



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE TUBUAI**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE TUBUAI
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 Tubuai	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 - Effectifs	31
3.3 - Détail des ouvrages de production	31
3.4 - Données de production	32
3.5 - Qualité de service	32
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	33
3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants	33
3.8 - Raccordement solaire	34
3.9 - Unités d'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	47
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	54
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	58
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	59
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	60
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	68
5.4 - Dépenses de renouvellement	68
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	69
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	75
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	75
5.8 - Plan de Renouvellement	75
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	76

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

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

A ce titre, il faut noter

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

Autres fait notables :

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

A) Péréquation inter îles :

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

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

B) Concession à « échéance 2020 »

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

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

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

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

Les principaux points de cet avenant sont :

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

C.1 Comptabilisation du chiffre d'affaires

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

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

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

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

C.2 Provision pour renouvellement du réseau de Tahiti Nord

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

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

C.3 Créance énergie

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

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

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

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

C.4 Plafonnement du résultat des concessions

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

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

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
- 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

		TUBUAI				
		2020		2019		
CLIENTS	Nombre de contrats clients	883		844		
	BT	876	99,21%	836	99,05%	
	MT	7	0,79%	8	0,95%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	4 346		4 218	
	BT	4 096	94,25%	3 928	93,13%	
	MT	250	5,75%	290	6,87%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,54		0,49	
	Nombre de kWh vendus total		2 501 706		2 513 226	
	BT	1 999 788	79,94%	1 923 511	76,54%	
	MT	501 918	20,06%	589 715	23,46%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	92 185 304		93 040 106	
	BT : Total		73 886 464	80,15%	72 006 769	77,39%
	BT : par client		84 345		86 132	
	BT : par kVA de puissance souscrite		18 038		18 331	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		17 878 969	24,20%	17 459 937	24,25%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		56 007 495	75,80%	54 546 832	75,75%
	MT : Total		18 298 840	19,85%	21 033 337	22,61%
	MT : par client		2 614 120		2 629 167	
	MT : par kVA de puissance souscrite		73 195		72 529	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		5 094 027	27,84%	5 759 440	27,38%
MT : part variable en XPF et % du CA total		13 204 813	72,16%	15 273 897	72,62%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		36,85		37,02		
BT		36,95		37,44		
MT		36,46		35,67		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,93		0,93		
	Energie achetée					
	Energie solaire	kWh	53 744	1,99%	82 501	3,04%
	Energie hydroélectrique	kWh	0	0%	0	0%
	Energie thermique	kWh	2 648 292	98,01%	2 627 028	96,96%
	Energie totale achetée		2 702 036		2 709 529	
	Temps moyen de coupure					
	global		5h53		1h42	
	origine production		2h11		1h01	
	origine transport				-	
origine distribution		3h41		0h41		
FINANCIERS	Patrimoine					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	107		100	
	Valeur d'origine	k XPF	953 382		952 121	
	Valeur économique des actifs gérés (*)	k XPF	486 191		510 989	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	10 344		33 319	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	3 705		9 143	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	N/A		N/A	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	191 133		N/A	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	140 512		N/A	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	50 621		58 743	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	9 250		16 433	
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	98 948		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

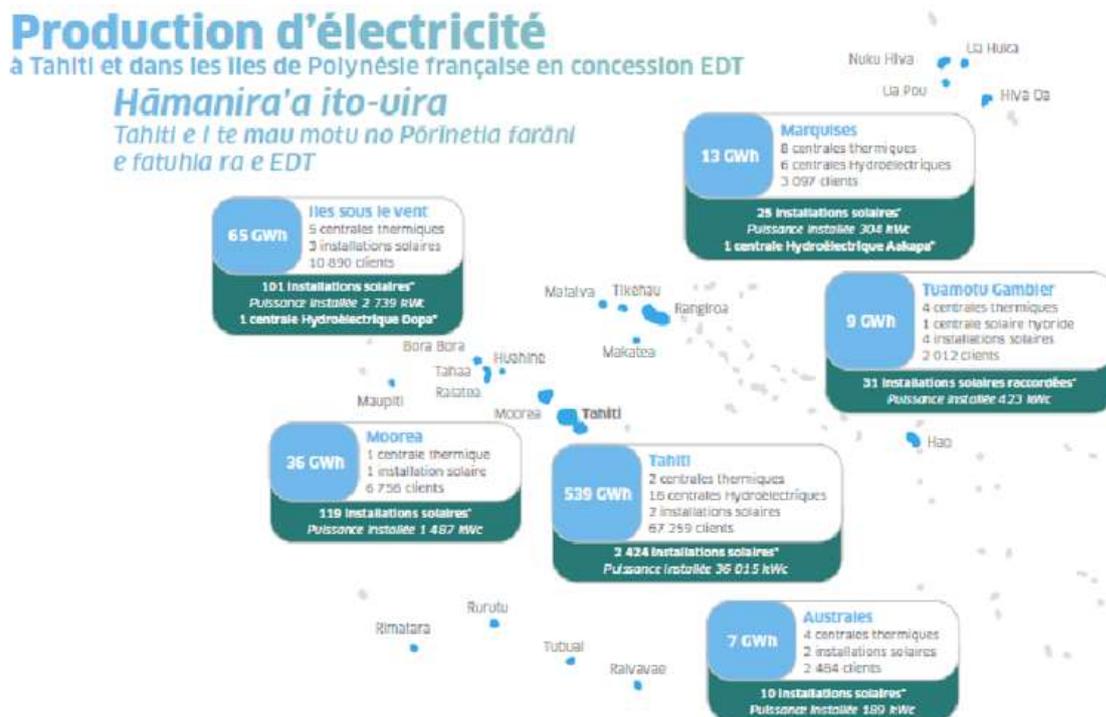
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats
Cf. paragraphe :
6- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ 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 Tubuai est de 4 :

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

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 terminés, 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 ;
- 3 véhicules 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 Tubuai bénéficie directement :

- a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Îles) 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 Tubuai a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 24 septembre 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

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

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

Le prix du service est donc unique, dans toutes les concessions reliées par ce système dit de « péréquation interne ».

Le cahier des charges de la convention de concession de Tubuai correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

Le cahier des charges spécifique de Tubuai a, quant à lui, été modifié par un avenant depuis son origine connu aucun avenant depuis son origine :

- L'avenant n°1, en date du 21 décembre 2007, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système de simple assistance à la maîtrise d'ouvrage). Cet avenant a également validé les mises à jour intervenues sur le cahier des charges de Tahiti Nord depuis 1990, dont la prolongation de la durée du contrat de concession inscrite au cahier des charges, portée au 30 septembre 2030.

1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- d. Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- e. Principaux baux de la concession
- f. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- g. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- h. Contrat de supports communs avec l'OPT

Ces contrats sont détaillés au chapitre 6 « Engagements nécessaires à la continuité du service public ».

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

Aspects commerciaux

- 2.1 Mode de détermination des tarifs
- 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020
- 2.3 Chiffre d'affaires énergie
- 2.4 Autres produits d'exploitation
- 2.5 Statistiques de ventes
- 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Dépenses de la Commune
- 2.9 Services offerts à la clientèle
- 2.10 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

L'année 2020 a connu une baisse tarifaire au 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	4 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%

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

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus 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)	Total kWh vendus 2019
BT Usage social 1ère tranche	P0	394 491	265 254	659 745	7 463 105	4 488 374	11 951 479	16 589	4 353 201	1 437	615 891
BT Usage social 2ème tranche	P1	28 098	9 635	37 733	1 069 341	323 995	1 393 336				26 405
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	641 668		641 668	16 556 144		16 556 144	18 482	8 137 294	1 549	615 897
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	138 772		138 772	5 758 578		5 758 578				120 479
BT Eclairage public	P4	65 733		65 733	2 333 587		2 333 587	1 016	406 560	85	69 258
BT Usage professionnel	P5	456 137		456 137	18 014 371		18 014 371	12 459	4 981 914	1 025	475 581
MT Tarif jour	P6	331 074		331 074	9 104 557		9 104 557	3 047	5 094 027	250	374 239
MT Tarif nuit	P7	170 844		170 844	4 100 256		4 100 256				215 476
Total				2 501 706			69 212 308	51 593	22 972 996	4 346	2 513 226

CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL 92 185 304
Prix moyen 36,85

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

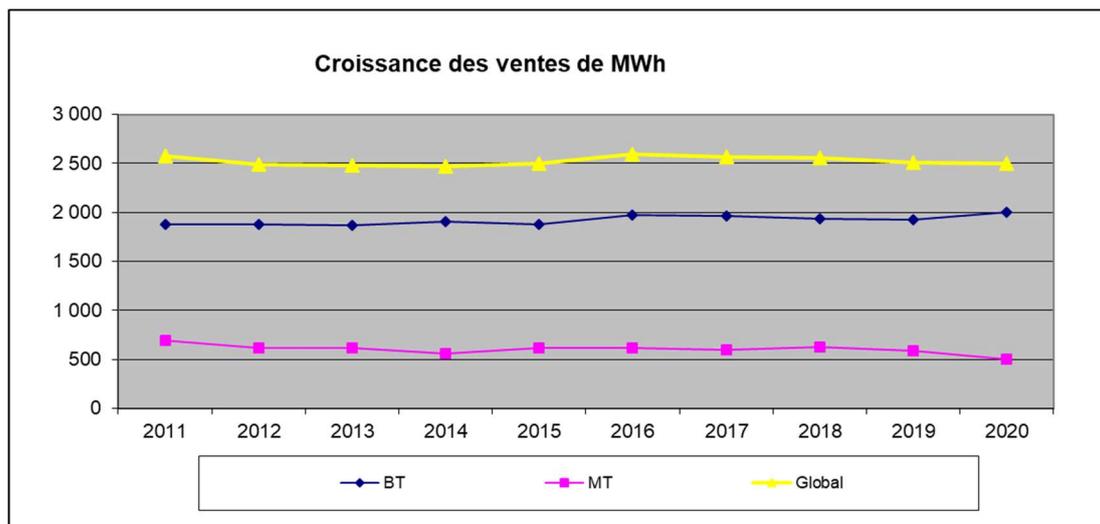
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprenait une estimation de la valorisation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat. Cette estimation n'a pas été réalisée en 2020.

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 :	172 970 XPF
- Frais de relance :	<u>353 798 XPF</u>
- Total	526 768 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de diminution en 2019, les ventes d'électricité se réduisent de nouveau pour la concession de Tubuai (-0,5%) et s'établissent à **2,5 GWh**.

La forte baisse de -14,9% des volumes en moyenne tension (-88 MWh) est atténuée par la hausse de 4,0% des volumes en basse tension (+76 MWh) qui représentent 80% des volumes globaux.

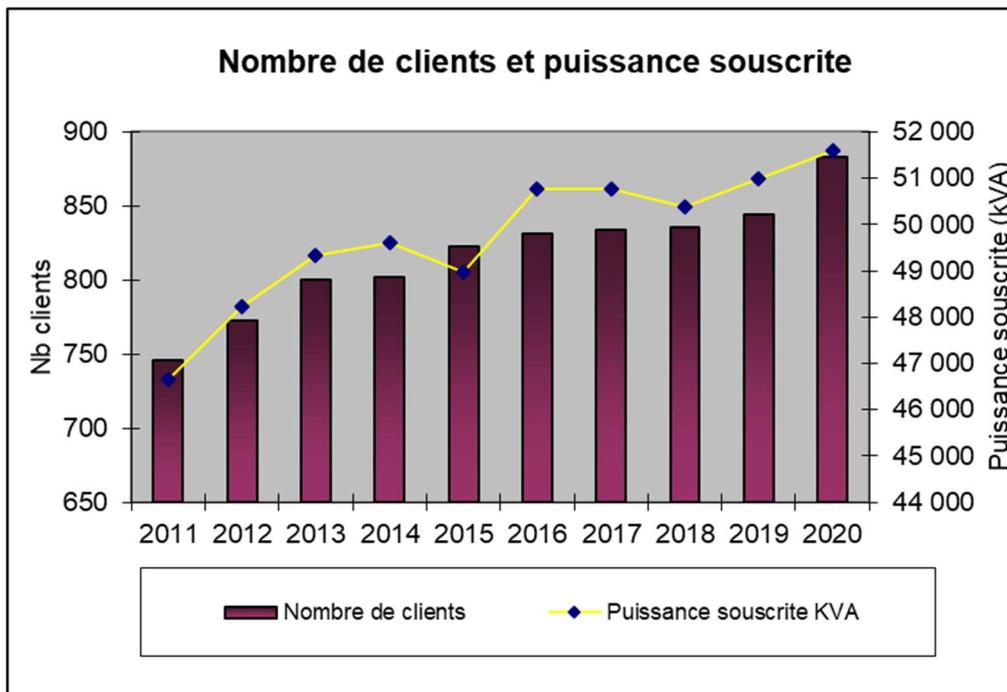
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui pèsent pour 74% des volumes basse tension, a connu une évolution à la hausse de 7,2% (+99 MWh).

