



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

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE UA POU
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2017

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 |
| 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 2017 | 15 |
| 2.3 - Chiffre d'affaires énergie | 16 |
| 2.4 - Autres produits d'exploitation | 17 |
| 2.5 - Statistiques de ventes | 17 |
| 2.6 - Gestion des impayés | 21 |
| 2.7 - Dépenses de la Commune | 21 |
| 2.8 - Services offerts à la clientèle | 22 |
| 2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie | 23 |
| 3 - OBLIGATIONS DE SERVICE | 25 |
| ➤ Bilan technique | 26 |
| 3.1 - Effectif de l'exploitation de Ua Pou | 26 |
| 3.2 - Autorisation d'exploitation | 26 |
| 3.3 - Détail des ouvrages de production | 26 |
| 3.4 - Données de production | 27 |
| 3.5 - Qualité de service | 28 |
| 3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement | 29 |
| 3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants | 29 |
| 3.8 - Raccordement solaire | 31 |
| 3.9 - Unités d'œuvres 2017 de la concession | 31 |
| 4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES | 32 |
| 4.1 - Principes de la comptabilité appropriée | 33 |
| 4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique | 39 |
| 4.3 - Comptes de la concession | 43 |
| 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés | 50 |
| 4.5 - Objectivation de la marge | 54 |
| 5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES | 57 |
| 5.1 - Variation du patrimoine immobilier | 58 |
| 5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public | 59 |
| 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements | 64 |
| 5.4 - Dépenses de renouvellement | 64 |
| 5.5 - Méthode relative aux charges calculées | 65 |
| 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année | 67 |
| 5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22 | 68 |
| 5.8 - Plan de Renouvellement | 71 |
| 6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC | 74 |

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Rapport de la chambre territoriale des comptes :

La Chambre Territoriale des Comptes (CTC) a rendu publics deux rapports d'observations définitives portant, l'un sur la politique de l'Énergie de la Polynésie française depuis 2007, et l'autre sur la SEM TEP.

Le premier rapport souligne l'absence de ligne directrice imprimée au secteur de l'énergie par les différents gouvernements qui se sont succédés de 2007 à 2013 : « la politique énergétique s'est principalement focalisée sur le niveau élevé du prix de l'électricité » ; ce qui a eu pour principal effet : « d'aigrir exagérément les relations de la collectivité avec le concessionnaire historique (EDT) et de creuser les malentendus ». La chambre relève que depuis 2014, le dialogue a été restauré avec le gouvernement. La formule tarifaire a ainsi été profondément modifiée à travers l'avenant 17, pour permettre une plus grande transparence, et procéder à deux baisses du prix de l'électricité (mars 2015 et mars 2016) qui s'ajoutent à celle d'octobre 2013, totalisant ainsi une réduction de plus de 10% des prix. Ce dialogue doit perdurer, la recommandation N°1 du rapport en est le reflet.

Dans sa recommandation n° 3, le rapport de la CTC indique qu'il faut « pérenniser » la méthode de contrôle instaurée par le concédant, et non la changer. Il confirme que la mesure de la rentabilité financière d'EDT, située à 8,81% entre 2007 et 2015, est inférieure à la « fourchette raisonnable » estimée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui est de « de 9 à 11% ». Ceci conforte les informations que nous avons déjà diffusées sur le taux de résultat de la concession, qui reste au niveau tout à fait raisonnable de 2 à 5% du chiffre d'affaires depuis plus de 10 ans. Cette mention dans un rapport officiel nous permettra de renforcer notre argumentation en réponse aux prétendues « marges au-delà du raisonnable » qui avait été évoquées dans le passé, y compris par des tribunaux.

Enfin, le rapport de la CTC souligne, et ce n'est pas le moindre des points positifs, les performances techniques du groupe, notamment la réduction du temps de coupure qui est remarquable par rapport aux autres pays du bassin Pacifique.

Si la CTC salue l'émergence d'une politique énergétique, elle souligne plusieurs points faibles de la réforme du système électrique souhaité par le Pays. La CTC souligne en effet que le choix du modèle « non intégré » fait par la Polynésie, à savoir séparant la production, le transport et la distribution, est « inédit » et « sans précédent » car contraire à ce qui se fait dans les outre-mer et en Corse. Elle poursuit en précisant que « très peu de territoires de population comparables à la Polynésie ont adopté un modèle similaire ».

La CTC souligne qu'il « reste plusieurs angles morts concernant des points importants ».

Le premier d'entre eux est le coût de ce projet de transition énergétique. La CTC précise : « A aucun moment, le coût global, et surtout les conditions de la soutenabilité financière du projet de transition énergétique n'ont été abordés ». « Le Plan de Transition Énergétique ne contient aucun chiffrage global ». « Ainsi, pour atteindre les objectifs que la Polynésie s'est fixés, 50% d'EnR dans trois ans, 70% dans 8 ans (sic), les financements sont conséquents mais ne sont pas encore fléchés ». « A ce stade la part que doit logiquement soutenir le tarif reste donc indéterminée ».

Enfin, plusieurs recommandations soulignent le besoin prioritaire d'établissement des règles de péréquation fiscale pour l'ensemble des usagers du service, la nécessité de relancer l'hydroélectricité, conforter l'énergie photovoltaïque et développer la maîtrise de l'énergie, notamment l'utilisation de la norme HQE pour les bâtiments, ce qui va dans le sens de nos projets de développement.

La publication de ces rapports devrait être de nature à éclaircir le débat sur le système énergétique de notre Pays et certaines idées reçues.

Comptabilité :

1) Méthode comptable :

En rappelant :

- Que le référentiel comptable utilisé par EDT pour ses charges calculées est celui du Plan Comptable des Entreprises Concessionnaires de 1975 lequel ne permet pas l'affichage d'un résultat annuel représentatif de l'avancement économique du contrat sur la période.
- Que 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.

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

2) Loi de pays sur les provisions :

Une loi de pays a été adoptée par l'Assemblée, sans concertation des professionnels ni du CESC. Cette loi de pays est applicable aux contrats en cours, et risque d'avoir des impacts négatifs très conséquents sur les comptes des concessions, sans pour autant atteindre les objectifs d'amélioration du service public qu'elle se fixe.

Cette loi pose des difficultés significatives car, tout en laissant à la charge des concessionnaires leurs obligations en matière de renouvellement des ouvrages, elle leur demande de justifier les provisions déjà dotées « bien par bien », ce qui est réalisable pour les provisions de renouvellement constituées pour les ouvrages en matière de production mais ce qui ne l'est pas pour les ouvrages de réseaux, compte-tenu du nombre significatif de composants et de durées de vie variables.

La loi prévoit qu'en cas d'impossibilité de justifier les provisions « bien par bien », ces dernières sont transférées dans un fonds de travaux, considéré comme un « apport du concédant » et rémunéré comme tel. Le concessionnaire se trouvera donc privé des ressources financières régulièrement constituées pour faire face à ses obligations contractuelles de renouvellement.

De même la loi, ne permet plus aux concessionnaires de doter de nouvelles provisions si elles ne sont pas justifiées « bien par bien ». Elle ne précise pas non plus dans quel cadre et quelles limites, une autorité concédante peut décider de refuser de valider le plan de renouvellement présenté par son concessionnaire, rendant ainsi réputées « sans objet » les provisions correspondantes.

Compte-tenu des conséquences significatives que cette loi fait peser sur l'économie des concessions, EDT a introduit le 23 avril 2018 un recours contre cette loi de pays au Conseil d'Etat, ce qui empêche sa promulgation le temps de la procédure.

Performance :

2017 a été l'année de la poursuite de notre plan de transformation de l'entreprise « Engie PF 2020 » avec la mise en œuvre de différents projets visant tant à l'amélioration de la performance qu'au développement de l'entreprise.

Le projet le plus significatif arrivé à terme dans l'exercice est la réforme du quart.

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2017 écoulée :

1 accident du travail avec arrêt (hors trajet) cumulant 3 jours d'interruption du travail.

- Taux de fréquence = 1,19 (valeur cible $\leq 4,7$).
- Taux de gravité = 0,04 (valeur cible $\leq 0,12$).

1 accident du travail sans arrêt (hors trajet).

6 accidents de trajet, dont 3 avec arrêt cumulant 63 jours d'interruption du travail.

Tarif :

La formule de Revenu Autorisé de notre concession prévoit que les tarifs de l'électricité sont actualisés : « tous les ans au 1er mars », ou « À tout moment : en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE ».

Toutefois, depuis le 1er mars 2016, aucune mise à jour des tarifs n'a été opérée, malgré une hausse des prix des hydrocarbures, et de la redevance de transport due à la TEP.

L'autorité concédante s'appuie sur le fait que la formule de Revenu Autorisé ne serait pas encore en vigueur, du fait du retard pris par l'adoption d'une réglementation mettant en place une péréquation tarifaire sur tout le territoire de la Polynésie française (condition suspensive à l'application de la nouvelle formule).

Par deux fois, les demandes d'augmentation tarifaires d'EDT ont été rejetées, alors que la hausse des charges supportées par cette dernière est manifeste.

En cumul à fin 2017, le manque à gagner net s'établi à 307 MF. En cumul à fin 2018, si rien n'est fait, il devrait s'élever, toutes choses égales par ailleurs, à près de 1.500 MF.

A défaut de mesure prise par le gouvernement, soit pour remettre à jour les prix de l'électricité, soit à minima pour compenser les hausses de charges subies par le concessionnaire, EDT a introduit un recours devant le tribunal administratif, sur la base de la gestion déloyale du contrat par l'autorité concédante.

Principaux indicateurs

| | | | | |
|--|--|---------------|-------------------|--------|
| CLIENTS | nombre de contrats clients | | 797 | |
| | BT | ▼ | 796 | 99,87% |
| | MT | ▼ | 1 | 0,13% |
| | puissance souscrite au 31/12 | kVA | 3 820 | |
| | BT | ▼ | 3 780 | 98,95% |
| | MT | ▼ | 40 | 1,05% |
| | Puissance maximale appelée | MW | 0,39 | |
| | nombre de kWh vendus total | | 2 055 245 | |
| | BT | ▼ | 2 002 274 | 97,42% |
| | MT | ▼ | 52 971 | 2,58% |
| | Chiffre d'affaires énergie | XPF | 67 797 221 | |
| | BT : Total | ▼ | 65 772 521 | 97,01% |
| | BT : par client | | 82 629 | |
| | BT : par kVA de puissance souscrite | | 17 402 | |
| | BT : part fixe en XPF et % du CA total | ▼ | 14 095 716 | 21,43% |
| | BT : part variable en XPF et % du CA total | ▼ | 51 676 805 | 78,57% |
| | MT : Total | ▼ | 2 024 700 | 2,99% |
| | MT : par client | | 2 024 700 | |
| | MT : par kVA de puissance souscrite | | 50 618 | |
| | MT : part fixe en XPF et % du CA total | | 735 840 | 36,34% |
| MT : part variable en XPF et % du CA total | | 1 288 860 | 63,66% | |
| prix moyen de vente par kWh vendu | | 32,99 | | |
| BT | | 32,85 | | |
| MT | | 38,22 | | |
| TECHNIQUES | Rendement réseaux | | 0,89 | |
| | énergie achetée | | | |
| | énergie solaire | kWh | 49 965 | 1,20% |
| | énergie hydroélectrique | kWh | 0 | 34,80% |
| | énergie thermique | kWh | 2 265 021 | 64,00% |
| | énergie totale achetée | | 2 314 985 | |
| | temps moyen de coupure | | | |
| | globale | | 12h47 | |
| origine production | | 9h43 | | |
| origine transport | | | | |
| origine distribution | | 3h04 | | |
| FINANCIERS | Patrimoine | | | |
| | longueur du réseaux hors branchement | km | 95 | |
| | valeur d'origine | k XPF | 536 943 | |
| | valeur nette économique | k XPF | 273 603 | |
| | Travaux réalisés | | | |
| | dépenses de renouvellement | k XPF | 34 592 | |
| | dépenses d'améliorant | k XPF | 3 590 | |
| | Indemnité de fin de concession | k XPF | 12 508 | |
| | Coût du service pour les usagers (RA) | k XPF | 156 231 | |
| | part revenant au concessionnaire | k XPF | 112 511 | |
| | coût des énergies et du transport | k XPF | 43 720 | |
| Rémunération du concessionnaire (avant IRCM) | k XPF | 5 214 | | |
| Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1 | k XPF | 88 433 | | |

1 – PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

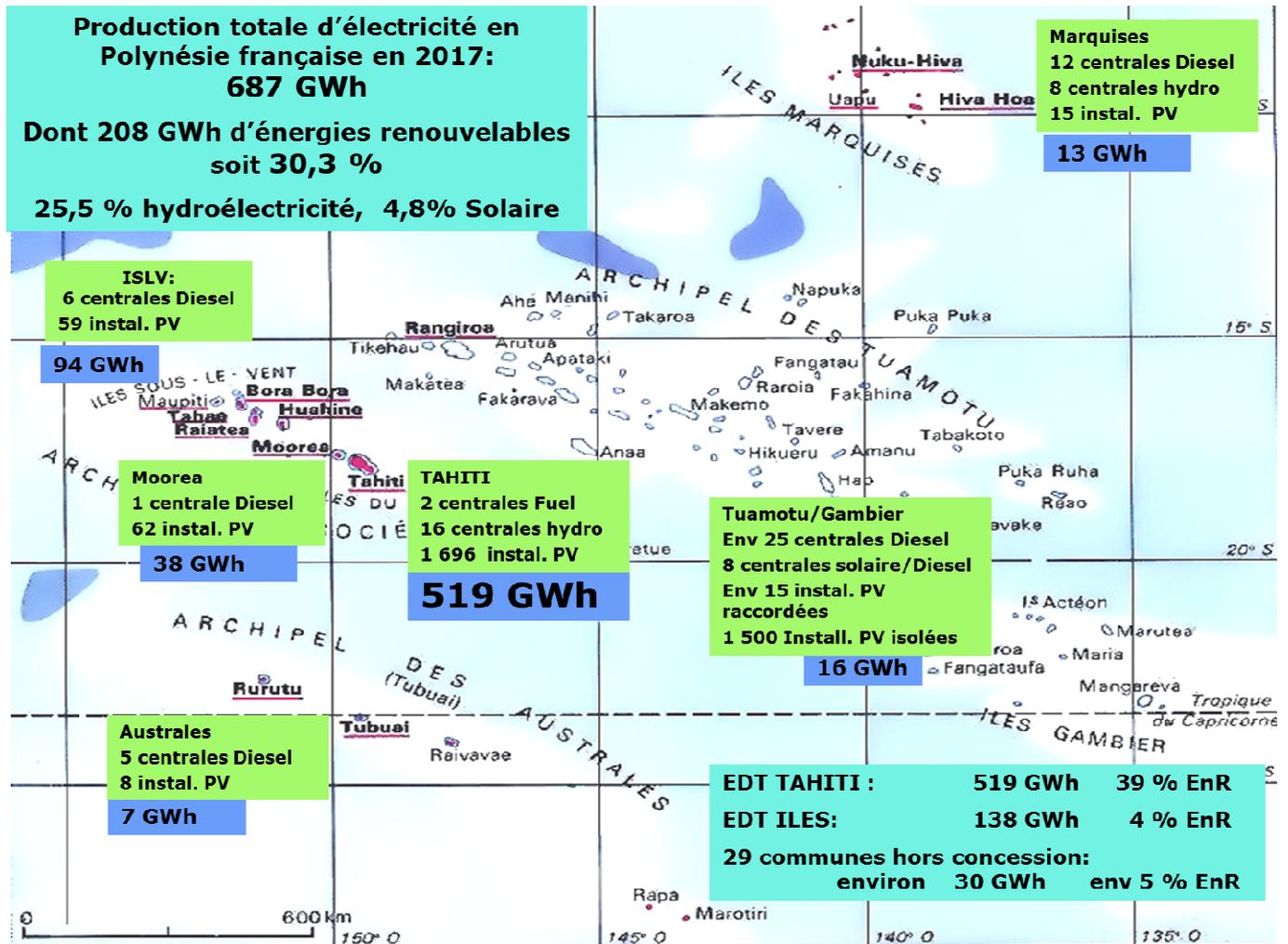
- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.1- Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



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.

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

Globalement le système polynésien 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) à la Sem Te Mau Ito Api (1 concession) pour la commune de Makemo.

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 des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.
- Sur Tahiti le renouvellement à court terme de la moitié des moyens thermiques existants et le démantèlement de l'ancienne centrale de Papeete

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
- Sur l'île de Tahiti, la mise en place d'un « réseau intelligent » ou smart-grid à savoir équipé de compteurs communicants et d'une informatique performante

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

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

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

En dehors de Tahiti, les systèmes électriques ne comportent pas de réseau de transport.

Sauf exception, les concessions de service public confiées à EDT dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production est essentiellement assurée par des centrales à gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

L'île de Makatea dispose quant à elle d'une centrale hybride solaire/gasoil.

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

Le groupe ENGIE, leader mondial des énergéticiens privés et de la transition énergétique, puise ses racines les plus anciennes dans la Compagnie universelle du canal maritime de Suez, fondée en 1858.

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

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

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

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

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

La dimension internationale du groupe **optimise la performance**

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

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

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

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

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

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

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Ua Pou est de 5 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production 3 agents
- Gestion de clientèle 1 agent

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

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

PRODUCTION

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

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

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

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

- conseiller le client
- accompagner le client dans son utilisation de l'énergie électrique
- réceptionner et traiter les demandes des clients
- assurer les encaissements des factures
- mettre à jour les comptes clients après règlement
- enregistrer toutes les demandes de travaux simples ou complexes

- suivre les demandes de travaux simples (branchements, travaux forfaitaires)
- mettre à jour les contrats d'abonnement
- traiter les réclamations simples (explication de facture, correction de factures simples).

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

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

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

- a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Iles) d'un effectif de 23 salariés

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

- Administration et finance
- Achats, approvisionnement

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

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 2017
 - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
 - 2.4 Autres produits d'exploitation
 - 2.5 Statistiques de ventes
 - 2.6 Gestion des impayés
 - 2.7 Dépenses de la Commune
 - 2.8 Services offerts à la clientèle
 - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

La dernière actualisation est applicable depuis le mois de Mars 2016, en référence à l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié par l'arrêté n° 223 CM du 02 Mars 2016, publié au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF).

