 051 553	48 962 907	6 821 096	84 178 192
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA HUKA			208 687 297	27 007 299	87 743 277	16 128 617	131 822 702

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

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

Dotation de l'article 14 A1 :

DOTATION au 01/01/2010	250 575
Reliquat 2019	
ENVELOPPE DISPONIBLE 2020	250 575

Libellé	Commune	Date/Ref courrier	N°dossier/ chantier	MONTANT devis transmis	MONTANT devis commandé	Date cde	Date Réalisé	Chargé d'Etudes	Observation
Électrification du quartier PAHAVA A HOKATU	UA HUKA	23/12/2020 - JJ/MA 2020/586	54-2020-01161	3 412 289 F				TK	
CUMUL TRAVAUX COMMANDES				3 412 289 F	0 F				
SOLDE				-3 161 714 F	250 575 F				

5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2024	2025	2027	Total
G1	10 505 960		11 659 986		22 165 946
G2	6 148 108	4 836 540	6 823 446		17 808 094
G3	10 505 960		11 659 986		22 165 946
S/T Groupes	27 160 028	4 836 540	30 143 418	-	62 139 986
Filières				3 025 762	3 025 762
Bâtiments					
Total	27 160 028	4 836 540	30 143 418	3 025 762	65 165 748

Distribution

	Autres composants	Transfo	Réseaux BT	Réseaux HT	Compteurs	Total
Quantité		1	33	8	87	
Montant	794 298	1 150 160	14 539 307	5 402 220	9 683 979	31 569 964

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	-	-	-
2019	14 945 797	332 663	15 278 460
2020	-	10 630 419	10 630 419
Cumul	14 945 797	10 963 082	25 908 879

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	65 165 748	31 569 964	96 735 712
- Réalisé	(14 945 797)	(10 963 082)	(25 908 879)
+ Ajustement du plan	1	5 919 085	5 919 086
Reste à faire	50 219 952	26 525 967	76 745 919