Cette évolution reflète une accélération de la croissance des ventes en tarif « petits consommateurs » (+8,6% avec +55 MWh, comparée à une hausse de 3,9% en 2019), qui représentent près de 35% des volumes en basse tension, ainsi qu'une croissance des ventes en tarif « classique » basse tension usages domestiques qui subissent une hausse de 6,0% (soit +44 MWh).

Après une progression de 16% en 2019, les ventes en tarif éclairage public diminuent de 5,1% en 2020 (-3,5 MWh) et représentent 3,3% des ventes en basse tension.

Les ventes aux clients professionnels comptent pour 23% des volumes en basse tension. Elles diminuent de 4,1% en 2020 (-19,4 MWh).

Après une baisse des ventes en moyenne tension en 2019 de 5,4%, les consommations MT enregistrent une nouvelle baisse de 14,9%, soit -88 MWh.



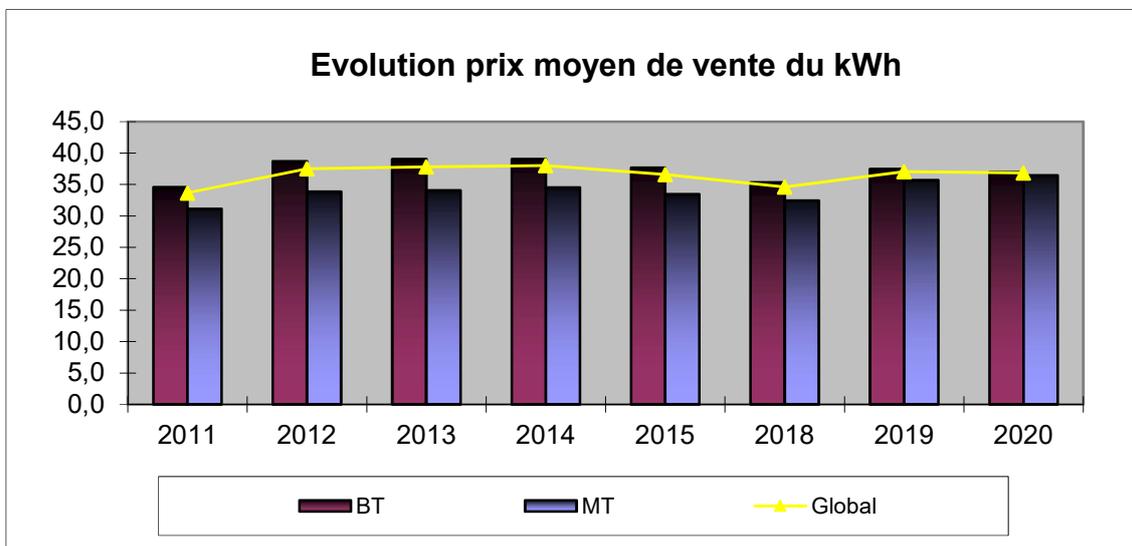
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2019 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	876	+ 4,8% (+ 40 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>7</u>	-12,5% (- 1 contrat)
	883	+4,6% (+ 39 contrats)

La principale évolution concerne les contrats souscrits au tarif « petits consommateurs » (+8,3% avec 35 contrats supplémentaires par rapport à fin 2019). Et en plus faible mesure sont concernés les contrats souscrits au tarif usages domestiques « classique » (+ 3 contrats supplémentaires) et les contrats Usages professionnels basse tension (+ 2 contrats supplémentaires).

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

- Tarif « Petits Consommateurs » 52% (contre 50% en 2019)
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 35%
- Tarif Eclairage Public 3%
- Tarif Usages professionnels basse tension 9%
- Tarif Moyenne tension 1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 51 593 kVA, en légère augmentation de 1,2% par rapport à 2019.

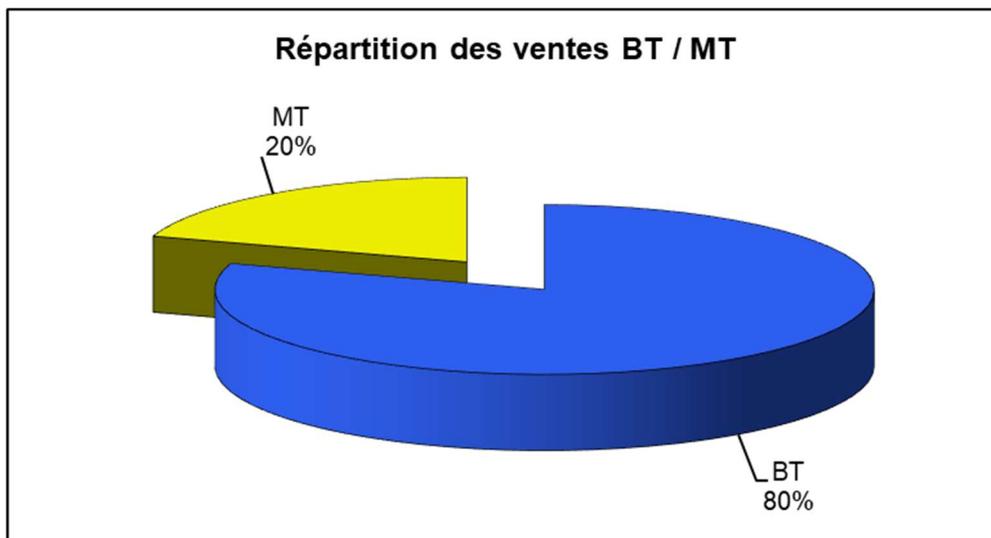


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2019
Tarifs basse tension	36,9 Fcp	- 1,4%
Tarifs moyenne tension	<u>36,5 Fcp</u>	<u>+2,2%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	36,8 Fcp	- 0,5%

Le prix moyen de vente du kWh diminue globalement de 0,5% par rapport à 2019.

La baisse du prix moyen de vente du kWh en « basse tension » est liée à la baisse des tarifs des « petits consommateurs » à compter du 1^{er} aout 2020. Les ventes en « basse tension » représentent 80% des ventes.

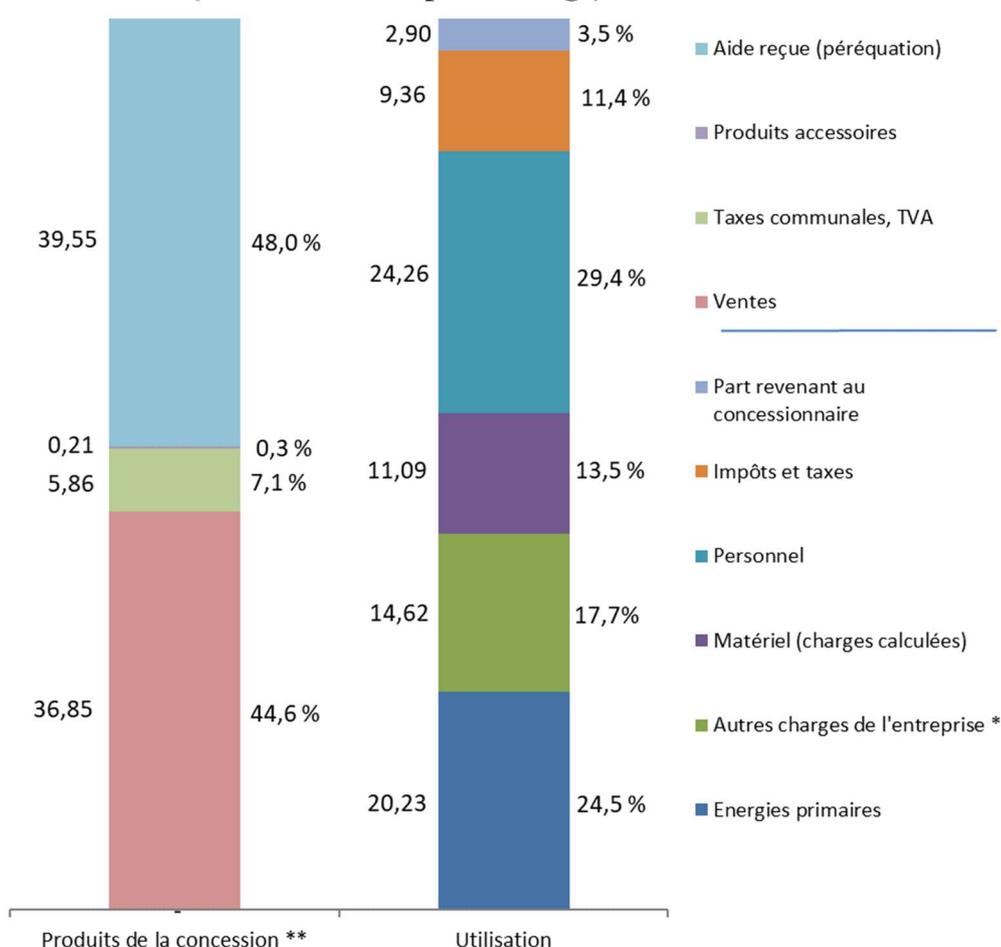
L'augmentation du prix moyen de vente du kWh en « moyenne tension » évolue à la hausse du fait de la hausse tarifaire du 15 février 2019. Ces ventes représentent 20% des ventes.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension évolue sensiblement du fait de la diminution des volumes facturés en tarifs basse tension. Avec 80% des volumes facturés en tarifs basse tension en 2020 (77% en 2019), et 20% en tarif moyenne tension (23% en 2019).

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tubuai

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 42,71 F/KWh (51,7%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les charges sont hors charges non récurrentes.

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2020, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Tubuai, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/20, était de 15,8 Millions Fcp, ce qui représente 15% du chiffre d'affaires énergie 2020, soit un délai de créances clients de 53 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 Tubuai, en moyenne 72 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 8% 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 Tubuai, en moyenne 1 client, 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, 53 405 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tubuai, soit moins de 0,1% des ventes d'énergie réalisées sur 2020.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	40 - TUBUAI			
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2020 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS	1	300	8 960	29,87
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	21	66 242	2 896 130	43,72
07 - USAGE PROFESSIONNEL	18	112 009	5 898 333	52,66
55 - TOUS USAGES MT	3	170 475	5 974 979	35,05
Total général	43	349 026	14 778 402	42,34

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

A fin 2020 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT diminue de 8,6% (-1,4 Millions F Cfp) et s'élève à 14,8 Millions XPF TTC, dont 2,9 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 43 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 départ 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 :

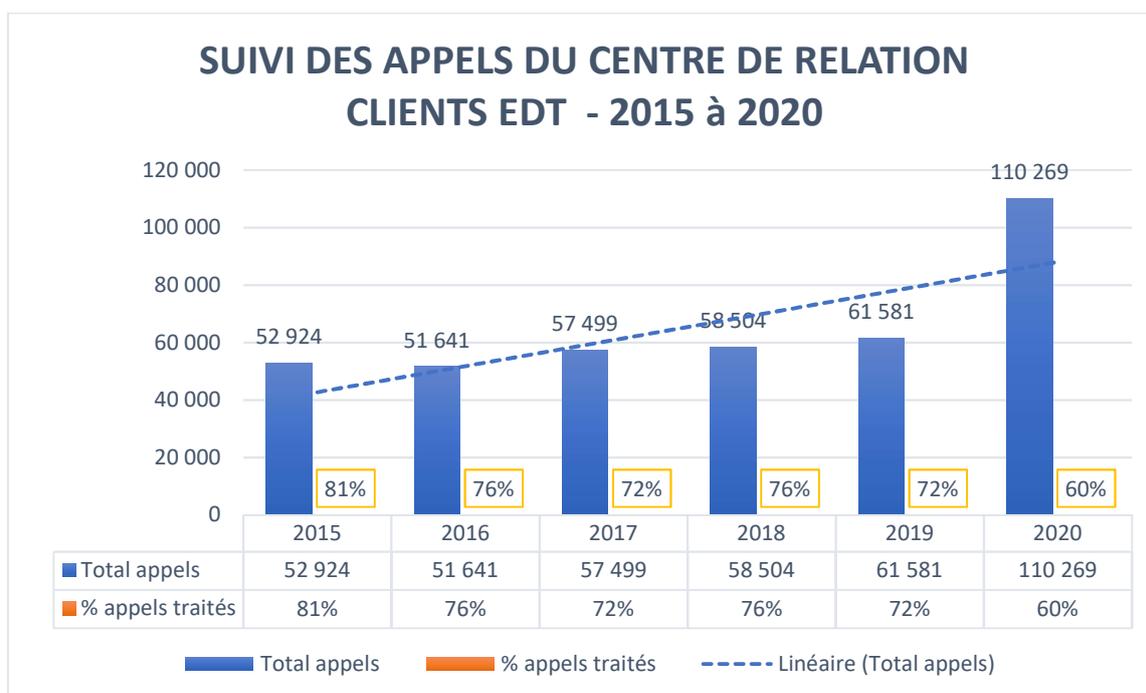
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puarai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

