# CONCESSION
# DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE NUKU HIVA

**CONCLUE ENTRE**
**LA COMMUNE DE NUKU HIVA**
**ET**
**LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

## RAPPORT DU DELEGATAIRE DU SERVICE PUBLIC

**Année 2021**

# SOMMAIRE


**0 - FAITS MARQUANTS ..... 3**

**1 - PRESENTATION ..... 5**

1.1- Le système électrique polynésien ..... 6
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession ..... 7
1.3 – Le cadre juridique et contractuel ..... 11

**2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE ..... 13**

➢ **Aspects commerciaux ..... 14**
2.1 - Mode de détermination des tarifs ..... 14
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021 ..... 14
2.3 - Chiffre d'affaires énergie ..... 15
2.4 - Autres produits d'exploitation ..... 16
2.5 - Statistiques de ventes ..... 16
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva ..... 19
2.7 - Gestion des impayés ..... 20
2.8 - Dépenses de la Commune ..... 20
2.9 - Services offerts à la clientèle ..... 21
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie ..... 28

**3 - OBLIGATIONS DE SERVICE ..... 30**

➢ **Bilan technique ..... 31**
3.1 - Effectifs de l'exploitation ..... 31
3.2 - Autorisation d'exploitation ..... 31
3.3 - Détail des ouvrages de production ..... 32
3.4 - Données de production englobant Taiohae, Taipivai et Aakapa ..... 32
3.5 - Qualité de service ..... 34
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement ..... 34
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants ..... 35
3.8 - Raccordement solaire ..... 36
3.9 – Unités d'œuvre 2021 de la concession ..... 36

**4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES ..... 37**

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée ..... 38
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique ..... 44
4.3 - Comptes de la concession ..... 48
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés ..... 56

**5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES ..... 62**

5.1 - Variation du patrimoine immobilier ..... 63
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public ..... 64
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements ..... 73
5.4 - Dépenses de renouvellement ..... 73
5.5 - Méthode relative aux charges calculées ..... 74
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année ..... 78
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22 ..... 78
5.8 - Plan de Renouvellement ..... 81

**6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC ..... 82**

# 0 - FAITS MARQUANTS

## Communs à toutes les concessions d'EDT :

### A) Péréquation inter îles :

Au cours de l'année, une réglementation mettant en place une solidarité tarifaire inter-îles a été adoptée. Elle est applicable au 1er janvier 2022 donc sans impact sur les comptes 2021
Le mécanisme de péréquation repose d'une part sur la perception d'une Contribution de Solidarité sur l'Electricité, d'un montant de 6,3 F/ kWh, applicable uniformément à tous les systèmes de distribution électrique de Polynésie française, et d'autre part sur le versement d'une « compensation de solidarité », bénéficiant en priorité aux systèmes les plus isolés et éloignés. Chacun de ces systèmes est libre de fixer ses prix dans la limite du prix moyen de référence fixé par la Polynésie française plus ou moins 20%.
Pour les concessions d'EDT, dans la continuité des accords contractuels en cours, la grille tarifaire reste la même à Tahiti Nord et dans les îles, et le Revenu Autorisé demeure global pour l'ensemble du périmètre.

### B) Concessions à « échéance 2020 »

La réglementation de péréquation ayant été adoptée tardivement, les « DSP 2020 » n'ont pas pu finaliser leurs appels d'offres en vue de la désignation de leurs nouveaux délégataires avant leur échéance. Toutes nos concessions ont donc été prolongés au-delà du 31 décembre 2021.

### C) Crise sanitaire du COVID-19

Une nouvelle et dramatique vague d'infections a emporté plus de 600 Polynésiens dans l'année, et bouleversé l'économie comme les institutions.

EDT a néanmoins su faire face avec résilience aux contraintes de l'épidémie, en organisant des séances de vaccination aux volontaires, en prenant des mesures sanitaires strictes, et en organisant ses équipes pour pouvoir maintenir la continuité et la qualité du service public, y compris pendant le confinement d'août-septembre. L'entreprise reste vigilante face à tout risque de résurgence des contagions.

### D) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2021 écoulée :

- 4 accidents de travail avec arrêt (hors trajet) = 240 jours d'arrêt
  - Taux de fréquence = 3.33
  - Taux de gravité = 0.06
- 0 accident de travail sans arrêt (hors trajet)
- 0 accident de trajet avec arrêt = 0 jours d'arrêt
- 0 accident de trajet sans arrêt

## Spécifiques à la concession de Nuku Hiva :

**Fin de concession :**

En juillet 2021, en pleine procédure d'appel d'offre, le concédant s'interrogeait sur les avantages d'un éventuel regroupement avec les autres communes de la CODIM

Dans cette logique, en fin d'année 2021, la commune déclarait l'appel d'offre infructueux, et signait un avenant de prolongation au 31 décembre 2023 de sorte à se laisser le temps d'étudier la meilleure façon de gérer dans l'avenir son service public de l'électricité.

## Principaux indicateurs

| | | | NUKU HIVA | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 2021 | | 2020 | |
| CLIENTS | **Nombre de contrats clients** | | **1 148** | | **1 135** | |
| | BT | | 1 143 | 99,56% | 1 130 | 99,56% |
| | MT | | 5 | 0,44% | 5 | 0,44% |
| | **Puissance souscrite au 31/12** | **kVA** | **6 065** | | **5 989** | |
| | BT | | 5 723 | 94,36% | 5 647 | 94,29% |
| | MT | | 342 | 5,64% | 342 | 5,71% |
| | **Puissance maximale appelée (*)** | **MW** | **0,92** | | **0,96** | |
| | **Nombre de kWh vendus total** | | **4 648 567** | | **4 629 880** | |
| | BT | | 3 729 594 | 80,23% | 3 701 778 | 79,95% |
| | MT | | 918 973 | 19,77% | 928 102 | 20,05% |
| | **Chiffre d'affaires énergie** | **XPF** | **165 066 941** | | **165 955 030** | |
| | BT : Total | | 134 002 416 | 81,18% | 135 216 460 | 81,48% |
| | BT : par client | | 117 237 | | 119 661 | |
| | BT : par kVA de puissance souscrite | | 23 416 | | 23 947 | |
| | BT : part fixe en XPF et % du CA total | | 23 648 204 | 17,65% | 23 553 140 | 17,42% |
| | BT : part variable en XPF et % du CA total | | 110 354 212 | 82,35% | 111 663 320 | 82,58% |
| | MT : Total | | 31 064 525 | 18,82% | 30 738 570 | 18,52% |
| | MT : par client | | 6 212 905 | | 6 147 714 | |
| | MT : par kVA de puissance souscrite | | 90 832 | | 89 879 | |
| | MT : part fixe en XPF et % du CA total | | 6 861 888 | 22,09% | 6 306 315 | 20,52% |
| | MT : part variable en XPF et % du CA total | | 24 202 637 | 77,91% | 24 432 255 | 79,48% |
| | **Prix moyen de vente par kWh vendu** | | **35,51** | | **35,84** | |
| | BT | | 35,93 | | 36,53 | |
| | MT | | 33,80 | | 33,12 | |
| TECHNIQUES | **Rendement réseaux (s/production nette)** | | **0,85** | | **0,85** | |
| | **Energie achetée** | | | | | |
| | Energie solaire | kWh | 44 170 | 0,80% | 50 386 | 0,93% |
| | Energie hydroélectrique | kWh | 1 271 847 | 23,17% | 1 195 421 | 22,05% |
| | Energie thermique | kWh | 4 173 715 | 76,03% | 4 175 242 | 77,02% |
| | Energie totale achetée | | 5 489 732 | | 5 421 049 | |
| | **Temps moyen de coupure** | | | | | |
| | global | | 7h14 | | 9h20 | |
| | origine production | | 1h10 | | 2h30 | |
| | origine transport | | | | - | |
| | origine distribution | | 6h00 | | 6h50 | |
| FINANCIERS | **Patrimoine** | | | | | |
| | **Longueur du réseaux hors branchement** | **Km** | **85** | | **84** | |
| | **Valeur d'origine** | **k XPF** | **1 024 037** | | **1 039 419** | |
| | **Valeur économique des actifs gérés (**)** | **k XPF** | **494 858** | | **488 848** | |
| | **Travaux réalisés** | | | | | |
| | **Dépenses de renouvellement** | **k XPF** | **31 969** | | **48 698** | |
| | **Dépenses d'améliorant** | **k XPF** | **27 974** | | **7 851** | |
| | **Indemnité de fin de concession** | **k XPF** | **45 757** | | **39 204** | |
| | **Coût du service pour les usagers (RA)** | **k XPF** | **299 387** | | **293 295** | |
| | Part revenant au concessionnaire | k XPF | 205 115 | | 202 414 | |
| | Coût des énergies et du transport | k XPF | 94 273 | | 90 881 | |
| | **Rémunération du concessionnaire** (avant IRCM) | **k XPF** | **19 562** | | **14 261** | |
| | **Ecart RA - CA de l'année** (+) => à récuperer dans les tarifs N+1 | **k XPF** | **134 320** | | **127 340** | |

(*) La puissance maximale appelée est mesurée au niveau des départs distribution et prend en compte le rendement des réseaux

(**) La valeur nette économique des actifs gérés correspond à leur valeur d'origine diminuée d'un amortissement linéaire en fonction de leur durée de vie. Elle est indépendante des modalités de financement et des clauses contractuelles.

# 1 - PRESENTATION

## 1.1 - Le système électrique polynésien

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

## 1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

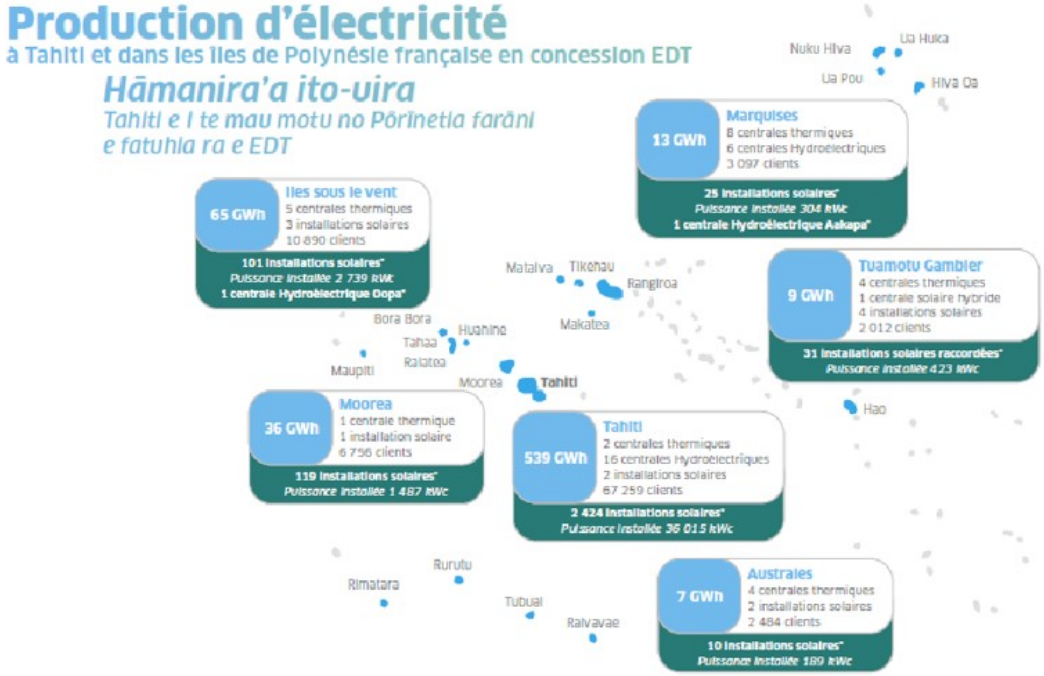
## 1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats

Cf. paragraphe :
6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

## 1.1- Le système électrique polynésien

### 1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels




** Production brute d'électricité (en GWh – données 2020)*

Ce système, est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 iles (sur un total de 118) pour une superficie proche de celle de l'Europe.
Les systèmes sont donc pour la plupart de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une ile voisine.

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

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

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions).

La production hydroélectrique, quant à elle, fait généralement l'objet de concessions ou d'autorisations de forces hydrauliques distinctes des concessions de distribution.

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

- Le développement d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux

En matière de transport (Tahiti) :

Le bouclage du réseau de transport par le Nord en 90 kV lancé par la TEP en vue :

- De fiabiliser l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- D'augmenter la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et de permettre le développement de nouveaux projets hydro-électriques

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées

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

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

### 1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

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

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

## 1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

### 1.2.1 Le groupe au niveau mondial

Le groupe ENGIE, leader mondial des énergéticiens privés et de la transition énergétique, **construit aujourd'hui le système énergétique bas carbone de demain.**

Pour atteindre ses objectifs le groupe ENGIE :

- ⇨ Accélère ses investissements dans les renouvelables et les infrastructures décentralisées bas carbone
- ⇨ Renforce son engagement en faveur de la décarbonation pour atteindre le Net Zéro Carbone en 2045
- ⇨ Simplifie son organisation en se concentrant sur ses 4 métiers cœurs et en se recentrant sur une trentaine de pays

En 2020, le groupe Engie représente :

- ✓ 170 100 salariés
- ✓ 55,8 Mds€ de chiffre d'affaires
- ✓ 190 M€ de dépenses en R&D
- ✓ 3GW de capacités renouvelables installées supplémentaires
- ✓ 4 Mds€ d'investissements de croissance
- ✓ 101 GW de capacité de production électrique installée

Le groupe ENGIE est **leader de la transition énergétique** :

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

Le groupe ENGIE s'appuie sur ses **4 métiers cœurs** :

- **Renouvelables**

**1er** producteur éolien terrestre en France
**1er** producteur solaire en France
**1er** producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil
**1er** parc éolien flottant en Europe continentale (Portugal) : 25 MW de capacité installée, 60 000 bénéficiaires
**1re** plateforme de production de gaz vert à partir de biomasse sèche en Europe

- **Infrastructures**

**1er** transporteur en France, **2e** en Europe
**1er** opérateur en stockage souterrain de gaz en Europe
**1er** opérateur de terminaux en France, **2e** en Europe
**1er** réseau de distribution de gaz naturel en Europe
**1er** réseau de transport de gaz naturel du Brésil (TAG)
Acteur majeur des infrastructures de transport électriques au Chili

- **Energy Solutions**

**1er** réseau mondial de froid
**1er** fournisseur des stations de recharge hydrogène et GNV en France
**1er** fournisseur de services d'efficacité énergétique

- **Production Thermique & Fourniture d'Energie**

**1er** producteur indépendant d'électricité dans le monde
**1er** fournisseur de gaz naturel aux particuliers en France
**1er** commercialisateur d'électricité et de gaz naturel en Belgique
Plus de 70 projets hydrogène dans le monde
**2ème** opérateur de dessalement d'eau de mer

L'expertise du groupe ENGIE est irremplaçable pour les équipes d'EDT, alors **que nous nous engageons pour une croissance abordable, fiable et durable**.