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

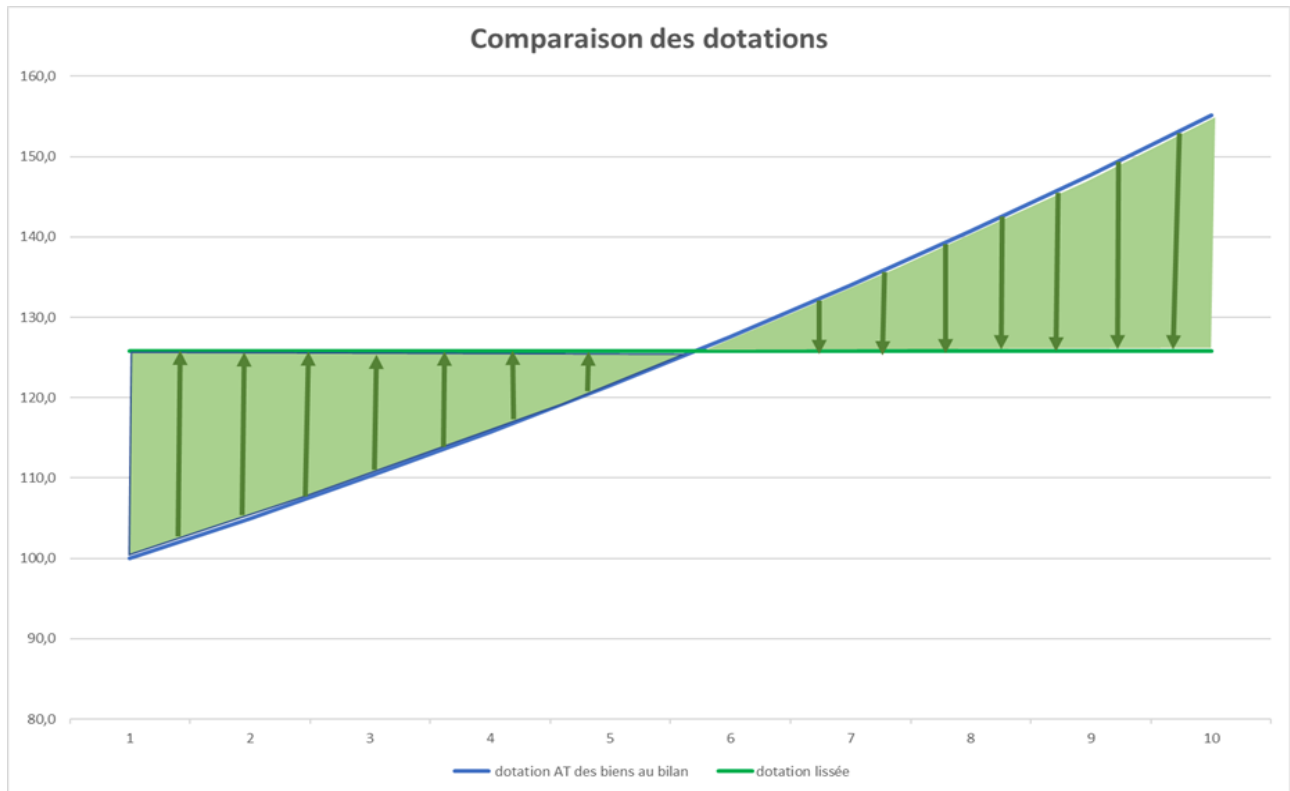
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotation/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture corporel	93 842 365	94 927 118	94 927 118	95 732 401	95 732 401	100 754 396	105 776 391
VO Ouverture incorporel	0	0	0	0	0	0	0
acquisitions	4 896 096	-	14 945 797	-	5 021 995	5 021 995	5 021 995
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser		-	-	-			
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(3 811 343)	-	(14 140 514)	-	-	-	-
					0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers		-	-	-			
VO Clôture	94 927 118	94 927 118	95 732 401	95 732 401	100 754 396	105 776 391	110 798 387
- Financements tiers cumul	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)
- IFC biens au bilan clôture	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelant exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
base amortissable	78 971 372	78 971 372	79 776 655	79 776 655	84 798 650	89 820 645	94 842 641
cumul doté à l'ouverture	41 190 886	43 889 492	43 321 233	33 397 047	37 613 375	42 331 903	47 608 430
réintégration AT sur incorporel		-			-	-	-
sortie AT sur sortie immo		(3 811 343)	(14 140 514)	-	-	-	-
reste à amortir	37 780 486	38 893 223	50 595 936	46 379 608	47 185 275	47 488 743	47 234 211
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	2 698 606	3 243 084	4 216 328	4 216 328	4 718 528	5 276 527	5 904 276
dotations cumulées	43 889 492	43 321 233	33 397 047	37 613 375	42 331 903	47 608 430	53 512 706
Vo - fin tiers - IFC - dotations	35 081 880	35 650 139	46 379 608	42 163 280	42 466 748	42 212 216	41 329 935
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(33 062 968)	(35 628 263)	(37 921 319)	(38 946 205)	(39 971 091)	(40 493 778)	(40 458 465)
dotations/reprises B	(2 565 295)	(2 293 056)	(1 024 886)	(1 024 886)	(522 687)	35 313	663 062
Actif/Passif de renouvellement clôture	(35 628 263)	(37 921 319)	(38 946 205)	(39 971 091)	(40 493 778)	(40 458 465)	(39 795 402)
dotation aux amortissements A	(2 698 606)	(3 243 084)	(4 216 328)	(4 216 328)	(4 718 528)	(5 276 527)	(5 904 276)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(5 263 901)	(5 536 140)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)
moyenne des dotations	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)
écart sur moyenne exercice	(0)	(272 239)	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687
écart sur moyenne en cumulé	(0)	(272 240)	(249 553)	(226 866)	(204 180)	(181 493)	(158 806)