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017

| Tranches tarifaires | Réf | Seuils | Prix du kWh (XPF) |
|--|-----|---------------------------|-------------------|
| BT Usage social 1ère tranche | P1 | de 0 à 240 kWh/mois | 19 |
| BT Usage social 2ème tranche | P2 | au-dessus de 240 kWh/mois | 39 |
| BT Usage domestiques 1ère tranche | P3 | de 0 à 240 kWh/mois | 24,5 |
| BT Usage domestiques 2ème tranche | P2 | au-dessus de 240 kWh/mois | 39 |
| BT Eclairage public | P4 | | 33 |
| BT Usage professionnel | P5 | | 35,75 |
| MT Tarif jour | P6 | de 07h00 à 20h59 | 25 |
| MT Tarif nuit | P7 | de 21h à 06h59 | 22 |
| Prépaiement 2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16 | P8 | | 22 |
| Prépaiement 3,3 kVA de puissance souscrite | P9 | | 28 |
| Prépaiement 6,6 kVA de puissance souscrite | P10 | | 37 |

| PRIME D'ABONNEMENT | XPF/kVA |
|---|------------------|
| Basse tension | MENSUELLE |
| Tarif "petits consommateurs" (puissance souscrite ≤ 3,3 kVA) | 263 |
| Tarif "classique" basse tension usages domestiques | 395 |
| Tarifs "classique" basse tension usages professionnels et autres usages | 360 |
| Moyenne tension | MENSUELLE |
| Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA | 1533 |
| Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA | 1245 |

| Taxes | Taux |
|--|-----------|
| Taxe municipale Autres tarifs BT et MT | 3 XPF/kWh |
| TVA | |
| - sur Énergie | 5% |
| - sur Prime d'Abonnement | 5% |
| - sur Avance Sur Consommation | 5% |
| - sur Redevance Transport | 0% |

| Avance sur consommation | XPF / kVA de puissance souscrite |
|--|--|
| Basse tension | P = 39,00 XPF |
| Tarif "petits consommateurs" | ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA |
| Tarif "classique" basse tension usages domestiques | ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA |
| Autres Tarifs Basse Tension | ASC = 50 x P x kVA ASC = 1 950 XPF x kVA |
| Moyenne tension | ASC = 100 x P x kVA ASC = 3 900 XPF x kVA |

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

| Tranches tarifaires | Réf | kWh vendus antérieur 01/03/16 | kWh vendus postérieur 01/03/16 | Total kWh vendus | Montant antérieur 01/03/16 | Montant postérieur 01/03/16 | Total XPF | Puissance souscrite cumulée | Prime abonnement | Puissance au 31/12/17 |
|-----------------------------------|-----|-------------------------------------|--------------------------------------|---------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------------------------|---------------------|--------------------------|
| BT Usage social 1ère tranche | P1 | 521 | 1 018 730 | 1 019 251 | 9 899 | 19 355 870 | 19 365 769 | 23 423 | 6 181 708 | 1 968 |
| BT Usage social 2ème tranche | P2 | 4 | 49 081 | 49 085 | 156 | 1 914 159 | 1 914 315 | | | |
| BT Usage domestiques 1ère tranche | P1 | -763 | 213 130 | 212 367 | -20 983 | 4 765 331 | 4 744 348 | 4 406 | 1 633 765 | 362 |
| BT Usage domestiques 2ème tranche | P2 | | 90 930 | 90 930 | | 3 236 271 | 3 236 271 | | | |
| BT Eclairage public | P4 | | 47 067 | 47 067 | | 1 553 211 | 1 553 211 | 1 881 | 679 536 | 157 |
| BT Usage professionnel | P5 | | 583 574 | 583 574 | | 20 862 891 | 20 862 891 | 15 553 | 5 600 707 | 1 293 |
| MT Tarif jour | P6 | | 41 166 | 41 166 | | 1 029 150 | 1 029 150 | 480 | 735 840 | 40 |
| MT Tarif nuit | P7 | | 11 805 | 11 805 | | 259 710 | 259 710 | | | |
| Total | | -238 | 2 055 483 | 2 055 245 | -10 928 | 52 976 593 | 52 965 665 | 45 743 | 14 831 556 | 3 820 |

Ventes totales
Prix moyen

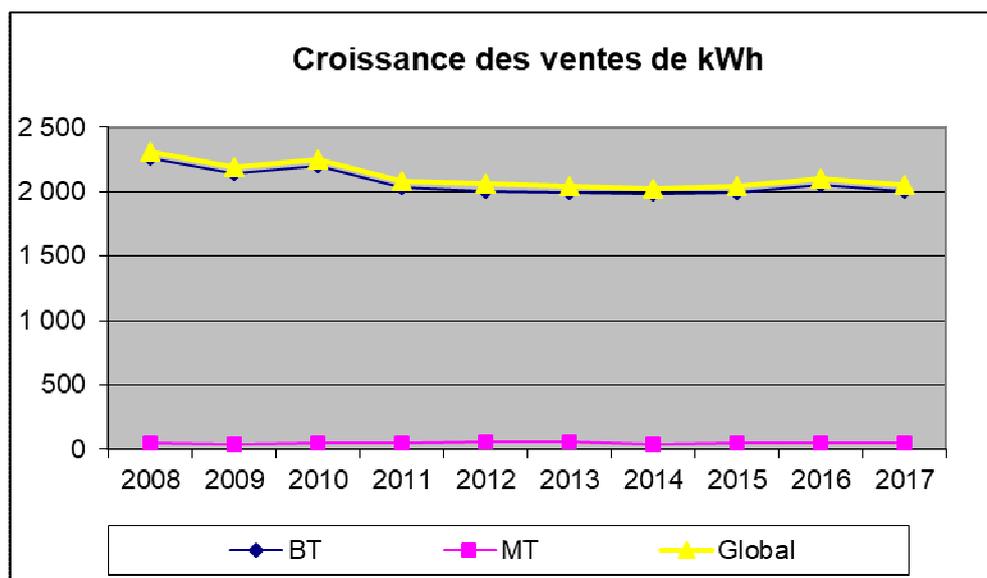
67 797 221
32,99

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

| | |
|---------------------------------|--------------------|
| - Frais de perception de taxe : | 123 972 XPF |
| - Frais de relance : | <u>666 540 XPF</u> |
| - Total | 790 512XPF |

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité ont évolué à la baisse de 2,3% (soit -48 MWh) entre 2016 et 2017 pour s'établir à environ 2 GWh.

Cette tendance baissière globale est entièrement liée à la baisse de 2,4% des ventes en basse tension (qui représentent 97% des volumes), qui masque la croissance de 1,8% des ventes en moyenne tension.

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

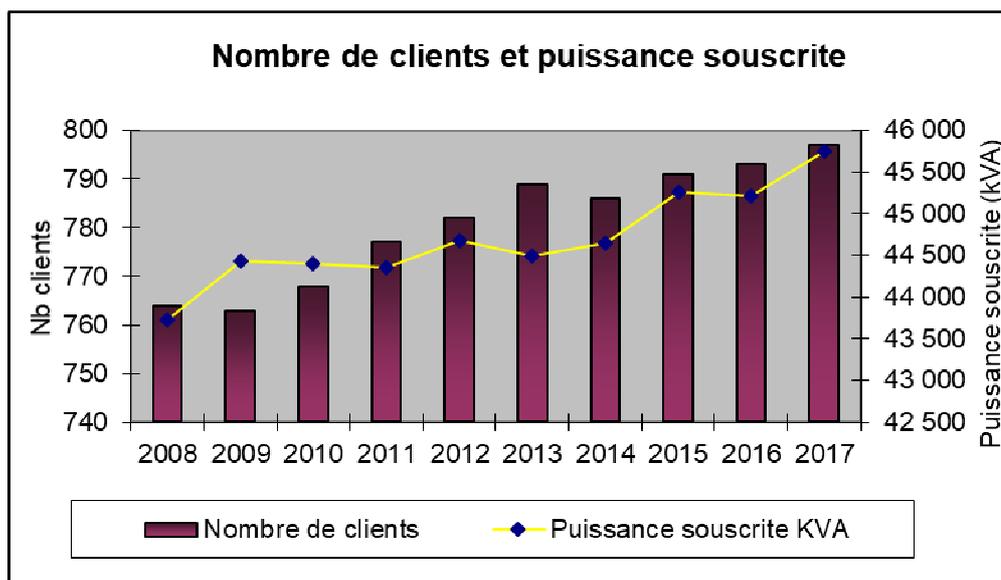
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) baisse ainsi de 2,2% (soit -31 MWh), le recul des ventes étant plus marqué pour le tarif « classique » usages domestiques (-7,3%, soit -22 MWh) que pour le tarif « petits consommateurs » qui présente une baisse limitée à 0,8%, soit -9 MWh. Cette disparité de comportement est liée à l'évolution du nombre de contrats souscrits dans chacun des tarifs, avec une tendance haussière pour le tarif « petits consommateurs », au détriment du tarif « classique » usages domestiques dont le nombre d'abonnés est en baisse sur 2017. Ce basculement est lié à la suppression en mars 2016 du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs », amenant ainsi naturellement les clients éligibles, dont avec une puissance souscrite de 15A maximum, à basculer à ce tarif.

Les tarifs domestiques représentent 67% des volumes basse tension en 2017, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 53% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 47 MWh vendus sur 2017, ont pour leur part diminué de 15 % en 2017, soit -8 MWh.

Les ventes des clients professionnels en basse tension, qui représentent 29% des ventes basse tension, ont, elles aussi, connu une baisse de 2% (-12 MWh), liée à l'évolution du nombre de clients, en recul de 1,1% sur 2017.

La croissance des ventes en moyenne tension s'explique par la hausse de la consommation de notre unique client, le Collège des Marquises, qui voit une croissance de 1,8% de ses volumes (soit +1 MWh).



| | | |
|--|----------|------------------|
| Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à : | | variation / 2016 |
| Contrats souscrits aux tarifs basse tension | 796 | 0,5% |
| Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension | <u>1</u> | <u>0,5%</u> |
| | 797 | |

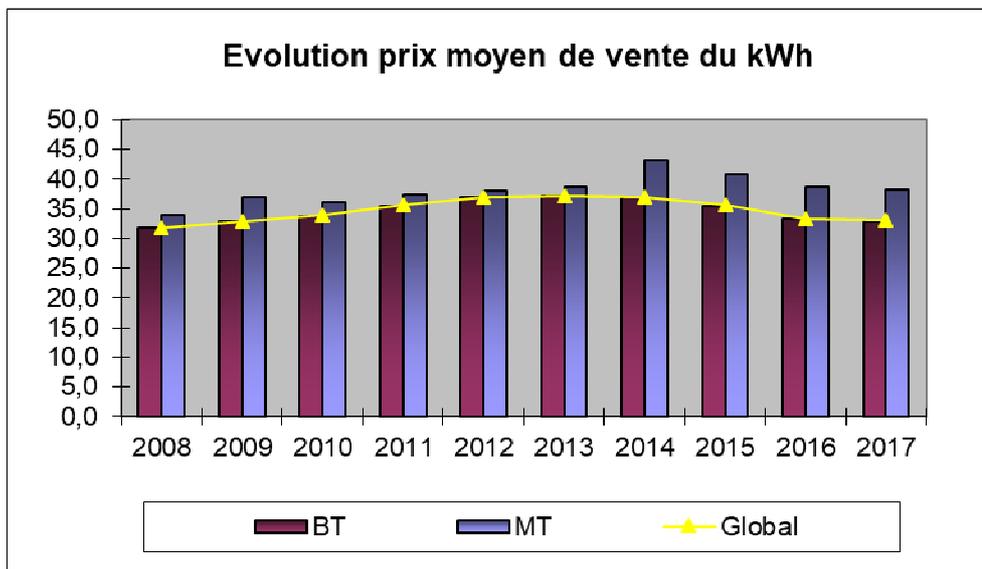
La hausse du nombre de contrats souscrits aux tarifs basse tension concerne le tarif « petits consommateurs », avec 9 contrats supplémentaires par rapport à fin 2016.

Le nombre de contrats souscrits en tarif « usages domestiques classique » et usages professionnels basse tension, sont pour leur part en recul de respectivement près de 5% (soit 4 contrats en moins par rapport à fin 2016) et 1% (-1 contrat).

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2017 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 76%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 10%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Usages professionnels basse tension 12%
- Tarif Moyenne tension 0%

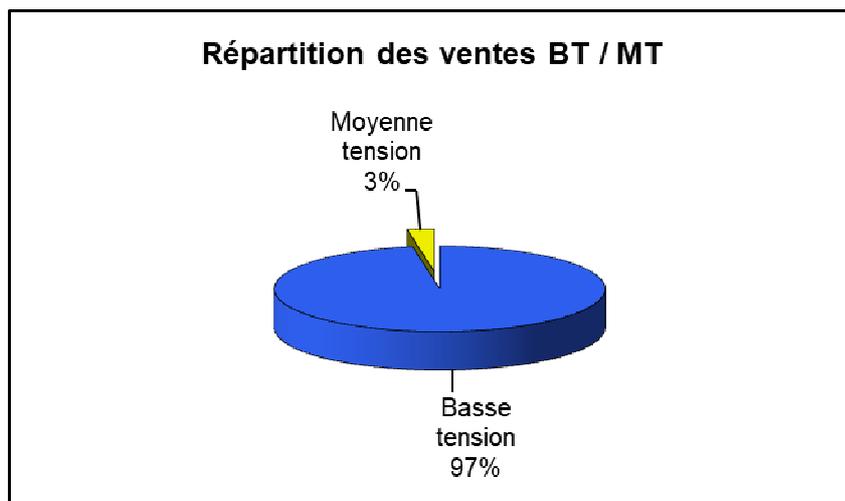
La puissance souscrite facturée s'élève à 45 743 kVA, soit une hausse de 1,2% par rapport à 2016, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



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

| | variation / 2016 |
|-------------------------------------|-----------------------|
| Tarifs basse tension | 32,8 Fcp -1,1% |
| Tarifs moyenne tension | <u>38,2 Fcp -1,0%</u> |
| Soit Prix moyen de vente H.T au kWh | 33,0Fcp -1,1% |

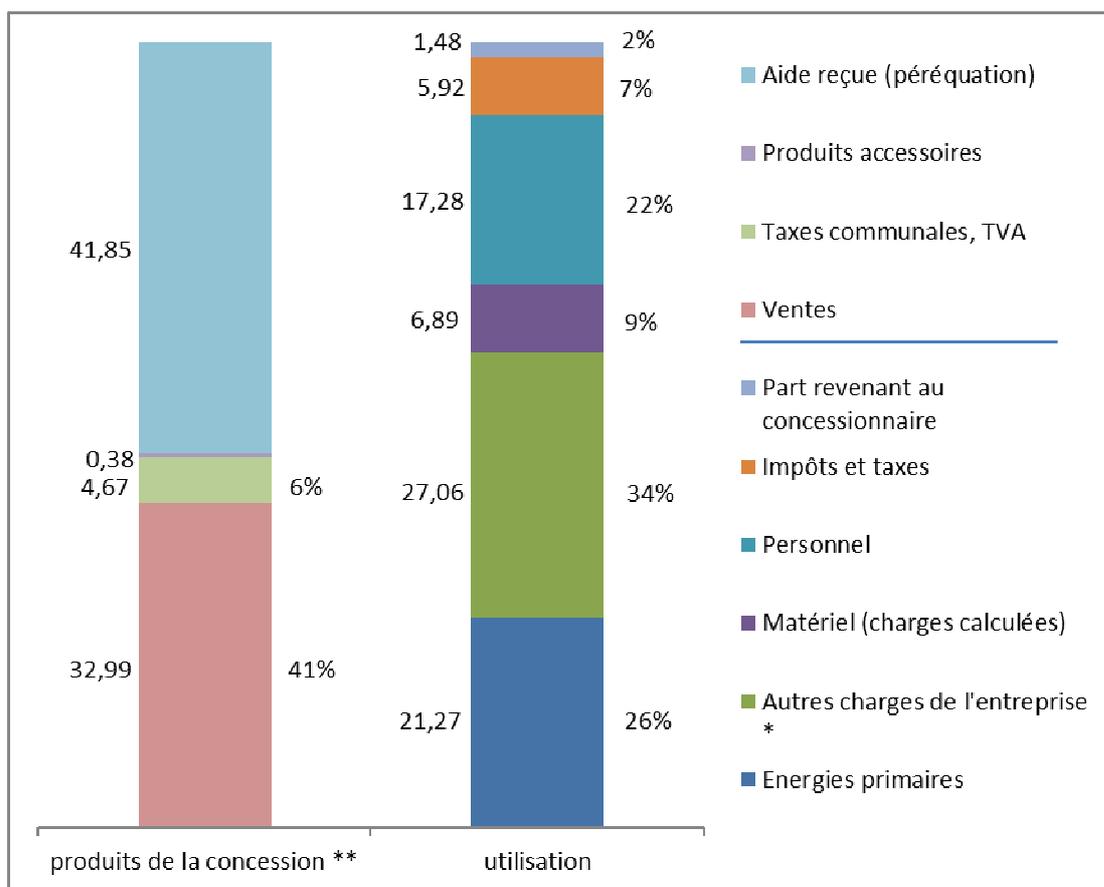
Le prix moyen de vente du kWh évolue légèrement à la baisse par rapport à 2016.
 La légère baisse du prix moyen facturé en tarifs basse tension est liée à l'évolution du mix tarifs, avec un poids plus important des volumes tarif « petits consommateurs ».



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 97% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 3% en tarif moyenne tension.

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou

2017 (en F/kWh et en pourcentage) hors activité annexes



La différence entre les produits de la concession et leur utilisation vient du résultat déficitaire de la concession

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

** Dont 32,99 F/KWh (41%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- Le prix de vente HT de l'électricité
- Les taxes communales
- Les taxes territoriales
- La TVA

Les impôts comprennent :

- Les taxes communales
- Les taxes territoriales
- 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.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2017, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Ua Pou, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/17, était de 22,3 Millions Fcp, ce qui représente 31% du chiffre d'affaires énergie 2017, soit un délai de créances clients de 115 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Ua Pou, en moyenne 134 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 17% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Ua Pou, en moyenne 6 clients, soit 0,8% 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).

En 2017, environ 1,6 Millions Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Pou, soit 2,4% des ventes d'énergie réalisées sur 2017.

Il est important au passage de souligner l'entrée en application en 2017 de la nouvelle loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016), qui réduit le 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.

2.7 - Dépenses de la Commune

| Tarifs | Nbre de PDL | Consommation en kwh | Montant TTC facturé | Prix moyen TTC |
|--|--------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------|
| Eclairage Public | 16 | 47 283 | 2 493 733 | 52,74 |
| Usages professionnels Basse Tension | 43 | 129 924 | 8 590 110 | 66,12 |
| Moyenne Tension | - | - | - | - |
| Total | 59 | 177 207 | 11 083 843 | 62,55 |

A fin 2017 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT était d'environ 11 Millions XPF TTC, dont près de 2,5 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 59 compteurs.

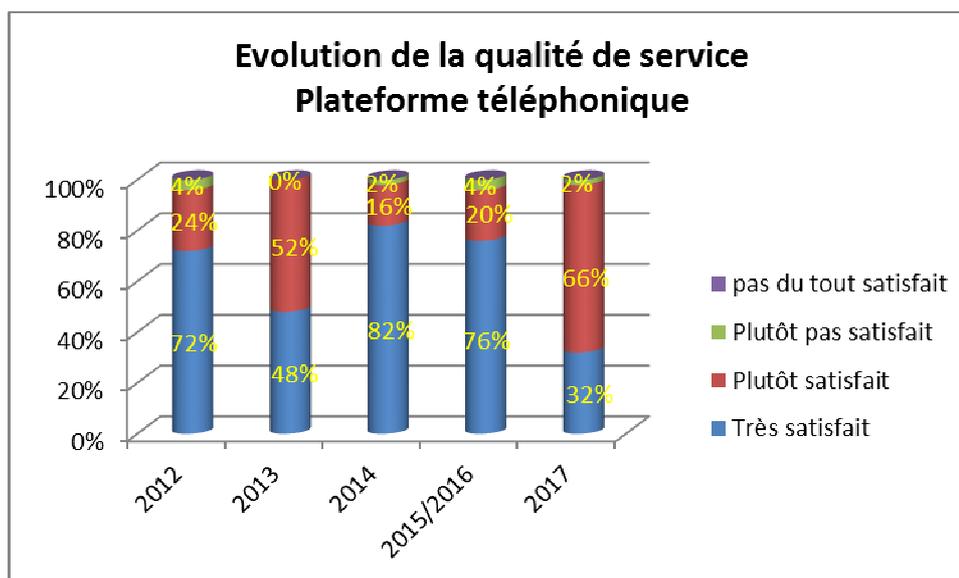
Aucune dépense de la commune pour des travaux commandés à EDT (branchements, ...), en dehors des travaux d'extension correspondant à l'article 14A1 du cahier des charges de concession, n'a été enregistrée sur 2017.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

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. Les clients peuvent désormais régler leur facture selon plusieurs choix de service : Directement en agence clientèle, sur l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf » ou également par téléphone via le module de télévente développé au sein de notre centre d'appel et depuis septembre 2017 l'acceptation de la carte privative sur la vente à distance.