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de l'expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité, qu'il s'agisse de la production, de la distribution, de l'exploitation, du développement des EnR, ou encore de la gestion commerciale.

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

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

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

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

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

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

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

### 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 Nuku Hiva est de 8 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production 5 agents
- Gestion de clientèle 2 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 (thermique et hydro)
- 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, …) et installations hydro (captages, turbines, bassins, …)
- 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 Nuku Hiva 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 ;
- 5 véhicules d'intervention 4x4 avec VHF sécurisé ;
- 1 nacelle automotrice ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètres, etc.)

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Nuku Hiva bénéficie directement :

a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Iles) d'un effectif de 21 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 règlementation 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 administratif s)
- 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, markéting
- Digital et Services informatiques
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- Ressources humaines et formation

## 1.3 – Le cadre juridique et contractuel

### 1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Nuku Hiva** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 25 mai 1992, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

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

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

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

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

Le cahier des charges spécifique de **Nuku Hiva** a quant à lui été modifié par un avenant depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 28 novembre 2006, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).
- L'avenant n°2 du 4 mai 2020 a notamment procédé à la prolongation de la concession pour 1 an
- L'avenant 3 du 1er octobre 2020 a procédé à la prolongation de la concession pour 3 mois
- L'avenant 4 du 1er janvier 2022 a procédé à la prolongation de la concession pour 2 ans

### 1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
c. Principaux baux de la concession
d. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
e. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
f. Contrat de supports communs avec l'OPT

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

# 2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

Aspects commerciaux

2.1 Mode de détermination des tarifs
2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021
2.3 Chiffre d'affaires énergie
2.4 Autres produits d'exploitation
2.5 Statistiques de ventes
2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku hiva
2.7 Gestion des impayés
2.8 Dépenses de la Commune
2.9 Services offerts à la clientèle
2.10 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

## ➢ *Aspects commerciaux*

## 2.1 - Mode de détermination des tarifs

Les tarifs de vente de l'électricité sont arrêtés par le Conseil des Ministres.
La dernière actualisation tarifaire a eu lieu au 1er aout 2020, applicable sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1107 CM du 23 juillet 2020, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

## 2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021

| **Tranches tarifaires** | **Réf** | **Seuils** | Du 1er janvier au 31 Décembre 2021 |
|---|---|---|---|
| | | | **Prix du kWh (XPF)** |
| BT Petits consommateurs 1ère tranche | P0 | de 0 à 240 kWh/mois | 17,00 |
| BT Petits consommateurs 2e tranche | P1 | au -dessus de 240 kWh/mois | 35,00 |
| BT Usage domestique 1ère tranche | P2 | de 0 à 240 kWh/mois | 26,00 |
| BT Usage domestique 2e tranche | P3 | au -dessus de 240 kWh/mois | 42,00 |
| BT Eclairage public | P4 | | 35,50 |
| BT Usages professionnels et autres usages | P5 | | 39,50 |
| MT Tarif jour | P6 | de 07h00 à 20h59 | 27,50 |
| MT Tarif nuit | P7 | de 21h à 06h59 | 24,00 |
| Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16 | P8 | | 22,00 |
| Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite | P9 | | 30,50 |
| Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite | P10 | | 40,50 |

| **Prime d'abonnement en XPF/kVA** | Du 1er janvier au 31 Décembre 2021 |
|---|---|
| **Basse tension** | **MENSUELLE** |
| Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA) | 263 |
| Tarif "classique" basse tension usages domestiques | 445 |
| Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages | 400 |
| **Moyenne tension** | **MENSUELLE** |
| Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA | 1672 |
| Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA | 1355 |

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

| **Avance sur consommation**<br>en XPF / kVA de puissance souscrite | **Du 1er janvier au 31 Décembre 2021** |
|---|---|
| | **P=42,0** |
| **Tarif Petits consommateurs** | - ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite<br>- ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite |
| **Tarif Usages Domestiques** | - ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite<br>- ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite |
| **Autres Tarif Basse Tension** | - ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite<br>- ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite |
| **Moyenne Tension** | - ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite<br>- ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite |

## 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

| Tranches tarifaires | Réf | Total kWh vendus | Total XPF | Puisssance souscrite cumulée | Total prime | Puisssance au 31/12/2021 (kVA) | Total kWh vendus 2020 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| BT Usage social 1ère tranche | P0 | 1 365 601 | 23 003 015 | 29 354 | 7 692 472 | 2 489 | 1 325 915 |
| BT Usage social 2ème tranche | P1 | 129 524 | 4 196 647 | | | | 127 607 |
| BT Usage domestiques 1ère tranche | P2 | 389 337 | 10 069 150 | 10 498 | 4 625 072 | 871 | 411 286 |
| BT Usage domestiques 2ème tranche | P3 | 190 927 | 8 018 934 | | | | 211 519 |
| BT Eclairage public | P4 | 68 797 | 2 442 343 | 1 254 | 501 204 | 107 | 58 993 |
| BT Usage professionnel | P5 | 1 585 408 | 62 624 123 | 27 073 | 10 829 456 | 2 256 | 1 566 458 |
| MT Tarif jour | P6 | 613 508 | 16 871 477 | 4 104 | 6 861 888 | 342 | 616 513 |
| MT Tarif nuit | P7 | 305 465 | 7 331 160 | | | | 311 589 |
| **Total** | | **4 648 567** | **134 556 849** | **72 282** | **30 510 092** | **6 065** | **4 629 880** |

| | |
|---|---|
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **165 066 941** |
| **Prix moyen** | 35,51 |

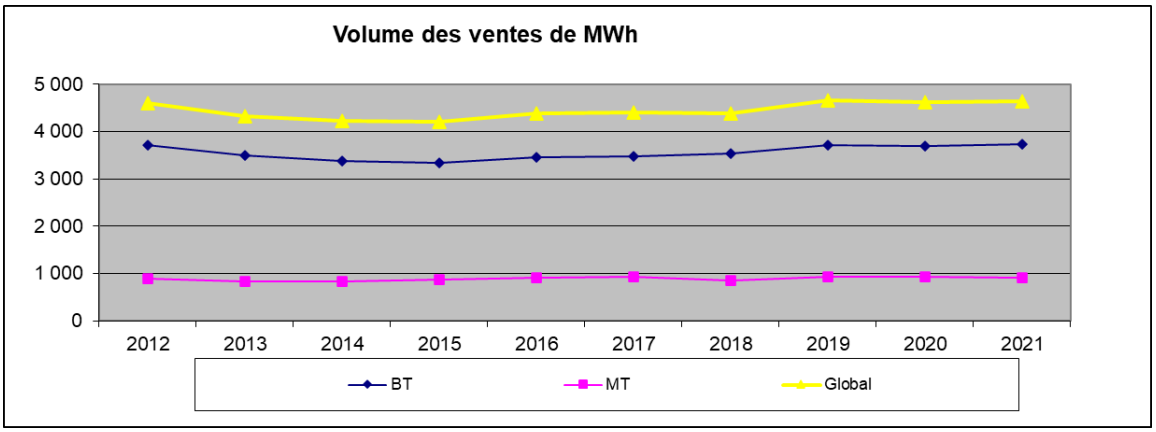
** Ce tableau inclus les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.*

## 2.4 - Autres produits d'exploitation

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

| | | |
|---|---|---|
| - | Frais de perception de taxe : | 369 255 XPF |
| - | Frais de relance : | 868 356 XPF |
| - | Total | 1 237 611 XPF |

## 2.5 - Statistiques de ventes




Après une année de baisse de 0,6% en 2020, les ventes d'électricité connaissent une hausse de 0,4% (soit +19 MWh) en 2021. Elles s'établissent ainsi à **4,6 GWh**.
Cette augmentation globale des ventes est liée à la hausse des ventes en basse tension de 0,8% (+28 MWh) et à la diminution de 1,0% (soit -9 MWh) des ventes en moyenne tension qui représentent 20% des volumes.

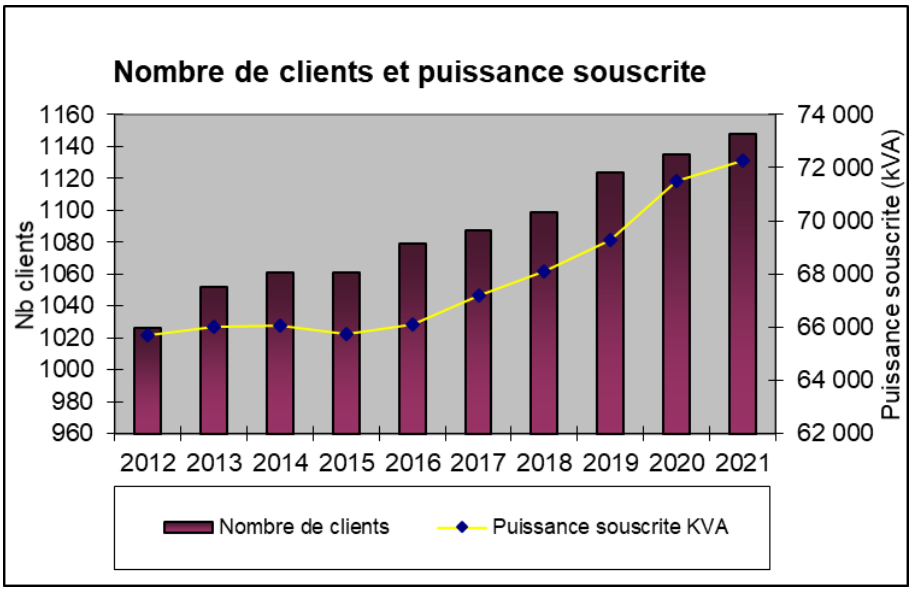
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) connaît une légère évolution à la hausse de 0,1%, soit +1,3 MWh. Cette progression traduit une augmentation de 3,1% des volumes de ventes au tarif « petits consommateurs » (+44,0 MWh), en lien avec la hausse du nombre de contrats (+19), et une décroissance des ventes au tarif « classique » de 6,9%, soit -42,7 MWh en lien avec la baisse du nombre de contrats (-9).

Les tarifs domestiques représentent 56% des volumes basse tension en 2021, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 39% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,8% des ventes en basse tension avec environ 69 MWh vendus sur 2021, augmentent après trois années consécutives de baisse, de 16,6% en 2021, soit +9,8 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 43% des ventes basse tension enregistrent une augmentation de 1,2% en 2021, soit +19 MWh.

Les ventes en moyenne tension diminuent pour la seconde année consécutive de 1,0%, soit -9,1 MWh, pour s'établir à 919 MWh.



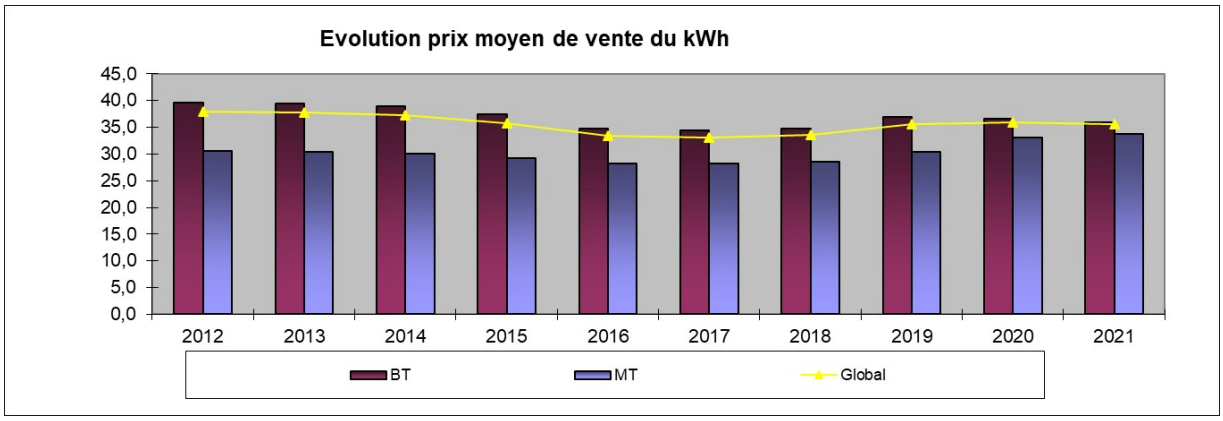

| Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à : | variation / 2020 *(nombre de contrats)* |
|---|---|
| Contrats souscrits aux tarifs basse tension | 1 143 +1,2% *(+ 13 contrats)* |
| Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension | 5 - |
| | 1 148 +1,2% *(+ 13 contrats)* |

La hausse du nombre de contrats souscrits aux tarifs basse tension concerne le tarif « petits consommateurs », avec 19 contrats supplémentaires par rapport à fin 2020.
Le nombre de contrats souscrits en tarif « usages domestiques classique » est pour sa part en recul et enregistre 9 contrats de moins par rapport à fin 2020.
Le tarif à « usage professionnel » enregistre 1 contrat de plus.