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	-	0	0	0	0	0
acquisitions financement concession	-	-	-	-	-	-	-
acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-	-	-
VO Clôture	-	-	-	-	-	-	-
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice				-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
base amortissable	-	-	-	-	-	-	-
cumul doté à l'ouverture	0	-	-	-	-	-	-
reste à amortir	-	-	-	-	-	-	-
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	-	-	-	-	-	-	-
dotations cumulées	-	-	-	-	-	-	-
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	-	-	-	-	-	-
Caducité : reprise lissée							
impact exercice(+) = produit	(5 263 901)	(5 536 140)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	110 798 387	115 820 382	120 842 377	125 864 372	130 886 367	135 908 363	140 930 358
VO Ouverture incorporel	0	0	0	0	0	0	0
acquisitions	5 021 995	5 021 995	5 021 995	5 021 995	5 021 995	5 021 995	5 021 995
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	-	-	-	-	-	-	-
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers							
VO Clôture	115 820 382	120 842 377	125 864 372	130 886 367	135 908 363	140 930 358	145 952 353
- Financements tiers cumul	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)
- IFC biens au bilan clôture	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvellet exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
base amortissable	99 864 636	104 886 631	109 908 626	114 930 621	119 952 617	124 974 612	129 996 607
cumul doté à l'ouverture	53 512 706	60 134 410	67 593 114	76 056 216	85 774 817	97 167 417	111 071 014
réintégration AT sur incorporel	-	-	-	-	-	-	-
sortie AT sur sortie immo	-	-	-	-	-	-	-
reste à amortir	46 351 930	44 752 221	42 315 513	38 874 405	34 177 799	27 807 195	18 925 592
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	6 621 704	7 458 703	8 463 103	9 718 601	11 392 600	13 903 597	18 925 592
dotations cumulées	60 134 410	67 593 114	76 056 216	85 774 817	97 167 417	111 071 014	129 996 607
Vo - fin tiers - IFC - dotations	39 730 226	37 293 517	33 852 410	29 155 804	22 785 199	13 903 597	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(39 795 402)	(38 414 912)	(36 197 423)	(32 975 534)	(28 498 147)	(22 346 762)	(13 684 378)
dotations/reprises B	1 380 490	2 217 489	3 221 888	4 477 387	6 151 386	8 662 383	13 684 378
Actif/Passif de renouvellement clôture	(38 414 912)	(36 197 423)	(32 975 534)	(28 498 147)	(22 346 762)	(13 684 378)	-
dotation aux amortissements A	(6 621 704)	(7 458 703)	(8 463 103)	(9 718 601)	(11 392 600)	(13 903 597)	(18 925 592)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)
moyenne des dotations	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)
écart sur moyenne exercice	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687
écart sur moyenne en cumulé	(136 120)	(113 433)	(90 747)	(68 060)	(45 373)	(22 687)	0