Campagnes d'appels mystères



EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation globale de la qualité de l'accueil téléphonique avec 98% des clients traités qui se déclarent satisfaits du service rendu.

| Indicateurs Centre de Relations | | | | |
|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Clients | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Nombre d'appels | 54 752 | 52 924 | 51 641 | 57 499 |
| % traités | 81% | 81% | 76% | 72% |
| Temps moyen d'attente | 19 secondes | 19 secondes | 22 secondes | 31 secondes |
| Temps moyen de conversation | 2 mn 05 | 2 mn 47 | 2 mn 49 | 2 mn 40 |
| Webmails | 2732 | 3 906 | 3 395 | 2 258 |

Les autres indicateurs de la qualité de service de la plateforme téléphonique du groupe EDT indiquent une évolution de la mission de la plateforme vers un centre de relations clients, on constate une baisse des demandes clients qui transitent par l'agence en ligne, ceci s'explique par une réorganisation des flux clients qui sont désormais traités par deux entités afin de répondre au mieux au client. Il est important de noter également une refonte graphique complète de l'agence en ligne qui a facilité le self care client.

L'information clients par SMS

La création du service INFOS SMS remonte à 2011 date à laquelle le SMS Infos facture avait été proposé aux clients qui ne recevaient pas ou rencontraient des difficultés à recevoir leur facture EDT dans un délai correct.

Plus de la moitié des clients domestiques ont depuis adhéré à ce système d'information entièrement gratuit et ceci sur plusieurs domaines : la date du passage du releveur, les coupures pour travaux de leur zone, le rappel de l'envoi de leur auto relève.

Dans la même logique, le SMS Relance a été créé et proposé à la fin de l'année 2015, ce dernier complète le système de la relance par voie recommandée prévu au cahier des charges de la concession. Grâce à cette information rapide et simple, le client dispose immédiatement sans frais supplémentaire et personnellement à l'émission de la relance, de l'information relative à sa facture demeurée en impayés.

Nombre de souscriptions Services SMS à fin 2017

| Concession | Facture | Passage releveur | Travaux | Auto-relève | Relance | Total |
|------------|---------|------------------|---------|-------------|---------|-------|
| Ua pou | 401 | 6 | 331 | 268 | 284 | 1 290 |

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

Dans le cadre du développement relatif au self care client, de nombreux outils de maîtrise de la dépense énergétique ont été proposés sur le site de l'agence edt.

Conçus de façon ludique et autonome, le client peut désormais simuler de nombreuses situations de consommation :

FORMULAIRE

| CLIMATISATION | NB D'APPAREILS | NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR | NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS | CONSO. MOIS (kWh/mois) |
|----------------------------------|----------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------|
| 12000 BTU | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |
| 18000 BTU | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |
| 9000 BTU | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |
| VENTILATEUR | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |
| EAU CHAUDE SANITAIRE | NB D'APPAREILS | NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR | NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS | CONSO. MOIS (kWh/mois) |
| CHAUFFE EAU ELECTRIQUE | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |
| ECLAIRAGE | NB D'APPAREILS | NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR | NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS | CONSO. MOIS (kWh/mois) |
| LAMPE À INCANDESCENCE / HALOGENE | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |
| LAMPE LBC / LED | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |
| ELECTROMENAGER | NB D'APPAREILS | NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR | NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS | CONSO. MOIS (kWh/mois) |
| ASPIRATEUR | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |
| CAVE À VIN | <input type="text"/> | 24 | 30 | 0.00 |
| CONGÉLATEUR | <input type="text"/> | 24 | 30 | 0.00 |
| CUISINIÈRE ÉLECTRIQUE | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |
| FER À REPASSER | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |
| FONTAINE À EAU | <input type="text"/> | 24 | 30 | 0.00 |
| FOUR ÉLECTRIQUE | <input type="text"/> | <input type="text"/> | <input type="text"/> | 0.00 |

- Calculateur de puissance : il peut évaluer son éligibilité à un tarif plus favorable
- Calculateur de lampes : en un simple clic il compare la consommation de ses lampes avec des lampes économiques, le résultat est une aide à la décision d'équipement
- Simulation de factures : grâce à des données de consommation, le client peut avoir une idée de sa facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- Bilan énergie : dorénavant proposé en espace public et en espace client, cet outil permet au client de se positionner sur ses habitudes de consommation.

Le besoin de maîtriser sa consommation énergétique a été révélé par l'enquête sur les usages numériques des clients d'EDT, une mise en valeur de ces derniers a été faite sur la home page de l'agence en ligne. Une refonte de l'outil « Bilan énergie » a été effectuée en cours d'année dans un objectif de simplification pour le client.

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
- 3.1 Effectif de l'exploitation de Ua Pou
- 3.2 Autorisation d'exploitation
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.7 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Unités d'œuvres 2017 de la concession

3.4 - Données de production

Sortie de centrale, 2 255 MWh ont été produits en 2017 contre 2 272 MWh en 2016.

627 335 litres de gazole ont été consommés en 2017 contre 616 616 en 2016 et 2 853 litres d'huile ont été consommés en 2017 contre 2 146 litres en 2016.

La puissance de pointe appelée est de 387 kW pour 2017, similaire à celle de 2016 qui était de 380 kW.

La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

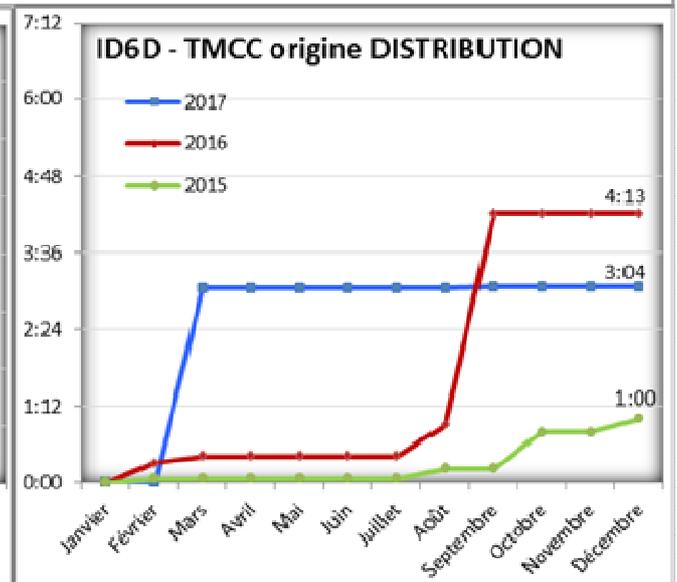
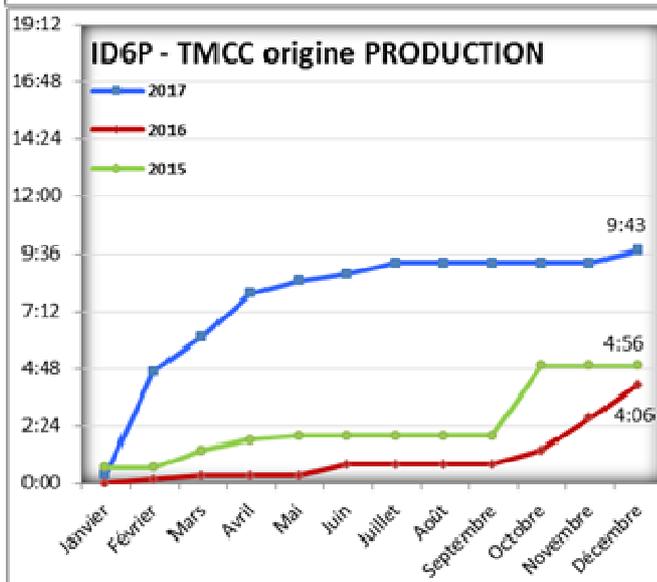
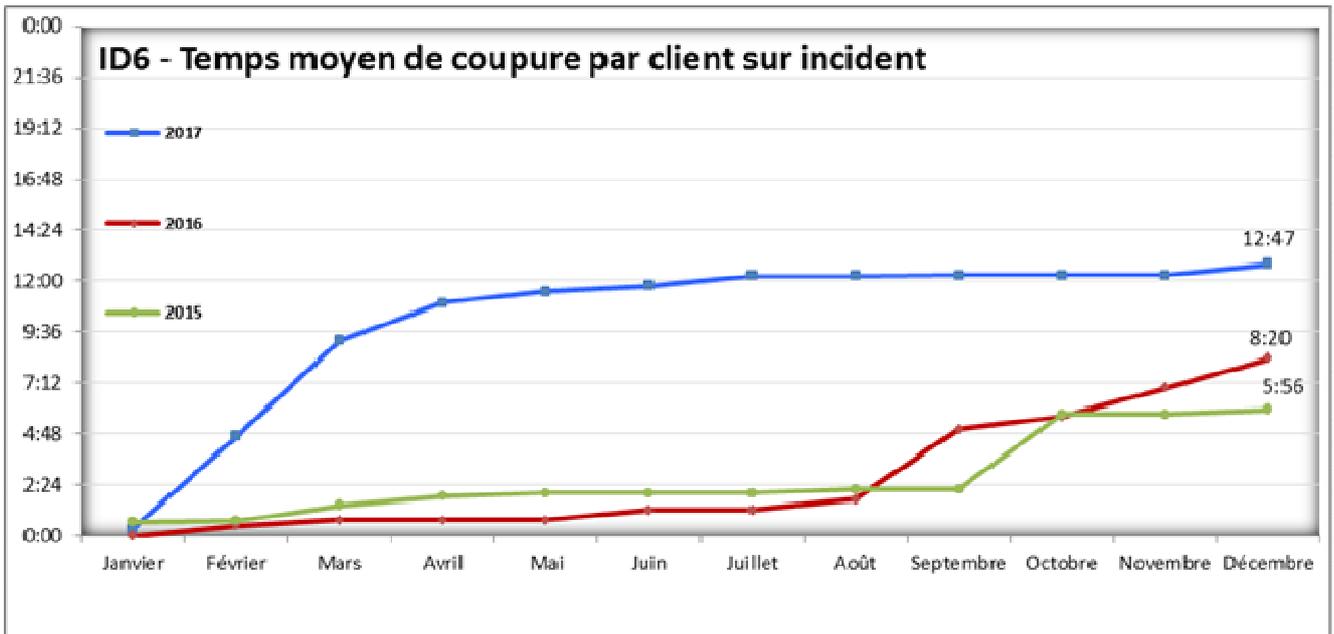
| UA POU 2017 | ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh) | ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh) | Conso gazole (l) | Consommation spécifique (ml/kWh) | Pointe Maxi (kW) |
|----------------|--|--|---------------------|--|---------------------|
| Janvier | 196 038 | 192 277 | 51 749 | 264 | 371 |
| Février | 181 697 | 178 289 | 49 472 | 272 | 374 |
| Mars | 198 785 | 195 023 | 55 086 | 277 | 369 |
| Avril | 192 462 | 188 735 | 52 078 | 271 | 372 |
| Mai | 199 169 | 195 228 | 52 465 | 263 | 375 |
| Juin | 189 230 | 185 357 | 52 703 | 279 | 356 |
| Juillet | 192 930 | 188 960 | 56 585 | 293 | 374 |
| Août | 190 267 | 186 218 | 51 957 | 273 | 367 |
| Septembre | 187 915 | 184 000 | 50 847 | 271 | 368 |
| Octobre | 193 095 | 189 536 | 52 184 | 270 | 382 |
| Novembre | 185 109 | 181 263 | 49 528 | 268 | 382 |
| Décembre | 193 488 | 190 171 | 52 681 | 272 | 387 |
| TOTAL | 2 300 185 | 2 255 057 | 627 335 | 273 | 387 |

3.5 - Qualité de service

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

Le temps de coupure TMCC s'est dégradé en 2017 à 12h47min, du fait

- en Production, d'une dizaine d'incidents sur les groupes de la centrale, ayant entraîné des Black-Outs sur l'île. En particulier, en février 2017, quatre incidents ont à eux seuls cumulés 4h21min de coupures, avec la casse du bloc moteur du groupe G2, et un défaut apparu sur l'excitatrice de l'alternateur du G3.
- en Distribution, d'intempéries et de la foudre tombée sur le réseau le 17 mars 2017, avec 2h59min de coupure pour ce seul incident.



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Un exercice incendie a été réalisé en janvier 2018 en présence des pompiers de la commune. Ce type d'exercice est annuel et permet la formation des agents de première intervention, aussi bien pour la commune que pour les agents de la centrale. L'exercice 2017 a été retardé en début 2018, du fait de problèmes sur les disponibilités des agents et de difficultés à obtenir des places d'avion.

Traitement des effluents :

2050 litres d'huile de vidange et 8 fûts de de filtres usagés et déchets souillés par du combustible ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2017 (Société TOTAL et Fenua Ma).

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Les faits marquants liés à la centrale de Production sont en 2017 :

- Février 2017 : casse du moteur du groupe G2/G257 (bielle cassée du cylindre 4) et remplacement de ce bloc moteur par la suite
- Février 2017 : excitatrice du groupe G3/G226 HS
- Septembre 2017 : changement de la culasse du groupe G4/G227
- Octobre 2017 : changement de l'alternateur du groupe G4/G227



- Mars 2017 : un poteau à Hakahetau s'est déchaussé et a glissé suite à un fort orage



Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- le renouvellement de 42 supports bois des lignes aériennes HTA et BT, le remplacement de haubans sur des poteaux de lignes longue portée, le remplacement d'IACM (Interrupteur Aérien à commande manuelle) par des IAM (Interrupteur Aérien Manuel de nouvelle génération), et le renouvellement de branchements sur le réseau
- la création de nouveaux branchements
- les extensions article 14a1

Une campagne de recensement et d'un audit de l'état des supports bois du réseau est prévu en 2018. Le recensement permettra la mise à jour du Système d'Information Géographique SIG. L'audit des poteaux, basé sur l'utilisation d'un résistographe à aiguille, permettra d'évaluer l'état et la résistance mécanique des poteaux.



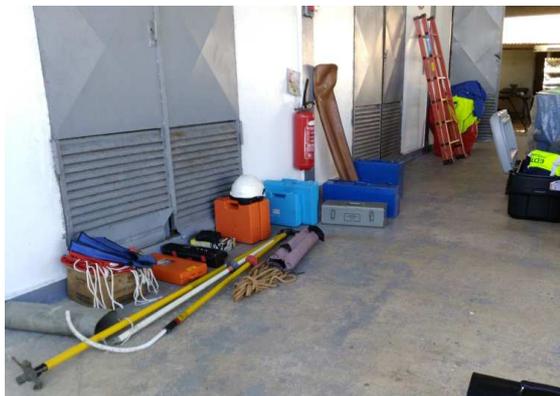
Formation :

Un programme de formation métier par un expert de la distribution s'est achevé en novembre 2017 sur l'ensemble des concessions des îles. La formation de terrain se déroule sur une semaine, avec des travaux de réseaux encadrés par le formateur : utilisation d'outillage spécifique, dépannage branchement, entretien transformateur ou poste, travaux en nacelle, etc. avec une revue des outillages et des processus tels que la consignation, et des rappels systématiques sur tous les aspects de sécurité au travail et pour les Tiers.

Un agent en formation sur une manœuvre de Cut-out



Revue d'outillages



Une formation itinérante « Travaux en hauteur et bucherons / Sauvetage JAG Rescue kit (sauvetage d'un agent en hauteur) » a également été menée sur l'ensemble des exploitations des îles. La formation bucherons porte sur le maniement des tronçonneuses.

3.8 - Raccordement solaire

| Nombre d'installations | Somme des puissances installées | Nombre de centrales raccordées en 2017 | Puissance raccordée | INF 10 kWc | de 10 à 36 kWc | de 36 à 100 kWc | SUP 100 kWc | Tarif de rachat |
|------------------------|---------------------------------|--|---------------------|------------|----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 8 | 61 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

3.9 - Unités d'œuvres 2017 de la concession

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

| | |
|---|------------------|
| Puissance maxi appelée en kW | 387 |
| Puissance utile du groupe le plus puissant kW | 256 |
| Puissance garantie en kW (PG2) | 512 |
| Nb de kWh vendus | 2 055 245 |
| Quantité en litre de combustible | 627 335 |
| Nb de kWh thermique sortis de la centrale | 2 255 057 |
| Nb de kWh solaire acheté par tarif | 49 965 |
| Nb de km de réseaux hors branchements | 94,6 |
| Puissance totale en kVA des transformateurs installés | 2005 |
| Nombre d'abonnés (BT et HT) | 797 |

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

Détail du solaire par tarif

| | 45 F/kWh | 40 F/kWh | 35 F/kWh | 23,64 F/kWh | 40F/kWh Electra |
|------------------------------------|--------------|----------|----------|---------------|-----------------|
| Nb de kWh solaire acheté par tarif | 8 077 | 0 | 0 | 41 887 | 0 |

Répartition des longueurs Réseau

| Concession | RESEAU HT | | | | RESEAU BT ss branchements | | | RESEAU HT+BT | | | | |
|------------|-----------|------------|------------|-------|---------------------------|------------|-------|--------------|------------|-------|----------|--------------|
| | Aerien | Souterrain | Sous-marin | TOTAL | Aerien | Souterrain | TOTAL | Aerien | Souterrain | TOTAL | % Aérien | % Souterrain |
| Ua Pou | 51,2 | 1,5 | - | 52,7 | 40,2 | 1,7 | 41,9 | 91,4 | 3,2 | 94,6 | 97% | 3% |

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a un contrat :

Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie

Pour le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES

Pour la visite/entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2016 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 2016.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) – La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) – La séparation des services délégués

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

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

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

4.1.3) – Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) – La prééminence de l'imputation directe

Dans le respect de ce principe toute dépense engagée au bénéfice d'une concession ou d'une activité y est toujours directement affectée.