La répartition du nombre de clients par tarifs s'établit de la manière suivante à fin 2021 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 67%
- Tarif Usages professionnels basse tension 16%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 14%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Moyenne tension <1%

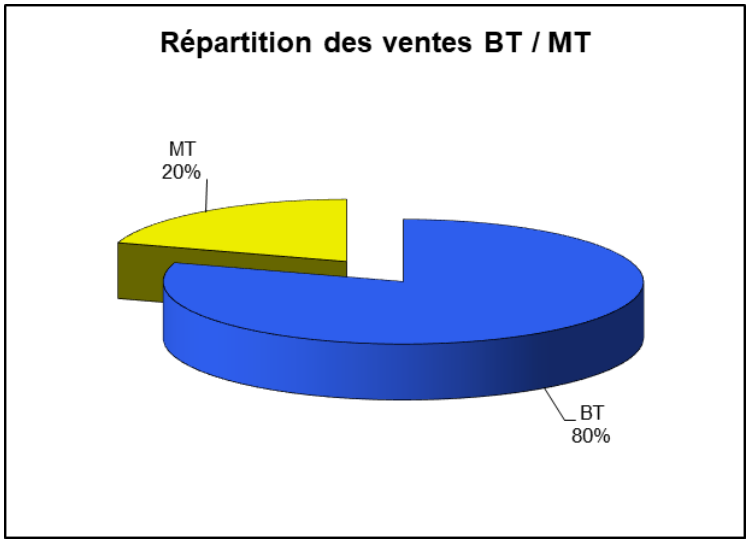
La puissance souscrite facturée poursuit sa progression à la hausse (+1,1%) et s'élève à 72 282 kVA, en lien avec l'augmentation de la puissance souscrite facturée pour les tarifs moyenne tension.




| Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à : | | variation / 2020 |
|---|---|---|
| Tarifs basse tension | 35,9 Fcp | -1,6% |
| Tarifs moyenne tension | 33,8 Fcp | +2,1% |
| Soit Prix moyen de vente H.T au kWh | 35,5 Fcp | -0,9% |

Le prix moyen de vente du kWh diminue globalement de 0,9%.

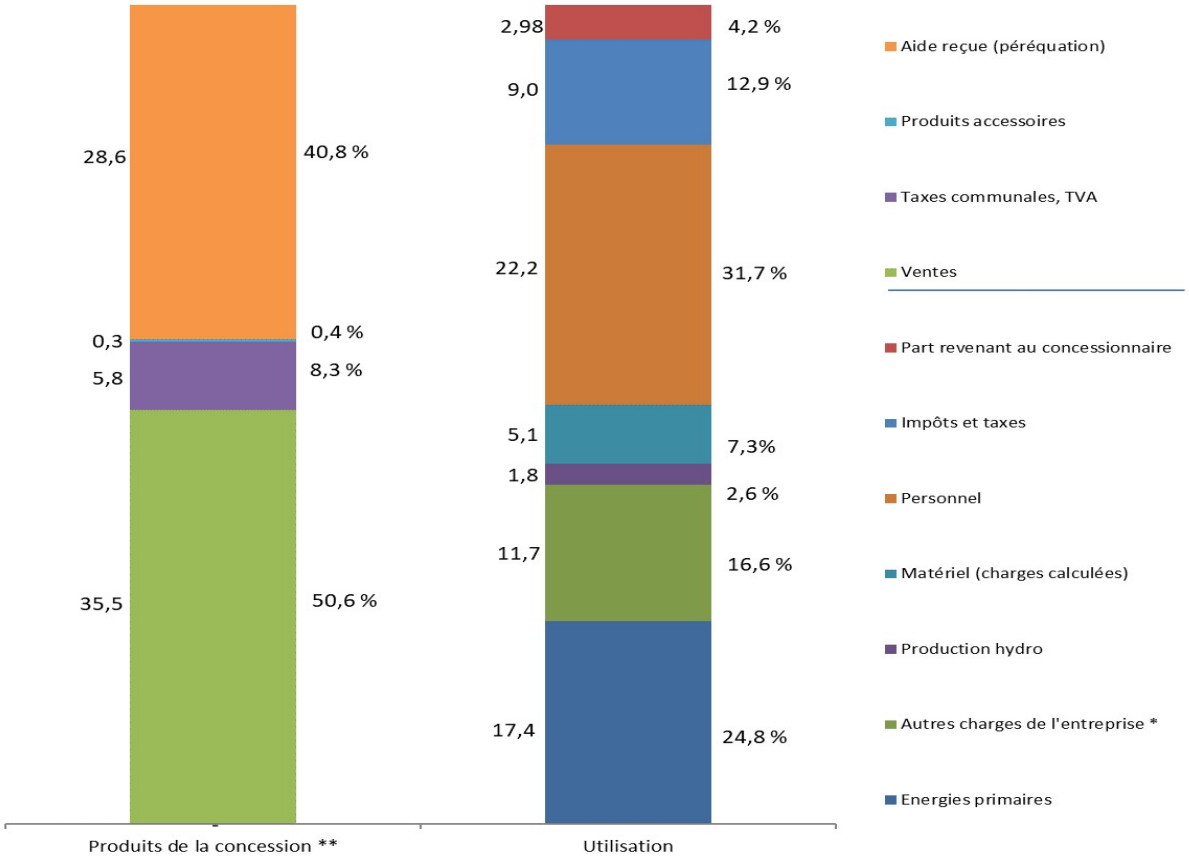
Pas d'évolution de la grille tarifaire en 2021.




La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 80% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 20% en tarif moyenne tension.

## 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva

**2021 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes**




**Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend les frais de siège, le coût financier, l'interface clientèle, les charges de maintenance & fonctionnement hors main d'œuvre, etc.*
***Dont 41,3 F/KWh (59%) de sommes facturées aux clients*

Les sommes facturées aux clients comprennent :
- le prix de vente HT de l'électricité,
- les taxes communales,
- la TVA,
- les produits accessoires que sont les relances et perception de taxes.

Les charges sont hors charges non récurrentes.

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

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

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

## 2.7 - Gestion des impayés

A fin 2021, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Nuku Hiva, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/21, était de 32,3 Millions Fcp, ce qui représente 15,8% du chiffre d'affaires 2021, soit un délai de créances clients de 57 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 Nuku Hiva, en moyenne 165 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 14,3% 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 Nuku Hiva, en moyenne 5 clients, soit 0,4% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2021, 285 874 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Nuku Hiva, soit moins de 0,2% du chiffre d'affaires réalisées sur 2021.

## 2.8 - Dépenses de la Commune

| **Concession** | **52 - NUKU HIVA** | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Tarifs** | **Nombre contrats** | **Consommation 2021 en kWh** | **Montant TTC facturé*** | **Prix moyen TTC*** |
| 00 - PETITS CONSOMMATEURS | 1 | - | 10 932 | |
| 06 - ECLAIRAGE PUBLIC | 21 | 67 789 | 3 233 004 | 47,69 |
| 07 - USAGE PROFESSIONNEL | 55 | 212 254 | 12 611 155 | 59,42 |
| **Total général** | **77** | **280 043** | **15 855 091** | **56,62** |

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT diminue de 4,0% en 2021 et s'établit à 15,9 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 77 compteurs.

Les dépenses en éclairage public augmentent de 9,7%, avec 3,2 Millions Fcp TTC qui leur sont consacrés. Les dépenses au tarif professionnel diminuent pour leur part de 7,0% et s'élèvent à 12,6 Millions Fcp TTC, essentiellement en raison d'une station de pompage et de la consommation d'une école.

## 2.9 - Services offerts à la clientèle

### Covid et confinement

La crise épidémique du COVID qui a frappé la Polynésie en 2020 s'est poursuivie en 2021, avec une nouvelle période de confinement, du 23 août au 9 octobre, due à l'introduction du variant DELTA.

Cette seconde période de confinement a été abordée à l'aune de l'expérience acquise en 2020, avec le maintien de l'ouverture des agences, en veillant à l'application stricte d'un protocole sanitaire pour les agents et les clients.
Les équipes ayant vécu le confinement de 2020 ont pu mettre à profit leur maîtrise des gestes barrières avec discours adapté auprès de la clientèle.
Le télétravail a été l'exception plutôt que la règle lors de ce second confinement, durant lequel les équipes techniques ont également pu poursuivre leurs missions sur le terrain, via l'adoption de rotations évitant la présence simultanée d'agents dans les locaux professionnels.
La gestion des règlements de facture n'a donné lieu à aucune problématique auprès des clients, celle-ci s'effectuant dans des conditions non dégradées.

EDT a renouvelé ses efforts auprès des Grands Comptes, plus affectés par la baisse de clientèle et de recettes, en leur proposant des solutions permettant d'éviter la cessation d'activité.

### Activité- les faits marquants 2021

La crise sanitaire n'a pas empêché l'avancement des dossiers prioritaires afin d'améliorer le fonctionnement de la direction commerciale et/ou la qualité de service fournie aux clients.

Durant l'année 2021, les agents releveurs de Tahiti Nord et TSE sont passés du scooter à la voiture 4X4, en concordance avec les règles de sécurité du Groupe ENGIE au niveau mondial. Changement historique, cette évolution au nom de la sécurisation renforcée des agents a induit une redécoupe des tournées de relèves, et nécessité le renforcement de l'équipe de releveurs. Tous les agents releveurs ainsi que ceux des îles n'opèrent donc plus en véhicule 2 roues.

Le véhicule retenu, compact et tout-terrain, répond aux contraintes de stationnement et d'accès aux compteurs pour la relève des clients de l'île de Tahiti.

Les agents notent une amélioration de leurs conditions de travail (déplacement à l'abri des intempéries, risque lié aux animaux domestiques réduit, etc.)
La performance de relève a pu être maintenue avec une moyenne de 86% sur l'année 2021 (82,5% en 2019).

En février 2021, les agents commerciaux représentaient l'entreprise dans le cadre du Défi Familles organisé par la mairie de Punaauia, accompagnant 15 familles de la commune sur des objectifs incluant les « Économies d'eau et de la facture d'électricité ». Les agents se sont déplacés au domicile des familles participantes, afin d'expliquer in situ comment réaliser des économies d'énergie, et réduire leur facture.
Cette action sociétale s'inscrit en parallèle d'autres actions menées tout au long de l'année par les agents commerciaux d'EDT. Ceux-ci pratiquent la pédagogie lors de réunions auprès de référents communaux, qui relaieront à leur tour les informations auprès de la population sur les économies d'énergie (Faa'a, Taiarapu Ouest).

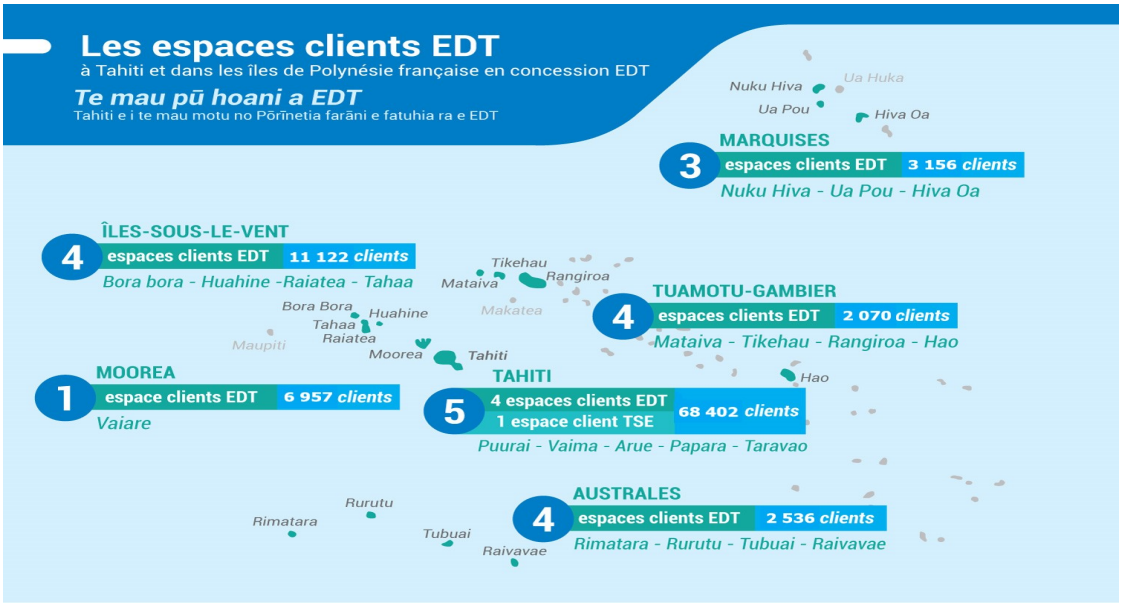
En parallèle une campagne de communication en français et tahitien pour les gestes à adopter pour faire des économies d'énergie et adopter l'auto-relève, a été lancée dans différents médias afin de toucher tous les Polynésiens (radio, web, réseaux sociaux et TV). Cette pédagogie est essentielle pour que chaque client puisse agir sur sa facture d'électricité et donc son budget.