Mesures de la satisfaction clients

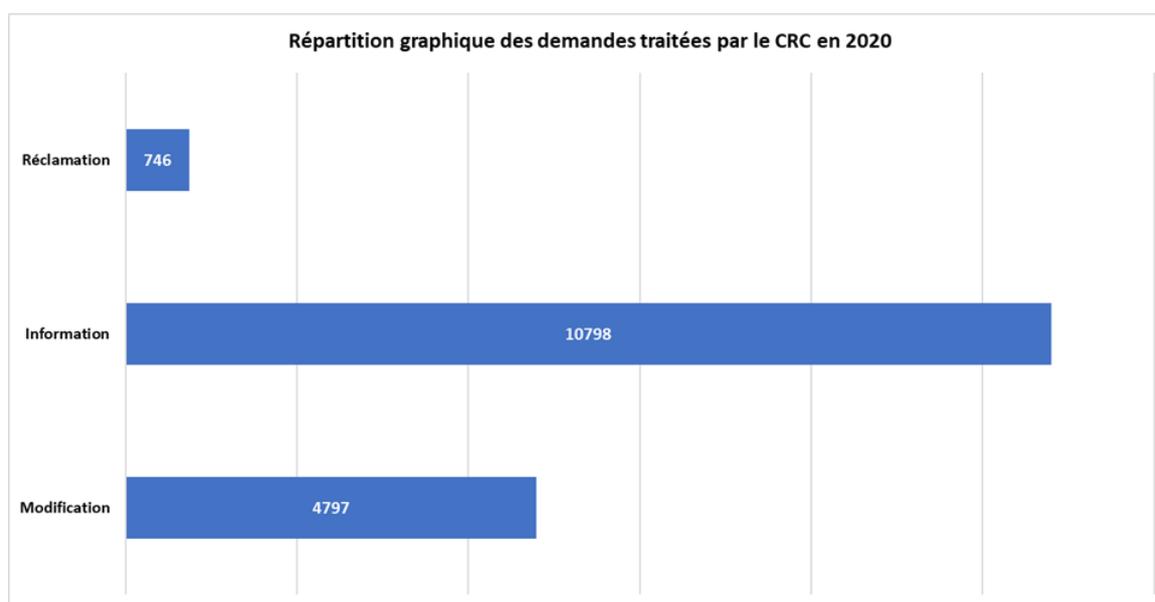
Pour 2020, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux de satisfaction de :

- ✓ 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

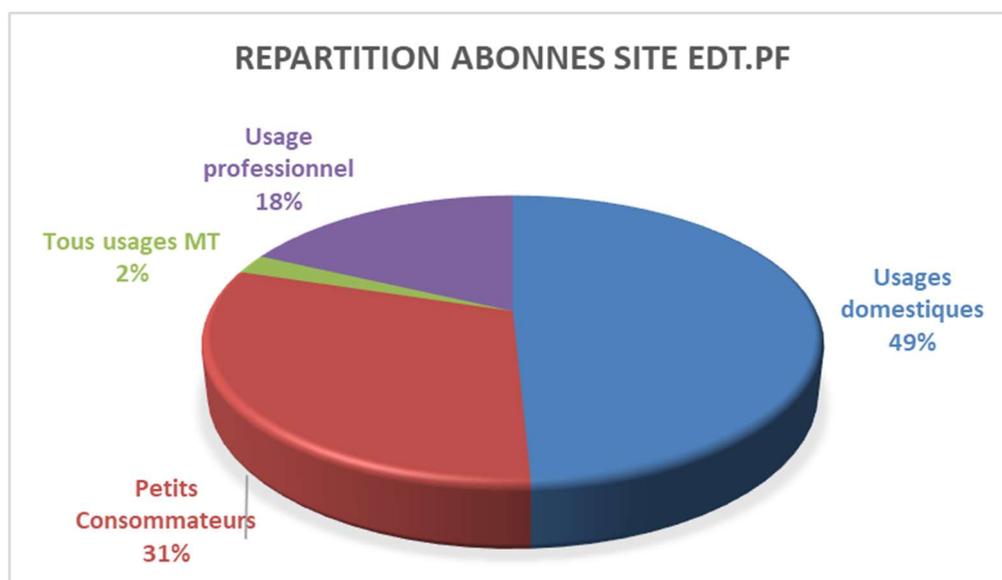
Le système informatique de gestion de la clientèle

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
Tubuai	108	14%



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

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

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

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



FB : + 29%



Instagram : +48%



LinkedIn : +166%

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

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

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

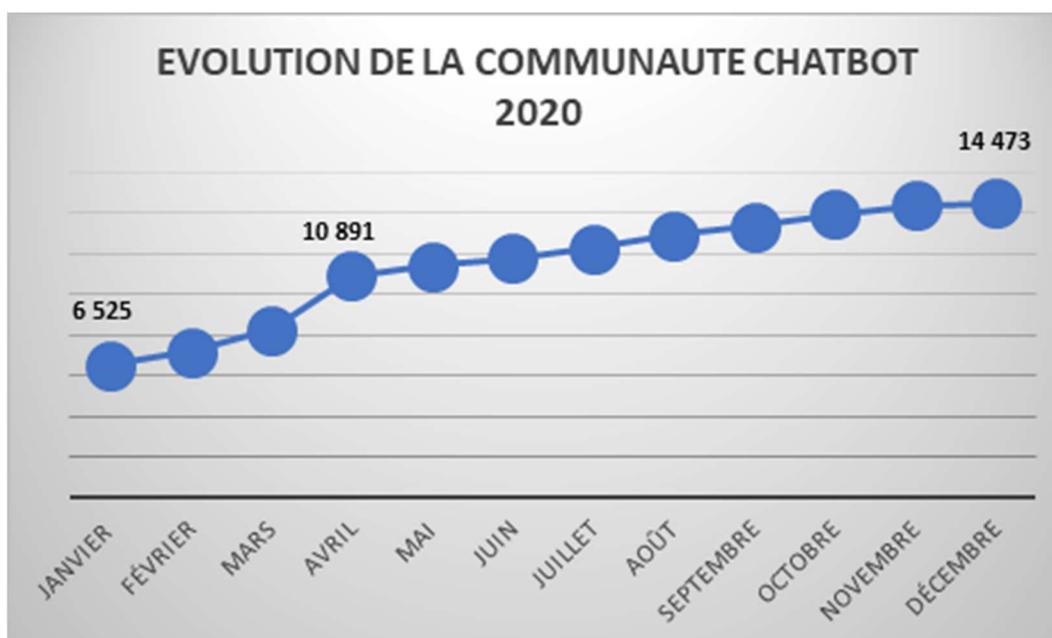
edt.pf : +74% d'utilisateurs

Mareva chatbot : +122% d'utilisateurs

Paiement en ligne : +73%

Auto-relève : +61%

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





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



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



Octobre : Lancement de l'outil Auto-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.



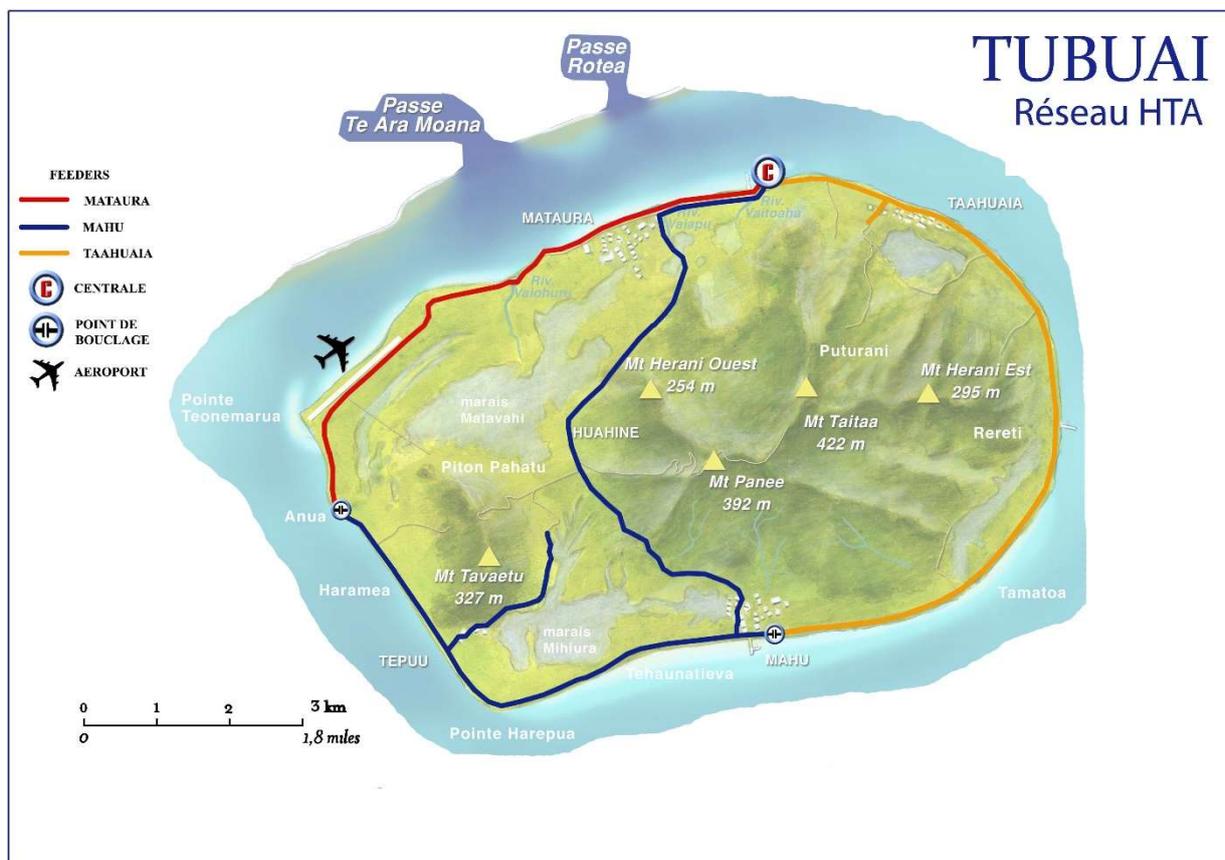
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Tubuai
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.7 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Unités d'œuvres 2020 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Tubuai



3.1 - Autorisation d'exploitation

La centrale électrique de TUBUAI fait l'objet des arrêtés d'exploitation suivants :

Type de text	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1126	08/03/2010	MATAURA-TUBUAI	Modif. Nouveau
Arrêté	9028	07/12/2009	MATAURA-TUBUAI	Nouveau

3.2 - Effectifs

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation en 2020 de Tubuai est de 4 agents.

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 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G311	26/06/2018	8 299	12 824	4 525
G2 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G312	26/06/2018	7 218	12 087	4 869
G3 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G258	15/11/2013	22 380	26 022	3 642
G4 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G259	15/11/2013	26 481	31 111	4 630

3.4 - Données de production

Sortie de centrale, 2 648 MWh ont été produits en 2020 contre 2 627 MWh en 2019.

753 081 litres de gazole ont été consommés en 2020 contre 737 670 litres en 2019, et 2 414 litres d'huile ont été consommés en 2020 contre 2 166 litres en 2019.