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Ua Pou, en 2017 :

- Les imputations directes concernent 85% du total des dépenses de la concession de Ua Pou. Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances.
- Les 15% restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

| UA POU | Imputé directement à l'activité | Frais répartis sur les activités | Total |
|------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|-------|
| Imputé directement à la concession | 75% | 10% | 85% |
| Frais répartis sur la concession | 9% | 5% | 15% |
| Total | 84% | 16% | 100% |

4.1.5) – La non compensation des produits et des charges

A ce titre, les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat

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 leur coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) – La permanence des méthodes

- Revenu autorisé :
- En 2017, le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs. Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
 - Pour 2016 au revenu autorisé
 - Pour 2017 au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés. (principe de péréquation)

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 (entre les facturations émises et le revenu autorisé), comptabilisé en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent

- Changements de présentation
 - Pour tenir compte de la signature d'un contrat de vente d'énergies à TSE, les lignes « Facturations P1, P2 et matières consommées » ont été ajoutées au compte de résultat analytique
 - La mise en œuvre d'une nouvelle méthode de calcul des charges d'amortissement a nécessité l'ajout des lignes suivantes :
 - Reprise Provision pour Renouvellement
 - Dotation provision pour risque
 - Reprise lissée caducité
 - Charge lissée sur biens financés
 - Charge lissée de renouvellement
 - Reprise sur travaux de renouvellement
 - Reprise provision pour risque
 - Les frais de siège facturés à TSE sont calculés selon la règle décrite dans la convention d'exploitation déléguée EDT-TSE. Ils viennent en déduction des frais de siège qui sont répartis entre les concessions EDT
 - Le calcul de l'I.S. a été modifié pour isoler le cout de l'IRCM et de la CST. La présentation est maintenant la suivante pour chaque activité :

| |
|--------------------------------|
| MARGE AVANT IS |
| - I.S. |
| - IS report déficitaire 2017 |
| MARGE NETTE CONCESSION |
| MARGE NETTE ACTIONNAIRE |

- Pour les processus Productions et distribution, la rémunération calculée selon la méthode de la Base d'Actifs Régulés tel que définie par la « CRE » en métropole a été ajoutée
- Concernant le bilan, les postes suivants ont été détaillés :
 - Les droits des tiers et concédants ont été éclatés en 3 : droits des tiers et concédants apports gratuits, droit du concédant PRU et droit du concédant autres
 - Les poste Caducité et provision pour renouvellement ont été séparés

4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

Le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

| Libellé | Description | 51 |
|-------------------------|---|-----------|
| | Mise à disposition de personnel | 154 229 |
| Convention d'assistance | La société GDF SUEZ ENERGIES SERVICES s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT | 1 642 873 |
| Assurance | EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ | 155 206 |
| Assurance | EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de GDF-SUEZ | 135 386 |

Autres parties liées

| Libellé | Description | 51 |
|--------------------------|--|------------|
| Polydiésel | Travaux sous-traités: réseaux et facility management | 431 215 |
| Engie Services Polynésie | Travaux sous-traités: production | 13 924 253 |

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE 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.

En rappelant :

- Que depuis 1991 et en l'absence de système de péréquation externe, l'équilibre financier des concessions d'EDT s'apprécie dans leur globalité
- Que l'avenant 17 a introduit un revenu autorisé spécifique par concession et activité permettant l'obtention d'une marge spécifique par concession et activité.
- Que l'application de cette nouvelle formule était différée à la mise en place de la péréquation laquelle faisait partie des accords ayant conduit à la signature du dit avenant.
- Que le nouveau gouvernement a différé la mise en place de la péréquation et refusé la mise en application de la nouvelle formule et de ses revenus autorisés,

Il en découle que l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés. 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'objectivation de la marge a été formalisée sur le compte de résultat de la concession,

- en pourcentage du total des produits (revenu autorisé et produits des activités annexes)
- pour les activités de production et de distribution par comparaison à la méthode de la **Base d'Actifs Régulée** telle que définie par la « CRE » en métropole
- pour la concession par comparaison au compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant 17 du 29 décembre 2015 faisant ressortir les niveaux de marge attendus par les signataires, de la date de signature de cet avenant jusqu'à la fin de la concession.

4.1.13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé

Cet écart entre le Revenu Autorisé prévisionnel servant de base à l'établissement des tarifs et le Revenu Autorisé définitif servant à rémunérer le concessionnaire résulte de la différence entre :

- le coût estimé des énergies et celui réalisé.
- la valeur de l'Euribor intégrée au calcul du résultat financier de la concession et le réel de la période

Est également intégré à ce RA définitif, le partage des gains de rendement le cas échéant.

Les comptes de la concession sont établis sur la base du revenu Autorisé définitif.

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 90 % 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 10 % 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 la PIDR (provision pour indemnité départ à la retraite), et 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 1,671% (- 0,329 % + 2%)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,355% (-0,329% + 1% + 0,684% 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, aucun impôt n'est appliqué

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.

| Répartition | Montant total à répartir (MF) | Montant réparti dans les concessions (MF) | Montant réparti sur Ua Pou (MF) | Clé de répartition | Valeur totale de la clé | Valeur de la clé pour Ua Pou |
|-----------------------------------|-------------------------------|---|---------------------------------|--|-------------------------|------------------------------|
| Frais de siège | 937,7 | 916,2 | 9,8 | Abonnés-Immo brutes-Masse salariale | 100% | 1% |
| Exploitation des îles | 202,5 | 185,1 | 8,1 | Temps pointé par la cellule (valorisé en MF) | 847,3 | 35,1 |
| Clientèle îles | 35,9 | 35,9 | 1,2 | Nombre d'abonnés îles | 24 052,0 | 797 |
| Travaux production | 79,5 | 53,9 | 0,5 | Temps pointé par la cellule (valorisé en MF) | 18,7 | 0,2 |
| Gestion administrative du solaire | 21,9 | 21,9 | 0,1 | Contrats solaires | 1 797,0 | 8 |
| Service Grand compte | 52,6 | 52,6 | 1,0 | Contrats grands comptes | 5 174,0 | 95 |
| Marketing & E-services | 71,3 | 71,3 | 0,7 | Nombre d'abonnés | 78 276,0 | 797 |
| Magasins | 31,3 | 17,2 | 0,2 | Sorties de stock valorisées | 633 246,0 | 4 423,0 |

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

| ACTIF | Ua Pou | | |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|
| | 2017 | 2016 retraité | 2016 |
| Immobilisations concédées * | 536 942 551 | 506 618 297 | 506 618 297 |
| - Production | 145 567 193 | 145 109 092 | 145 109 092 |
| - Distribution | 391 375 358 | 361 509 205 | 361 509 205 |
| Immobilisations privées | 86 942 326 | 37 357 259 | 37 357 259 |
| Immobilisations en-cours | 24 112 818 | 12 195 870 | 12 195 870 |
| - Distribution | 22 995 664 | 12 156 183 | 12 156 183 |
| - Privées | 128 204 | 39 687 | 39 687 |
| Total immobilisations brutes | 647 997 695 | 556 171 426 | 556 171 426 |
| Amortissements et provisions ** | -485 301 820 | -469 178 626 | -271 076 596 |
| - Production | -131 086 561 | -129 085 192 | -91 404 026 |
| - Distribution | -321 385 931 | -307 320 294 | -146 899 430 |
| - Privés | -32 829 328 | -32 773 140 | -32 773 140 |
| Immobilisations nettes | 162 695 876 | 86 992 800 | 285 094 830 |
| Stock | 8 536 708 | 15 202 284 | 15 202 284 |
| Créances clients | 24 523 894 | 24 007 563 | 24 007 563 |
| Autres créances | 2 565 491 | 3 794 042 | 3 794 042 |
| Charges constatées d'avance | 0 | 6 375 | 6 375 |
| Provisions pour dépréciation | -2 548 205 | -2 303 886 | -2 303 886 |
| Stock et créances nets | 33 077 888 | 40 706 378 | 40 706 378 |
| Compte courant du concessionnaire | 71 174 538 | 27 624 319 | 27 624 319 |
| TOTAL ACTIF | 266 948 301 | 155 323 497 | 353 425 527 |

* Dont financement tiers et concédant

- Production 6 139 481
- Distribution 66 575 348

** Dont ATO financement tiers et concédant

- Production - 4 709 548
- Distribution - 35 506 258

1 Amortissement et provisions

en 2016 ce poste regroupait l'amortissement des biens sur leur durée de vie de sorte à faire apparaître la Valeur économique de l'ensemble des biens gérés et ce quel que soit leur mode de financement,

en 2017 ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir : en production et distribution : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens) ou à hauteur du montant de l'indemnité de reprise dans le cadre de l'article 22 concernant l'acquisition des biens améliorants dans les 10 dernières années de la concession.

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

Les amortissements techniques pour ordres pratiqués sur les biens non renouvelables financés par le concessionnaire figurant en 2016 :

- à l'actif en « amortissement et provisions »
- au passif en « droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre »

ont été annulés à l'actif et au passif dans les comptes 2016 retraités et dans les comptes 2017 pour simplifier la lecture du bilan.

4.3.2. BILAN PASSIF

| PASSIF | Ua Pou | | |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|
| | 2017 | 2016 retraité | 2016 |
| Résultat | 5 213 729 | -84 492 978 | -84 492 978 |
| Capitaux propres | 5 213 729 | -84 492 978 | -84 492 978 |
| Droits des tiers et concédants apports gratuit | 32 499 023 | 32 821 792 | 32 821 792 |
| - Production | 1 429 933 | 1 588 815 | 1 588 815 |
| - Distribution | 31 069 090 | 31 232 977 | 31 232 977 |
| Droits des concédants PRU | 0 | 0 | 157 615 017 |
| - Production | 0 | 0 | 10 787 054 |
| - Distribution | 0 | 0 | 146 827 963 |
| Amortissements techniques pour ordre | 0 | 0 | -151 314 226 |
| - Production | 0 | 0 | -43 049 479 |
| - Distribution | 0 | 0 | -108 264 747 |
| Droits du concédant exigible en nature | 32 499 023 | 32 821 792 | 39 122 583 |
| Caducité | 0 | 0 | 221 448 630 |
| - Production | 0 | 0 | 98 048 705 |
| - Distribution | 0 | 0 | 123 399 925 |
| Provisions pour renouvellement | 0 | 172 296 870 | 140 692 887 |
| - Production | 0 | 52 321 970 | 24 216 856 |
| - Distribution | 0 | 119 974 900 | 116 476 031 |
| Autres provisions | 8 696 656 | 5 898 327 | 7 854 919 |
| - PIDR | 8 696 656 | 5 898 327 | 5 898 327 |
| - Autres provisions | 0 | 0 | 1 956 592 |
| Provision pour risques et charges | 8 696 656 | 178 195 197 | 369 996 436 |
| Clients - avances sur consommation | 1 832 953 | 1 787 901 | 1 787 901 |
| Fournisseurs | 31 463 666 | 9 507 065 | 9 507 065 |
| Dettes fiscales et sociales | 14 416 622 | 15 812 727 | 15 812 727 |
| Passif de renouvellement | 172 825 653 | 0 | 0 |
| - Production | 54 951 029 | 0 | 0 |
| - Distribution | 117 874 624 | 0 | 0 |
| Produits consatés d'avance | 0 | 1 691 793 | 1 691 793 |
| Emprunts et dettes | 220 538 894 | 28 799 486 | 28 799 486 |
| TOTAL PASSIF | 266 948 301 | 155 323 497 | 353 425 527 |

2 Les provisions pour renouvellement utilisées comptabilisées à fin 2016 ont été transférées dans le poste d'amortissement à l'actif **(1)**

3 La caducité comptabilisée à fin 2016 a été transférée en amortissement **(1)**

4 En Production et en distribution, les provisions pour renouvellement antérieurement comptabilisées ont été transférées en passif de renouvellement **(5)**

5 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.

| | | Ua Pou 2016 | | | Ua Pou 2017 | | |
|---|--|-------------|---------------|-------------|-------------|---------------|-------------|
| | | Récurrent | Non récurrent | Total | Récurrent | Non récurrent | Total |
| SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE | | | | | | | |
| | TOTAL DES PRODUITS | 115 260 405 | | 115 260 405 | 121 261 873 | 3 353 868 | 124 615 741 |
| | MARGE AVANT IS | 25 588 102 | -38 305 621 | -12 717 519 | 16 329 774 | 4 431 930 | 20 761 703 |
| | - I.S. | | | | | | |
| | - IS report déficitaire 2017 | -13 588 868 | 20 342 659 | 6 753 791 | | | |
| | MARGE NETTE CONCESSION | 30 103 649 | -45 065 436 | -14 961 787 | 16 329 774 | 4 431 930 | 20 761 703 |
| | MARGE NETTE ACTIONNAIRE | 25 588 102 | -38 305 621 | -12 717 519 | 13 880 307 | 3 767 140 | 17 647 448 |
| | En % des produits | 22% | | -11% | 11% | -112% | 14% |
| | Rémunération base actif régulée 11% IS déduit | 0 | | 0 | | | 3 326 368 |
| DISTRIBUTION D'ELECTRICITE | | | | | | | |
| GESTION DES RESEAUX | REVENU AUTORISE | 31 995 086 | | 31 995 086 | 30 026 699 | 885 716 | 30 912 414 |
| | - UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1 | 94 | | 94 | 94 | | 94 |
| | - Forfait FD2 | 338 931 | | 338 931 | 331 910 | | 331 910 |
| | COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE | -39 626 627 | -52 379 438 | -92 006 065 | -32 603 570 | 1 282 518 | -31 321 053 |
| | par UO : longueur des reseaux (hors branchement) | -419 774 | | -974 641 | -345 377 | | -331 791 |
| | - Maintenance | -12 147 798 | | -12 147 798 | -8 575 418 | | -8 575 418 |
| | - AC | -705 121 | | -705 121 | -220 988 | | -220 988 |
| | - ACE | -2 530 153 | | -2 530 153 | -925 193 | | -925 193 |
| | - MO | -8 912 524 | | -8 912 524 | -7 429 237 | | -7 429 237 |
| | - AUTRES | | | | | | |
| | - Conduite et Fonctionnement | -1 575 826 | -1 068 | -1 576 894 | -345 599 | | -345 599 |
| | - AC | -224 333 | | -224 333 | -64 000 | | -64 000 |
| | - ACE | -308 757 | | -308 757 | -62 131 | | -62 131 |
| | - MO | -7 526 | | -7 526 | | | |
| | - AUTRES | -1 035 210 | -1 068 | -1 036 278 | -219 468 | | -219 468 |
| | - Amortissement des actifs de concession | -10 564 059 | -52 378 370 | -62 942 429 | -9 685 516 | | -9 685 516 |
| | - Dot. Amortissement Technique | -472 301 | | -472 301 | | | |
| | - Dot. Amortissement Caducité | -4 342 336 | | -4 342 336 | | | |
| | - Dot. Provision pour Renouvellement | -5 749 422 | | -5 749 422 | | | |
| | - Dot. Amort et Provisions exceptionnelles | | -52 378 370 | -52 378 370 | | | |
| - Reprise Provision pour Renouvellement | | | | | | | |
| - Dotation provision pour risque | | | | | 94 668 453 | 94 668 453 | |
| - Reprise lissée caducité | | | | | -94 668 453 | -94 668 453 | |
| - Charge lissée sur biens financés | | | | -11 785 792 | | -11 785 792 | |
| - Charge lissée de renouvellement | | | | 2 100 276 | | 2 100 276 | |
| - Reprise sur travaux de renouvellement | | | | | | | |
| - Reprise provision pour risque | | | | | | | |
| - Amortissement du droit d'entrée | | | | | | | |
| - Quote part des activités support affectées | -15 338 944 | | -15 338 944 | -13 997 038 | 1 282 518 | -12 714 520 | |
| - Fonctions supports | -9 698 192 | | -9 698 192 | -8 807 524 | | -8 807 524 | |
| - Frais de siège | -5 640 752 | | -5 640 752 | -5 189 514 | 1 282 518 | -3 906 996 | |
| ACTIVITES ANNEXES | PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG... | 1 125 155 | | 1 125 155 | 1 189 480 | | 1 189 480 |
| | PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS | 584 980 | | 584 980 | 2 121 640 | | 2 121 640 |
| | - Coûts directs | -1 037 534 | | -1 037 534 | -4 745 231 | | -4 745 231 |
| | - AC | -1 323 469 | | -1 323 469 | -47 632 | | -47 632 |
| | - ACE | -1 141 002 | | -1 141 002 | | | |
| | - MO | -635 107 | | -635 107 | -262 509 | | -262 509 |
| | - AUTRES | 2 062 044 | | 2 062 044 | -4 435 090 | | -4 435 090 |
| | - Quote part des activités support affectées | -970 710 | | -970 710 | -292 980 | 7 652 | -285 328 |
| | - Fonctions supports | -795 087 | | -795 087 | -262 018 | | -262 018 |
| | - Frais de siège | -175 623 | | -175 623 | -30 962 | 7 652 | -23 310 |
| | PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES | 14 831 227 | | 14 831 227 | 40 332 400 | | 40 332 400 |
| | - Coûts directs | -13 441 563 | | -13 441 563 | -37 344 428 | | -37 344 428 |
| | - AC | -5 231 734 | | -5 231 734 | -15 036 404 | | -15 036 404 |
| - ACE | -6 318 722 | | -6 318 722 | -17 761 239 | | -17 761 239 | |
| - MO | -1 891 107 | | -1 891 107 | -4 546 785 | | -4 546 785 | |
| - AUTRES | | | | | | | |
| - Quote part des activités support affectées | -1 994 810 | | -1 994 810 | -4 568 540 | | -4 568 540 | |
| SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION | | | | | | | |
| | TOTAL DES PRODUITS | 48 536 448 | | 48 536 448 | 73 670 219 | 885 716 | 74 555 934 |
| | MARGE AVANT IS | -8 534 796 | -52 379 438 | -60 914 234 | -5 884 530 | 2 175 885 | -3 708 645 |
| | - I.S. | | | | | | |
| | - IS report déficitaire 2017 | 4 532 506 | 27 816 728 | 32 349 234 | | | |
| | MARGE NETTE CONCESSION | -10 040 936 | -61 622 868 | -71 663 804 | -5 884 530 | 2 175 885 | -3 708 645 |
| | MARGE NETTE ACTIONNAIRE | -8 534 796 | -52 379 438 | -60 914 234 | -5 001 851 | 1 849 503 | -3 152 348 |
| | En % des produits | -18% | | -126% | -7% | -209% | -4% |
| | Rémunération base actif régulée 7% IS déduit | 0 | | 0 | | | 8 096 791 |