En juin 2021, le bus Te Hono EDT- CPS a entamé ses rotations dans 9 communes de Tahiti : Punaauia, Paea, Mataiea, Papeari, Vairao, Hitia'a, Tiarei, Mahina, Arue. Fruit du partenariat entre EDT et la Caisse de Prévoyance Sociale de la Polynésie française, cette agence mobile propose les prestations fournies en agence aux clients. Une équipe de deux agents EDT et deux agents CPS anime ce bus, et en assure le déplacement entre chaque site. Le bus Te Hono est 100% électrique, et répond à une demande forte des élus municipaux, relayant les préoccupations de leurs administrés issus des quartiers prioritaires, pour qui un déplacement en agence peut représenter un montant aussi élevé que leur facture à régler.
La fréquentation pour EDT reste timide suite à des soucis techniques mais le bus reste un service de proximité très apprécié des clients EDT résidant dans les communes les plus éloignées.

En août 2021, tous les agents du front-office ont été formés à la gestion des arrondis, du fait de la mise en circulation de nouvelles pièces de monnaie au 1er septembre 2021.

En novembre 2021, la Cour d'appel de Papeete a prononcé la relaxe d'EDT et ses six agents qui étaient poursuivis pour homicide involontaire, à la suite de l'accident dramatique survenu en 2017, à l'issue duquel un jeune était décédé. Une confirmation du jugement de première instance, lequel avait reconnu qu'aucun lien de causalité ne pouvait être établi entre une négligence des agents releveurs de compteurs, et l'électrocution qui était due à la destruction volontaire et récente d'un disjoncteur. L'innocence d'EDT et ses six agents a été reconnue à nouveau.

**Données commerciales en infographies (Chiffres au 31/12/2021) :**

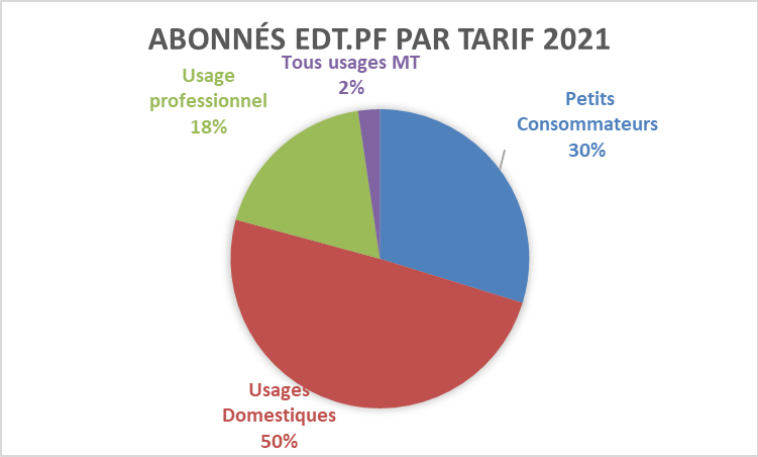



**Le site client edt.pf**

**Répartition des abonnés edt.pf par concession**

| Concession | espace client edt.pf | %age clients connectés |
|---|---|---|
| Nuku Hiva | 131 | 11% |

**Répartition des abonnés par tarif**




La crise sanitaire mondiale, les dispositifs mis en place pour éviter tout rassemblement et contacts physiques ont conforté les utilisateurs dans leur usage des outils digitaux.

Un second confinement au mois d'août qui a duré un mois (23/08 au 20/09) n'a pas provoqué le même engouement pour le site edt.pf qu'en 2020 car les agences étaient toujours ouvertes. L'année 2020 ayant été exceptionnelle, le comparatif avec 2021 affiche une baisse des indicateurs, on note toutefois une progression dans l'année de +15% de création d'espaces clients.

L'intérêt pour les réseaux sociaux d'EDT a continué de progresser durant l'année ponctuée par des jeux qui plaisent beaucoup à la communauté FB.

Facebook +10%

Instagram +9%

Linkedin +67%

**edt.pf***

**- 29% d'utilisateurs* ***

**- 48% création espaces client**

**+ 26% paiements en ligne**

*comparatif 2020

**Utilisateurs ayant initié au moins une session

Les campagnes commerciales étaient axées sur les services client suivants : prélèvement automatique, auto-relève.

A noter une croissance des deux services majeurs du site que sont le paiement en ligne et l'auto-relève avec des progressions par rapport à 2020 qui était déjà une année exceptionnelle

**FAITS MARQUANTS 2021**

Février : Lancement d'une campagne de promotion de l'auto-relève durant toute l'année afin de faire la promotion du service comme un moyen de maîtriser sa consommation et également de récompenser les clients déjà utilisateurs du service.

Juin : Intégration d'une ligne éditoriale axée sur la sécurité et sur les économies d'énergie dans le compte Tik Tok d'EDT.

Septembre : Lancement d'une campagne de promotion du prélèvement automatique sur une durée de 3 mois, assortie d'un challenge commercial au sein des équipes.

Décembre : Jeu du calendrier de l'avent sur tout le mois de décembre avec un double objectif : apprendre aux clients les chiffres clés d'EDT (taux d'EnR, sécurité, services clients) tout en leur faisant gagner des cadeaux.

**Offre de services multiple EDT**

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services EDT.
Les clients EDT ont la possibilité de régler leur facture selon plusieurs choix de service :

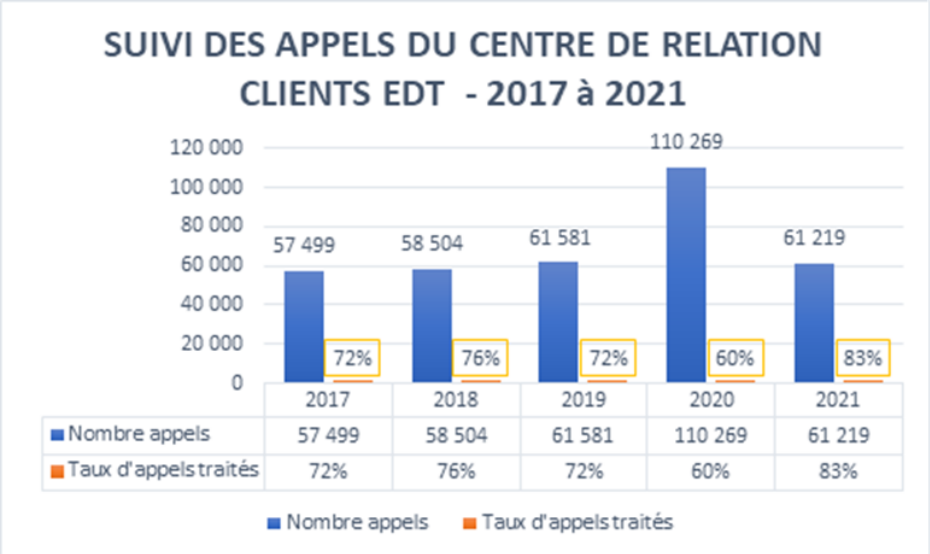
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

**Mesures de la satisfaction clients**

Pour 2021, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux moyen de satisfaction de :

✓ 98% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients, pour un taux d'appels traités de 83%
✓ 89% pour les clients ayant fait l'objet d'une intervention de notre service dépannage dont 94% satisfaits de l'intervention

Le Centre de Relation Clients a retrouvé pour 2021 un retour d'activité équivalent à 2019 :




| DEPANNAGE | ACCUEIL TEL | QUALITE | INTERVENTION |
|---|---|---|---|
| SATISFAIT | 98% | 84% | 94% |

**L'information clients par SMS GRATUITS**

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients, *avec +1.1millions de SMS aboutis en 2021 (+ 635 000 pour Tahiti - +475000 pour les îles).*
Sa gratuité combinée à sa simplicité d'usage ainsi que sa fourniture d'information immédiate font que plus de 61% des clients EDT l'ont déjà plébiscité, un chiffre en croissance chaque année.

Pour 2021, près de 58 000 contrats inscrits aux différents Services SMS pour Tahiti et les îles

| LIBELLE SMS | TAHITI | TSE | ILES |
|---|---|---|---|
| Montant Facture mensuelle | 5 829 | 1 113 | 2 097 |
| Avis passage releveur | 3 654 | 744 | 2 079 |
| Avis de coupure pour Travaux | 5 222 | 1 109 | 2 066 |
| Confirmation Coupure Travaux | 5 214 | 924 | 1 722 |
| Annulation Coupure Travaux | 5 214 | 924 | 1 722 |
| Auto-Relève | 5 821 | 1 143 | 2 490 |
| Relance | 5 689 | 1 092 | 2 024 |
| TOTAL GENERAL | 36 643 | 7 049 | 14 200 |

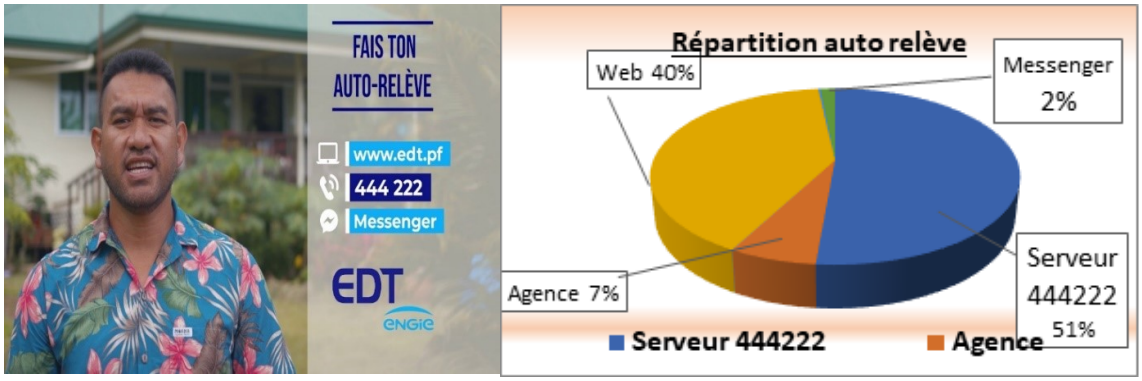
**Le système informatique de gestion de la clientèle**

EDT déploie progressivement HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, afin d'améliorer la qualité de service fournie aux abonnés.
Le paramétrage des logiciels pour la gestion de l'arrondi et l'arrivée au 01/09/2021 des nouvelles pièces de monnaie.

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

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

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




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

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

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

**Actions à venir**

L'ouverture d'une nouvelle agence au centre commercial Pacific Plaza Faa'a est prévue pour septembre 2022.

Elle renforcera la proximité de l'offre de services envers nos clients, et marquera une première implantation d'EDT dans un centre commercial offrant un flux large et constant de clientèle au quotidien.

Une fois ces nouveaux locaux utilisés, EDT libèrera ceux de l'agence commerciale de Puurai au siège d'EDT, où ne demeurera que le guichet drive-in.

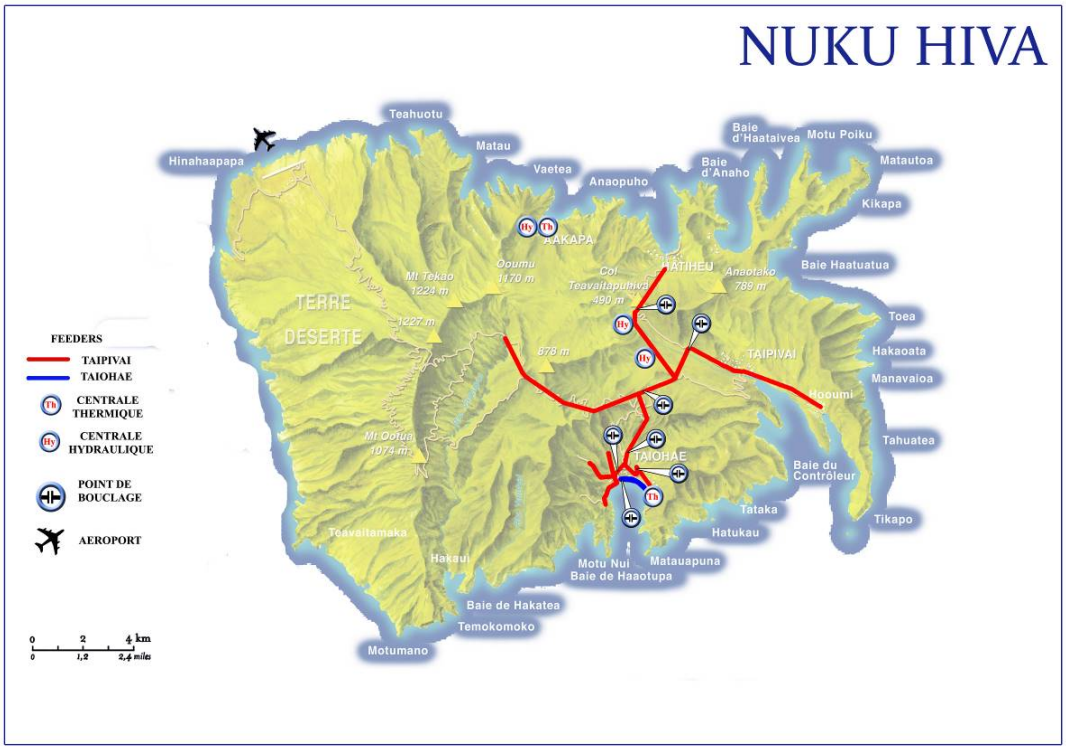
Il sera possible aux clients TSE d'effectuer leurs opérations au sein de cette future agence du Pacific Plaza Faa'a comme dans tout le réseau d'agences d'EDT.

# 3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

3.1 Autorisation d'exploitation
3.2 Détail des ouvrages de production
3.3 Données de production
3.4 Qualité de service
3.5 Qualité – Sécurité – Environnement
3.6 Travaux significatifs – Faits marquants
3.7 Raccordement solaire
3.8 Unités d'œuvres 2021 de la concession

➢ *Bilan technique*




## 3.1 - Effectifs de l'exploitation

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de Nuku Hiva est de 6 agents en 2021.
Départ à la retraite d'un agent d'exploitation en 2020 et remplacé en 2021.