La puissance de pointe appelée est de 544 kW pour 2020, une hausse significative par rapport à l'année 2019 qui était de 492 kW. La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

TUBUAI 2020	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANTS Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P.MAX N
Janvier	241 514	239 662	1 202	67 232	278	223	544
Février	237 503	235 640	1 195	65 933	278	214	490
Mars	245 868	244 096	1 021	69 518	283	248	506
Avril	229 341	227 675	872	62 541	273	231	477
Mai	225 609	224 177	788	64 177	284	172	462
Juin	203 991	202 844	690	58 303	286	255	504
Juillet	205 030	204 050	728	58 488	285	188	485
Août	199 679	198 499	900	57 724	289	132	447
Septembre	203 315	201 981	952	57 881	285	201	462
Octobre	220 201	217 905	974	62 868	286	172	448
Novembre	220 708	218 056	999	61 924	281	182	463
Décembre	236 696	233 707	1 128	66 492	281	196	472
TOTAL	2 669 455	2 648 292	11 449	753 081	282	2 414	544

3.5 - Qualité de service

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

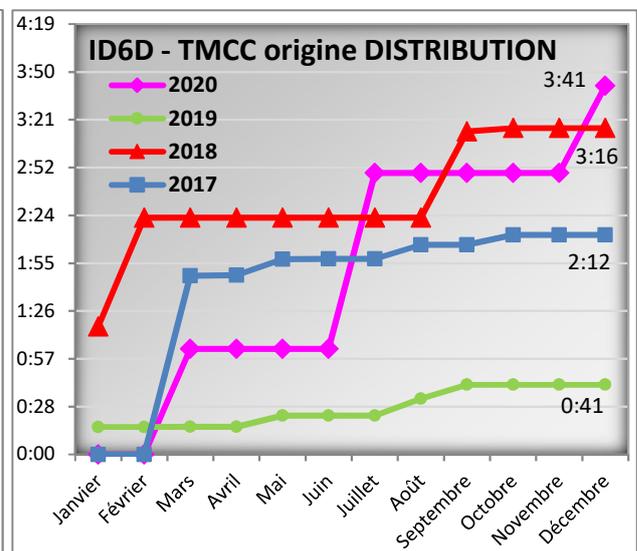
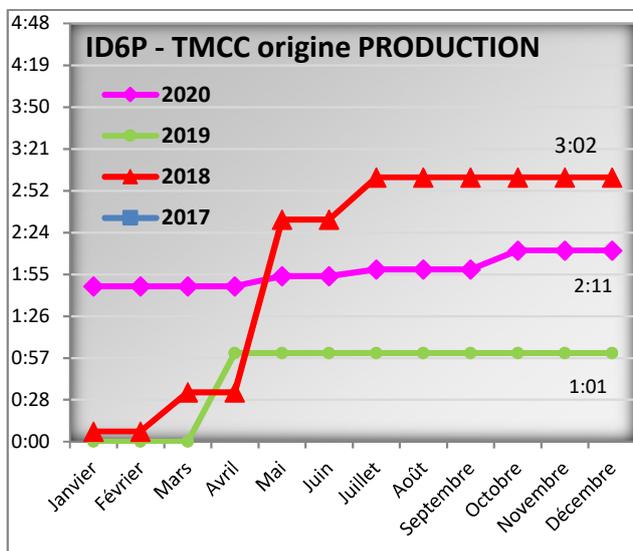
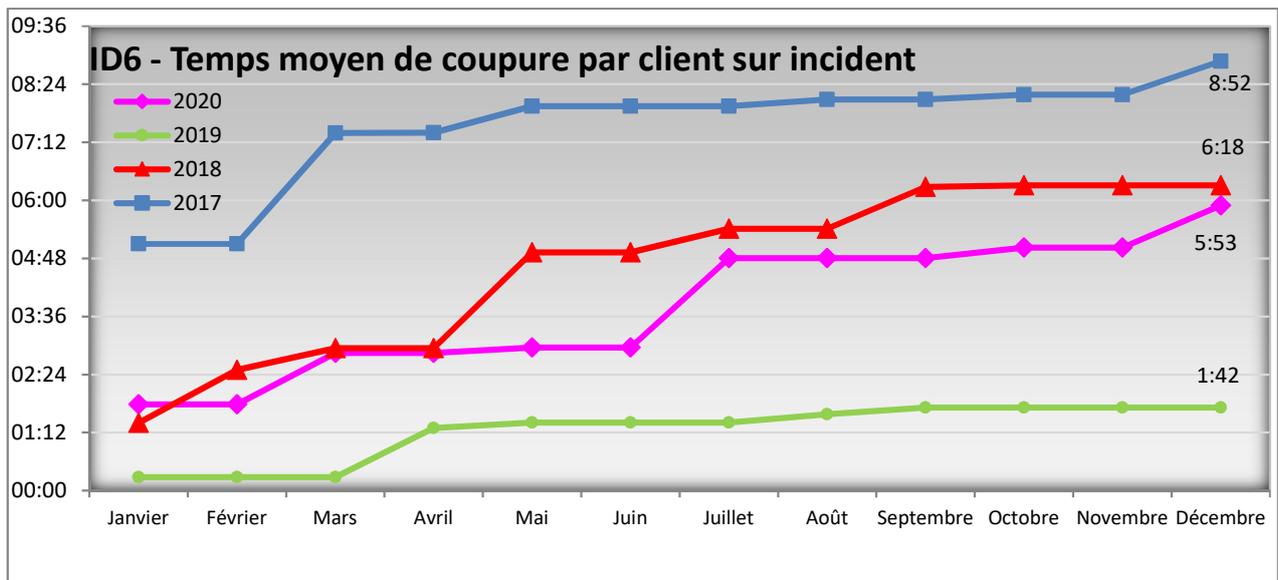
Le TMCC est en hausse en 2020 : 5h53 contre 01h42 en 2019

En production :

02h11 de TMCC : 2 Black-Out d'origine production, suite à un défaut du GE3 et le deuxième au renvoi d'un départ Taahueia ont généré 02h00 de TMCC.

En Distribution :

TMCC de 3h41 lié à 3 incidents d'origine distribution



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Pas de POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie dû au COVID-19

Traitement des effluents

2704 litres d'huile de vidange et 4 fûts de filtres usagés ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2020.

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Production :

- Renouvellement du moteur du G4 en Mars 2020

3.8 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2020	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
4	94	-	-	-	-	-	-	23,64 F/kWh

3.9 - 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	544
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	2 501 706
Quantité en litre de combustible	753 081
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 648 292
Nb de kWh solaire acheté par tarif	53 743
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés (DP et privée)	2 820
Nombre d'abonnés (BT et HT)	883

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	-	-	-	42 295	11 449

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Tubuai	26,15	14,79	-	40,94	56,88	8,74	65,62	83,03	23,52	106,55	77,9%	22,1%

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 moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES,
- la mise à disposition de toiture ou de terrain à ELECTRA.

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2015 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) La séparation des services délégués

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

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de Taputapuataea 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 Tubuai, en 2020 :

- les imputations directes concernent 79 % du total des dépenses de la concession de Tubuai. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 21 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Îles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

TUBUAI	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	67%	12%	79%
Frais répartis sur la concession	10%	11%	21%
Total	77%	23%	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 :

Tubuai		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	37 348	-630 326
Production thermique - frais de siège*		203 949	
Production thermique - fonction support*		9 034	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	409 326	-752 829
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-3 076 094	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		125	
Distribution d'électricité - frais de siège*		217 372	
Distribution d'électricité - fonction support*		14 255	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		100	
Fourniture d'électricité - fonction support*		1	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	86 779	0
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	55 218	
Clientèle - frais de siège*		72 969	
Clientèle - fonction support*		3 371	
Total		-1 966 247	-1 383 155

* 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	40
	Mise à disposition personnel	312 755
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	2 026 857
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	516 050
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	148 518

Electra

Libellé	Description	40
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	457 960
Convention de mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures	Mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures appartenant à EDT au profit de la société ELECTRA pour la réalisation d'unités de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne. Cette mise à disposition est consentie pour 18 années. A l'expiration du contrat, les installations seront de plein droit remises à EDT soit à titre gratuit soit au franc symbolique.	60 000
Contrat de mandat	Il s'agit d'un contrat de mandant relatif à l'exploitation et la maintenance des installations photovoltaïques et éoliennes. Aucune rémunération n'est prévue au titre de ce contrat. Seuls les frais et charges afférents à l'exploitation et la maintenance des installations font l'objet d'une refacturation annuelle, sur présentation des justificatifs nécessaires.	0
Prestation administrative	EDT refacture à l'ensemble de ses filiales des prestations administratives déterminées par un prorata. Sur l'exercice la prestation administrative inclut l'assistance informatique.	

Autres parties liées

Libellé	Description	40
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	508 044
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	552 582

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 94 % 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 6 % 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 couts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode »

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

**Détail des frais répartis 2020
Tubuai**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Tubuai en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tubuai
Frais de siege	1 381,3	1 187,0			15,1	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	372,6	371,9	14,7	1,7	16,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	973,5	38,5
Clientèle îles	40,5	40,5	1,5	0,0	1,4	Nombre d'abonnés îles	27 239	983
Suivi et développement	90,7	87,9	1,0	0,6	1,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	66,4	0,7
Suivi du patrimoine	24,0	23,9	1,7	0,0	1,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	8,8	0,6
Travaux réseau	89,1	89,2	0,2	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	82,2	0,1
Gestion administrative du solaire	17,2	15,9	0,0	0,0	0,03	Contrats solaires	2 512	4
Service Grand compte	43,0	38,3	0,6	0,0	0,6	Contrats grands comptes	5 183	84
Marketing & E-services	48,3	41,6	0,5	0,0	0,5	Nombre d'abonnés	79 574	883
Animation & réseaux proximité	37,2	32,0	0,4	0,0	0,4	Nombre d'abonnés	79 574	883
Comptabilité client et recouvrement	0,7	0,6	0,0	0,0	0,01	Nombre d'abonnés	79 574	883
Magasins	-33,1	-32,2	-0,1	0,0	-0,1	Sorties de stock valorisées	1 511 855	4 042
Total support externe					22,6			
Support interne de l'île					24,1			
Total Support					46,8			

(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	Tubuai	
	2020	2019
Immobilisations concédées *	953 382 021	952 121 065
- Production	298 526 868	301 284 846
- Distribution	654 855 153	650 836 219
Immobilisations privées	35 702 256	35 445 873
Immobilisations en-cours	577 693	7 247 161
- Production	0	6 987 876
- Distribution	90 348	259 285
- Privées	487 345	0
Total immobilisations brutes	989 661 970	994 814 099
Amortissements et provisions **	-608 546 899	-593 842 815
- Production	-175 928 227	-180 014 675
- Distribution	-404 896 251	-389 216 355
- Privés	-27 722 421	-24 611 785
Immobilisations nettes	381 115 071	400 971 284
Stock	23 384 475	26 259 382
Créances clients	16 337 099	18 235 859
Autres créances	3 079 581	3 223 101
Provisions pour dépréciation	-3 695 359	-2 800 162
Stock et créances nets	39 105 796	44 918 181
Compte courant du concessionnaire	95 562 818	94 909 100
TOTAL ACTIF	515 783 686	540 798 565

* Immobilisations concédées

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	291 952 122	284 023 685
Concessionnaire - Droit incorporel	0	10 686 415
Total concessionnaire	291 952 122	294 710 100
Total Tiers et concédant	6 574 746	6 574 746
Total au bilan	298 526 868	301 284 846

** Amortissements et provisions

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	-170 213 003	-164 399 281
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-10 072 075
Total concessionnaire	-170 213 003	-174 471 356
Tiers et concédant	-5 715 224	-5 543 319
Total au bilan	-175 928 227	-180 014 675

Distribution

	2020	2019
Concessionnaire	382 328 287	367 673 361
Concessionnaire - Droit incorporel	0	13 183 925
Total concessionnaire	382 328 287	380 857 286
Tiers et concédant	272 526 866	269 978 933
Total au bilan	654 855 153	650 836 219

Distribution

	2020	2019
Concessionnaire	-286 262 796	-267 033 380
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-12 426 009
Total concessionnaire	-286 262 796	-279 459 389
Tiers et concédant	-118 633 455	-109 756 966
Total au bilan	-404 896 251	-389 216 355