| | | Ua Pou 2016 | | | Ua Pou 2017 | | |
|---|--|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| | | Récurrent | Non récurrent | Total | Récurrent | Non récurrent | Total |
| FOURNITURE D'ELECTRICITE | | | | | | | |
| ACHAT AUX PRODUCTEURS | REVENU AUTORISE et redevance solaire | 115 009 792 | | 115 009 792 | 114 994 205 | 3 392 054 | 118 386 259 |
| | - Achat d'électricité d'origine thermique | 113 520 994 | | 113 520 994 | 113 699 653 | 3 353 868 | 117 053 521 |
| | - Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA) | | | | | | |
| | - Achat d'électricité d'origine solaire (RA) | 1 488 798 | | 1 488 798 | 1 294 552 | 38 186 | 1 332 738 |
| | - Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE | | | | | | |
| | - Autres revente à TSE | | | | | | |
| | COUTS D'ACHAT | -115 009 792 | | -115 009 792 | -115 053 356 | -3 353 868 | -118 407 224 |
| | - Achat d'électricité d'origine thermique | -113 520 994 | | -113 520 994 | -113 699 653 | -3 353 868 | -117 053 521 |
| | - Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui | | | | | | |
| | - Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP | | | | | | |
| | - Achat d'électricité d'origine solaire | -1 488 798 | | -1 488 798 | -1 353 703 | | -1 353 703 |
| | GESTION ADMINISTRATIVE | -100 965 | | -100 965 | -37 718 | 1 635 | -36 083 |
| | - Produits de la Redevance solaire | 21 350 | | 21 350 | 53 802 | | 53 802 |
| - Coûts de Fonctionnement | | | | | | | |
| - AC | | | | | | | |
| - ACE | | | | | | | |
| - MO | | | | | | | |
| - AUTRES | | | | | | | |
| - Quote part des activités support affectées | -122 315 | | -122 315 | -91 520 | 1 635 | -89 885 | |
| - Fonctions supports | -112 236 | | -112 236 | -84 905 | | -84 905 | |
| - Frais de siège | -10 079 | | -10 079 | -6 615 | 1 635 | -4 980 | |
| GESTION DE CLIENTELE | REVENU AUTORISE | 4 922 393 | | 4 922 393 | 4 741 200 | 139 854 | 4 881 054 |
| | - UO UC: Nombre d'abonnés -1 | 791 | | 791 | 793 | | 793 |
| | - Forfait FC | 6 223 | | 6 223 | 6 252,00 | | 6 252 |
| | PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE | 732 294 | | 732 294 | 790 512 | | 790 512 |
| | - Frais de relance | 607 140 | | 607 140 | 666 540 | | 666 540 |
| | - Frais de perception de taxe | 125 154 | | 125 154 | 123 972 | | 123 972 |
| | COUT DEL'INTERFACE CLIENTELE | -16 719 292 | 263 791 | -16 455 501 | -18 014 256 | 277 969 | -17 736 287 |
| | par UO : Nombre d'abonnés | -21 137 | | -20 803 | -22 717 | | -22 366 |
| | - Affranchissements | -1 071 510 | | -1 071 510 | -1 093 390 | | -1 093 390 |
| | - Fonctionnement | -6 135 339 | 263 791 | -5 871 548 | -5 747 557 | | -5 747 557 |
| | - AC | -130 503 | | -130 503 | -19 161 | | -19 161 |
| | - ACE | -1 652 922 | | -1 652 922 | -1 831 446 | | -1 831 446 |
| | - MO | -4 353 612 | | -4 353 612 | -4 046 533 | | -4 046 533 |
| - AUTRES | 1 698 | 263 791 | 265 489 | 149 583 | | 149 583 | |
| - Quote part des activités support affectées | -9 512 443 | | -9 512 443 | -11 173 309 | 277 969 | -10 895 340 | |
| - Fonctions supports | -8 349 904 | | -8 349 904 | -10 048 549 | | -10 048 549 | |
| - Frais de siège | -1 162 539 | | -1 162 539 | -1 124 760 | 277 969 | -846 791 | |
| ACTIVITES ANNEXES | PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS | 366 000 | | 366 000 | 450 000 | | 450 000 |
| | - Autres | | | | | | |
| | - Frais de coupure | 366 000 | | 366 000 | 450 000 | | 450 000 |
| | - Coûts directs | -158 289 | | -158 289 | -68 472 | | -68 472 |
| | - AC | | | | | | |
| | - ACE | | | | | | |
| | - MO | -158 289 | | -158 289 | -68 472 | | -68 472 |
| - AUTRES | | | | | | | |
| - Quote part des activités support affectées | -211 947 | | -211 947 | -106 766 | 1 882 | -104 884 | |
| - Fonctions supports | -211 947 | | -211 947 | -99 150 | | -99 150 | |
| - Frais de siège | | | | -7 616 | 1 882 | -5 734 | |
| SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE | | | | | | | |
| TOTAL DES PRODUITS | 121 030 479 | | 121 030 479 | 121 029 719 | 3 531 908 | 124 561 627 | |
| MARGE AVANT IS | -11 169 806 | 263 791 | -10 906 015 | -12 304 651 | 459 526 | -11 845 124 | |
| - I.S. | | | | | | | |
| - IS report déficitaire 2017 | 5 931 859 | -140 089 | 5 791 770 | | | | |
| MARGE NETTE CONCESSION | -13 140 948 | 310 342 | -12 830 606 | -12 304 651 | 459 526 | -11 845 124 | |
| MARGE NETTE ACTIONNAIRE | -11 169 806 | 263 791 | -10 906 015 | -10 458 953 | 390 597 | -10 068 356 | |
| En % des produits | -9% | | -9% | -9% | -11% | -8% | |

| | | Ua Pou 2016 | | | Ua Pou 2017 | | |
|---|--|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| | | Récurrent | Non récurrent | Total | Récurrent | Non récurrent | Total |
| PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS | | | | | | | |
| PGR | Tarif public combustible 2017 | | | | | | |
| | REVENU AUTORISE Rendement de production | | | | | | |
| | - Rendement de référence | | | | | | |
| | - Rendement | | | | | | |
| | - kWh produits | | | | | | |
| | - Economie réalisée en litre de combustibles | | | | | | |
| | REVENU AUTORISE Rendement de distribution | 44 790 | | 44 790 | | | |
| | - Rendement de référence | | | | | | |
| | - Rendement | | | | | | |
| | - kWh fournis aux client finaux | | | | | | |
| - Economie réalisée en litre de combustibles | | | | | | | |
| MARGE AVANT IS | | | | | | | |
| - I.S. | | | | | | | |
| - IS report déficitaire 2017 | | | | | | | |
| MARGE NETTE CONCESSION | | | | | | | |
| MARGE NETTE ACTIONNAIRE | | | | | | | |
| En % des produits | | | | | | | |
| RESULTAT FINANCIER | | | | | | | |
| REVENU AUTORISE | | -328 335 | | -328 335 | -358 057 | -10 562 | -368 618 |
| - Intérêts sur emprunts bancaires | | | | | | | |
| - Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché | | 159 624 | | 159 624 | 185 290 | | 185 290 |
| - Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière | | 168 711 | | 168 711 | 189 123 | | 189 123 |
| MARGE AVANT IS | | | | | 16 356 | -10 562 | 5 795 |
| - I.S. | | | | | | | |
| - IS report déficitaire 2017 | | | | | | | |
| MARGE NETTE CONCESSION | | | | | 16 356 | -10 562 | 5 795 |
| MARGE NETTE ACTIONNAIRE | | | | | 13 903 | -8 978 | 4 925 |
| En % des produits | | | | | | | |
| TOTAL CONCESSION | | | | | | | |
| TOTAL DES PRODUITS | | 171 044 143 | | 171 044 143 | 201 904 101 | 4 407 062 | 206 311 163 |
| TOTAL DES CHARGES | | -165 115 853 | -90 421 268 | -255 537 121 | -203 747 153 | 2 649 718 | -201 097 435 |
| MARGE AVANT IS | | 5 928 290 | -90 421 268 | -84 492 978 | -1 843 051 | 7 056 780 | 5 213 729 |
| - I.S. | | | | | | | |
| - IS report déficitaire 2017 | | -3 148 290 | 48 019 298 | 44 871 009 | | | |
| MARGE NETTE CONCESSION | | 6 974 459 | -106 377 962 | -99 403 503 | -1 843 051 | 7 056 780 | 5 213 729 |
| MARGE NETTE ACTIONNAIRE | | 5 928 290 | -90 421 268 | -84 492 978 | -1 566 594 | 5 998 263 | 4 431 669 |
| En % des produits | | 3,5% | | -49,4% | -0,8% | -136% | 2,1% |

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : + 4 MF**
 - + 3 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Distribution : + 2 MF**
 - + 1 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Fourniture : + 0 MF**
 - + 3 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - - 3 MF sur le cout des energies

* L'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris sur l'exercice en non récurrent (voir paragraphe 4.4.2)

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2016 et 2017 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 31 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 baisse de - 2 MF

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + 33 MF sont :

- **Production : + 6 MF**
 - + 6 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : + 27 MF**
 - + 2 MF sur les travaux vendus
 - + 25 MF sur les travaux immobilisés

Commentaires sur la variation des charges : + 39 MF

- **Production : + 15 MF**
 - + 3 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - - 4 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 7 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
 - + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 5 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles..)
 - + 6 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Distribution : + 23 MF**
 - - 7 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - - 1 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - 6 MF au titre de la conduite et la maintenance des réseaux
 - + 3 MF au titre des travaux vendus
 - + 27 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : + 1 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 1 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 7 MF

La marge récurrente a été impactée par 2 phénomènes aux impacts contraires :

- La non actualisation des tarifs
- La non reconnaissance par le ministère du revenu autorisé conduisant par prudence à comptabiliser le CA facturé aux clients. Cela génère un manque à gagner de 7 MF sur l'exercice.
- La mise en place de la méthode lissée de comptabilisation des charges calculées laquelle stabilise le niveau des charges calculées à un niveau moindre que 2016 à savoir une baisse de 4 MF sur la production et 1 MF en distribution (5 MF)

La marge non récurrente a été impactée principalement par la reprise de l'écart CA – RA constaté à fin 2016 soit un impact positif de 5 MF.

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).

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{156\ 230\ 651} & = & \mathbf{112\ 510\ 803} & + & \mathbf{43\ 719\ 848} \end{array}$$

4.4.1.1) – Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

Correction faite des estimations de l'avenant 17b, ces variations par rapport à 2016 sont :

| | nb UO exercice N-1 | nb UO exercice N | variation en % / N 1 | Forfait exercice N-1 | Forfait exercice N | variation en % / N-1 | Revenu de l'exploitation exercice N-1 | Revenu de l'exploitation exercice N | variation en % / N-1 |
|---|-----------------------|---------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|---|---|-------------------------|
| Activité de production | | | | | | | | | |
| puissance maximale majorée | 657 | 657 | 0,0% | 107 889 | 108 315 | 0,4% | 70 883 073 | 71 162 955 | 0,4% |
| nb de kWh produits | 2 257 559 | 2 271 693 | 0,6% | 2,352 | 2,362 | 0,4% | 5 309 779 | 5 365 739 | 1,1% |
| Activité de dispatching | | | | | | | | | |
| nb de km de réseaux HTA | 0,0 | 0,0 | 0,0% | 0 | 0 | 0,0% | 0 | 0 | 0,0% |
| Activité de distribution | | | | | | | | | |
| nb de km de réseaux (hors branchements) | 94,400 | 94,600 | 0,2% | 338 931 | 331 910 | -2,1% | 31 995 086 | 31 398 686 | -1,9% |
| Activité de fourniture | | | | | | | | | |
| nb de clients (abonnements) | 791 | 793 | 0,3% | 6 223 | 6 252 | 0,5% | 4 922 393 | 4 957 836 | 0,7% |
| RE - "Forfaits" | | | | | | | 113 110 331 | 112 885 216 | -0,2% |
| Résultat financier | | | | | | | -328 335 | -374 413 | 14,0% |
| Partage des gains de rendement | | | | | | | 44 790 | 0 | |
| RE (Revenu de l'exploitation) | | | | | | | 112 826 786 | 112 510 803 | -0,3% |

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.*

CE : CUHPTF + E + T

| | | 2016 | | | 2017 | | |
|-------------------------|---|-------------------|--------|------------|-------------------|--------|------------|
| | | l/kwh | Prix | Cout | l/kwh | Prix | Cout |
| carburant : GO | C | 616 616 | 59,45 | 36 660 612 | 627 335 | 66,12 | 41 478 698 |
| carburant : Fuel | C | | | | | | |
| urée | U | | | | | | |
| huiles | H | 2 146 | 311,06 | 667 530 | 2 853 | 311,06 | 887 448 |
| énergie achetée Hydro | E | | | | | | |
| énergie achetée Solaire | E | 54 717 | 27,21 | 1 488 798 | 49 965 | 27,09 | 1 353 703 |
| prod ENR EDT | | | | | | | |
| transport | T | | | | | | |
| CE Total | | 38 816 940 | | | 43 719 848 | | |

Prix des combustibles

| | Gazole Iles | Arrêté CM |
|-----------------|-------------|--|
| Acpt du 01/2017 | 63,622 | Arrêté 2237 CM du 21 décembre 2016 |
| Acpt du 02/2017 | 68,938 | Arrêté 75 CM du 25 janvier 2017 Arrêté 73 CM du 25 janvier 2017 |
| Acpt du 03/2017 | 70,415 | Arrêté 175 CM du 22 février 2017 |
| Acpt du 04/2017 | 71,066 | Arrêté 359 CM du 30 mars 2017 Arrêté 357 CM du 30 mars 2017 |
| Acpt du 05/2017 | 68,27 | Arrêté 503 CM du 21 avril 2017 Arrêté 501 CM du 21 avril 2017 |
| Acpt du 06/2017 | 68,37 | Arrêté 684 CM du 24 mai 2017 |
| Acpt du 07/2017 | 64,673 | Arrêté 898 CM du 21 juin 2017 Arrêté 896 CM du 21 juin 2017 |
| Acpt du 08/2017 | 62,543 | Arrêté 1190 CM du 25 juillet 2017 |
| Acpt du 09/2017 | 62,805 | Arrêté 1498 CM du 31 août 2017 Arrêté 1496 CM du 31 août 2017 |
| Acpt du 10/2017 | 63,841 | Arrêté 1668 CM du 21 septembre 2017 |
| Acpt du 11/2017 | 66,771 | Arrêté 1919 CM du 26 octobre 2017 Arrêté 1917 CM du 26 octobre 2017 |
| Acpt du 12/2017 | 66,771 | Arrêté 2202 CM du 24 novembre 2017 |

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

- Le revenu autorisé 2015 a été fixé concession par concession en répartissant le chiffre d'affaires contractuel 2015 du concessionnaire pour l'ensemble de ses concessions au prorata des charges de chaque activité dans chaque concession.
Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients correspond à *la péréquation*.
- A compter du 1^{er} mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.

- Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et les facturations adressées aux clients correspond à *la péréquation*.
- Sur l'ensemble des concessions ou la péréquation est nulle, l'écart existant entre les facturations adressées aux clients et le revenu autorisé est pris en compte dans les tarifs de la période suivante ; cet écart n'est donc pas intégré au chiffre d'affaires du concessionnaire, il est comptabilisé en produits constatés d'avance ou facture à établir selon qu'il soit positif ou négatif.
- En 2017, malgré une hausse importante du prix des combustibles d'une part et de la redevance TEP d'autre part (+ 40%), le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs s'abritant pour se justifier sur la non applicabilité de la formule tarifaire de l'avenant 17 et donc de l'absence d'opposabilité de la notion de revenu autorisé.
Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
 - Pour 2016 au revenu autorisé
 - Pour 2017 au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés. (principe de péréquation)

Ce refus d'actualisation associé à cette remise en cause des avenants 17 et 17b se traduit en récurrent par une baisse du CA du concessionnaire de 837 MF avec impact sur Ua Pou de 7.MF

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé soit 540 MF comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent avec un impact positif pour Ua Pou de 4 MF

| | | Ua Pou | | | |
|--------------------------------------|-------|--------------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| | | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
| CA facturé dans la concession | A | 67 797 221 | 70 142 269 | 72 584 321 | 74 771 260 |
| péréquation | B | 81 606 833 | 85 908 519 | 85 189 760 | 77 798 865 |
| CA péréqué | C=A+B | 149 404 054 | 156 050 788 ▲ | 157 774 081 ▲ | 152 570 125 |
| écart RA/CA 2017 | | 6 826 597 ▲ | -4 407 062 | n/a | n/a |
| Revenu autorisé | | 156 230 651 | 151 643 726 | 157 774 081 | n/a |
| annulation écart RA/CA 2017 | | -6 826 597 | n/a | n/a | n/a |
| reprise écart RA/CA 2016 dette | | 4 407 062 | n/a | n/a | n/a |
| Produits comptabilisés | | 153 811 116 | 151 643 726 | 157 774 081 ▲ | 152 570 125 |

Le détail du calcul du revenu autorisé est détaillé au § 4.4.1

Les produits comptabilisés (hors activités annexes) sont donc égaux au CA 2017 péréqué majoré de la reprise de l'écart RA/CA ou trop perçu 2016.

4.4.3) – Annexe

| DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE | Réalisé 2017 | Réalisé 2016 |
|---|-------------------|-------------------|
| Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur) | 2 055 245 | 2 103 455 |
| Rendement (kWh) Energie vendue / Energie Produit | 87,5% | 88,9% |
| <u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u> | | |
| Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh | 8 077 | 9 143 |
| Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh | | |
| Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh | 41 887 | 45 574 |
| Achat Electra 40F/kWh | | |
| Total Production Photovoltaïque | 49 965 | 54 717 |
| Production Total EnR | 49 965 | 54 717 |
| Production brute thermique à produire | 2 300 185 | 2 311 742 |
| Production Nette thermique à produire | 2 265 021 | 2 271 693 |
| Total production (EDT et Autres) | 37 942 116 | 2 366 459 |
| <i>Total production sur 30 jours / Variation en % N / N-1</i> | | |
| <u>Consommation spécifique L/KWh</u> | | |
| Gasoil Centrale thermique | 0,273 | 0,267 |
| <u>Stock Matières Premières en volume (l)</u> | | |
| Stock Initial | 29 967 | 32 734 |
| Achat Matière première | 637 136 | 613 849 |
| Stock Final | 39 768 | 29 967 |
| Consommation Matière 1ière | 627 335 | 616 616 |
| <u>Consommation spécifique compta L/KWh</u> | | |
| | 0,273 | 0,267 |
| <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 | 66,12 F | 59,45 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 de l'éolien | 14,06 F | 14,06 F |
| Prix huile | 311,06 F | 311,06 F |
| <u>Stock Matières Premières en XPF</u> | | |
| Stock Initial | 1 928 466 | 2 269 710 |
| Achat Matière première | 42 197 627 | 36 319 368 |
| Stock Final | 2 647 396 | 1 928 466 |
| Consommation Matière 1ière | 41 478 698 | 36 660 612 |
| Huile | 887 448 | 667 530 |
| Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015 | | |
| (CUHPF) Combustible urée, huiles.... | 42 366 145 | 37 328 142 |
| (E) Energie achetée & ENR produite en kWh | 1 353 703 | 1 488 798 |
| (CE) TOTAL achat de matières premières | 43 719 848 | 38 816 940 |

4.5 - Objectivation de la marge

Deux méthodes peuvent être utilisées pour cette objectivation à savoir :

- La comparaison au compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant 17 du 29 décembre 2015 faisant ressortir les niveaux de marge attendus par les signataires, de la date de signature de cet avenant jusqu'à la fin de la concession.
- La comparaison à la méthode de la « Base d'actif régulée » telle que mise en place en métropole pour les activités de production et de distribution d'énergie.

4.5.1. L'objectivation de la marge à partir de la base d'actifs régulée

4.5.1.1 Extraits du rapport CRE du 14/12/2012 : L'objectivation de la marge à partir de la base d'actifs régulée

2.3.1. Le juste niveau de rémunération du concessionnaire devrait être objectif

D'une façon générale, les interlocuteurs rencontrés par la mission ont affirmé que le concessionnaire bénéficierait de marges élevées. Pourtant, aucun n'a été en mesure de préciser les critères quantitatifs précis sur lesquels se fonde cette opinion, ni quel devrait être le juste niveau de rémunération de l'opérateur.

C'est pourtant un élément clé du débat. La réponse est équivoque et ne peut résulter que d'une négociation entre les parties. Toutefois, en pareille situation, le raisonnement financier classique se fonde sur une analyse des comparables, c'est-à-dire des entreprises exerçant dans une activité identique ou, à tout le moins, présentant le même niveau de risque pour l'actionnaire. Le critère typiquement retenu est le niveau de rémunération des capitaux investis.

A titre de comparaison :

1. les niveaux de rémunération des capitaux investis retenus pour les activités d'EDF et des producteurs tiers¹¹ dans les îles bénéficiant de la CSPE¹² est le suivant :

- a. 7,25 % nominal pour les actifs de distribution ; il s'agit du niveau retenu au niveau national pour le calcul du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ;
- b. 11 % nominal pour les actifs de production mis en service à partir de 2005¹³ (taux normatif, fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie).