## 3.2 - Autorisation d'exploitation

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

| Type de texte | N° | Date | Objet du texte | Libellé |
|---|---|---|---|---|
| Arrêté | 1127 | 08/03/2010 | TAIOHAE-NUKU HIVA | Modif. Nouveau |
| Arrêté | 9027 | 07/12/2009 | TAIOHAE-NUKU HIVA | Nouveau |
| Arrêté | 1574 | 19/04/1994 | TAIOHAE-NUKU HIVA | Initial et abrogé |

## 3.3 - Détail des ouvrages de production

Le parc de groupes électrogènes fixes de production est le suivant : (englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai)

| Regroupement positionnement | Marque du Groupe | Type de fonctionnement | P nominale (kVA) | P installée (kW) | P utile (kW) | Numero d'immobilisation | Date de mise en service | HDM au 1er Janvier 2021 | HDM au 1er Janvier 2022 | Nbre heure de fonctionnement 2021 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| G1 AAKAPA | FG WILSON | BASE | 50 | 40 | 32 | G293 | 18/06/2017 | 18 593 | 23 466 | 4 873 |
| G2 AAKAPA | FG WILSON | BASE | 55 | 45 | 36 | G324 | 19/12/2019 | 4 474 | 8 374 | 3 900 |
| G1 TAIOHAE | FG WILSON | BASE | 400 | 320 | 256 | G192 | 01/12/2008 | 42 312 | 45 855 | 3 543 |
| G2 TAIOHAE | FG WILSON | BASE | 635 | 508 | 406 | G196 | 02/07/2009 | 59 347 | 63 938 | 4 591 |
| G3 TAIOHAE | FG WILSON | BASE | 400 | 320 | 256 | G153 | 29/09/2006 | 42 368 | 45 697 | 3 329 |
| G4 TAIOHAE | FG WILSON | BASE | 650 | 520 | 416 | G330 | 06/03/2021 | | 5 776 | 5 776 |
| G5 TAIOHAE | FG WILSON | BASE | 635 | 508 | 406 | G228 | 08/11/2010 | 18 238 | 18 238 | 0 |
| G6 TAIOHAE | FG WILSON | BASE | 400 | 320 | 256 | G169 | 16/04/2008 | 43 072 | 47 525 | 4 453 |
| Turbine Taipivai 1 | HYDROLEC | HYDRO | 500 | 400 | 400 | H001 | 01/01/1985 | 5 606 | 10 765 | 5 159 |
| Turbine Taipivai 2 | BOUVIER | HYDRO | 275 | 220 | 220 | H002 | 01/01/1997 | 56 825 | 64 341 | 7 516 |

Les valeurs de puissance nominale des groupes indiquées dans le tableau ci-dessus, sont celles pour un fonctionnement en mode continu ou « prime ».

*Remarque : Le compteur mécanique de Taipivai 2 est HS pose du nouveau à HDM :7516 nombre d'heure de fonctionnement.*

## 3.4 - Données de production englobant Taiohae, Taipivai et Aakapa

Production thermique brute 2021 de la centrale de Aakapa : 55 635 kWh en baisse par rapport à 2020 ;

Production thermique brute 2021 de la centrale de Taiohae : 4 172 813 kWh en légère hausse par rapport à 2020.

1 159 912 litres de gazole ont été consommés en 2021 pour ces deux centrales contre 1 164 887 litres en 2020, et 3 046 litres d'huile ont été consommés en 2021 contre 3 238 litres en 2020.

La puissance de pointe appelée est de 937 kW sur le mois de juin 2021 (923 kW pour Taiohae et Taipivai + 14 kW pour Aakapa). La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant de la centrale de Taiohae est de 416 kW, celui de Aakapa est de 36 kW.

1 167 860 kWh ont été produits en 2021 dans les centrales hydroélectriques de Taipivai 1 et Taipivai 2 contre 1 117 840 kWh en 2020.

A noter également une production de 52 551 kWh en 2021 au niveau de la turbine hydroélectrique de AAKAPA contre 46 534 kWh en 2020 soit une augmentation de près de 13%.

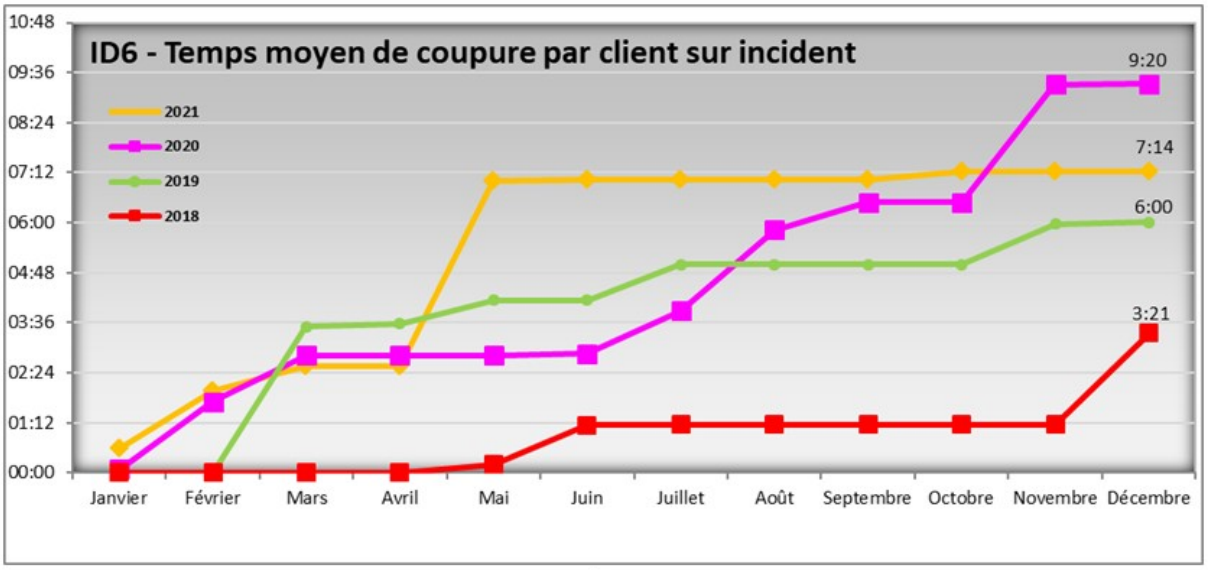
| TAIOHAE+ TAIPIVAI 2021 | ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh) | NETTE THERMIQUE | Energie renouvelable (kWh) | CARBURANT Consommé (l) | CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh) | LUBRIFIANT Consommé (l) | P. MAX N |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Janvier | 438 659 | 433 614 | 4 900 | 118 695 | 271 | 342 | 829 |
| Février | 394 227 | 389 161 | 24 690 | 108 751 | 276 | 294 | 824 |
| Mars | 451 952 | 446 373 | 30 440 | 121 983 | 270 | 348 | 917 |
| Avril | 405 860 | 401 587 | 36 150 | 111 183 | 274 | 196 | 824 |
| Mai | 365 173 | 360 966 | 87 520 | 97 506 | 267 | 183 | 844 |
| Juin | 223 684 | 220 189 | 447 540 | 61 373 | 274 | 255 | 923 |
| Juillet | 165 522 | 162 518 | 45 780 | 44 500 | 269 | 158 | 829 |
| Août | 212 855 | 211 226 | 221 210 | 58 921 | 277 | 143 | 832 |
| Septembre | 333 999 | 327 676 | 101 170 | 88 500 | 265 | 189 | 870 |
| Octobre | 349 263 | 344 782 | 91 240 | 93 990 | 269 | 250 | 815 |
| Novembre | 403 362 | 399 215 | 38 580 | 109 164 | 271 | 300 | 872 |
| Décembre | 428 257 | 423 615 | 38 640 | 115 846 | 271 | 388 | 868 |
| **TOTAL** | **4 172 813** | **4 120 922** | **1 167 860** | **1 130 412** | **271** | **3 046** | **923** |

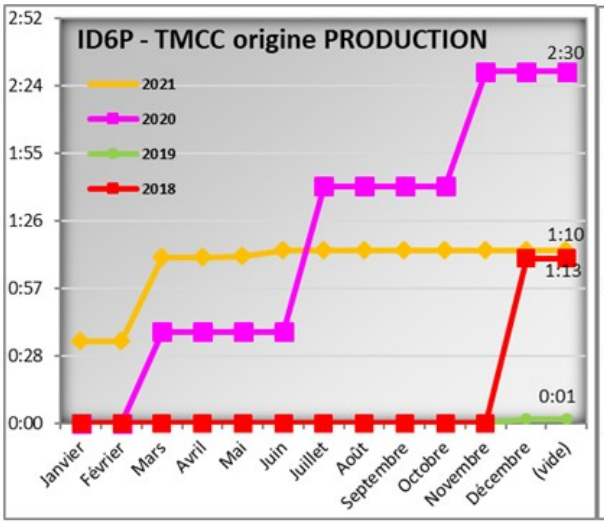
| AAKAPA 2021 | ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh) | NETTE THERMIQUE | Energie renouvelable (kWh) | CARBURANT Consommé (l) | CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh) | LUBRIFIANT Consommé (l) | P. MAX N |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Janvier | 4 633 | 4 343 | 4 502 | 2 450 | 529 | 16 | - |
| Février | 4 398 | 4 150 | 4 112 | 2 300 | 523 | 16 | - |
| Mars | 5 009 | 4 734 | 4 652 | 2 550 | 509 | 30 | - |
| Avril | 4 935 | 4 648 | 4 455 | 2 550 | 517 | 16 | - |
| Mai | 4 832 | 4 585 | 4 524 | 2 700 | 559 | 23 | - |
| Juin | 4 508 | 4 271 | 4 177 | 2 550 | 566 | 16 | 14 |
| Juillet | 5 470 | 5 218 | 3 780 | 2 450 | 448 | 16 | 16 |
| Août | 5 171 | 4 916 | 3 944 | 2 550 | 493 | 23 | 13 |
| Septembre | 5 019 | 4 777 | 3 802 | 2 450 | 488 | 23 | 19 |
| Octobre | 4 521 | 4 269 | 4 326 | 2 500 | 553 | 22 | 22 |
| Novembre | 3 558 | 3 433 | 4 860 | 2 300 | 646 | 30 | 16 |
| Décembre | 3 581 | 3 449 | 5 417 | 2 150 | 600 | 14 | 18 |
| **TOTAL** | **55 635** | **52 793** | **52 551** | **29 500** | **530** | **245** | **22** |

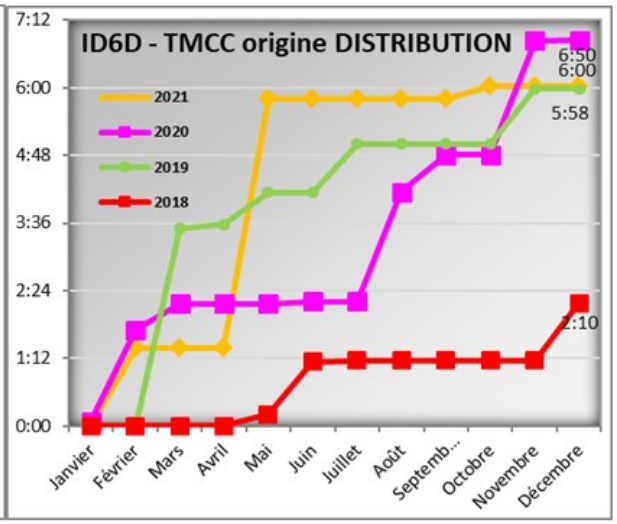
## 3.5 - Qualité de service

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

Le Temps Moyen de Coupure par Client de Nuku Hiva en 2021 est de 07h14 mieux qu'en 2020 où nous étions à 09h20mn. Cela est essentiellement dû à des déclenchements survenus sur le réseau de distribution et des problèmes de production.




## 3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement

**POI « Plan d'Opération Interne » pollution–incendie**

Aucun exercice POI en 2020

**Traitement des effluents**

2080 litres d'huile de vidange et un contenant de près de 0,7 m3 de déchets souillés par du gasoil ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2021.

## 3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

Faits marquant dans le **domaine de la production thermique**

- Remplacement du GE4 P635 par un P715 et rétrofit des GE en COMAP

- Travaux de rénovation de la toiture de la centrale de Aakapa par EDG et remplacement de la cuve USD de la centrale de TAIOHAE

- Raccordement des cuves d'eau incendie de manière à augmenter la capacité d'extinction.

Faits marquant dans le **domaine de la Distribution électrique**

- Tvx de remplacement tripode pourri bas Hatiheu (07/2021)
- Tvx remplacement chaine d'ancrage cassé longue portée col Muake (08/2021)
- Divers Tvx d'élagage abattage sous coupure

Faits marquant dans le **Fonctionnement de l'exploitation**

- Prolongation des DSP de 2 ans jusqu'au 31/12/2023
- Recrutement d'un agent d'exploitation suite au départ à la retraite d'Anthonin ( 05/2021)

## 3.8 - Raccordement solaire

| | TOTAL au 31/12/2021 | | Raccordements au cours de l'année 2021 | | | | | | | Changements 2021 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Concessions | Nombre d'installations | Somme puissance installée (kWc) | Nombre de centrales raccordées | Puissance raccordée (kWc) | INF 10 kWc | de 10 à 36 kWc | de 36 à 100 kWc | SUP 100 kWc | Tarif de rachat | Nombre d'installations | Puissance |
| Nuku-Hiva | 16 | 203,6 | 3 | 11,3 | 2 | | | | 23,64 | - | - |

## 3.9 – Unités d'œuvre 2021 de la concession

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

| | |
|---|---|
| Puissance maxi appelée en kW | **941** |
| Puissance utile du groupe le plus puissant kW | **452** |
| Puissance garantie en kW (PG2) | **1 174** |
| Nb de kWh vendus | **4 648 567** |
| Quantité en litre de combustible | **1 159 912** |
| Nb de kWh thermique sortis centrales thermiques | **4 173 715** |
| Nb de kWh hydro acheté par tarif | **1 220 411** |
| Nb de kwh hydro acheté Aakapa | **51 436** |
| Nb de kWh solaire acheté par tarif | **44 170** |
| Puissance totale en kVA des transformateurs installés | **4 280** |
| Nombre d'abonnés (BT et HT) | **1 148** |

### 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 | **-** | **20 035** | **-** | **24 135** | **-** |

### Répartition des longueurs Réseau à fin 2021

| Concession | RESEAU HT | | | | SEAU BT (sans branchemen | | | RESEAU HT+BT | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *Aerien* | *Souterrain* | *Sous-marin* | *TOTAL* | *Aerien* | *Souterrain* | *TOTAL* | *Aerien* | *Souterrain* | *TOTAL* | *% Aérien* | *% Souterrain* |
| **Nuku Hiva** | 33,19 | 2,84 | - | 36,03 | 36,84 | 12,00 | 48,84 | 70,03 | 14,85 | 84,87 | 82,5% | 17,5% |

### Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES,
- l'élagage à proximité des réseaux avec le prestataire ETCLIPS.