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	Tubuai	
	2020	2019
Résultat	9 249 679	16 433 337
Capitaux propres	9 249 679	16 433 337
Droits des tiers et concédant apports gratuit	154 752 933	161 253 394
- Production	859 522	1 031 427
- Distribution	153 893 411	160 221 967
Provision devenues sans objet	456 868	456 868
Droits du concédant exigible en nature	155 209 801	161 710 262
Autres provisions	9 999 214	7 652 610
- PIDR	9 306 788	7 652 610
- Autres provisions	692 425	0
Provision pour risques et charges	9 999 214	7 652 610
Clients - avances sur consommation	4 456 144	4 428 595
Fournisseurs	14 598 061	33 559 183
Dettes fiscales et sociales	17 809 853	14 830 612
Passif de renouvellement	304 108 587	297 682 821
- Production	65 139 789	61 784 972
- Distribution	238 968 799	235 897 849
Autres dettes	244 216	244 216
Produits constatés d'avance	108 130	4 256 929
Emprunts et dettes	341 324 992	355 002 356
TOTAL PASSIF	515 783 686	540 798 565

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

		Tubuai 2019			Tubuai 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	92 172 181		92 172 181	88 588 276		88 588 276
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	735,00		735	735,00		735
	- Forfait FP1	127 922		127 922	120 528		120 528
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-64 391 506	-157 408	-64 548 914	-61 706 376	-93 713	-61 800 089
	par UO : Puissance maximale majorée	-87 607		-87 822	-83 954		-84 082
	- Maintenance	-19 680 991		-19 680 991	-17 547 532		-17 547 532
	- AC	-1 806 696		-1 806 696	-1 879 432		-1 879 432
	- ACE	-3 773 072		-3 773 072	-2 227 881		-2 227 881
	- MO	-14 101 223		-14 101 223	-13 440 219		-13 440 219
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-2 200 843		-2 200 843	-2 667 849		-2 667 849
	- AC	-40 180		-40 180	-43 077		-43 077
	- ACE	-394 894		-394 894	-362 251		-362 251
	- MO	-21 421		-21 421	-33 448		-33 448
- AUTRES	-1 744 348		-1 744 348	-2 229 073		-2 229 073	
- Amortissement des actifs de concession	-16 277 987		-16 277 987	-15 513 315		-15 513 315	
- Dotation amortissement biens au bilan	-12 076 059		-12 076 059	-12 173 912		-12 173 912	
- Dotation / reprise de lissage	-4 201 928		-4 201 928	-3 339 403		-3 339 403	
- Quote part des activités support affectées	-26 231 685	-157 408	-26 389 093	-25 977 680	-93 713	-26 071 393	
- Fonctions supports	-20 347 097		-20 347 097	-20 156 364		-20 156 364	
- Frais de siège	-5 884 588	-157 408	-6 041 996	-5 821 316	-93 713	-5 915 029	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	5 664 825		5 664 825	5 491 116		5 491 116
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 648 283		2 648 283	2 627 028		2 627 028
	- Forfait FP2	2,182		2,182	2,090		2,090
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-3 557 084	-6 956	-3 564 040	-4 461 520	-4 737	-4 466 257
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,343		-1,346	-1,698		-1,700
	- Maintenance	-2 132 937		-2 132 937	-2 717 186		-2 717 186
	- AC	-702 739		-702 739	-678 702		-678 702
	- ACE	-247 953		-247 953	-746 490		-746 490
	- MO	-1 182 245		-1 182 245	-1 291 994		-1 291 994
- AUTRES (provision rév groupes...)							
- Traitement des effluents							
- Quote part des activités support affectées	-1 424 147	-6 956	-1 431 103	-1 744 334	-4 737	-1 749 071	
- Fonctions supports	-1 164 103		-1 164 103	-1 450 072		-1 450 072	
- Frais de siège	-260 044	-6 956	-267 000	-294 262	-4 737	-298 999	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	55 473 981		55 473 981	49 162 991		49 162 991
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	20,95		20,95	18,71		18,71
	- Consommations	-56 587 702		-56 587 702	-49 162 991		-49 162 991
	- Fioul						
	- Gasoil	-55 923 701		-55 923 701	-48 490 886		-48 490 886
- Huile	-664 001		-664 001	-672 105		-672 105	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	60 000		60 000	60 000		60 000
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	476		476			
	- Fonctions supports	476		476			
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
- Coûts sur revente energie							
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	6 987 876		6 987 876	2 484 484		2 484 484	
- Coûts directs	-6 984 108		-6 984 108	-1 914 008		-1 914 008	
- AC	-6 420 898		-6 420 898				
- ACE	-444 570		-444 570	-596 571		-596 571	
- MO	-118 640		-118 640	-1 317 437		-1 317 437	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-47 590		-47 590	-1 080 169		-1 080 169	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	160 358 863		160 358 863	145 786 867		145 786 867	
MARGE AVANT IS	28 791 349	-164 364	28 626 985	27 461 803	-98 450	27 363 353	
- I.S.	-14 492 660	82 736	-14 409 925	-12 847 439	46 058	-12 801 381	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	14 298 689	-81 628	14 217 061	14 614 364	-52 392	14 561 972	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	12 153 886	-69 384	12 084 501	12 422 209	-44 533	12 377 676	
En % des produits	-8%		-8%	-9%		-8%	

		Tubuai 2019			Tubuai 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	36 995 006		36 995 006	34 556 400		34 556 400
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	100		100	100		100
	- Forfait FD2	376 440		376 440	-344 706		-344 706
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-25 580 315	-149 076	-25 729 391	-36 902 724	-98 657	-37 001 381
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-255 168		-255 655	-368 111		-369 095
	- Maintenance	-4 600 286		-4 600 286	-10 516 255		-10 516 255
	- AC	-165 429		-165 429	-382 279		-382 279
	- ACE	-1 180 740		-1 180 740	-6 467 338		-6 467 338
	- MO	-3 254 117		-3 254 117	-3 666 638		-3 666 638
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	2 524 299		2 524 299	-842 032		-842 032
	- AC	-7 374		-7 374			
	- ACE	-468 936		-468 936	-498 654		-498 654
	- MO	-22 087		-22 087			
- AUTRES	3 022 696		3 022 696	-343 378		-343 378	
- Amortissement des actifs de concession	-13 156 809		-13 156 809	-12 234 469		-12 234 469	
- Dot. Amortissement Caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-10 409 408		-10 409 408	-9 550 809		-9 550 809	
- Dotation / reprise de lissage	-2 747 401		-2 747 401	-2 683 660		-2 683 660	
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-10 347 519	-149 076	-10 496 595	-13 309 968	-98 657	-13 408 625	
- Fonctions supports	-4 774 445		-4 774 445	-7 181 502		-7 181 502	
- Frais de siège	-5 573 074	-149 076	-5 722 150	-6 128 466	-98 657	-6 227 123	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	2 037 838		2 037 838	2 167 760		2 167 760
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	5 118 144		5 118 144	8 274 261		8 274 261
	- Coûts directs	-2 885 727		-2 885 727	-5 451 868		-5 451 868
	- AC	-796 148		-796 148	-875 705		-875 705
	- ACE	-1 097 677		-1 097 677	-30 975		-30 975
	- MO	-1 795 731		-1 795 731	-1 518 532		-1 518 532
	- AUTRES	803 829		803 829	-3 026 656		-3 026 656
	- Quote part des activités support affectées	-2 992 298	-4 491	-2 996 789	-2 711 857	-6 334	-2 718 191
	- Fonctions supports	-2 824 423		-2 824 423	-2 318 389		-2 318 389
	- Frais de siège	-167 875	-4 491	-172 366	-393 468	-6 334	-399 802
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	25 350 149		25 350 149	1 302 064		1 302 064
	- Coûts directs	-24 057 710		-24 057 710	-977 858		-977 858
	- AC	-2 601 542		-2 601 542	-645 932		-645 932
	- ACE	-19 575 430		-19 575 430			
- MO	-1 674 877		-1 674 877	-259 479		-259 479	
- AUTRES	-205 861		-205 861	-72 447		-72 447	
- Quote part des activités support affectées	-2 211 912		-2 211 912	-390 458		-390 458	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	69 501 137		69 501 137	46 300 485		46 300 485	
MARGE AVANT IS	11 773 175	-153 566	11 619 609	-134 280	-104 991	-239 271	
- I.S.	-5 926 246	77 300	-5 848 946	62 820	49 118	111 938	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	5 846 929	-76 266	5 770 663	-71 460	-55 873	-127 333	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	4 969 889	-64 826	4 905 063	-60 741	-47 492	-108 233	
En % des produits	-7%		-7%	0%		0%	

		Tubuai 2019			Tubuai 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	155 423 588		155 423 588	144 700 196		144 700 196
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	153 310 987		153 310 987	143 242 383		143 242 383
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	2 112 601		2 112 601	1 457 813		1 457 813
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COUTS D'ACHAT	-155 466 001		-155 466 001	-144 700 196		-144 700 196
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-153 310 987		-153 310 987	-143 242 383		-143 242 383
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-2 155 014		-2 155 014	-1 457 813		-1 457 813	
GESTION ADMINISTRATIVE	-25 333	-212 392	-237 725	-50 772	-47	-50 819	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement	26 875	-212 262	-185 387	-22 486		-22 486	
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES	26 875	-212 262	-185 387	-22 486		-22 486	
- Quote part des activités support affectées	-52 208	-130	-52 338	-28 286	-47	-28 333	
- Fonctions supports	-47 365		-47 365	-25 347		-25 347	
- Frais de siège	-4 843	-130	-4 973	-2 939	-47	-2 986	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	54 877		54 877			
	- Coûts directs	-29 881		-29 881			
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-29 881		-29 881			
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-29 766	-128	-29 894				
- Fonctions supports	-24 996		-24 996				
- Frais de siège	-4 770	-128	-4 898				
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	13 738 057		13 738 057	13 568 244		13 568 244
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	836		836	844		844
	- Forfait FC	16 763,00		16 763	-16 076,12		-16 076
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	610 236		610 236	526 768		526 768
	- Frais de relance	440 910		440 910	353 798		353 798
	- Frais de perception de taxe	169 326		169 326	172 970		172 970
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-21 461 612	-52 313	-21 513 925	-23 595 187	-34 570	-23 629 757
	par UO : Nombre d'abonnés	-25 672		-25 734	-27 956		-27 997
	- Affranchissements	-995 174		-995 174	-841 740		-841 740
	- Fonctionnement	-6 609 322		-6 609 322	-6 642 819		-6 642 819
	- AC	-111 858		-111 858	-39 017		-39 017
	- ACE	-484 259		-484 259	-525 482		-525 482
	- MO	-6 142 947		-6 142 947	-6 138 501		-6 138 501
- AUTRES	129 742		129 742	60 181		60 181	
- Quote part des activités support affectées	-13 857 116	-52 313	-13 909 429	-16 110 628	-34 570	-16 145 198	
- Fonctions supports	-11 901 441		-11 901 441	-13 963 197		-13 963 197	
- Frais de siège	-1 955 675	-52 313	-2 007 988	-2 147 431	-34 570	-2 182 001	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	656 204		656 204	344 020		344 020
	- Frais de coupure	656 204		656 204	344 020		344 020
	- Coûts directs	-194 982		-194 982	-260 131		-260 131
	- AC	-20 201		-20 201	-92 329		-92 329
	- ACE				-4 424		-4 424
	- MO	-174 781		-174 781	-163 378		-163 378
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-185 413	-384	-185 797	-240 710	-655	-241 365	
- Fonctions supports	-171 048		-171 048	-200 042		-200 042	
- Frais de siège	-14 365	-384	-14 749	-40 668	-655	-41 323	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	170 482 961		170 482 961	159 139 228		159 139 228	
MARGE AVANT IS	-6 910 027	-265 216	-7 175 244	-9 707 768	-35 272	-9 743 040	
- I.S.	3 478 291	133 502	3 611 792	4 541 580	16 501	4 558 081	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	-3 431 737	-131 715	-3 563 452	-5 166 189	-18 771	-5 184 959	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 916 976	-111 958	-3 028 934	-4 391 260	-15 955	-4 407 215	
En % des produits	2%		2%	3%		3%	