¹¹ Y compris, dans certains cas, des filiales de la branche Services du groupe GDF-SUEZ

¹² Les collectivités régionales et départementales d'outre-mer (y compris Mayotte), Saint-Pierre et Miquelon (sous statut de département au moment de la promulgation de la loi de 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qui a institué la CSPE), la Corse et les îles bretonnes de Ouessant, Molène et Sein

¹³ Avant 2005, le taux de 7,25 % qui correspondait au niveau estimé d'une activité régulée à faible risque dans le secteur de l'électricité était également appliqué à la rémunération des actifs de production

4.5.1.2 extraits du rapport Horwath du 16/10/2015 : modalités de calcul de la Base d'actif régulée

9.5.1 Méthode de détermination,

a. les immobilisations à prendre dans la base d'actif régulé

A un instant T, ces investissements seront représentés par :

- La valeur brute de ces immobilisations
- Diminué des amortissements techniques
- Diminué des éventuelles dépréciations

.....

b. Les immobilisations à exclure de la BAR

Par hypothèse, ne peuvent être considérées comme des immobilisations directement affectées aux activités productives :

- Les immobilisations encours

- Les immobilisations financières
- Les immobilisations affectées aux autres activités

.....

d. Le mode d'amortissement de l'immobilisation

il doit refléter le plus fidèlement l'utilisation qui en est faite

9.6 Récapitulation des composantes du coût de la rémunération du délégataire

La rémunération allouée à l'opérateur, nette de la valorisation des dettes gratuites et des dettes financières se compose des éléments suivants :

- BAR : représente les actifs qui seront rémunérés (actif net d'amortissement). Ce sont les actifs dédiés à l'activité à la fin N-1 majorés des investissements de l'année N
- DETTE : c'est la somme des ressources financières gratuites à savoir les droits des tiers et du concédant + provisions pour amortissement de caducité + provisions pour renouvellement
- P : représente le taux sans risque, l'OAT 10 ans par exemple
- Tbar : représente la rémunération de la BAR, elle est égale à $T_m * \beta$
- T_m : représente la prime de risque du marché des actions majorée éventuellement d'une prime de risque additionnelle
- β : représente le risque spécifique de l'activité
- R (rémunération allouée à l'investisseur) : $BAR \times Tbar - DETTE \times T$

4.5.1.3. Application aux activités de production et de distribution de la concession

| | Production | Distribution | Cumul prod + dist |
|--|------------------|-------------------|-------------------|
| BAR (VNC 31/12/2016) | 53 705 066 | 214 609 775 | |
| Tbar | 11% | 7% | |
| BAR x Tbar | 5 907 557 | 15 022 684 | 20 930 242 |
| DETTE (à fin 2016) | | | |
| 1/3 & concédant | 1 588 815 | 33 348 935 | |
| caducité | 98 048 705 | 123 399 925 | |
| PRU | 10 787 054 | 146 827 963 | |
| PR | 24 216 856 | 116 476 031 | |
| PRC | 0 | 1 956 592 | |
| ressource gratuite | 134 641 430 | 422 009 446 | 556 650 876 |
| T (OAT 10 ans) | 0,68% | 0,68% | |
| DETTE x T | 918 255 | 2 878 104 | 3 796 359 |
| Rémunération brute allouée à l'investisseur | 4 989 303 | 12 144 580 | |
| impôt France | 33% | 33% | |
| Rémunération nette allouée à l'investisseur | 3 326 368 | 8 096 791 | 11 423 159 |

| | Production | Distribution | cumul Prod + distrib |
|--|------------------|------------------|----------------------|
| Rémunération nette allouée à l'investisseur | 3 326 368 | 8 096 791 | 11 423 159 |
| marge nette réalisée * | | | |
| - sur l'exercice | 20 761 703 | (3 708 645) | 17 053 058 |
| - moyenne depuis 2016 | 2 899 958 | (37 686 225) | (34 786 266) |
| écart | | | |
| - sur l'exercice | 17 435 335 | (11 805 436) | 5 629 899 |
| - moyenne depuis 2016 | (426 410) | (45 783 016) | (46 209 426) |

* il est à noter qu'en Polynésie la société actionnaire subira un prélèvement de 15% (inexistant en métropole) lors de la remontée de ce résultat, il serait donc plus correct de réduire la marge nette réalisée de ce prélèvement avant de la comparer à la "rémunération nette allouée à l'investisseur" telle que calculée en métropole.

La marge nette de la concession, avant retenue à la source évoquée précédemment est inférieure à celle autorisée par la CRE pour des activités similaires en France ou dans les DOM.

- - 16% pour les résultats de l'exercice
- - 25% pour le résultat moyen depuis 2016

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

| | 2016 | Acquisition | Cession | 2017 | |
|---------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|-----|
| Production | 145 109 092 | 6 573 270 | -6 115 169 | 145 567 193 | (1) |
| Distribution | 361 509 205 | 31 608 877 | -1 742 724 | 391 375 358 | (2) |
| Total | 506 618 297 | 38 182 147 | -7 857 893 | 536 942 551 | |

(1) Détail des acquisitions de Production :

| N° Chantier | Libellé des chantiers | Valeur Brute | Moteur - Groupe | |
|-------------|-------------------------------------|------------------|-----------------|------------------|
| R51700 | F&P MOTEUR PERKINS P400 G257 UA POU | 6 573 270 | 1 | 6 573 270 |
| | TOTAL PRODUCTION UA POU | 6 573 270 | 1 | 6 573 270 |

(2) Détail des acquisitions de Distribution :

| N° Chantier | Libellé des chantiers | Valeur Brute | Organes de coupure aérien | Réseau aérien | Branchement & Comptages |
|-------------|---|-------------------|---------------------------|-------------------|-------------------------|
| 705270 | 14A1 202/2017/UAP/JK/PG UA POU | 1 336 291 | | 1 336 291 | |
| | TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14 | 1 336 291 | - | 1 336 291 | - |
| 601470 | RENV 8 IACM PAR 8 IAM HAKAHAU UA POU | 15 383 961 | 15 383 961 | | |
| E4900 | NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE) | 137 501 | | | 137 501 |
| E4901 | RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE) | 1 742 724 | | | 1 742 724 |
| E4903 | RENV RESEAUX ILES (TFT E4921) | 336 075 | | 336 075 | |
| E4921 | EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES | 10 556 367 | | 10 556 367 | |
| | TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13 | 28 156 628 | 15 383 961 | 10 892 442 | 1 880 225 |
| 611405 | 532071 EXT CET UA POU CENTRE ENFOUISST 5120161140 | 1 691 793 | | 1 691 793 | |
| E4950 | 540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES | 424 165 | | | 424 165 |
| | TOTAL FINANCEMENT TIERS UA POU | 2 115 958 | - | 1 691 793 | 424 165 |
| | TOTAL DISTRIBUTION UA POU | 31 608 877 | 15 383 961 | 13 920 526 | 2 304 390 |

Cessions :

(1) 6 MF Bloc Moteur Groupe FG Wilson P400

(2) 1,7 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 23,9 MF contre 12.1 MF fin 2016 soit une hausse de 11,8MF.

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

| Composants | Date de mise en service | Durée Amort / An | Valeur Brute Concessionnaire | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique Concessionnaire | Amortissement économique Tiers | Valeur Nette Economique |
|---------------------------|-------------------------|------------------|------------------------------|--------------------|--|--------------------------------|-------------------------|
| A.N CONSTRUCTION UA POU | 01/01/1986 | 35 | 15 451 380 | | 13 147 312 | | 2 304 068 |
| AN CONST CONCEDANT UA POU | 01/01/1992 | 35 | | 6 139 481 | | 4 709 548 | 1 429 933 |
| BATIMENT CENTRALE UA POU | 18/11/2006 | 14 | 992 580 | | 779 078 | | 213 502 |
| MUR SECU BATIMENT CENTRAL | 01/01/2007 | 14 | 9 157 874 | | 7 195 474 | | 1 962 400 |
| EXTENS° ATELIER STOCKAGE | 01/01/2014 | 7 | 655 479 | | 374 560 | | 280 919 |
| RENOVAT° CENTRALE HAKAHAU | 01/01/2007 | 14 | 1 785 000 | | 1 402 500 | | 382 500 |
| TVX GC GPE P400 HAKAHAU | 15/11/2010 | 10 | 10 737 932 | | 7 528 288 | | 3 209 644 |
| EXTENS°SALLE RANGEMENT | 01/01/2015 | 6 | 270 708 | | 135 354 | | 135 354 |
| MOTEUR FG WILSON P400 UAP | 01/08/2013 | 5 | 6 115 169 | | 5 211 045 | | 904 124 |
| MOTEUR PERKINS P400 UAPOU | 01/03/2017 | 7 | 6 573 270 | | 782 532 | | 5 790 738 |
| MOTEUR FG WILSON P400 UAP | 15/11/2010 | 7 | 5 848 040 | | 5 816 488 | | 31 552 |
| MOTEUR FG WILSON P400 UAP | 15/11/2010 | 8 | 5 848 040 | | 5 282 515 | | 565 525 |
| ALTERNAT FG WILS P400 UAP | 01/08/2013 | 11 | 2 669 320 | | 1 345 253 | | 1 324 067 |
| ALTERNAT FG WILS P400 UAP | 01/08/2013 | 11 | 2 669 320 | | 1 321 041 | | 1 348 279 |
| ALTERNAT FG WILS P400 UAP | 15/11/2010 | 7 | 2 552 716 | | 2 538 943 | | 13 773 |
| ALTERNAT FG WILS P400 UAP | 15/11/2010 | 8 | 2 552 716 | | 2 305 860 | | 246 856 |
| ACCESSOIRE WILS P400 UAPO | 01/08/2013 | 10 | 4 194 801 | | 2 205 887 | | 1 988 914 |
| ACCESSOIRE WILS P400 UAPO | 01/08/2013 | 10 | 4 194 800 | | 2 205 887 | | 1 988 913 |
| ACCESSOIRE WILS P400 UAPO | 15/11/2010 | 7 | 3 892 729 | | 3 871 726 | | 21 003 |
| ACCESSOIRE WILS P400 UAPO | 15/11/2010 | 8 | 3 892 729 | | 3 516 289 | | 376 440 |
| INSTALL 2GRPES UA POU | 18/11/2006 | 14 | 668 770 | | 524 918 | | 143 852 |
| FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM | 01/06/2009 | 12 | 1 738 840 | | 1 288 494 | | 450 346 |
| F&P CUVE PRINCIPALE 50M3 | 21/09/2010 | 10 | 5 044 045 | | 3 565 185 | | 1 478 860 |
| COMB F&P P400 GPE HAKAHAU | 15/11/2010 | 10 | 4 781 629 | | 3 352 365 | | 1 429 264 |
| AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP | 01/01/2011 | 10 | 1 089 181 | | 762 426 | | 326 755 |
| EAU F&P P400 GPE HAKAHAU | 15/11/2010 | 10 | 2 227 968 | | 1 562 012 | | 665 956 |
| INSTALLATION CONDENSATEUR | 15/10/2007 | 13 | 1 726 376 | | 1 330 432 | | 395 944 |
| ENER F&P P400 GPE HAKAHAU | 15/11/2010 | 10 | 2 355 934 | | 1 651 728 | | 704 206 |
| SUPERVISION CENT UA POU | 01/07/2012 | 9 | 204 185 | | 132 120 | | 72 065 |
| SUPERVIS° GPE FGW UA POU | 01/07/2012 | 9 | 489 155 | | 316 512 | | 172 643 |
| COFFRETS COMPTAGES UA POU | 01/09/2013 | 7 | 2 082 573 | | 1 230 610 | | 851 963 |
| RENOV.TGBT PRISMA UA POU | 01/05/2015 | 6 | 5 615 070 | | 2 642 386 | | 2 972 684 |
| PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU | 01/05/2015 | 6 | 1 553 694 | | 731 150 | | 822 544 |
| INSTALL 2GRPES UA POU | 18/11/2006 | 14 | 1 070 540 | | 840 269 | | 230 271 |
| ENVT F&P P400 GPE HAKAHAU | 15/11/2010 | 10 | 1 029 832 | | 722 008 | | 307 824 |
| ENS DESHUILAGE SEREP UA P | 01/01/2013 | 8 | 3 710 281 | | 2 318 925 | | 1 391 356 |
| ETUDE DDAE CENTRAL UA POU | 01/01/2014 | 7 | 2 105 784 | | 1 203 304 | | 902 480 |

| Composants | Date de mise en service | Durée Amort / An | Valeur Brute Concessionnaire | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique Concessionnaire | Amortissement économique Tiers | Valeur Nette Economique |
|--------------------------------|-------------------------|------------------|------------------------------|--------------------|--|--------------------------------|-------------------------|
| EQUIP DETECTION INCENDIE | 30/08/2007 | 13 | 65 391 | | 50 377 | | 15 014 |
| SECU F&P P400 GPE HAKAHAU | 15/11/2010 | 10 | 2 528 869 | | 1 772 971 | | 755 898 |
| F&P SYST SECURITE UA POU | 10/09/2012 | 8 | 6 800 123 | | 4 331 679 | | 2 468 444 |
| RENF SYSTEME DETECTION ET | 30/04/2016 | 5 | 1 739 411 | | 611 337 | | 1 128 074 |
| INSTALL 2GRPES UA POU | 18/11/2006 | 10 | 745 458 | | 745 458 | | - |
| TOTAL PRODUCTION UA POU | | | 139 427 712 | 6 139 481 | 98 652 698 | 4 709 548 | 42 204 947 |
| TRANSFO KENA O1011 UA POU | 01/07/2013 | 25 | 359 410 | | 64 692 | | 294 718 |
| TRANSFO ELEVATEUR SECOURS | 01/10/2004 | 25 | 1 238 454 | | 656 379 | | 582 075 |
| TRANSFO POSTE CP DP UAPOU | 01/07/2006 | 25 | 494 734 | | 227 576 | | 267 158 |
| POSTE H61 TAHAA | 01/01/2007 | 25 | 578 910 | | 254 719 | | 324 191 |
| POSTE CP UA POU 2007 | 01/07/2007 | 25 | 426 338 | | 179 062 | | 247 276 |
| RENFORC POSTE 01032 VAIKA | 01/01/2011 | 25 | 206 018 | | 57 687 | | 148 331 |
| RENFORC TRANSFO 01032 | 01/01/2011 | 25 | 498 133 | | 139 475 | | 358 658 |
| RENFORC POSTE 01031 VIVII | 01/01/2011 | 25 | 1 194 549 | | 334 474 | | 860 075 |
| RENFORC TRANSFO 01031 | 01/01/2011 | 25 | 498 133 | | 139 475 | | 358 658 |
| RENFORC POSTE H16 5101012 | 01/01/2011 | 25 | 2 286 863 | | 640 322 | | 1 646 541 |
| TRANSFO H61 O1012 UA POU | 01/01/2011 | 25 | 456 262 | | 127 753 | | 328 509 |
| POSTE CENTRALE HAKAHAU | 01/02/2004 | 25 | 2 293 619 | | 1 276 784 | | 1 016 835 |
| POSTE PROTECT° ELEVATEUR | 01/12/2004 | 25 | 16 517 092 | | 8 643 947 | | 7 873 145 |
| TRANSFO ELEVATEUR UA POU | 01/10/2006 | 25 | 3 236 594 | | 1 456 470 | | 1 780 124 |
| POSTE DP UA POU | 01/01/2007 | 25 | 1 124 011 | | 494 564 | | 629 447 |
| POSTE DP UA POU 2008 | 01/07/2008 | 25 | 3 018 367 | | 1 146 982 | | 1 871 385 |
| POSTE DP UA POU 2010 | 01/07/2010 | 25 | 177 682 | | 53 303 | | 124 379 |
| REMPLE IACM PAR IAM UA POU | 13/01/2011 | 15 | 842 316 | | 391 208 | | 451 108 |
| RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA | 01/08/2017 | 15 | 15 383 961 | | 427 332 | | 14 956 629 |
| RESEAUX UA POU 1992 | 01/01/1992 | 25 | | 9 391 296 | | 9 391 296 | - |
| RES.AERIEN UA POU 97 | 01/01/1997 | 25 | 3 713 158 | | 3 119 052 | | 594 106 |
| RES.AERIEN UA POU 98 | 01/01/1998 | 25 | 36 666 933 | | 29 333 545 | | 7 333 388 |
| RES.AERIEN UA POU 99 | 01/01/1999 | 25 | 18 130 917 | | 13 779 498 | | 4 351 419 |
| RES.AERIEN UA POU 2000 | 01/01/2000 | 25 | 1 678 113 | | 1 208 241 | | 469 872 |
| RES.AERIEN UA POU 2001 | 01/01/2001 | 25 | 45 000 | | 30 600 | | 14 400 |
| RESEAUX UA POU 2001 | 01/01/2001 | 25 | | 647 173 | | 440 079 | 207 094 |
| RESEAUX UA POU 2001 | 01/01/2001 | 25 | | 548 313 | | 377 317 | 170 996 |
| RES.AERIEN UA POU 2002 | 01/01/2002 | 25 | 99 091 | | 63 419 | | 35 672 |
| RESEAUX UA POU 2002 | 01/01/2002 | 25 | | 1 371 888 | | 878 008 | 493 880 |

| Composants | Date de mise en service | Durée Amort / An | Valeur Brute Concessionnaire | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique Concessionnaire | Amortissement économique Tiers | Valeur Nette Economique |
|---------------------------|-------------------------|------------------|------------------------------|--------------------|--|--------------------------------|-------------------------|
| RES.AERIEN UA POU 2003 | 01/01/2003 | 25 | 20 893 178 | | 12 535 905 | | 8 357 273 |
| RESEAUX UA POU 2003 | 01/01/2003 | 25 | | 350 063 | | 210 038 | 140 025 |
| RESEAUX UA POU 2003 | 01/01/2003 | 25 | | 42 290 | | 25 505 | 16 785 |
| RESEAU CP41906 2004 UAPOU | 01/07/2004 | 25 | 224 131 | | 121 028 | | 103 103 |
| RESEAUX UA POU 2004 | 01/07/2004 | 25 | | 1 245 468 | | 672 555 | 572 913 |
| RESEAU HTA/BTA COM UA POU | 02/12/2004 | 25 | 4 419 691 | | 2 312 482 | | 2 107 209 |
| RESEAUX UA POU 2005 | 01/06/2005 | 25 | | 4 460 577 | | 2 245 156 | 2 215 421 |
| RESEAUX UA POU 2005 | 01/06/2005 | 25 | | 12 910 | | 6 497 | 6 413 |
| RESEAUX CP 51906 2005UAPO | 01/06/2005 | 25 | 549 536 | | 276 599 | | 272 937 |
| EXT BTA AHSCHA LOUIS | 01/01/2006 | 25 | 563 794 | | 270 624 | | 293 170 |
| EXT BTA BRUNEAU PASCAL | 06/03/2006 | 25 | 235 658 | | 111 411 | | 124 247 |
| RESEAU HTA HOHOI UAPOU 06 | 01/06/2006 | 25 | 5 940 091 | | 2 752 244 | | 3 187 847 |
| RESEAUX UA POU 2006 | 01/07/2006 | 25 | | 1 408 602 | | 647 956 | 760 646 |
| RESEAU 15% EXT UA POU 06 | 01/07/2006 | 25 | 132 798 | | 61 088 | | 71 710 |
| RENF RES BTA CP UA POU | 01/07/2006 | 25 | 369 143 | | 169 809 | | 199 334 |
| RESEAUX UA POU | 01/01/2007 | 25 | 2 021 930 | | 889 647 | | 1 132 283 |
| RESEAUX UA POU 2007 | 01/07/2007 | 25 | | 305 084 | | 128 133 | 176 951 |
| RES AERIEN CP UA POU 2007 | 01/07/2007 | 25 | 3 378 086 | | 1 418 795 | | 1 959 291 |
| RESEAUX UA POU 2007 | 01/07/2007 | 25 | | 677 984 | | 284 751 | 393 233 |
| 15% QUOTE PART EDT 2007 | 01/07/2007 | 25 | 90 666 | | 38 082 | | 52 584 |
| EXT BTA SIT MAUI'A POUR | 01/01/2008 | 25 | 406 904 | | 162 760 | | 244 144 |
| EXT 14A BTA QTER MAUHAI | 01/01/2008 | 25 | 168 283 | | 67 310 | | 100 973 |
| EXT 14A BTA QTER HAOAKA | 01/01/2008 | 25 | 263 917 | | 105 569 | | 158 348 |
| EXT 14A BTA QTER TETAHUNA | 01/01/2008 | 25 | 129 467 | | 51 789 | | 77 678 |
| RESEAU 2008 CONCEDANT | 01/01/2008 | 25 | | 249 014 | | 99 606 | 149 408 |
| RESEAUX CP UA POU 2008 | 01/07/2008 | 25 | 22 416 398 | | 8 518 232 | | 13 898 166 |
| RESEAUX 2008 TIERS | 01/07/2008 | 25 | | 23 218 770 | | 8 823 134 | 14 395 636 |
| EXT BTA QT TOKIAHI-TOHIPU | 21/11/2008 | 25 | 239 221 | | 87 184 | | 152 037 |
| RESEAUX CP UA POU 2009 | 01/07/2009 | 25 | 408 833 | | 139 001 | | 269 832 |
| RESEAUX 2009 CONCEDANT | 01/12/2009 | 25 | | 158 096 | | 51 119 | 106 977 |
| RESEAUX 2010 CONCED UAPOU | 01/07/2010 | 25 | | 1 223 694 | | 367 110 | 856 584 |
| RESEAU CP UA POU 2010 | 01/07/2010 | 25 | 11 655 878 | | 3 496 763 | | 8 159 115 |
| EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU | 01/01/2011 | 25 | 416 480 | | 116 613 | | 299 867 |
| EXT14A1 QT TAMRII UA POU | 26/01/2011 | 25 | 271 870 | | 75 370 | | 196 500 |
| RESEAUX CP UA POU 2011 | 01/07/2011 | 25 | 3 061 396 | | 795 964 | | 2 265 432 |
| RESEAUX 2011 CONCED UAPOU | 01/07/2011 | 25 | | 121 814 | | 31 673 | 90 141 |
| EXT 14A1 BTA QT TAMRII | 01/01/2012 | 25 | 1 496 400 | | 359 136 | | 1 137 264 |
| EXT 14A1 QT SCALLAMERA | 01/01/2012 | 25 | 540 240 | | 129 659 | | 410 581 |