-

# 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, Produit autorisé et Produits comptabilisés

## 4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

### 4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

### 4.1.2) La séparation des services délégués

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

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

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

### 4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

Les écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts réels et les coûts imputés sont réinjectés dans les activités concernées pour qu'au final ce soit la charge réelle qui soit imputée.
Il en est de même pour toutes les dépenses intégrées en cours d'année par l'intermédiaire de coût standards et notamment de toutes les dépenses accessoires à la main d'œuvre (outillage, véhicules, coûts d'implantation, encadrement…).

### 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 Nuku Hiva, en 2021 :

- les imputations directes concernent 81 % du total des dépenses de la concession de Nuku Hiva.
  Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 19 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

| NUKU HIVA | Imputé directement à l'activité | Frais répartis sur les activités | Total |
|---|---|---|---|
| Imputé directement à la concession | 71% | 9% | **81%** |
| Frais répartis sur la concession | 11% | 8% | 19% |
| Total | **82%** | 18% | 100% |

### 4.1.5) La non-compensation des produits et des charges

Les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat à l'exception des postes suivants :

| Nuku-Hiva | | Produits | Charges associées |
|---|---|---|---|
| Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES | Reprise de provision pour dépréciation de stock | 31 697 | -575 697 |
| Production thermique - frais de siège* | | 1 329 182 | |
| Production thermique - fonction support* | | 334 871 | |
| Production d'électricité d'origine hydraulique - frais de siège* | | 298 217 | |
| Production d'électricité d'origine hydraulique - fonction support* | | 8 222 | |
| Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES | Reprise de provision pour dépréciation de stock | 23 456 | -159 735 |
| Distribution - travaux vendus - AUTRES | Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients | 155 694 | |
| Distribution - travaux vendus - AUTRES | Variation des travaux en cours | -13 751 775 | |
| Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement | | 116 | |
| Distribution d'électricité - frais de siège* | | 861 570 | |
| Distribution d'électricité - fonction support* | | 103 447 | |
| Fourniture d'électricité - frais de siège* | | 557 | |
| Fourniture d'électricité - fonction support* | | 1 | |
| Clientèle - Fonctionnement : AUTRES | Produits divers de gestion | 85 612 | |
| Clientèle - frais de siège* | | 188 436 | |
| Clientèle - fonction support* | | 40 088 | |
| **Total** | | **-10 290 609** | **-735 432** |

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

### 4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
    - le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
    - la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation iles / 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 ile en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau

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

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 iles / 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 ile en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

Gestion de clientèle :

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

### 4.1.7) La permanence des méthodes

La seule modification en 2021 sur les clés de répartition concerne la Direction Commerciale.
En effet, la liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la Direction Commerciale. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées.

### 4.1.8) Le principe de détermination des charges économiques calculées

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

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

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

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

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

### 4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

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

**Engie**

| Libellé | Description | 52 |
|---|---|---|
| | Mise à disposition personnel | **424 279** |
| Convention d'assistance | La société ENGIE s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants :<br>- comptable, administratif et financier<br>- informatique et audit<br>- conseil<br>Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT | **2 779 894** |
| Assurance | EDT a souscris son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE. | **1 979 446** |
| Assurance | EDT a souscris son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE | **507 249** |

**Autres parties liées**

| Libellé | Description | 52 |
|---|---|---|
| Polydiésel | Travaux sous-traités: production | 821 290 |
| Engie Services Polynésie | Travaux sous-traités: réseaux et facility management | 3 333 875 |

### 4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :
5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC
1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :
3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION
1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

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

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- convient d'un niveau de rémunération temporaire et fixe de nouveaux forfaits de rémunération par concession et activité
- introduit à compter du 1er janvier 2020 un plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble du périmètre actuel de ses concessions
- confie à la Commission de Régulation de l'Energie « CRE » de métropole, une mission de conciliation sur le « juste » niveau de rémunération des concessions d'EDT.

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

N/A

#### 4.1.14) Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

N/A

## 4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 64 % 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 36 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

Suite à la mise en place de la comptabilité appropriée, plusieurs activités ont été définies.
On entend par activité le ou les métiers qu'exerce l'opérateur. L'activité désigne un ensemble de tâches ayant une **finalité externe** autre que sa propre réalisation. Les activités principales sont :

- *La production d'électricité d'origine thermique*
- *La production d'électricité d'origine hydraulique*
- *La production d'électricité d'origine photovoltaïque*
- *Le dispatching* consiste à assurer l'équilibre, à tout moment, entre l'offre pouvant être délivrée par les différentes sources de productions, et la demande des consommateurs finaux.
- *Le transport* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute tension permettant l'acheminement de l'électricité des sources de production jusqu'à l'entrée des réseaux de distribution.
- *La distribution* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de moyenne et basse tension permettant l'acheminement de l'électricité du réseau de transport jusqu'au consommateur final
- *La fourniture* correspond à l'activité d'un fournisseur d'électricité qui est chargé d'acheter l'électricité à des producteurs et de la revendre au détail au consommateur final, dont il est le principal interlocuteur.

Le document par concession a été adapté suite à la mise en œuvre de la comptabilité approprié. 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
  - du plafonnement N-1 depuis l'avenant 18b du 20 juillet 2020.

- 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, depuis l'avenant 18b, pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturé aux clients et le revenu Autorisé de la 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 1,543% (- 0,457 % + 2 %)
  - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,827 % (-0,457 % + 1 % + 1,284 % surperformance financière)

- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
  - L'impôt sur société stricto sensu
  - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

  Les réintégrations et déductions fiscales sont affectées au réel entre les activités « en concession » et les activités « hors concession » permettant de calculer pour chacune d'elles leur taux de prélèvement « sur résultat comptable ».

  Ce taux de prélèvement des activités « en concession » est ensuite appliqué de manière uniforme au résultat comptable de chaque activité et de chaque concession.
  - Pour les concessions globalement bénéficiaires, ce taux est appliqué le résultat comptable de chaque activité, même s'il est négatif.
  - Pour les concessions globalement déficitaires, il est déterminé un impôt positif, mis en report déficitaire, qui s'imputera le moment venu sur l'impôt dû au titre des prochains résultats.

  La marge nette actionnaire est calculée en ajoutant les charges suivantes :
  - l'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% de la marge nette concession si elle est positive ;
  - la contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% de la marge nette concession si elle est positive.

➢ **<u>Principes de répartition des coûts indirects</u>**

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.
- Le service marketing & E-services : au prorata du nombre d'abonnés
- Le service animation & réseaux proximité : au prorata du nombre d'abonnés (jusqu'à Juin 2021).

**4.2.8 Allocation CE :**

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

**<u>Ces centres d'analyse sont ensuite répartis sur les activités ou services bénéficiaires</u>**

- Les répartitions primaires (coût d'implantation, DSI, allocation CE) affectent certains coûts sur les services. Ces derniers sont ensuite ventilés sur les concessions (répartitions secondaires).
- Le tableau ci-dessous met en évidence l'impact de ces répartitions secondaires, service par service, sur le résultat des activités concédées.

Pour rappel, ci-dessous les points qui permettent une meilleure compréhension des postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité :

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

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

**Détail des frais répartis 2021**

**Nuku Hiva**

| Répartition | Montant total à répartir (MF) | Montant réparti dans les concessions (MF) | Répartition selon clé (1) | Ecart méthode si pointages (2) | Montant réparti sur Nuku Hiva en MF (3) | Clé de répartition (1) | Valeur totale de la clé | Valeur de la clé pour Nuku Hiva |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Frais de siege | 1 324,0 | 1 116,1 | | | 19,3 | Voir les clés définies en 4.2.1. | 100% | 2% |
| Exploitation des iles | 390,7 | 388,8 | 24,8 | -0,4 | 24,4 | Temps pointé par la cellule (valorisé en MF) | 1 088,8 | 69,4 |
| Clientèle iles | 44,1 | 44,1 | 2,0 | 0,0 | 2,0 | Nombre d'abonnés iles | 25 841 | 1 148 |
| Suivi et developpement | 58,4 | 56,2 | 1,3 | 0,3 | 1,7 | Temps pointé par la cellule (valorisé en MF) | 42,1 | 1,0 |
| Travaux réseau | 83,4 | 83,4 | 1,2 | 0,4 | 1,6 | Temps pointé par la cellule (valorisé en MF) | 95,5 | 1,4 |
| Gestion administrative du solaire | 22,5 | 20,9 | 0,1 | 0,0 | 0,12 | Contrats solaires | 2 892 | 16 |
| Service Grand compte | 41,4 | 36,9 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | Contrats grands comptes | 5 333 | 142 |
| Marketing & E-services | 70,8 | 60,8 | 0,9 | 0,0 | 0,9 | Nombre d'abonnés | 80 935 | 1 148 |
| Animation & réseaux proximité | 16,5 | 14,2 | 0,2 | 0,0 | 0,2 | Nombre d'abonnés | 80 935 | 1 148 |
| Comptabilité client et recouvrement | 1,3 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | Nombre d'abonnés | 80 935 | 1 148 |
| Magasins | -11,8 | -11,2 | -0,1 | 0,0 | -0,1 | Sorties de stock valorisées | 1 227 096 | 10 768 |
| **Total support externe** | | | | | **31,9** | | | |
| Support interne de l'ile | | | | | 36,0 | | | |
| **Total Support** | | | | | **67,9** | | | |

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

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

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

sinon : méthode (1)

Suite à la réorganisation de la Direction Commerciale en juillet 2021, le service Animation & réseaux proximité a été supprimé. Le coût de support du service Animation & réseaux proximité figurant dans le tableau ci-dessus correspond donc à la période Janvier à Juin 2021.

## 4.3 - Comptes de la concession

### 4.3.1 BILAN ACTIF

| ACTIF | Nuku Hiva | |
|---|---|---|
| | 2021 | 2020 |
| Immobilisations concédées * | 1 024 036 870 | 1 039 419 143 |
| - Production | 508 069 879 | 535 943 268 |
| - Distribution | 515 966 991 | 503 475 875 |
| Immobilisations privées | 50 056 867 | 50 313 502 |
| Immobilisations en-cours | 7 834 283 | 23 696 907 |
| - Production | 7 547 097 | 22 992 800 |
| - Distribution | 287 186 | 222 326 |
| - Privées | 0 | 481 781 |
| Total immobilisations brutes | 1 081 928 020 | 1 113 429 552 |
| Amortissements et provisions ** | -963 084 268 | -945 922 627 |
| - Production | -485 954 420 | -484 460 304 |
| - Distribution | -428 163 953 | -412 927 292 |
| - Privés | -48 965 895 | -48 535 031 |
| **Immobilisations nettes** | **118 843 752** | **167 506 925** |
| Stock | 24 086 415 | 33 140 139 |
| Créances clients | 32 272 263 | 33 110 683 |
| Autres créances | 2 378 412 | 5 965 455 |
| Provisions pour dépréciation | -3 479 771 | -2 296 634 |
| **Stock et créances nets** | **55 257 319** | **69 919 643** |
| **Compte courant du concessionnaire** | **94 352 861** | **81 765 114** |
| **TOTAL ACTIF** | **268 453 933** | **319 191 681** |

*** Immobilisations concédées**

| | 2020 | 2021 |
|---|---|---|
| **Production** | | |
| *Concessionnaire* | *495 875 867* | *468 002 478* |
| **Total concessionnaire** | **495 875 867** | **468 002 478** |
| **Total Tiers et concédant** | **40 067 401** | **40 067 401** |
| **Total au bilan** | **535 943 268** | **508 069 879** |
| **Distribution** | | |
| *Concessionnaire* | *431 061 789* | *419 914 083* |
| **Total concessionnaire** | **431 061 789** | **419 914 083** |
| **Tiers et concédant** | **72 414 086** | **96 052 908** |
| **Total au bilan** | **503 475 875** | **515 966 991** |

**** Amortissements et provisions**

| | 2020 | 2021 |
|---|---|---|
| **Production** | | |
| *Concessionnaire* | *-451 326 713* | *-451 665 194* |
| **Total concessionnaire** | **-451 326 713** | **-451 665 194** |
| **Tiers et concédant** | **-33 133 591** | **-34 289 226** |
| **Total au bilan** | **-484 460 304** | **-485 954 420** |
| **Distribution** | | |
| *Concessionnaire* | *-382 150 840* | *-394 695 283* |
| **Total concessionnaire** | **-382 150 840** | **-394 695 283** |
| **Tiers et concédant** | **-30 776 452** | **-33 468 670** |
| **Total au bilan** | **-412 927 292** | **-428 163 953** |

Amortissement et provisions

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir :

— en production : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens) sauf terrains et améliorant des 10 dernières années.