		Tubuai 2019			Tubuai 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2020						
	REVENU AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
REVENU AUTORISE Rendement de distribution							
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh fournis aux client finaux							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
RESULTAT FINANCIER							
REVENU AUTORISE		-909 148		-909 148	-1 691 990		-1 691 990
- Intérêts sur emprunts bancaires							
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché		412 637		412 637	536 710		536 710
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière		514 763		514 763	1 155 280		1 155 280
MARGE AVANT IS		18 252		18 252			
TOTAL CONCESSION							
TOTAL DES PRODUITS (*)		246 122 827		246 122 827	206 292 207		206 292 207
TOTAL DES CHARGES (*)		-212 450 078	-583 147	-213 033 225	-188 672 452	-238 713	-188 911 165
MARGE AVANT IS		33 672 749	-583 147	33 089 602	17 619 755	-238 713	17 381 042
- I.S.		-16 949 804	293 538	-16 656 266	-8 243 039	111 677	-8 131 363
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION		16 722 946	-289 609	16 433 337	9 376 715	-127 036	9 249 679
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		14 214 504	-246 168	13 968 336	7 970 208	-107 980	7 862 227
En % des produits		-5,8%		-5,7%	-3,9%		-3,8%

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

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

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

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

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

Commentaires sur la variation des produits : - 40 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 - **14 MF**.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - **26 MF** sont :

- **Distribution : - 21 MF**

- - 24 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - - 16 MF au titre des travaux de maintenance des réseaux HT et BT réalisés en 2019 sur l'île de Tubuai.
 - - 5 MF au titre des travaux d'extensions (article 14A1) réalisés en 2019.
 - - 3 MF liés au renouvellement des poteaux et supports des réseaux HT et BT en 2019.
- + 3 MF sur les travaux vendus

- **Production : - 5 MF**
 - - 5 MF sur les travaux immobilisés liés au renouvellement du groupe 3 et groupe 4 en 2019.
- **Fourniture : + 0 MF**

Commentaires sur la variation des charges : - 24 MF

- **Production : - 13 MF**
 - - 7 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
 - - 4 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - - 5 MF sur les travaux immobilisés liés au renouvellement du groupe 3 et groupe 4 en 2019.
 - + 1 MF au titre des activités support affectées
 - - 3 MF au titre de la conduite et maintenance de la centrale dont :
 - - 2 MF liés à l'entretien de la centrale
 - - 1 MF sur les charges calculées
 - + 1 MF au titre de la maintenance des groupes
- **Distribution : - 11 MF**
 - - 24 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - - 16 MF au titre des travaux de maintenance des réseaux HT et BT réalisés en 2019 sur l'île de Tubuai.
 - - 5 MF au titre des travaux d'extensions (article 14A1) réalisés en 2019.
 - - 3 MF liés au renouvellement des poteaux et supports des réseaux HT et BT en 2019.
 - + 11 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
 - + 5 MF sur les travaux d'élagages effectués en 2020
 - + 3 MF suite aux redevances versées en 2019 par le Service des Energies au titre des frais de contrôle des réseaux
 - + 2 MF au titre des fonctions support
 - + 1 MF au titre de l'inventaire des poteaux réalisé en 2020
 - + 2 MF au titre des travaux vendus
- **Fourniture : + 2 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 2 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Achat des énergies renouvelables : - 1 MF**
 - - 1 MF au titre des achats d'origine solaire

- **Financier : - 1 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 16 MF

La marge récurrente a été impactée principalement par les phénomènes suivants :

- La baisse de 14 MF sur le revenu autorisé
- La hausse de 12 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- La hausse de 2 MF sur les coûts de fonctionnement de la Clientèle
- La baisse de 7 MF des matières consommées
- La baisse de 2 MF sur les charges calculées
- La baisse de 1 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Production
- La hausse de 1 MF sur les autres produits
- La hausse de 1 MF au titre de la marge sur 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'Énergie » (CE).

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{191.132.851} & = & \mathbf{140.512.047} & + & \mathbf{50.620.804} \end{array}$$

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	735	735		127 922	120 528	-5,8%	94 022 670	88 588 272	-5,8%
Nb de kWh produits	2 648 283	2 627 028	-0,8%	2,182	2,090	-4,2%	5 778 554	5 491 118	-5,0%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	100,249	100,249		376 440	344 706	-8,4%	37 737 734	34 556 404	-8,4%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	836	844	1,0%	16 763	16 076	-4,1%	14 013 868	13 568 244	-3,2%
RE - "Forfaits"							151 552 825	142 204 039	-6,2%
Résultat financier							-927 400	-1 691 992	82,4%
Partage des gains de rendement									
RE (Revenu de l'exploitation)							150 625 425	140 512 047	-6,7%

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 :

	Tubuai
RE Avenant 18B annexe 1a	143 355 020
Ecart arrondi UO*Forfaits	-71
RE Avenant 18B annexe 1b pris en compte	143 354 949
Charges calculées Avenant 18B	-30 590 687
Charges calculées 2020 définitives	27 747 784
PGR	0
RE 2020 définitif	140 512 046

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

4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2019			2020		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	737 670	75,81	55 923 700	753 081	64,39	48 490 886
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 166	306,56	664 001	2 414	278,42	672 105
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	82 501	26,12	2 155 014	53 744	27,13	1 457 813
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				58 742 715			50 620 804

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.

		Tubuai					
		2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	92 185 304	93 040 106	88 656 138	88 623 822	90 306 489	91 391 821
Péréquation	B	n/a	112 207 396	100 580 573	103 949 669	n/a	111 190 927
CA péréqué	C=A+B	n/a	205 247 502	189 236 711	192 573 491	n/a	202 582 748
Ecart RA/CA		98 947 546	n/a	n/a	8 799 103	105 944 601	n/a
Revenu autorisé		191 132 850	209 368 140	207 067 470	201 372 594	196 251 090	202 582 748
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	-8 799 103	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	5 680 457	n/a	n/a
Produits comptabilisés		191 132 850	205 247 502	189 236 711	198 253 948	196 251 090	202 582 748

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

4.4.3) Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2020	Réalisé 2019
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	2 501 706	2 513 226
<i><u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u></i>	91,9%	92,2%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	42 295	69 989
Achat Electra 40F/kWh	11 449	12 512
Total Production Photovoltaïque	53 744	82 501
Production Total EnR	53 744	82 501
Production brute thermique à produire	2 669 455	2 642 182
Production Nette thermique à produire	2 648 292	2 627 028
Total production (EDT et Autres)	2 723 199	2 724 683
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,282	0,279
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	87 179	60 750
Achat Matière première	738 766	764 099
Stock Final	72 864	87 179
Consommation Matière 1ière	753 081	737 670
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>		
	0,282	0,279
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	64,39 F	75,81 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	278,42 F	306,56 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	6 453 650	5 222 687
Achat Matière première	45 630 525	57 154 663
Stock Final	3 593 288	6 453 650
Consommation Matière 1ière	48 490 886	55 923 700
Huile	672 105	664 001
(CUHPF) Combustible urée, huiles...	49 162 991	56 587 701
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	1 457 813	2 155 014
(CE) TOTAL achat de matières premières	50 620 804	58 742 715

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	301 284 846	9 472 360 (1)	-12 230 338 (2)	298 526 868
Distribution	650 836 219	4 576 330 (3)	-557 396 (4)	654 855 153
Total	952 121 065	14 048 690	-12 787 734	953 382 021

Détail Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
R40900	MOTEUR PERKINS P450 TUBUAI	4 950 074	0%	-	4 950 074
R40901	MOTEUR PERKINS P450 TUBUAI	4 522 286	0%	-	4 522 286
(1)	TOTAL ACQUISITION PRODUCTION TUBUAI	9 472 360		-	9 472 360
	GROUPE TUBUAI	12 230 338			
(2)	TOTAL CESSION PRODUCTION TUBUAI	12 230 338			

Détail Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
CP2020	RESEAUX CP TUBUAI 2020	72 447	100%	72 447	-
CP2020	BRCHT/COMPTAGES TUBUAI CP 2020	1 398 554	38%	527 299	871 255
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	1 471 001		599 746	871 255
831195	RSX AERIEN TIERS TUB 2020	463 763	100%	463 763	-
BRT12/19	COMPTAGE TIERS TUB 2020	2 641 566	100%	2 641 566	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS TUBUAI	3 105 329		3 105 329	-
(3)	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION TUBUAI	4 576 330		3 705 075	871 255
	COMPTAGES TUBUAI	557 396			
(4)	TOTAL CESSION DISTRIBUTION TUBUAI	557 396			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 90 kF contre 7,2 MF fin 2019 soit une diminution de -7,1 MF.

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

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
AN TERRAIN CENT TUBUAI	01/01/1991	60	15 730 081	-	-	-	15 730 081
AN TERRAIN CENT TUBUAI	01/01/1991	60	530 000	-	-	-	530 000
AMNGT INSTAL GRPE G3 & G4	09/06/2006	45	2 200 000	-	-	-	2 200 000
BITUMAGE PARKING CENTRALE	01/07/2011	40	4 289 760	-	-	-	4 289 760
AMENAG TERRAIN,CLOTURE, AN CONST CONCEDANT TUBUAI	01/07/2013	38	3 911 834	-	-	-	3 911 834
A.N CONSTRUCTION TUBUAI	01/01/1991	35	-	6 574 746	-	5 715 224	859 522
BATIMENT TUBUAI	01/01/1999	35	91 103 975	-	57 469 631	-	33 634 344
BATIMENT CENTRALE TUBUAI	01/01/1999	35	-	-	-	-	-
HANGAR DE STOCKAGE TUBUAI	09/06/2006	28	2 327 390	-	1 228 620	-	1 098 770
ABRI NACELLE CENT. TUBUAI	01/07/2013	21	8 047 780	-	2 944 311	-	5 103 469
ABRIS TOURETS CENT.TUBUAI	01/07/2013	21	4 148 942	-	1 517 905	-	2 631 037
RENFORCMT.CENTRALE TUBUAI	01/07/2013	21	2 074 471	-	758 955	-	1 315 516
AMENAG BUREAU CENT.TUBUAI	01/02/2009	25	445 320	-	212 977	-	232 343
ARMOIRE SECURITE TUBUAI	01/07/2013	21	5 592 770	-	2 046 135	-	3 546 635
AMENAG CENTRALE TUBUAI	01/08/2013	20	393 442	-	142 925	-	250 517
MOTEUR FG WILSON P438 TUB	01/09/2013	20	8 544 963	-	3 081 789	-	5 463 174
MOTEUR FG WILSON P438 TUB	01/07/2018	7	6 201 219	-	2 214 721	-	3 986 498
MOTEUR PERKINS P450 TUBUA	01/07/2018	7	6 201 219	-	2 214 721	-	3 986 498
MOTEUR PERKINS P450 TUBUA	12/03/2020	7	4 950 074	-	567 687	-	4 382 387
MOTEUR PERKINS P450 TUBUA	12/06/2020	7	4 522 286	-	357 117	-	4 165 169
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	01/07/2018	7	2 756 097	-	984 320	-	1 771 777
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	01/07/2018	7	2 756 097	-	984 320	-	1 771 777
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	15/11/2013	7	2 669 320	-	2 669 320	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	15/11/2013	7	2 669 320	-	2 669 320	-	-
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	01/07/2018	7	4 823 170	-	1 722 560	-	3 100 610
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	01/07/2018	7	4 823 170	-	1 722 560	-	3 100 610
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	15/11/2013	7	6 109 376	-	6 109 376	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	15/11/2013	7	6 109 376	-	6 109 376	-	-
FILIERE TUBUAI	01/01/1999	25	-	-	-	-	-
INSTALL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	342 663	-	199 582	-	143 081
RENFORCMT CENTRALE TUBUAI	01/02/2009	25	493 720	-	236 129	-	257 591