| Composants | 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 UA POU 2012 | 01/07/2012 | 25 | 25 812 032 | | 5 678 646 | | 20 133 386 |
| RESEAUX CP UA POU 2013 | 01/07/2013 | 25 | 43 213 856 | | 7 778 493 | | 35 435 363 |
| RESEAUX 2013 CONCED UAPOU | 01/07/2013 | 25 | | 86 432 | | 15 557 | 70 875 |
| EXT 14A1 QT AKA UA POU | 03/09/2013 | 25 | 121 615 | | 21 055 | | 100 560 |
| EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P | 10/10/2013 | 25 | 248 645 | | 42 022 | | 206 623 |
| 14A/09/2011/UAP/JK/PG | 01/01/2014 | 25 | 520 386 | | 83 260 | | 437 126 |
| EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J | 03/06/2014 | 25 | 168 251 | | 24 078 | | 144 173 |
| RESEAUX 2014 CONCED UAPOU | 01/07/2014 | 25 | | 97 444 | | 13 643 | 83 801 |
| RESEAUX CP UA POU 2015 | 01/07/2015 | 25 | 22 149 121 | | 2 214 912 | | 19 934 209 |
| RESEAUX 2015 CONCED UAP | 01/07/2015 | 25 | | 56 063 | | 5 607 | 50 456 |
| RESEAUX CP UA POU 2016 | 01/07/2016 | 25 | 268 111 | | 16 086 | | 252 025 |
| RESEAUX 2016 CONCED UAPOU | 01/07/2016 | 25 | | 86 432 | | 5 186 | 81 246 |
| RESEAUX CP UA POU 2017 | 01/07/2017 | 25 | 10 892 442 | | 217 849 | | 10 674 593 |
| RSX AERIEN TIERS UAP 2017 | 01/07/2017 | 25 | | 1 691 793 | | 33 836 | 1 657 957 |
| 14A1 202/2017/UAP/JK/PG | 01/09/2017 | 25 | 1 336 291 | | 17 817 | | 1 318 474 |
| RESEUAX UA POU | 01/01/2007 | 35 | 5 052 377 | | 1 587 893 | | 3 464 484 |
| EXT RES SOUT STATION CHLO | 24/02/2007 | 35 | 375 753 | | 116 515 | | 259 238 |
| EXT SOUT BTA SIT MAUIA | 01/01/2008 | 35 | 838 777 | | 239 650 | | 599 127 |
| EXT 14A BTA QTR HIVATETE | 01/01/2008 | 35 | 863 076 | | 246 590 | | 616 486 |
| EXT 14A BTA QTER MAUHAI | 01/01/2008 | 35 | 555 333 | | 158 670 | | 396 663 |
| EXT 14A BTA QTER HAOAKA | 01/01/2008 | 35 | 703 780 | | 201 080 | | 502 700 |
| EXT 14A BTA QTER TETAHUNA | 01/01/2008 | 35 | 776 808 | | 221 945 | | 554 863 |
| EXTENSION HTA MOD UA POU | 01/01/2009 | 35 | 1 079 674 | | 277 632 | | 802 042 |
| EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU | 01/01/2011 | 35 | 1 246 897 | | 249 382 | | 997 515 |
| COMPTAGE UA POU 1992 | 01/01/1992 | 20 | | 3 074 945 | | 3 074 945 | - |
| COMPTAGE UA POU 94 | 01/01/1994 | 20 | - | | - | | - |
| COMPTAGE UA POU 95 | 01/01/1995 | 20 | - | | - | | - |
| COMPTAGE UA POU 96 | 01/01/1996 | 20 | - | | - | | - |
| COMPTAGE UA POU 97 | 01/01/1997 | 20 | 509 173 | | 509 173 | | - |
| COMPTAGE UA POU 98 | 01/01/1998 | 20 | 630 000 | | 630 000 | | - |
| COMPTAGE UA POU 99 | 01/01/1999 | 20 | 720 525 | | 684 498 | | 36 027 |
| COMPTAGE UA POU 2001 | 01/01/2001 | 20 | | 163 195 | | 138 716 | 24 479 |
| COMPTAGE UA POU 2002 | 01/01/2002 | 20 | 352 309 | | 281 847 | | 70 462 |
| COMPTAGE UA POU 2002 | 01/01/2002 | 20 | | 1 562 578 | | 1 250 064 | 312 514 |
| COMPTAGE UA POU 2003 | 01/01/2003 | 20 | | 860 164 | | 645 121 | 215 043 |
| POSE COMPTEUR 2004 UA POU | 01/07/2004 | 20 | 478 333 | | 322 876 | | 155 457 |
| BRANCHEMENT UA POU 2004 | 01/07/2004 | 20 | | 1 096 648 | | 740 237 | 356 411 |

| Composants | Date de mise en service | Durée Amort / An | Valeur Brute Concessionnaire | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique Concessionnaire | Amortissement économique Tiers | Valeur Nette Economique |
|---|-------------------------|------------------|------------------------------|--------------------|--|--------------------------------|-------------------------|
| COMPTAGE UA POU 2005 | 01/06/2005 | 20 | | 727 196 | | 457 530 | 269 666 |
| POSE COMPTEURS UA POU 05 | 01/07/2005 | 20 | 375 526 | | 234 702 | | 140 824 |
| BRCHT UA POU 2006 | 01/07/2006 | 20 | | 1 585 722 | | 911 789 | 673 933 |
| BRCHT/CPTAGES CP UA POU | 01/07/2006 | 20 | 509 573 | | 293 006 | | 216 567 |
| BRCHT STATION CHLORATION | 24/02/2007 | 20 | 27 952 | | 15 169 | | 12 783 |
| BRCHT/CPTAGES CP UAPOU 07 | 01/07/2007 | 20 | 1 029 275 | | 540 372 | | 488 903 |
| BRCHT UAPOU 2007 | 01/07/2007 | 20 | | 1 906 353 | | 1 000 837 | 905 516 |
| BRCHT/CPTAGES CP UA POU | 01/07/2008 | 20 | 835 074 | | 396 662 | | 438 412 |
| BRCHT 2008 FINANC TIERS | 01/07/2008 | 20 | | 1 984 791 | | 942 776 | 1 042 015 |
| BRCHT/CPTAGE UA POU 2009 | 01/07/2009 | 20 | 599 221 | | 254 669 | | 344 552 |
| BRCHT 2009 FINANC. TIERS | 01/12/2009 | 20 | | 746 569 | | 301 738 | 444 831 |
| BRCHT/CPTAGE UA POU 2010 | 01/07/2010 | 20 | 968 750 | | 363 281 | | 605 469 |
| COMPTAGE TIERS UAPOU 2010 | 01/07/2010 | 20 | | 1 290 551 | | 483 957 | 806 594 |
| BRCHT/CPTAGE UA POU 2011 | 01/07/2011 | 20 | 523 416 | | 170 111 | | 353 305 |
| COMPTAGE TIERS UAPOU 2011 | 01/07/2011 | 20 | | 811 876 | | 263 861 | 548 015 |
| BRCHT/CPTAGES UA POU | 01/07/2012 | 20 | 661 941 | | 182 034 | | 479 907 |
| COMPTAGE TIERS UAPOU 2012 | 01/07/2012 | 20 | | 489 181 | | 134 525 | 354 656 |
| BRCHT/COMPTAGES UA POU | 01/07/2013 | 20 | 763 159 | | 171 711 | | 591 448 |
| COMPTAGE TIERS UAPOU 2013 | 01/07/2013 | 20 | | 837 874 | | 188 523 | 649 351 |
| CPTEURS SOLAIRE UAP 2013 | 01/07/2013 | 20 | | 53 909 | | 12 129 | 41 780 |
| BRCHT/COMPTAGES UA POU | 01/07/2014 | 20 | 625 982 | | 109 547 | | 516 435 |
| COMPTAGE TIERS UA POU2014 | 01/07/2014 | 20 | | 559 659 | | 97 940 | 461 719 |
| CPTEURS SOLAIRE UAP 2014 | 01/07/2014 | 20 | | 72 789 | | 12 737 | 60 052 |
| BRCHT/COMPTAGES UA POU | 01/07/2015 | 20 | 2 773 542 | | 346 693 | | 2 426 849 |
| COMPTAGE TIERS UAP 2015 | 01/07/2015 | 20 | | 375 370 | | 46 921 | 328 449 |
| BRCHT/COMPTAGES UA POU | 01/07/2016 | 20 | 2 854 162 | | 214 062 | | 2 640 100 |
| COMPTAGE TIERS UAP 2016 | 01/07/2016 | 20 | | 500 613 | | 37 546 | 463 067 |
| COMPTAGE TIERS UAPOU 2017 | 01/07/2017 | 20 | | 424 165 | | 10 604 | 413 561 |
| BRCHT/COMPTAGES UA POU | 01/07/2017 | 20 | 1 880 225 | | 47 006 | | 1 833 219 |
| TOTAL DISTRIBUTION UA POU | | | 324 800 010 | 66 575 348 | 124 470 617 | 35 506 258 | 231 398 483 |
| >>>> TOTAL PAR CONCESSION UA POU | | | 464 227 722 | 72 714 829 | 223 123 315 | 40 215 806 | 273 603 430 |

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution :

| N° Chantier | Libellé des chantiers | Valeur Brute | Organes de coupure aérien | Réseau aérien | Branchement & Comptages |
|-------------|--|-------------------|---------------------------|-------------------|-------------------------|
| 705270 | 14A1 202/2017/UAP/JK/PG UA POU | 1 336 291 | | 1 336 291 | |
| | TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14 | 1 336 291 | - | 1 336 291 | - |
| 601470 | RENV 8 IACM PAR 8 IAM HAKAHAU UA POU | 15 383 961 | 15 383 961 | | |
| E4900 | NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE) | 137 501 | | | 137 501 |
| E4901 | RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE) | 1 742 724 | | | 1 742 724 |
| E4903 | RENV RESEAUX ILES (TFT E4921) | 336 075 | | 336 075 | |
| E4921 | EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES | 10 556 367 | | 10 556 367 | |
| | TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13 | 28 156 628 | 15 383 961 | 10 892 442 | 1 880 225 |
| | TOTAL DISTRIBUTION UA POU | 29 492 919 | 15 383 961 | 12 228 733 | 1 880 225 |

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

| | prévu | réalisé | écart |
|--------------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| BLOC MOTEUR GROUPE | - | 6 573 270 | -6 573 270 |
| REGROUPEMENT FILIERES PC | 20 301 656 | - | 20 301 656 |
| TOTAL | 20 301 656 | 6 573 270 | 13 728 386 |

| | | |
|--|-------------------|----------------------|
| dont | écart | commentaires |
| <i>renouvellement reporté</i> | 20 301 656 | en cours de révision |
| <i>renouvellement anticipé</i> | (6 573 270) | |
| <i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i> | | |
| <i>écart de coût sur renouvellement effectué</i> | | |
| <i>total pour vérif</i> | <u>13 728 386</u> | |

Distribution :

| | prévu | réalisé | écart |
|---------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Transfos | 1 500 000 | - | 1 500 000 |
| IAT IAM | 8 000 000 | 15 383 961 | (7 383 961) |
| Réseaux HTA | 33 600 000 | 10 892 442 | 22 707 558 |
| Réseaux BT | 8 000 000 | | 8 000 000 |
| Branchements et comptages | 1 000 000 | 1 742 724 | (742 724) |
| Réseau souterrain | 10 000 000 | - | 10 000 000 |
| TOTAL | 62 100 000 | 28 019 127 | 34 080 873 |

| | |
|--|-------------------|
| dont | écart |
| <i>renouvellement reporté</i> | 42 207 558 |
| <i>renouvellement anticipé</i> | (8 126 685) |
| <i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i> | |
| <i>écart de coût sur renouvellement effectué</i> | |
| <i>total pour vérif</i> | <u>34 080 873</u> |

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.

- Les opérateurs sujets à une obligation de maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations peuvent anticiper le surcoût des immobilisations qu'elles jugent devoir renouveler avant le terme du contrat de délégation. Ce surcoût est appréhendé au travers d'une provision pour renouvellement.

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

5.5.3 Impact sur l'exercice

La nouvelle méthode a été mise en place de manière prospective sans retraitement du passé

Le montant global des investissements au bilan au 31/12/2017, déduction faite des investissements financés par les tiers ou le concédant et de l'indemnité de fin de concession est amorti sur la durée de la concession.

La dotation de l'exercice correspond à cette base amortissable, diminuée des charges calculées déjà comptabilisées, divisée par la durée résiduelle de la concession

Production :

| Amortissement des biens au bilan | |
|---|------------------------|
| Vo cloture | 145 567 193 |
| - financements tiers et concédant | (6 139 481) |
| - IFC biens au bilan cumulé | (7 523 239) |
| base amortissable | 131 904 473 |
| doté à l'ouverture | 124 534 526 (A) |
| Caducité | 98 048 705 |
| PRU | 10 787 054 |
| PRC article 22 | - |
| Amort article 22 | <u>15 698 767</u> |
| reste à amortir | 7 369 947 |
| nb années restantes | 4 |
| dotation exercice | 1 842 487 (B) |
| dotations cumulées | 126 377 013 (A) + (B) |

Amortissement comptable (actif)

| Détermination du passif de renouvellement | |
|--|--------------------------|
| Besoin évalué 31/12/2016 | 63 509 924 |
| Ajustement du besoin 2017 | (213 619) |
| IFC Prévis. sur renouvellement | - |
| doté à l'ouverture | 52 321 970 (A) |
| Amort | 43 803 881 |
| Annul amort art 22 | (15 698 767) |
| PR | <u>24 216 856</u> |
| reste à doter | 10 974 335 |
| nb années restantes | 4 |
| dotation exercice | 2 743 584 (B) |
| reprises sur trvx renouvellement | (114 525) © |
| Passif de renouvellement | 54 951 029 (A) + (B) + © |

Passif de renouvellement (passif)

Distribution :

| Amortissement des biens au bilan | |
|---|------------------------|
| Vo cloture | 391 375 358 |
| - financements tiers et concédant | (66 575 348) |
| - IFC biens au bilan cumulé | (3 562 963) |
| base amortissable | 321 237 047 |
| doté à l'ouverture | 274 093 881 (A) |
| Caducité | 123 399 925 |
| PRU | 146 827 963 |
| PRC article 22 | 1 956 592 |
| Amort article 22 | <u>1 909 401</u> |
| reste à amortir | 47 143 166 |
| nb années restantes | 4 |
| dotation exercice | 11 785 792 (B) |
| dotations cumulées | 285 879 673 (A) + (B) |

Amortissement comptable (actif)

Détermination du passif de renouvellement

| | |
|--------------------------------|------------------------|
| Besoin évalué 31/12/2016 | 137 850 199 |
| Ajustement du besoin 2017 | - |
| IFC Prèvis. sur renouvellement | - |
| doté à l'ouverture | 119 974 900 (A) |
| Amort | 5 408 270 |
| Annul amort art 22 | (1 909 401) |
| PR | <u>116 476 031</u> |

| | |
|---------------|------------|
| reste à doter | 17 875 299 |
|---------------|------------|

| | |
|---------------------|---|
| nb années restantes | 4 |
|---------------------|---|

| | |
|-------------------|---------------|
| dotation exercice | 4 468 825 (B) |
|-------------------|---------------|

| | |
|----------------------------------|---------------|
| reprises sur trvx renouvellement | (6 569 101) © |
|----------------------------------|---------------|

| | | |
|--------------------------|---------------------------|-----------------------------------|
| Passif de renouvellement | 117 874 624 (A) + (B) + © | Passif de renouvellement (passif) |
|--------------------------|---------------------------|-----------------------------------|

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Production : N/A

Distribution :

| N° Chantier | Libellé des chantiers | Valeur Brute | Taux d'améliorant | Montant améliorant |
|-------------|---|------------------|-------------------|--------------------|
| 705270 | 14A1 202/2017/UAP/JK/PG UA POU | 1 336 291 | 100% | 1 336 291 |
| | TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14 | 1 336 291 | | 1 336 291 |
| E4900 | NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE) | 137 501 | 100% | 137 501 |
| | TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13 | 137 501 | | 137 501 |
| 611405 | 532071 EXT CET UA POU CENTRE ENFOUISST 5120161140 | 1 691 793 | 100% | 1 691 793 |
| E4950 | 540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES | 424 165 | 100% | 424 165 |
| | TOTAL FINANCEMENT TIERS UA POU | 2 115 958 | | 2 115 958 |
| | TOTAL DISTRIBUTION UA POU | 3 589 750 | | 3 589 750 |

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

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

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

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

- Application de la formule
Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2010 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.
L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10^{ème} de la valeur d'origine égal à : 10 – (2020 – (année de mise en service+1)).
Soit :