— en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant à savoir leur valeur nette comptable.

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

A titre d'exemple :

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

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

### 4.3.2 BILAN PASSIF

| PASSIF | Nuku Hiva | |
|---|---|---|
| | 2021 | 2020 |
| Résultat | 19 561 850 | 14 261 025 |
| **Capitaux propres** | **19 561 850** | **14 261 025** |
| Droits des tiers et concédant apports gratuit | 68 362 413 | 48 571 444 |
| - Production | 5 778 175 | 6 933 810 |
| - Distribution | 62 584 238 | 41 637 634 |
| Provisions devenues sans objet | 179 193 | 179 193 |
| - Autres PR devenues sans objet | 179 193 | 179 193 |
| **Droits du concédant exigible en nature** | **68 541 606** | **48 750 637** |
| Autres provisions | 20 349 703 | 16 038 702 |
| - PIDR | 20 349 703 | 15 033 217 |
| - Autres provisions | 0 | 1 005 485 |
| **Provision pour risques et charges** | **20 349 703** | **16 038 702** |
| Clients - avances sur consommation | 4 820 559 | 4 545 485 |
| Fournisseurs | 25 457 421 | 31 209 560 |
| Dettes fiscales et sociales | 38 694 536 | 55 932 602 |
| Passif de renouvellement | 89 390 750 | 141 898 441 |
| - Production | 50 596 974 | 94 656 656 |
| - Distribution | 38 793 776 | 47 241 786 |
| Autres dettes | 471 862 | 471 862 |
| Produits constatés d'avance | 1 165 646 | 6 083 367 |
| **Emprunts et dettes** | **160 000 774** | **240 141 317** |
| **TOTAL PASSIF** | **268 453 933** | **319 191 681** |

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.
Pour 2021, le passif de renouvellement correspond à la part du plan non réalisé.

## 4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

| | | Nuku Hiva 2020 | | | Nuku Hiva 2021 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Récurrent | Non récurrent | Total | Récurrent | Non récurrent | Total |
| **PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE** | | | | | | | |
| P1 Puissance maximale majorée | **REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée** | **132 991 643** | | **132 991 643** | **133 337 087** | | **133 337 087** |
| | - UO UP1 : Puissance maximale majorée -1 | 1 316,00 | | 1 316 | 1 316,00 | | 1 316 |
| | - Forfait FP1 | 101 058 | | 101 058 | 101 716 | | 101 716 |
| | **Facturation P1 autres distributeurs** | | | | | | |
| | **COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE** | **-100 167 106** | **-154 249** | **-100 321 355** | **-109 095 475** | **155 495** | **-108 939 980** |
| | par UO : Puissance maximale majorée | -76 115 | | -76 232 | -82 899 | | -82 781 |
| | **- Maintenance** | **-45 263 693** | | **-45 263 693** | **-47 332 524** | | **-47 332 524** |
| | - AC | -5 835 716 | | -5 835 716 | -5 240 706 | | -5 240 706 |
| | - ACE | -7 102 954 | | -7 102 954 | -8 545 379 | | -8 545 379 |
| | - MO | -32 325 023 | | -32 325 023 | -33 546 439 | | -33 546 439 |
| | **- Conduite et Fonctionnement** | **-2 353 483** | | **-2 353 483** | **-2 403 229** | | **-2 403 229** |
| | - AC | | | | -4 900 | | -4 900 |
| | - ACE | -751 594 | | -751 594 | -1 225 697 | | -1 225 697 |
| | - MO | -28 876 | | -28 876 | -51 028 | | -51 028 |
| | - AUTRES | -1 573 013 | | -1 573 013 | -1 121 604 | | -1 121 604 |
| | **- Amortissement des actifs de concession** | **-6 923 891** | | **-6 923 891** | **-12 012 056** | | **-12 012 056** |
| | - Dot. Provision pour Renouvellement | | | | -50 596 974 | | -50 596 974 |
| | - Dotation amortissement biens au bilan | -14 157 864 | | -14 157 864 | -48 157 587 | | -48 157 587 |
| | - Dotation / reprise de lissage | 7 233 973 | | 7 233 973 | 86 742 505 | | 86 742 505 |
| | **- Quote part des activités support affectées** | **-45 626 039** | **-154 249** | **-45 780 288** | **-47 347 666** | **155 495** | **-47 192 171** |
| | - Fonctions supports | -36 044 274 | | -36 044 274 | -37 910 226 | | -37 910 226 |
| | - Frais de siège | -9 581 765 | -154 249 | -9 736 014 | -9 437 440 | 155 495 | -9 281 945 |
| P2 Charges variables de production | **REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production** | **7 864 528** | | **7 864 528** | **8 413 629** | | **8 413 629** |
| | - UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1 | 3 918 317 | | 3 918 317 | 4 175 242 | | 4 175 242 |
| | - Forfait FP2 | 2,007 | | 2,007 | 2,023 | | 2,023 |
| | **Facturation P2 autres distributeurs** | | | | | | |
| | **COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS** | **-5 862 737** | **-4 642** | **-5 867 379** | **-4 724 651** | **4 741** | **-4 719 910** |
| | par UO : kWh produits sortie de centrale | - 1,496 | | - 1,497 | - 1,132 | | - 1,130 |
| | **- Maintenance** | **-4 233 218** | | **-4 233 218** | **-2 647 022** | | **-2 647 022** |
| | - AC | -2 030 205 | | -2 030 205 | -979 250 | | -979 250 |
| | - ACE | -480 034 | | -480 034 | -61 210 | | -61 210 |
| | - MO | -1 722 979 | | -1 722 979 | -1 606 562 | | -1 606 562 |
| | - AUTRES (provision rév groupes…) | | | | | | |
| | **- Traitement des effluents** | | | | | | |
| | **- Quote part des activités support affectées** | **-1 629 519** | **-4 642** | **-1 634 161** | **-2 077 629** | **4 741** | **-2 072 888** |
| | - Fonctions supports | -1 341 160 | | -1 341 160 | -1 789 902 | | -1 789 902 |
| | - Frais de siège | -288 359 | -4 642 | -293 001 | -287 727 | 4 741 | -282 986 |
| Matières consommées | **REVENU AUTORISE : Matières consommées** | **75 139 747** | | **75 139 747** | **77 073 455** | | **77 073 455** |
| | **Facturation autres distributeurs** | | | | | | |
| | Par kWh produits sortie de centrale | 19,18 | | 19,18 | 18,46 | | 18,46 |
| | **- Consommations** | **-75 139 747** | | **-75 139 747** | **-77 374 709** | | **-77 374 709** |
| | - Fioul | | | | | | |
| | - Gasoil | -74 262 019 | | -74 262 019 | -76 435 314 | | -76 435 314 |
| | - Huile | -877 728 | | -877 728 | -939 395 | | -939 395 |
| ACTIVITES ANNEXES | **PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS** | | | | | | |
| | **- Couts directs** | | | | | | |
| | **- Quote part des activités support affectées** | | | | | | |
| | **PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES** | | | | | | |
| | **- Couts sur revente energie** | | | | | | |
| | **PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES** | **27 803 996** | | **27 803 996** | **8 235 355** | | **8 235 355** |
| | **- Couts directs** | **-27 803 996** | | **-27 803 996** | **-7 404 524** | | **-7 404 524** |
| | - AC | -26 781 300 | | -26 781 300 | -1 271 992 | | -1 271 992 |
| | - ACE | -1 022 696 | | -1 022 696 | -5 047 953 | | -5 047 953 |
| | - MO | | | | -1 084 579 | | -1 084 579 |
| | - AUTRES | | | | | | |
| | **- Quote part des activités support affectées** | | | | **-1 214 210** | | **-1 214 210** |
| | **MARGE AVANT IS** | | | | **-383 379** | | **-383 379** |
| | En % des produits | | | | 5% | | 5% |
| **SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE** | | | | | | | |
| | **TOTAL DES PRODUITS** | **243 799 914** | | **243 799 914** | **227 059 526** | | **227 059 526** |
| | **MARGE AVANT IS** | **34 826 328** | **-158 891** | **34 667 437** | **27 245 957** | **160 236** | **27 406 193** |
| | - I.S. | -16 292 781 | 74 334 | -16 218 447 | -11 879 046 | -69 862 | -11 948 908 |
| | - IS report déficitaire 2020 / 2021 | | | | | | |
| | **MARGE NETTE CONCESSION** | **18 533 547** | **-84 557** | **18 448 990** | **15 366 911** | **90 374** | **15 457 286** |
| | **MARGE NETTE ACTIONNAIRE** | **15 753 515** | **-71 874** | **15 681 642** | **13 061 875** | **76 818** | **13 138 693** |
| | En % des produits | -6% | | -6% | -6% | | -6% |

| | | Nuku Hiva 2020 | | | Nuku Hiva 2021 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Récurrent | Non récurrent | Total | Récurrent | Non récurrent | Total |
| **PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE** | | | | | | | |
| Prod ENR EDT | **PRODUIT AUTORISE** | **12 792 920** | | **12 792 920** | **13 416 287** | | **13 416 287** |
| | - UO kWh produits sortie de centrale | 1 164 374 | | 1 164 374 | 1 220 411 | | 1 220 411 |
| | - Tarif | 12,06 | | 12,06 | 12,06 | | 12,06 |
| | **COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE** | **-12 256 837** | **-40 543** | **-12 297 380** | **-9 485 669** | **35 951** | **-9 449 718** |
| | par UO : kWh produits sortie de centrale | 10,53 | | 10,56 | 7,77 | | 7,74 |
| | **- Maintenance** | **-2 342 896** | | **-2 342 896** | **-3 477 223** | | **-3 477 223** |
| | - AC | -242 696 | | -242 696 | -214 925 | | -214 925 |
| | - ACE | -499 244 | | -499 244 | -2 110 300 | | -2 110 300 |
| | - MO | -1 600 956 | | -1 600 956 | -1 151 998 | | -1 151 998 |
| | - AUTRES | | | | | | |
| | **- Conduite et Fonctionnement** | **-866 969** | | **-866 969** | **-885 937** | | **-885 937** |
| | - AC | | | | -23 709 | | -23 709 |
| | - ACE | -866 969 | | -866 969 | -857 258 | | -857 258 |
| | - MO | | | | -4 970 | | -4 970 |
| | - AUTRES | | | | | | |
| | **- Amortissement des actifs de concession** | **-4 462 416** | | **-4 462 416** | **-1 095 947** | | **-1 095 947** |
| | - Dotation amortissement biens au bilan | -9 124 680 | | -9 124 680 | -9 010 097 | | -9 010 097 |
| | - Dotation / reprise de lissage | 4 662 264 | | 4 662 264 | 7 914 150 | | 7 914 150 |
| | **- Quote part des activités support affectées** | **-4 584 556** | **-40 543** | **-4 625 099** | **-4 026 562** | **35 951** | **-3 990 611** |
| | - Fonctions supports | -2 066 080 | | -2 066 080 | -1 844 621 | | -1 844 621 |
| | - Frais de siège | -2 518 476 | -40 543 | -2 559 019 | -2 181 941 | 35 951 | -2 145 990 |
| ACTIVITES ANNEXES | **PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS** | | | | | | |
| | **- Couts directs** | | | | | | |
| | - AC | | | | | | |
| | - ACE | | | | | | |
| | - MO | | | | | | |
| | - AUTRES | | | | | | |
| | **- Quote part des activités support affectées** | | | | | | |
| | - Fonctions supports | | | | | | |
| | - Frais de siège | | | | | | |
| | **MARGE AVANT IS** | | | | | | |
| | En % des produits | | | | | | |
| | **PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES** | | | | | | |
| | **- Couts directs** | | | | | | |
| | - AC | | | | | | |
| | - ACE | | | | | | |
| | - MO | | | | | | |
| | - AUTRES | | | | | | |
| | **- Quote part des activités support affectées** | | | | | | |
| | **MARGE AVANT IS** | | | | | | |
| | En % des produits | | | | | | |
| **SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE** | | | | | | | |
| | **TOTAL DES PRODUITS** | **12 792 920** | | **12 792 920** | **13 416 287** | | **13 416 287** |
| | | | | | | | |
| | **MARGE AVANT IS** | **536 083** | **-40 543** | **495 540** | **3 930 619** | **35 951** | **3 966 569** |
| | - I.S. | -250 795 | 18 967 | -231 828 | -1 713 722 | -15 674 | -1 729 396 |
| | - IS report déficitaire 2020 / 2021 | | | | | | |
| | **MARGE NETTE CONCESSION** | **285 287** | **-21 576** | **263 712** | **2 216 897** | **20 276** | **2 237 173** |
| | **MARGE NETTE ACTIONNAIRE** | **242 494** | **-18 339** | **224 155** | **1 884 362** | **17 235** | **1 901 597** |
| | En % des produits | -2% | | -2% | -14% | | -14% |
| | | | | | | | |