Traitement de l'améliorant

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	0	0	0	0	0	0	0
acquisitions financement concession							
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	-	-	-	-	-	-	-
Financements tiers cumul							
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
base amortissable	-	-	-	-	-	-	-
cumul doté à l'ouverture	-	-	-	-	-	-	-
reste à amortir	-	-	-	-	-	-	-
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	-	-	-	-	-	-	-
dotations cumulées	-	-	-	-	-	-	-
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	-	-	-	-	-	-
Caducité : reprise lissée				-	-	-	-
impact exercice(+) = produit	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 241 214)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		chiffres 2018	biens au bilan	hors améliorant			
VO Ouverture corporel	120 904 137	125 764 245	125 764 245	125 845 671	136 406 774	139 048 153	141 689 532
VO Ouverture incorporel	-	0	0	0	0	0	0
acquisitions	4 907 090	-	332 663	10 630 419	2 652 597	2 652 597	2 652 597
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser		-	-	-			
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(20 752)	-	-	-	(11 218)	(11 218)	(11 218)
				0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
- origine financement tiers	(26 230)	-	(251 237)	(69 316)			
VO Clôture	125 764 245	125 764 245	125 845 671	136 406 774	139 048 153	141 689 532	144 330 911
- Financements tiers cumul	(9 201 954)	(9 175 724)	(9 175 724)	(8 924 487)	(8 855 171)	(8 855 171)	(8 855 171)
- IFC biens au bilan clôture	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	-	-	-	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelant exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
base amortissable	116 562 291	116 588 521	116 669 947	127 482 287	130 192 982	132 834 361	135 475 740
cumul doté à l'ouverture	45 715 449	50 777 811	55 822 386	60 913 953	66 965 620	73 278 260	79 885 633
réintégration AT sur incorporel		-	-	-			
sortie AT sur sortie immo		(20 752)	-	-	(11 218)	(11 218)	(11 218)
reste à amortir	70 846 842	65 831 462	60 847 561	66 568 334	63 238 580	59 567 319	55 601 325
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	5 062 362	5 065 327	5 091 567	6 051 667	6 323 858	6 618 591	6 950 166
dotations cumulées	50 777 811	55 822 386	60 913 953	66 965 620	73 278 260	79 885 633	86 824 581
Vo - fin tiers - IFC - dotations	65 784 480	60 766 135	55 755 994	60 516 667	56 914 722	52 948 728	48 651 159
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(16 209 044)	(17 307 735)	(18 404 944)	(19 474 431)	(20 121 781)	(20 496 940)	(20 577 366)
dotations/reprisesB	(1 098 691)	(1 097 209)	(1 069 487)	(647 350)	(375 159)	(80 426)	251 149
Actif/Passif de renouvellement clôture	(17 307 735)	(18 404 944)	(19 474 431)	(20 121 781)	(20 496 940)	(20 577 366)	(20 326 217)
dotation aux amortissements A	(5 062 362)	(5 065 327)	(5 091 567)	(6 051 667)	(6 323 858)	(6 618 591)	(6 950 166)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(6 161 053)	(6 162 536)	(6 161 054)	(6 699 017)	(6 699 017)	(6 699 017)	(6 699 017)
moyenne des dotations	(6 583 845)	(6 583 845)	(6 583 845)	(6 583 845)	(6 583 845)	(6 583 845)	(6 583 845)
écart sur moyenne exercice	422 792	421 309	422 791	(115 172)	(115 172)	(115 172)	(115 172)
écart sur moyenne en cumulé	422 792	844 101	1 266 892	1 151 720	1 036 548	921 376	806 204

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	449 141	814 405	1 204 654	3 555 421	3 555 421	3 555 421
acquisitions financement concession	14 253	-	-	1 344 786			
acquisitions autres financement Tiers	434 888	365 264	390 249	1 005 981			
VO Clôture	449 141	814 405	1 204 654	3 555 421	3 555 421	3 555 421	3 555 421
Financements tiers cumul	(434 888)	(800 152)	(1 190 401)	(2 196 382)	(2 196 382)	(2 196 382)	(2 196 382)
- IFC améliorant exercice				-	-	-	-
	0%			0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
base amortissable	14 253	14 253	14 253	1 359 039	1 359 039	1 359 039	1 359 039
cumul doté à l'ouverture	0	(1 018)	(2 036)	(3 054)	(126 326)	(249 597)	(372 868)
reste à amortir	14 253	13 235	12 217	1 355 985	1 232 713	1 109 442	986 171
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(1 018)	(1 018)	(1 018)	(123 271)	(123 271)	(123 271)	(123 271)
dotations cumulées	(1 018)	(2 036)	(3 054)	(126 326)	(249 597)	(372 868)	(496 140)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	13 235	12 217	11 199	1 232 713	1 109 442	986 171	862 899