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
F&P RESEAU GO/HUILE IR3	01/02/2012	22	3 984 733	-	1 621 166	-	2 363 567
REFECTION CIRCUIT GASOIL	01/08/2013	20	6 660 176	-	2 419 413	-	4 240 763
PASSERELLE ACCES CUVES GO	01/08/2013	20	2 268 591	-	824 102	-	1 444 489
INSTAL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	284 761	-	165 857	-	118 904
RENFORCMT CENTR.TUBUAI	01/02/2009	25	4 208 749	-	2 012 880	-	2 195 869
REMPLE TRANSFO 800KVA TUBU	13/08/2012	21	1 874 507	-	733 758	-	1 140 749
COFFRETS COMPTAGES TUBUAI	01/09/2013	20	948 476	-	342 071	-	606 405
FIL ENER-TABLEAU HTA TUBU	01/09/2013	20	18 050 115	-	6 509 879	-	11 540 236
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°TUB	01/06/2014	20	3 668 968	-	1 233 398	-	2 435 570
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	19	160 954	-	50 343	-	110 611
ETUDES DDAE CENTR.TUBUAI	01/10/2009	24	1 562 515	-	724 879	-	837 636
FIL.ENVT BAC SEREP TUBUAI	01/07/2013	21	2 855 430	-	1 044 668	-	1 810 762
ENS DESHUILAGE TUBUAI	01/01/2015	19	4 336 445	-	1 369 404	-	2 967 041
PROTECTION INCENDIE TUBUA	01/01/2003	25	7 460 299	-	5 371 414	-	2 088 885
EXTENS°EXTINCT°INCENDIE	01/01/2009	25	959 702	-	460 656	-	499 046
RENF.SECU.INCENDIE TUBUAI	01/10/2010	23	8 457 773	-	3 728 694	-	4 729 079
INST EVENTS CENT TUBUAI	01/03/2012	22	214 926	-	86 955	-	127 971
FIL SECU-TABLEAU HTA TUBU	01/09/2013	20	2 196 167	-	792 059	-	1 404 108
RENOUV STATION INCENDIE	01/09/2016	17	4 187 310	-	1 046 828	-	3 140 482
INSTAL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	2 157 275	-	1 256 493	-	900 782
DROITS INCORPORELS PROD*			10 686 415				
TOTAL PRODUCTION TUBUAI			291 952 122	6 574 746	129 959 274	5 715 224	152 165 955
POSTE T1002 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	214 560	539 671
POSTE T3021 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	214 560	539 671
POSTE T1012 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	214 560	539 671
POSTE T1042 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	214 560	539 671
AUT.COMP T1002 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 223 435	-	1 158 644	2 064 791
AUT.COMP T3021 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 223 435	-	1 158 644	2 064 791
AUT.COMP T1012 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 520 991	-	1 265 603	2 255 388
AUT.COMP T1042 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 367 099	-	1 210 285	2 156 814
AUT.COMP T1021 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	1 704 074	-	612 520	1 091 554
AUT.COMP T1032 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	1 704 074	-	612 520	1 091 554

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
TRANSFO T1001 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	2 367 824	-	851 102	1 516 722
TRANSFO T3011 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	2 367 824	-	851 102	1 516 722
TRANSFO T1002 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	577 963	-	207 746	370 217
TRANSFO T3021 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	893 038	-	320 998	572 040
TRANSFO T1012 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	736 723	-	264 812	471 911
TRANSFO T1042 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	577 963	-	207 746	370 217
TRANSFO T1021 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	893 038	-	320 998	572 040
TRANSFO T1032 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	577 963	-	207 746	370 217
TRANSFO T1061 RTE TRAVER- TRANSFO TUBUAI 97	01/07/2015	25	-	1 685 263	-	370 758	1 314 505
TRANSFO TUBUAI 97	01/01/1997	25	353 056	-	343 646	-	9 410
TRANSFO TUBUAI 2003	01/01/2003	25	656 287	-	472 526	-	183 761
REEMPL TRANSFOS H61 TUBUAI	06/06/2005	25	3 512 870	-	2 187 740	-	1 325 130
TRANSFO POSTE CP DP TUBUA	01/07/2006	25	21 777	-	12 630	-	9 147
POSTE DP H61 TUBUAI	10/07/2006	25	2 108 638	-	1 220 902	-	887 736
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	297 664	-	166 692	-	130 972
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	346 204	-	193 872	-	152 332
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	587 145	-	328 804	-	258 341
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	5 408 378	-	3 028 690	-	2 379 688
TRANSFO T4110 MAHU TUBUAI	01/01/2011	25	1 043 525	-	417 410	-	626 115
TRANSFO T3031 TEMPLE TUB	01/02/2011	25	668 666	-	265 240	-	403 426
POSTE TUBUAI 95	01/01/1995	25	14 815	-	14 815	-	-
POSTE TUBUAI 96	01/01/1996	25	54 572	-	54 572	-	-
POSTE TUBUAI 97	01/01/1997	25	1 094	-	1 050	-	44
POSTE TUBUAI 2000	01/01/2000	25	57 483	-	48 285	-	9 198
POSTE H61 TUBUAI 2004	01/12/2004	25	1 912 850	-	1 230 600	-	682 250
POSTE DP TUBUAI 2008	01/07/2008	25	1 866 146	-	933 075	-	933 071
CREAT POSTE T4110 TUBUAI	01/01/2011	25	935 404	-	374 160	-	561 244
MEC H61 T3031 TEMPLE TUB	01/02/2011	25	653 968	-	259 410	-	394 558
POSE IACM TUBUAI 2004	01/12/2004	15	467 336	-	467 336	-	-
TELECOM IAT RESEAU TUBUAI	01/02/2011	15	1 606 739	-	1 062 234	-	544 505
MEP IACM T102 PAR IAM TRA	01/02/2012	15	2 098 784	-	1 247 611	-	851 173

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
IACM PAR IAM T412A TUBUAI	02/02/2016	15	3 007 791	-	985 329	-	2 022 462
IACM PAR IAM T414A TUBUAI	02/02/2016	15	3 007 791	-	985 329	-	2 022 462
RENV IAM DEFECTUEUX TUBUA	01/09/2017	15	1 244 881	-	276 640	-	968 241
RES.AERIEN TUBUAI 93	01/01/1993	25	37 481 676	-	37 481 676	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 94	01/01/1994	25	4 286 974	-	4 286 974	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 95	01/01/1995	25	4 281 513	-	4 281 513	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 96	01/01/1996	25	21 240 132	-	21 240 132	-	-
RESEAUX TUBUAI 1996	01/01/1996	25	-	1 667 485	-	1 667 485	-
RES.AERIEN TUBUAI 97	01/01/1997	25	11 192 658	-	10 744 951	-	447 707
RESEAUX TUBUAI 1997	01/01/1997	25	-	2 123 411	-	2 038 474	84 937
RESEAUX TUBUAI 1997	01/01/1997	25	-	10 313 922	-	9 931 731	382 191
RES.AERIEN TUBUAI 98	01/01/1998	25	12 063 617	-	11 098 528	-	965 089
RESEAUX TUBUAI 1998	01/01/1998	25	-	1 358 474	-	1 249 797	108 677
RES.AERIEN TUBUAI 99	01/01/1999	25	1 867 752	-	1 643 620	-	224 132
RESEAUX TUBUAI 1999	01/01/1999	25	-	1 692 177	-	1 489 114	203 063
RES.AERIEN TUBUAI 2000	01/01/2000	25	1 945 676	-	1 634 367	-	311 309
RESEAUX TUBUAI 2000	01/01/2000	25	-	1 137 230	-	957 754	179 476
RES.AERIEN TUBUAI 2001	01/01/2001	25	1 555 455	-	1 244 362	-	311 093
RES.AERIEN TUBUAI 2002	01/01/2002	25	683 550	-	519 498	-	164 052
RESEAUX TUBUAI 2002	01/01/2002	25	-	3 121 585	-	2 372 404	749 181
RESEAUX TUBUAI 2002	01/01/2002	25	-	130 792	-	99 919	30 873
RES.AERIEN TUBUAI 2003	01/01/2003	25	605 391	-	435 882	-	169 509
RESEAUX TUBUAI 2003	01/01/2003	25	-	2 655 630	-	1 912 051	743 579
RESEAUX TUBUAI 2003	01/01/2003	25	-	233 926	-	168 942	64 984
RESEAU CP 41906 2004 TUB	01/07/2004	25	161 566	-	106 635	-	54 931
RESEAUX TUBUAI 2004	01/07/2004	25	-	103 469	-	68 292	35 177
RESEAUX TUBUAI 2004	01/07/2004	25	-	1 293 275	-	853 561	439 714
RESEAU BTA PUPURE TUBUAI	02/12/2004	25	167 980	-	108 046	-	59 934
EXT BONNET TUBUAI 2005	01/01/2005	25	155 629	-	99 600	-	56 029
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25	-	348 335	-	217 128	131 207
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25	-	2 500 794	-	1 558 831	941 963

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25	-	593 650	-	370 042	223 608
RESEAUX CP 51906 2005TUBU	01/06/2005	25	343 244	-	213 958	-	129 286
RESEAUX TUBUAI 2006	01/07/2006	25	-	280 565	-	162 729	117 836
RESEAUX TUBUAI 2007	01/07/2007	25	-	607 295	-	327 942	279 353
RES AERIEN CP TUBUAI 2007	01/07/2007	25	1 298 620	-	701 257	-	597 363
RESEAUX TUBUAI 2007	01/07/2007	25	-	31 653	-	17 091	14 562
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	62 045	-	33 507	-	28 538
EXT BTA QTIER TANERPAU TUB	06/09/2007	25	293 279	-	156 250	-	137 029
RESEAUX CP TUBUAI 2008	01/07/2008	25	12 162 786	-	6 081 392	-	6 081 394
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	2 202 791	-	1 101 397	1 101 394
RENF.BTA MATAURA QTIER HA	01/01/2009	25	1 029 004	-	493 920	-	535 084
RESEAUX CP TUBUAI 2009	01/07/2009	25	1 247 849	-	574 011	-	673 838
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	121 064	-	53 673	67 391
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	1 878 167	-	832 657	1 045 510
RESEAUX CP TUBUAI 2010	01/07/2010	25	4 173 995	-	1 753 080	-	2 420 915
RESEAUX 2010 TIERS TUBUAI	01/07/2010	25	-	2 230 075	-	936 631	1 293 444
RESEAUX 2010 CONCED TUBUA	01/07/2010	25	-	239 285	-	100 498	138 787
MEC HT/BTA TEMPLE TUBUAI	01/02/2011	25	65 195 458	-	25 860 862	-	39 334 596
RESEAUX CP TUBUAI 2011	01/07/2011	25	2 127 693	-	808 526	-	1 319 167
RESEAUX 2011 CONCED TUBUA	01/07/2011	25	-	52 915	-	20 109	32 806
RESEAUX 2011 TIERS TUBUAI	01/07/2011	25	-	1 010 867	-	384 132	626 735
EXT 14A1 QT TEINAURI TUB	01/01/2012	25	892 588	-	321 332	-	571 256
RES AERIENS CONCED TUBUAI	06/01/2012	25	-	43 027 463	-	15 465 983	27 561 480
EXT 14A1 QT NAHEI TUBUAI	18/06/2012	25	1 160 240	-	396 159	-	764 081
RESEAUX CP TUBUAI 2012	01/07/2012	25	44 198 103	-	15 027 354	-	29 170 749
RESEAUX 2012 CONCED TUBUA	01/07/2012	25	-	684 652	-	232 781	451 871
RESEAUX 2012 TIERS TUBUAI	01/07/2012	25	-	33 909	-	11 527	22 382
RESEAUX CP TUBUAI 2013	01/07/2013	25	4 724 580	-	1 417 373	-	3 307 207
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	25	-	362 823	-	108 847	253 976
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	25	-	11 866 331	-	3 559 898	8 306 433
RESEAUX 2013 TIERS TUBUAI	01/07/2013	25	-	624 435	-	187 329	437 106