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

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010 à 2017 s'élève à 12 MXPf

| Composants | date de mise en service | durée amortissement | Valeur Brute Brute Concessionnaire | TVA 13% | Vo majorée de la TVA à reverser | taux améliorant | Montant de la part améliorante | Montant prévisionnel indemnité fin de concession |
|--|-------------------------|---------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------|--------------------------------|--|
| EXTENS° ATELIER STOCKAGE CENTRALE HAKAHAU UA POU | 01/01/2014 | 7 | 655 479 | 85 212 | 698 085 | 100% | 698 085 | 349 043 |
| TVX GC GPE P400 HAKAHAU UA POU | 15/11/2010 | 10 | 10 737 932 | 1 395 931 | 10 877 525 | 100% | 10 877 525 | 1 087 753 |
| EXTENS°SALLE RANGEMENT CENTRALE UA POU | 01/01/2015 | 6 | 270 708 | 35 192 | 291 823 | 100% | 291 823 | 175 094 |
| MOTEUR FG WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 01/08/2013 | 6 | 6 115 169 | 794 972 | 6 433 158 | 0% | - | - |
| MOTEUR FG WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 01/08/2013 | 6 | - | - | - | 0% | - | - |
| MOTEUR FG WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 15/11/2010 | 6 | 5 848 040 | 760 245 | 5 924 065 | 28% | 1 658 738 | 165 874 |
| MOTEUR FG WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 15/11/2010 | 6 | 5 848 040 | 760 245 | 5 924 065 | 28% | 1 658 738 | 165 874 |
| ALTERNAT FG WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 01/08/2013 | 7 | 2 669 320 | 347 012 | 2 808 125 | 0% | - | - |
| ALTERNAT FG WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 01/08/2013 | 7 | 2 669 320 | 347 012 | 2 808 125 | 0% | - | - |
| ALTERNAT FG WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 15/11/2010 | 7 | 2 552 716 | 331 853 | 2 585 901 | 28% | 724 052 | 72 405 |
| ALTERNAT FG WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 15/11/2010 | 7 | 2 552 716 | 331 853 | 2 585 901 | 28% | 724 052 | 72 405 |
| ACCESSOIRE WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 01/08/2013 | 7 | 4 194 801 | 545 324 | 4 412 931 | 0% | - | - |
| ACCESSOIRE WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 01/08/2013 | 7 | 4 194 800 | 545 324 | 4 412 930 | 0% | - | - |
| ACCESSOIRE WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 15/11/2010 | 7 | 3 892 729 | 506 055 | 3 943 334 | 28% | 1 104 134 | 110 413 |
| ACCESSOIRE WILSON P400 UA POU HAKAHAU | 15/11/2010 | 7 | 3 892 729 | 506 055 | 3 943 334 | 28% | 1 104 134 | 110 413 |
| F&P CUVE PRINCIPALE 50M3 HAKAHAU UA POU | 21/09/2010 | 10 | 5 044 045 | 655 726 | 5 109 618 | 0% | - | - |
| COMB F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU | 15/11/2010 | 10 | 4 781 629 | 621 612 | 4 843 790 | 28% | 1 356 261 | 135 626 |
| AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAPS/EMPRISE CENTRALE UA POU | 01/01/2011 | 10 | 1 089 181 | 141 594 | 1 117 500 | 100% | 1 117 500 | 223 500 |
| EAU F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU | 15/11/2010 | 10 | 2 227 968 | 289 636 | 2 256 932 | 28% | 631 941 | 63 194 |
| ENER F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU | 15/11/2010 | 10 | 2 355 934 | 306 271 | 2 386 561 | 28% | 668 237 | 66 824 |
| SUPERVISION CENT UA POU INSTALLATION HAKAHAU | 01/07/2012 | 9 | 204 185 | 26 544 | 212 148 | 100% | 212 148 | 63 644 |
| SUPERVIS° GPE FGW UA POU P400 CENTRALE HAKAHAU | 01/07/2012 | 9 | 489 155 | 63 590 | 508 232 | 100% | 508 232 | 152 470 |
| COFFRETS COMPTAGES UA POU CENTRALE UA POU | 01/09/2013 | 7 | 2 082 573 | 270 734 | 2 190 867 | 100% | 2 190 867 | 876 347 |
| RENOV.TGBT PRISMA UA POU CENTRALE G3 & G4 | 01/05/2015 | 6 | 5 615 070 | 729 959 | 6 053 045 | 0% | - | - |
| PROTECT° TRANSF TR2 UA POU | 01/05/2015 | 6 | 1 553 694 | 201 980 | 1 674 882 | 100% | 1 674 882 | 1 004 929 |
| ENVT F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU | 15/11/2010 | 10 | 1 029 832 | 133 878 | 1 043 220 | 28% | 292 102 | 29 210 |
| ENS DESHUILAGE SEREP UA POU CENTRALE HAKAHAU | 01/01/2013 | 8 | 3 710 281 | 482 337 | 3 903 216 | 100% | 3 903 216 | 1 561 286 |
| ETUDE DDAE CENTRAL UA POU | 01/01/2014 | 7 | 2 105 784 | 273 752 | 2 242 660 | 100% | 2 242 660 | 1 121 330 |
| SECU F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU | 15/11/2010 | 10 | 2 528 869 | 328 753 | 2 561 744 | 28% | 717 288 | 71 729 |
| F&P SYST SECURITE UA POU INCENDIE CENTRALE HAKAHAU | 10/09/2012 | 8 | 6 800 123 | 884 016 | 7 065 328 | 43% | 3 010 728 | 903 218 |
| RENF SYSTEME DETECTION ET EXTINCTION GAZ UA POU | 30/04/2016 | 5 | 1 739 411 | 226 123 | 1 897 697 | 0% | - | - |
| MOTEUR PERKINS P400 UA POU | 01/03/2017 | 7 | 6 573 270 | 854 525 | 7 256 890 | 0% | - | - |
| PRODUCTION UA POU | | | 106 025 503 | 13 783 315 | 109 973 631 | | 37 367 343 | 8 582 581 |
| TRANSFO KENA O1011 UA POU FEEDER DEPART 1 HAKAHAU | 01/07/2013 | 25 | 359 410 | 46 723 | 378 099 | 0% | - | - |
| RENFORC POSTE O1032 VAIKAKA HAKAHAU UA POU | 01/01/2011 | 25 | 206 018 | 26 782 | 211 374 | 50% | 105 687 | 21 137 |
| RENFORC TRANSFO O1032 VAIKAKA HAKAHAU UA POU | 01/01/2011 | 25 | 498 133 | 64 757 | 511 084 | 50% | 255 542 | 51 108 |
| RENFORC POSTE O1031 VIVII HAKAHAU UA POU | 01/01/2011 | 25 | 1 194 549 | 155 291 | 1 225 607 | 50% | 612 804 | 122 561 |
| RENFORC TRANSFO O1031 VIVII HAKAHAU UA POU | 01/01/2011 | 25 | 498 133 | 64 757 | 511 084 | 50% | 255 542 | 51 108 |
| RENFORC POSTE H16 51O1012 HUNANUI HOHOI UA POU | 01/01/2011 | 25 | 2 286 863 | 297 292 | 2 346 321 | 50% | 1 173 161 | 234 632 |
| TRANSFO H61 O1012 UA POU HUNANUI HOHOI HAKAHAU | 01/01/2011 | 25 | 456 262 | 59 314 | 468 125 | 50% | 234 062 | 46 812 |
| POSTE DP UA POU 2010 CP | 01/07/2010 | 25 | 177 682 | 23 099 | 179 992 | 0% | - | - |
| REEMPLIACM PAR IAM UA POU 0316A HAKAHETAU | 13/01/2011 | 15 | 842 316 | 109 501 | 864 216 | 41% | 354 329 | 70 866 |
| RESEAUX 2010 CONCED UA POU FINANCEMENT | 01/07/2010 | 25 | - | - | - | 0 | - | - |
| RESEAU CP UA POU 2010 | 01/07/2010 | 25 | 11 655 878 | 1 515 264 | 11 807 404 | 0% | - | - |

| Composants | date de mise en service | durée amortissement | Valeur Brute Brute Concessionnaire | TVA 13% | Vo majorée de la TVA à reverser | taux améliorant | Montant de la part améliorante | Montant prévisionnel indemnité fin de concession |
|---|-------------------------|---------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------|--------------------------------|--|
| EXT14A1 BT QT KAIHA UA POU VALLEE HAAKUTI | 01/01/2011 | 25 | 416 480 | 54 142 | 427 308 | 100% | 427 308 | 85 462 |
| EXT14A1 QT TAMRII UA POU VALLEE HAKAHA | 26/01/2011 | 25 | 271 870 | 35 343 | 278 939 | 100% | 278 939 | 55 788 |
| RESEAUX CP UA POU 2011 | 01/07/2011 | 25 | 3 061 396 | 397 981 | 3 140 992 | 0% | - | - |
| RESEAUX 2011 CONCED UA POU FINANCEMENT | 01/07/2011 | 25 | - | - | - | | 0 | - |
| EXT 14A1 BTA QT TAMRIITU KOOVE HAKAHAU UA POU | 01/01/2012 | 25 | 1 496 400 | 194 532 | 1 554 760 | 100% | 1 554 760 | 466 428 |
| EXT 14A1 QT SCALLAMERA HAKAHAU UA POU | 01/01/2012 | 25 | 540 240 | 70 231 | 561 309 | 100% | 561 309 | 168 393 |
| RESEAUX CP UA POU 2012 | 01/07/2012 | 25 | 25 812 032 | 3 355 564 | 26 818 701 | 0% | - | - |
| RESEAUX CP UA POU 2013 CP 2013 | 01/07/2013 | 25 | 43 213 856 | 5 617 801 | 45 460 977 | 0% | - | - |
| RESEAUX 2013 CONCED UA POU FINANCEMENT | 01/07/2013 | 25 | - | - | - | | 0 | - |
| EXT 14A1 QT AKA UA POU NATAAEFITUIETE HAAKUTI | 03/09/2013 | 25 | 121 615 | 15 810 | 127 939 | 100% | 127 939 | 51 176 |
| EXT 14A1 QT HIKUTINI UA POU A HAKAMOUI | 10/10/2013 | 25 | 248 645 | 32 324 | 261 575 | 100% | 261 575 | 104 630 |
| 14A/09/2011/UAP/JK/PGQUART BRUNEAU HAKAHAU UAP | 01/01/2014 | 25 | 520 386 | 67 650 | 554 211 | 100% | 554 211 | 277 106 |
| EXT 14A/793/2013/UAP/JK/JH QT TEIKITU HAKAHAU UAP | 03/06/2014 | 25 | 168 251 | 21 873 | 179 187 | 100% | 179 187 | 89 594 |
| RESEAUX 2014 CONCED UAPOU FINANCEMENT | 01/07/2014 | 25 | - | - | - | | 0 | - |
| RESEAUX CP UA POU 2015 CP 2015 | 01/07/2015 | 25 | 22 149 121 | 2 879 386 | 23 876 752 | 0% | - | - |
| RESEAUX 2015 CONCED UAP FINANCEMENT UA POU | 01/07/2015 | 25 | - | - | - | | 0 | - |
| EXT 14A1 BTS QT YIP UA POU TEVAEA A HAKAHAU | 01/01/2011 | 35 | 1 246 897 | 162 097 | 1 279 316 | 100% | 1 279 316 | 255 863 |
| BRCHT/CPTAGE UA POU 2010 | 01/07/2010 | 20 | 968 750 | 125 938 | 981 344 | 28% | 271 492 | 27 149 |
| COMPTAGE TIERS UA POU 2010 FINANCEMENT | 01/07/2010 | 20 | - | - | - | | 0 | - |
| BRCHT/CPTAGE UA POU 2011 | 01/07/2011 | 20 | 523 416 | 68 044 | 537 025 | 34% | 180 985 | 36 197 |
| COMPTAGE TIERS UA POU 2011 FINANCEMENT | 01/07/2011 | 20 | - | - | - | | 0 | - |
| BRCHT/CPTAGES UA POU CP 2012 | 01/07/2012 | 20 | 661 941 | 86 052 | 687 757 | 18% | 120 813 | 36 244 |
| COMPTAGE TIERS UA POU 2012 FINANCEMENT UA POU | 01/07/2012 | 20 | - | - | - | | 0 | - |
| BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2013 | 01/07/2013 | 20 | 763 159 | 99 211 | 802 843 | 34% | 274 783 | 109 913 |
| COMPTAGE TIERS UA POU 2013 FINANCEMENT UA POU | 01/07/2013 | 20 | - | - | - | | 0 | - |
| CPTEURS SOLAIRE UAP 2013 | 01/07/2013 | 20 | - | - | - | | 0 | - |
| BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2014 | 01/07/2014 | 20 | 625 982 | 81 378 | 666 671 | 24% | 160 192 | 80 096 |
| COMPTAGE TIERS UA POU 2014 FINANCEMENT UA POU | 01/07/2014 | 20 | - | - | - | | 0 | - |
| CPTEURS SOLAIRE UAP 2014 | 01/07/2014 | 20 | - | - | - | | 0 | - |
| BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2015 | 01/07/2015 | 20 | 2 773 542 | 360 560 | 2 989 878 | 6% | 193 033 | 115 820 |
| COMPTAGE TIERS UAP 2015 FINANCEMENT UA POU | 01/07/2015 | 20 | - | - | - | | 0 | - |
| RESEAUX CP UA POU 2016 CP 2016 | 01/07/2016 | 25 | 268 111 | 34 854 | 292 509 | 0% | - | - |
| RESEAUX 2016 CONCED UA POU FINANCEMENT UA POU | 01/07/2016 | 25 | - | - | - | | - | - |
| BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2016 | 01/07/2016 | 20 | 2 854 162 | 371 041 | 3 113 891 | 3% | 93 417 | 65 392 |
| COMPTAGE TIERS UAP 2016 FINANCEMENT UA POU | 01/07/2016 | 20 | - | - | - | | - | - |
| RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA POU À HAKAHAU | 01/08/2017 | 15 | 15 383 961 | 1 999 915 | 16 983 893 | 0% | - | - |
| RESEAUX CP UA POU 2017 CP 2017 | 30/06/2017 | 25 | 10 892 442 | 1 416 017 | 12 025 256 | 0% | - | - |
| RSX AERIEN TIERS UAP 2017 FINANCEMENTS UA POU | 01/07/2017 | 25 | - | - | - | | - | - |
| 14A1 202/2017/UAP/JK/PG EXT EP UA POU | 01/09/2017 | 25 | 1 336 291 | 173 718 | 1 475 265 | 100% | 1 475 265 | 1 180 212 |
| COMPTAGE TIERS UA POU 2017 FINANCEMENT UA POU | 01/07/2017 | 25 | - | - | - | 100% | - | - |
| BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2017 | 01/07/2017 | 20 | 1 880 225 | 244 429 | 2 075 768 | 7% | 151 801 | 121 441 |
| DISTRIBUTION UA POU | | | 156 374 415 | 20 328 674 | 165 657 376 | | 11 137 453 | 3 925 128 |
| >>>> TOTAL PAR CONCESSION UA POU | | | 262 399 918 | 34 111 989 | 275 631 007 | | 48 504 797 | 12 507 709 |

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

| | |
|------------------------------------|-------------|
| reste à faire au 31/12/2016 | 63 509 924 |
| réalisé | - 6 573 270 |
| écart de coût sur réalisé | - |
| réajusté | - 213 619 |
| reste à faire au 31/12/2017 | 56 723 035 |

Plan de renouvellement au 31/12/2017

| | 2018 | 2019 | 2020 | Total général |
|---------------------------|-------------------|-------------------|------|-------------------|
| ACCESSOIRES GROUPES | 5 342 369 | 5 422 504 | - | 10 764 873 |
| ALTERNATEUR GROUPE | 2 875 616 | 2 918 750 | - | 5 794 366 |
| BLOC MOTEUR GROUPE | 13 175 549 | 6 686 591 | - | 19 862 140 |
| REGROUPEMENT FILIERES P.C | 20 301 656 | - | - | 20 301 656 |
| Total général | 41 695 190 | 15 027 845 | - | 56 723 035 |

Situation de l'actif/passif de renouvellement

| | actif/passif à l'ouverture | + dotation 2017 | - utilisation 2017 | actif/passif clôture | reste à renouveler |
|--------------------------------|----------------------------|------------------|---------------------|----------------------|--------------------|
| TOTAL UA POU PRODUCTION | 52 321 970 | 2 743 584 | - 43 468 054 | 11 597 500 | 56 723 035 |
| | (1) | (2) | | | |

(1) correspond au 31/12/2016 à :

| | |
|---|------------|
| -amortissement technique: | 43 803 881 |
| - amortissement technique sur biens indemnisés: - | 15 698 767 |
| - provision de renouvellement: | 24 216 856 |
| | <hr/> |
| | 52 321 970 |

(2) correspond à la dotation 2017:

| | |
|--------------------------------|--------------|
| - reste à faire réajusté 2016: | 63 296 305 |
| - déjà doté à l'ouverture: | - 52 321 970 |
| | <hr/> |
| reste à doter | 10 974 335 |
| nb année à doter: | 4 |
| dotation de l'exercice: | 2 743 584 |

Distribution :**Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice**

| | |
|------------------------------------|--------------|
| reste à faire au 31/12/2016 | 137 850 199 |
| réalisé | - 28 019 127 |
| écart de coût sur réalisé réajusté | |
| reste à faire au 31/12/2017 | 109 831 072 |

Plan de renouvellement au 31/12/2017

| | 2018 | | | 2019 | | | 2020 | | | TOTAL |
|---------------------------|------|-----------|-------------------|------|-----------|-------------------|------|-----------|-------------------|--------------------|
| | qté | coût unit | total | qté | coût unit | total | qté | coût unit | total | |
| Transfos | 1 | 1 500 000 | 1 500 000 | | | - | 1 | 1 568 518 | 1 568 518 | 3 068 518 |
| Réseaux HTA | 37 | 610 409 | 22 331 637 | 37 | 610 409 | 22 331 637 | 37 | 610 409 | 22 331 637 | 66 994 911 |
| Réseaux BT | 22 | 409 090 | 9 139 821 | 22 | 409 090 | 9 139 821 | 22 | 409 090 | 9 139 821 | 27 419 464 |
| Branchements et comptages | 8 | 102 273 | 782 726 | 8 | 102 273 | 782 726 | 8 | 102 273 | 782 726 | 2 348 179 |
| Réseau souterrain | | | 10 000 000 | | | | | | | 10 000 000 |
| TOTAL | | | 43 754 185 | | | 32 254 185 | | | 33 822 702 | 109 831 072 |

Situation de l'actif/passif de renouvellement

| | actif/passif à l'ouverture | + dotation 2017 | - utilisation 2017 | actif/passif clôture | reste à renouveler |
|----------------------------------|----------------------------|------------------|--------------------|----------------------|--------------------|
| TOTAL UA POU DISTRIBUTION | 119 974 900 | 4 468 825 | - | 124 443 725 | 109 831 072 |

(1)

(2)

(1) correspond au 31/12/2016 à :

| | |
|--|--------------------|
| -amortissement technique: | 5 408 270 |
| - amortissement technique sur biens indemnisés - | 1 909 401 |
| - provision de renouvellement: | <u>116 476 031</u> |
| | 119 974 900 |

(2) correspond à la dotation 2017:

| | |
|--------------------------------|----------------------|
| - reste à faire réajusté 2016: | 137 850 199 |
| - déjà doté à l'ouverture: | <u>- 119 974 900</u> |
| reste à doter | 17 875 299 |
| nb année à doter: | 4 |
| dotation de l'exercice: | 4 468 825 |

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

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

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 0,20 xpf/litre sur les prestations locales.

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

b) 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.

c) 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.

d) Baux

| Bailleur | Objet du bail |
|------------|---------------|
| AIR TAHITI | AGENCE UA POU |

e) 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.

f) 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.

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

1. 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.