impact exercice(+) = produit	(6 162 071)	(6 163 554)	(6 162 072)	(6 822 288)	(6 822 288)	(6 822 288)	(6 822 288)
-------------------------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	144 330 911	146 972 290	149 613 669	152 255 047	154 896 426	157 537 805	160 179 184
VO Ouverture incorporel	0	0	0	0	0	0	0
acquisitions	2 652 597	2 652 597	2 652 597	2 652 597	2 652 597	2 652 597	2 652 597
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(11 218)	(11 218)	(11 218)	(11 218)	(11 218)	(11 218)	(11 218)
	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
- origine financement tiers							
VO Clôture	146 972 290	149 613 669	152 255 047	154 896 426	157 537 805	160 179 184	162 820 563
- Financements tiers cumul	(8 855 171)	(8 855 171)	(8 855 171)	(8 855 171)	(8 855 171)	(8 855 171)	(8 855 171)
- IFC biens au bilan clôture	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
base amortissable	138 117 119	140 758 498	143 399 876	146 041 255	148 682 634	151 324 013	153 965 392
cumul doté à l'ouverture	86 824 581	94 142 471	101 902 461	110 192 969	119 146 628	128 984 485	140 148 640
réintégration AT sur incorporel							
sortie AT sur sortie immo	(11 218)	(11 218)	(11 218)	(11 218)	(11 218)	(11 218)	(11 218)
reste à amortir	51 303 756	46 627 244	41 508 634	35 859 504	29 547 224	22 350 746	13 827 970
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	7 329 108	7 771 207	8 301 727	8 964 876	9 849 075	11 175 373	13 827 970
dotations cumulées	94 142 471	101 902 461	110 192 969	119 146 628	128 984 485	140 148 640	153 965 392
Vo - fin tiers - IFC - dotations	43 974 648	38 856 037	33 206 907	26 894 628	19 698 150	11 175 373	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(20 326 217)	(19 696 126)	(18 623 936)	(17 021 226)	(14 755 367)	(11 605 309)	(7 128 953)
dotations/reprises B	630 091	1 072 190	1 602 710	2 265 859	3 150 058	4 476 356	7 128 953
Actif/Passif de renouvellement clôture	(19 696 126)	(18 623 936)	(17 021 226)	(14 755 367)	(11 605 309)	(7 128 953)	(0)
dotation aux amortissements A	(7 329 108)	(7 771 207)	(8 301 727)	(8 964 876)	(9 849 075)	(11 175 373)	(13 827 970)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(6 699 017)	(6 699 017)	(6 699 017)	(6 699 017)	(6 699 017)	(6 699 017)	(6 699 017)
moyenne des dotations	(6 583 845)	(6 583 845)	(6 583 845)	(6 583 845)	(6 583 845)	(6 583 845)	(6 583 845)
écart sur moyenne exercice	(115 172)	(115 172)	(115 172)	(115 172)	(115 172)	(115 172)	(115 172)
écart sur moyenne en cumulé	691 032	575 860	460 688	345 516	230 344	115 172	-

Traitement de l'améliorant

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	3 555 421	3 555 421	3 555 421	3 555 421	3 555 421	3 555 421	3 555 421
acquisitions financement concession							
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	3 555 421	3 555 421	3 555 421	3 555 421	3 555 421	3 555 421	3 555 421
Financements tiers cumul	(2 196 382)	(2 196 382)	(2 196 382)	(2 196 382)	(2 196 382)	(2 196 382)	(2 196 382)
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
base amortissable	1 359 039	1 359 039	1 359 039	1 359 039	1 359 039	1 359 039	1 359 039
cumul doté l'ouverture	(496 140)	(619 411)	(742 682)	(865 954)	(989 225)	(1 112 496)	(1 235 768)
reste à amortir	862 899	739 628	616 357	493 085	369 814	246 543	123 271
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(123 271)	(123 271)	(123 271)	(123 271)	(123 271)	(123 271)	(123 271)
dotations cumulées	(619 411)	(742 682)	(865 954)	(989 225)	(1 112 496)	(1 235 768)	(1 359 039)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	739 628	616 357	493 085	369 814	246 543	123 271	-
impact exercice(+) = produit	(6 822 288)	(6 822 288)	(6 822 288)	(6 822 288)	(6 822 288)	(6 822 288)	(6 822 288)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 1 – Variation du patrimoine immobilier

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

N/A

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) 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.

f) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

➤ Aspects commerciaux

g) 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