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX CP TUBUAI 2013	01/07/2013	25	448 404	-	134 520	-	313 884
ART 14A/321/CT/2012/SEC/D	01/01/2014	25	135 614	-	37 973	-	97 641
ART 14A/207/CT/2014/RAA/DR	24/04/2014	25	411 012	-	109 923	-	301 089
RESEAUX CP TUBUAI 2014	01/07/2014	25	2 207 868	-	574 047	-	1 633 821
RESEAUX 2014 CONCED TUBUA	01/07/2014	25	-	109 296	-	28 418	80 878
RESEAUX 2014 TIERS TUBUAI	01/07/2014	25	-	177 421	-	46 130	131 291
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	01/07/2014	25	-	10 207 152	-	2 653 859	7 553 293
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	01/07/2014	25	-	17 589 546	-	4 573 283	13 016 263
RESEAUX CP TUBUAI 2014	01/07/2014	25	197 846	-	51 441	-	146 405
RESEAUX CP TUBUAI 2015	01/07/2015	25	2 161 938	-	475 627	-	1 686 311
RESEAUX 2015 CONCED TUB	01/07/2015	25	-	48 389	-	10 647	37 742
RESEAUX 2015 TIERS TUB	01/07/2015	25	-	507 548	-	111 661	395 887
RESEAUX CP TUBUAI 2016	01/07/2016	25	4 399 142	-	791 847	-	3 607 295
RESEAUX CP TUBUAI 2017	01/07/2017	25	6 622 216	-	927 111	-	5 695 105
14A1 LC18/CT/2019/RAA/DR	16/01/2019	25	1 713 551	-	134 228	-	1 579 323
14A1 LC JJ/MT2018/620	22/01/2019	25	1 308 223	-	101 605	-	1 206 618
14A1 LC JJ/MT2018/620	24/01/2019	25	460 063	-	35 630	-	424 433
RENV RSX HT/BT PMT 2018	01/05/2019	25	29 211 747	-	1 947 450	-	27 264 297
RESEAUX CP TUBUAI 2019	01/07/2019	25	3 004 491	-	180 270	-	2 824 221
RSX AERIEN TIERS TUB 2019	01/07/2019	25	-	1 464 584	-	87 875	1 376 709
14A1 LC JJ/MT2018/620	17/07/2019	25	1 667 090	-	97 062	-	1 570 028
RESEAUX CP TUBUAI 2020	01/07/2020	25	72 447	-	1 449	-	70 998
RSX AERIEN TIERS TUB 2020	01/07/2020	25	-	463 763	-	9 275	454 488
EXT BTA ALEX TAUTU TUBUAI	01/08/2005	35	243 440	-	107 228	-	136 212
EXT.BTS QTIER YIENG KOW	01/07/2010	35	247 002	-	74 099	-	172 903
MEC BTS QT THIEN TUBUAI	01/01/2011	35	3 239 731	-	925 640	-	2 314 091
MEC HT/BTS TEMPLE TUBUAI	01/02/2011	35	2 556 100	-	724 227	-	1 831 873
RESEAUX SOUT CONCED TUBUA	06/01/2012	35	-	47 852 687	-	12 285 990	35 566 697
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	35	-	4 354 016	-	933 002	3 421 014
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	35	-	1 256 943	-	269 347	987 596
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35	-	896 163	-	166 432	729 731
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35	-	6 089 519	-	1 130 909	4 958 610
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35	-	760 544	-	141 245	619 299

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
MEC RES HT/BTS AEROP TUBU	11/09/2014	35	9 600 153	-	1 729 551	-	7 870 602
ART14A/441/CT/2014/RAA/DR	11/09/2014	35	343 916	-	61 958	-	281 958
RESEAUX CP TUBUAI 2015	01/07/2015	35	720 629	-	113 240	-	607 389
RSX SOUT TIERS TUB 2015	01/07/2015	35	-	2 334 396	-	366 834	1 967 562
14A1 548.CT/2016/RAA/DR	01/01/2017	35	263 031	-	30 060	-	232 971
14A1 638/CT/2016 HARAMEA	28/03/2017	35	1 258 365	-	135 124	-	1 123 241
RSX SOUT TIERS TUB 2017	01/07/2017	35	-	773 496	-	77 350	696 146
RESEAU CP TUBUAI 2017	01/07/2017	35	209 958	-	20 996	-	188 962
COMPTAGE TUBUAI 1990	01/01/1990	20	-	1 493 885	-	1 493 885	-
COMPTAGE TUBUAI 1991	01/01/1991	20	-	786 395	-	786 395	-
COMPTAGE TUBUAI 92	01/01/1992	20	842 967	-	842 967	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1992	01/01/1992	20	-	2 453 381	-	2 453 381	-
COMPTAGE TUBUAI 93	01/01/1993	20	685 757	-	685 757	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1993	01/01/1993	20	-	2 993 711	-	2 993 711	-
COMPTAGE TUBUAI 94	01/01/1994	20	260 729	-	260 729	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1994	01/01/1994	20	-	1 617 204	-	1 617 204	-
COMPTAGE TUBUAI 95	01/01/1995	20	776 431	-	776 431	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1995	01/01/1995	20	-	3 237 661	-	3 237 661	-
COMPTAGE TUBUAI 96	01/01/1996	20	1 124 131	-	1 124 131	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1996	01/01/1996	20	-	2 166 758	-	2 166 758	-
COMPTAGE TUBUAI 97	01/01/1997	20	396 420	-	396 420	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1997	01/01/1997	20	-	1 169 770	-	1 169 770	-
COMPTAGE TUBUAI 98	01/01/1998	20	481 225	-	481 225	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1998	01/01/1998	20	-	3 783 904	-	3 783 904	-
COMPTAGE TUBUAI 99	01/01/1999	20	682 504	-	682 504	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1999	01/01/1999	20	-	1 588 006	-	1 588 006	-
COMPTAGE TUBUAI 2000	01/01/2000	20	107 379	-	107 379	-	-
COMPTAGE TUBUAI 2000	01/01/2000	20	-	1 004 016	-	1 004 016	-
COMPTAGE TUBUAI 2001	01/01/2001	20	62 028	-	62 028	-	-
COMPTAGE TUBUAI 2001	01/01/2001	20	-	1 305 199	-	1 305 199	-
COMPTAGE TUBUAI 2002	01/01/2002	20	358 874	-	340 930	-	17 944

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
COMPTAGE TUBUAI 2002	01/01/2002	20	-	1 513 275	-	1 437 611	75 664
COMPTAGE TUBUAI 2003	01/01/2003	20	-	1 132 103	-	1 018 892	113 211
POSE COMPTEUR 2004 TUBUAI	01/07/2004	20	308 727	-	254 699	-	54 028
BRANCHEMENT TUBUAI 2004	01/07/2004	20	-	1 397 854	-	1 153 230	244 624
POSE COMPTEURS TUBUAI 05	01/01/2005	20	323 180	-	258 544	-	64 636
COMPATGE TUBUAI 2005	01/06/2005	20	-	1 494 303	-	1 164 310	329 993
BRCHT TUBUAI 2006	01/07/2006	20	-	1 172 108	-	849 778	322 330
NVEAUX CPTAGES TUBUAI	01/07/2006	20	601 809	-	436 311	-	165 498
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	01/07/2007	20	541 538	-	365 539	-	175 999
BRCHT TUBUAI 2007	01/07/2007	20	-	1 504 032	-	1 015 222	488 810
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	01/07/2008	20	720 191	-	450 120	-	270 071
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	1 410 111	-	881 320	528 791
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2009	01/07/2009	20	984 255	-	565 949	-	418 306
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	1 647 004	-	912 713	734 291
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2010	01/07/2010	20	1 147 205	-	602 280	-	544 925
COMPTAGE TIERS TUB 2010	01/07/2010	20	-	1 595 669	-	837 726	757 943
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2011	01/01/2011	20	797 188	-	398 593	-	398 595
COMPTAGE TIERS TUBUAI2011	01/07/2011	20	-	1 887 079	-	896 363	990 716
BRCHT/CPTAGES TUBUAI	01/07/2012	20	2 451 074	-	1 041 709	-	1 409 365
COMPTAGE TIERS TUB 2012	01/07/2012	20	-	1 754 433	-	745 636	1 008 797
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2013	20	2 359 686	-	884 880	-	1 474 806
COMPTAGE TIERS TUBU 2013	01/07/2013	20	-	2 169 104	-	813 413	1 355 691
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2014	20	2 150 024	-	698 757	-	1 451 267
COMPTAGE TIERS TUBUAI2014	01/07/2014	20	-	1 071 315	-	348 179	723 136
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2015	20	1 376 450	-	378 524	-	997 926
COMPTAGE TIERS TUB 2015	01/07/2015	20	-	1 211 527	-	333 168	878 359
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2016	20	1 738 248	-	391 104	-	1 347 144
COMPTAGE TIERS TUB 2016	01/07/2016	20	-	999 859	-	224 968	774 891
COMPTAGE TIERS TUB 2017	01/07/2017	20	-	896 968	-	156 968	740 000
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2017	20	1 355 824	-	237 269	-	1 118 555
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2018	20	916 151	-	114 520	-	801 631
COMPTAGE TIERS TUB 2018	01/07/2018	20	-	1 585 498	-	198 187	1 387 311
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2019	20	1 641 351	-	123 102	-	1 518 249
COMPTAGE TIERS TUB 2019	01/07/2019	20	-	1 991 629	-	149 372	1 842 257
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2020	20	1 398 554	-	34 964	-	1 363 590
COMPTAGE TIERS TUB 2020	01/07/2020	20	-	2 641 566	-	66 039	2 575 527
EQUIP CELLULES TUBUAI 99	01/01/1999	25	1 068 128	-	939 951	-	128 177
EQUIP CELLULE TUBUAI 2000	01/01/2000	25	249 440	-	209 530	-	39 910
DROITS INCORPORELS DIST*			13 183 925				
TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI			382 328 287	272 526 866	189 012 515	118 633 455	334 025 258
>>>> TOTAL PAR CONCESSION TUBUAI			674 280 409	279 101 612	318 971 789	124 348 679	486 191 213

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

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

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

N/A - Aucun travaux réalisé sur 2020

5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2020	2024	2025	2027	Total
G1	14 371 383			15 950 006		30 321 389
G2	14 371 383			15 950 006		30 321 389
G3		15 253 263			16 928 756	32 182 019
G4		15 253 263			16 928 756	32 182 019
S/T Groupes	28 742 766	30 506 526	-	31 900 012	33 857 512	125 006 816
Filières			10 776 122			10 776 122
Bâtiments						
Total	28 742 766	30 506 526	10 776 122	31 900 012	33 857 512	135 782 938

Distribution

	Transfo.	IAT	Compteurs	Réseaux BT	Réseaux HT	Total
Quantité	6	1	367	204	236	
Montant	6 978 129	4 501 349	40 991 039	90 337 195	157 395 520	300 203 232

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	27 560 972	764 742	28 325 714
2019	-	33 319 234	33 319 234
2020	9 472 360	871 255	10 343 615
Cumul	37 033 332	34 955 231	71 988 563

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	135 782 938	300 203 232	435 986 170
- Réalisé	(37 033 332)	(34 955 231)	(71 988 563)
+ Ajustement du plan	(215 790)	(1)	(215 791)
Reste à faire	98 533 816	265 248 000	363 781 816

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.

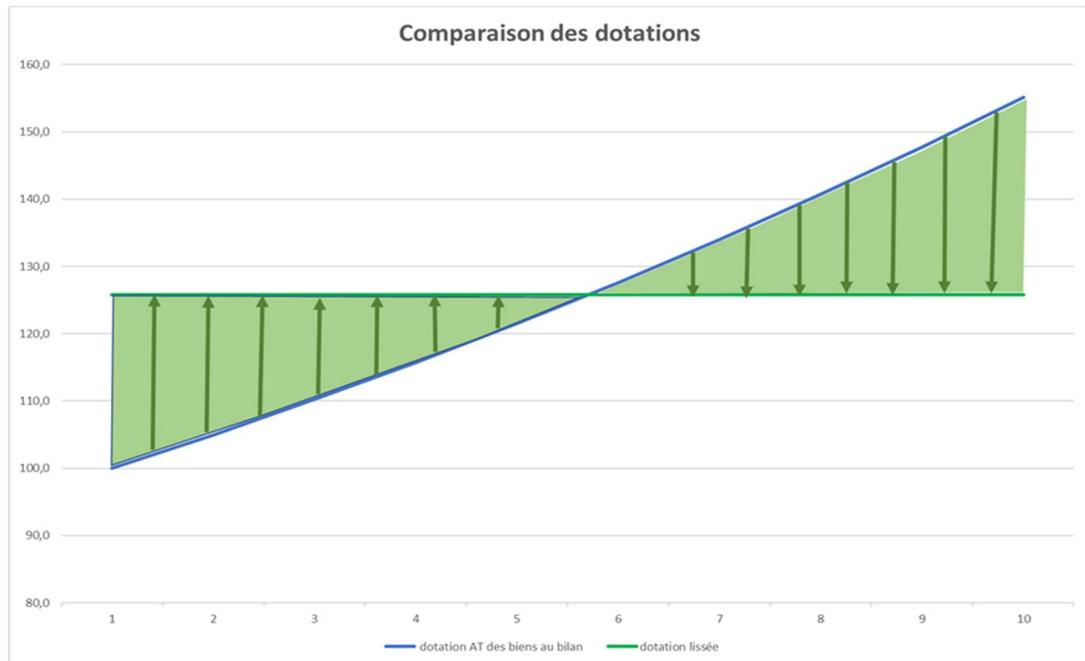
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotation/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

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 1,25 xpf/litre sur les prestations locales.

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

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

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

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

c) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

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

e) Baux

Bailleur	Objet du bail
CHUNG TIEN VERONIQUE	AGENCE TUBUAI

f) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

Conventions d'occupation d'emprises foncières par des postes de transformation, et conventions d'autorisation de passage par les conduites électriques.

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

h) Contrat de supports communs avec l'OPT

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

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