| | | Nuku Hiva 2020 | | | Nuku Hiva 2021 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Récurrent | Non récurrent | Total | Récurrent | Non récurrent | Total |
| **DISTRIBUTION D'ELECTRICITE** | | | | | | | |
| GESTION DES RESEAUX | **REVENU AUTORISE** | **50 515 568** | | **50 515 568** | **50 803 585** | | **50 803 585** |
| | - UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1 | 84 | | 84 | 84 | | 84 |
| | - Forfait FD2 | -602 423 | | -602 423 | -606 040 | | -606 040 |
| | **COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE** | **-49 954 412** | **-112 172** | **-50 066 584** | **-40 671 459** | **99 159** | **-40 572 300** |
| | par UO : longueur des reseaux (hors branchement) | -595 731 | | -597 069 | -483 284 | | -482 106 |
| | **- Maintenance** | **-17 788 999** | | **-17 788 999** | **-16 717 422** | | **-16 717 422** |
| | - AC | -1 031 229 | | -1 031 229 | -2 119 257 | | -2 119 257 |
| | - ACE | -8 046 376 | | -8 046 376 | -8 914 871 | | -8 914 871 |
| | - MO | -8 711 394 | | -8 711 394 | -5 683 294 | | -5 683 294 |
| | - AUTRES | | | | | | |
| | **- Conduite et Fonctionnement** | **-524 692** | | **-524 692** | **-537 723** | | **-537 723** |
| | - AC | -181 577 | | -181 577 | | | |
| | - ACE | -397 930 | | -397 930 | -397 192 | | -397 192 |
| | - MO | -34 191 | | -34 191 | -4 368 | | -4 368 |
| | - AUTRES | 89 006 | | 89 006 | -136 163 | | -136 163 |
| | **- Amortissement des actifs de concession** | **-14 540 384** | | **-14 540 384** | **-10 577 533** | | **-10 577 533** |
| | - Dot. Provision pour Renouvellement | | | | -38 793 776 | | -38 793 776 |
| | - Dotation amortissement biens au bilan | -30 973 594 | | -30 973 594 | -19 025 543 | | -19 025 543 |
| | - Dotation / reprise de lissage | 16 433 210 | | 16 433 210 | 47 241 786 | | 47 241 786 |
| | **- Quote part des activités support affectées** | **-17 100 337** | **-112 172** | **-17 212 509** | **-12 838 781** | **99 159** | **-12 739 622** |
| | - Fonctions supports | -10 132 351 | | -10 132 351 | -6 820 540 | | -6 820 540 |
| | - Frais de siège | -6 967 986 | -112 172 | -7 080 158 | -6 018 241 | 99 159 | -5 919 082 |
| ACTIVITES ANNEXES | **PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...** | **1 408 015** | | **1 408 015** | **1 491 757** | | **1 491 757** |
| | **PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS** | **5 461 110** | | **5 461 110** | **24 531 805** | | **24 531 805** |
| | **- Couts directs** | **-3 915 040** | | **-3 915 040** | **-19 014 513** | | **-19 014 513** |
| | - AC | -13 708 310 | | -13 708 310 | -2 170 162 | | -2 170 162 |
| | - ACE | -2 046 944 | | -2 046 944 | -4 938 074 | | -4 938 074 |
| | - MO | -1 367 539 | | -1 367 539 | -1 287 735 | | -1 287 735 |
| | - AUTRES | 13 207 753 | | 13 207 753 | -10 618 542 | | -10 618 542 |
| | **- Quote part des activités support affectées** | **-2 108 761** | **-5 679** | **-2 114 440** | **-1 748 116** | **4 721** | **-1 743 395** |
| | - Fonctions supports | -1 756 004 | | -1 756 004 | -1 461 573 | | -1 461 573 |
| | - Frais de siège | -352 757 | -5 679 | -358 436 | -286 543 | 4 721 | -281 822 |
| | **PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES** | **21 347 285** | | **21 347 285** | **4 659 849** | | **4 659 849** |
| | **- Couts directs** | **-20 834 989** | | **-20 834 989** | **-4 397 202** | | **-4 397 202** |
| | - AC | -7 282 274 | | -7 282 274 | -1 197 888 | | -1 197 888 |
| | - ACE | -12 702 547 | | -12 702 547 | 7 480 | | 7 480 |
| | - MO | -623 178 | | -623 178 | -229 255 | | -229 255 |
| | - AUTRES | -226 990 | | -226 990 | -2 977 539 | | -2 977 539 |
| | **- Quote part des activités support affectées** | **-572 914** | | **-572 914** | **-300 013** | | **-300 013** |
| **SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION** | | | | | | | |
| | **TOTAL DES PRODUITS** | **78 731 978** | | **78 731 978** | **81 486 996** | | **81 486 996** |
| | **MARGE AVANT IS** | **1 345 862** | **-117 851** | **1 228 011** | **15 355 693** | **103 880** | **15 459 573** |
| | - I.S. | -629 634 | 55 134 | -574 500 | -6 694 974 | -45 291 | -6 740 265 |
| | - IS report déficitaire 2020 / 2021 | | | | | | |
| | **MARGE NETTE CONCESSION** | **716 228** | **-62 717** | **653 511** | **8 660 719** | **58 589** | **8 719 308** |
| | **MARGE NETTE ACTIONNAIRE** | **608 794** | **-53 309** | **555 485** | **7 361 611** | **49 801** | **7 411 412** |
| | En % des produits | -1% | | -1% | -9% | | -9% |

| | | Nuku Hiva 2020 | | | Nuku Hiva 2021 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Récurrent | Non récurrent | Total | Récurrent | Non récurrent | Total |
| **FOURNITURE D'ELECTRICITE** | | | | | | | |
| ACHAT AUX PRODUCTEURS | **PRODUIT AUTORISE et redevance solaire** | **231 737 031** | | **231 737 031** | **235 656 498** | | **235 656 498** |
| | - Achat d'electricité d'origine thermique (*) | 215 995 918 | | 215 995 918 | 218 824 171 | | 218 824 171 |
| | - Achat d'electricité d'origine hydraulique (RA) | 14 034 800 | | 14 034 800 | 15 465 717 | | 15 465 717 |
| | - Achat d'electricité d'origine solaire (RA) | 1 706 313 | | 1 706 313 | 1 366 609 | | 1 366 609 |
| | - Achat d'electricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*) | | | | | | |
| | - Autres revente à TSE/Tumaraa (*) | | | | | | |
| | **COUTS D'ACHAT** | **-231 737 031** | | **-231 737 031** | **-235 669 850** | | **-235 669 850** |
| | - Achat d'electricité d'origine thermique (*) | -215 995 918 | | -215 995 918 | -218 824 171 | | -218 824 171 |
| | - Achat d'electricité d'origine hydraulique Marama Nui (**) | -12 792 920 | | -12 792 920 | -13 416 287 | | -13 416 287 |
| | - Achat d'electricité d'origine hydraulique CHPP | -1 241 880 | | -1 241 880 | -2 057 440 | | -2 057 440 |
| | - Achat d'electricité d'origine solaire (**) | -1 706 313 | | -1 706 313 | -1 371 951 | | -1 371 951 |
| | **GESTION ADMINISTRATIVE** | **-231 980** | **-127** | **-232 107** | **-253 663** | **67** | **-253 596** |
| | **- Produits de la Redevance solaire** | | | | | | |
| | **- Couts de Fonctionnement** | **-141 736** | | **-141 736** | **-134 199** | | **-134 199** |
| | - ACE | -129 600 | | -129 600 | -129 600 | | -129 600 |
| | - AUTRES | -12 136 | | -12 136 | -4 599 | | -4 599 |
| | **- Quote part des activités support affectées** | **-90 244** | **-127** | **-90 371** | **-119 464** | **67** | **-119 397** |
| | - Fonctions supports | -82 371 | | -82 371 | -115 415 | | -115 415 |
| | - Frais de siège | -7 873 | -127 | -8 000 | -4 049 | 67 | -3 982 |
| ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES | **PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS** | **161 730** | | **161 730** | **181 064** | | **181 064** |
| | **- Couts directs** | | | | | | |
| | - AC | | | | | | |
| | - ACE | | | | | | |
| | - MO | | | | | | |
| | - AUTRES | | | | | | |
| | **- Quote part des activités support affectées** | | | | | | |
| | - Fonctions supports | | | | | | |
| | - Frais de siège | | | | | | |
| GESTION DE CLIENTELE | **PRODUIT AUTORISE** | **11 924 732** | | **11 924 732** | **12 084 780** | | **12 084 780** |
| | - UO UC : Nombre d'abonnés -1 | 1 124 | | 1 124 | 1 135 | | 1 135 |
| | - Forfait FC | -10 609,19 | | -10 609 | -10 689,00 | | -10 689 |
| | **PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE** | **1 074 215** | | **1 074 215** | **1 237 611** | | **1 237 611** |
| | - Frais de relance | 701 350 | | 701 350 | 868 356 | | 868 356 |
| | - Frais de perception de taxe | 372 865 | | 372 865 | 369 255 | | 369 255 |
| | **COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE** | **-23 594 483** | **-28 502** | **-23 622 985** | **-26 984 462** | **22 716** | **-26 961 746** |
| | par UO : Nombre d'abonnés | -20 992 | | -21 017 | -23 775 | | -23 755 |
| | **- Affranchissements** | **-1 081 965** | | **-1 081 965** | **-1 355 884** | | **-1 355 884** |
| | **- Fonctionnement** | **-8 129 072** | | **-8 129 072** | **-7 866 703** | | **-7 866 703** |
| | - AC | -155 265 | | -155 265 | -151 093 | | -151 093 |
| | - ACE | -1 176 590 | | -1 176 590 | -1 052 250 | | -1 052 250 |
| | - MO | -6 311 655 | | -6 311 655 | -5 968 435 | | -5 968 435 |
| | - AUTRES | -485 562 | | -485 562 | -694 925 | | -694 925 |
| | **- Quote part des activités support affectées** | **-14 383 446** | **-28 502** | **-14 411 948** | **-17 761 875** | **22 716** | **-17 739 159** |
| | - Fonctions supports | -12 612 942 | | -12 612 942 | -16 383 167 | | -16 383 167 |
| | - Frais de siège | -1 770 504 | -28 502 | -1 799 006 | -1 378 708 | 22 716 | -1 355 992 |
| ACTIVITES ANNEXES | **PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS** | **496 408** | | **496 408** | **440 204** | | **440 204** |
| | - Frais de coupure | 496 408 | | 496 408 | 440 204 | | 440 204 |
| | **- Couts directs** | **-260 546** | | **-260 546** | **-23 390** | | **-23 390** |
| | - AC | -80 951 | | -80 951 | -15 162 | | -15 162 |
| | - ACE | | | | | | |
| | - MO | -179 595 | | -179 595 | -8 228 | | -8 228 |
| | - AUTRES | | | | | | |
| | **- Quote part des activités support affectées** | **-187 451** | **-728** | **-188 179** | **-10 498** | | **-10 498** |
| | - Fonctions supports | -142 256 | | -142 256 | -10 498 | | -10 498 |
| | - Frais de siège | -45 195 | -728 | -45 923 | | | |
| **SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE** | | | | | | | |
| | **TOTAL DES PRODUITS** | **245 394 116** | | **245 394 116** | **249 600 157** | | **249 600 157** |
| | **MARGE AVANT IS** | **-10 617 376** | **-29 356** | **-10 646 732** | **-13 341 706** | **22 783** | **-13 318 923** |
| | - I.S. | 4 967 121 | 13 734 | 4 980 854 | 5 816 890 | -9 933 | 5 806 957 |
| | - IS report déficitaire 2020 / 2021 | | | | | | |
| | **MARGE NETTE CONCESSION** | **-5 650 255** | **-15 623** | **-5 665 878** | **-7 524 816** | **12 850** | **-7 511 966** |
| | **MARGE NETTE ACTIONNAIRE** | **-4 802 717** | **-13 279** | **-4 815 996** | **-6 396 094** | **10 922** | **-6 385 171** |
| | En % des produits | 2% | | 2% | 3% | | 3% |

| | | Nuku Hiva 2020 | | | Nuku Hiva 2021 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Récurrent | Non récurrent | Total | Récurrent | Non récurrent | Total |
| **PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS** | | | | | | | |
| **PGR** | Tarif public combustible 2019 | | | | | | |
| | **PRODUIT AUTORISE Rendement de production** | 1 053 590 | | 1 053 590 | 1 164 471 | | 1 164 471 |
| | **- Rendement de référence** | | | | | | |
| | **- Rendement** | | | | | | |
| | **- kWh produits** | | | | | | |
| | **- Economie réalisée en litre de combustibles** | | | | | | |
| | **PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution** | | | | | | |
| | **- Rendement de référence** | | | | | | |
| | **- Rendement** | | | | | | |
| | **- kWh fournis aux client finaux** | | | | | | |
| | **- Economie réalisée en litre de combustibles** | | | | | | |
| **RESULTAT FINANCIER** | | | | | | | |
| | **PRODUIT AUTORISE** | **-1 935 558** | | **-1 935 558** | **-1 487 625** | | **-1 487 625** |
| | - Intérêts sur emprunts bancaires | | | | | | |
| | - Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché | 613 972 | | 613 972 | 443 985 | | 443 985 |
| | - Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière | 1 321 586 | | 1 321 586 | 1 049 455 | | 1 049 455 |
| | **MARGE AVANT IS** | | | | **5 815** | | **5 815** |
| **TOTAL CONCESSION** | | | | | | | |
| | **TOTAL DES PRODUITS (*)** | **351 048 122** | | **351 048 122** | **338 999 354** | | **338 999 354** |
| | **TOTAL DES CHARGES (*)** | **-323 903 635** | **-346 641** | **-324 250 276** | **-304 638 505** | **322 850** | **-304 315 655** |
| | **MARGE AVANT IS** | **27 144 487** | **-346 641** | **26 797 846** | **34 360 849** | **322 850** | **34 683 699** |
| | - I.S. | -12 698 989 | 162 169 | -12 536 820 | -14 981 089 | -140 760 | -15 121 849 |
| | - IS report déficitaire 2020 / 2021 | | | | | | |
| | **MARGE NETTE CONCESSION** | **14 445 497** | **-184 472** | **14 261 025** | **19 379 760** | **182 090** | **19 561 850** |
| | **MARGE NETTE ACTIONNAIRE** | **12 278 673** | **-156 801** | **12 121 872** | **16 472 796** | **154 776** | **16 627 573** |
| | En % des produits | -3,5% | | -3,5% | -4,9% | | -4,9% |

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

#### 4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+ 0.3 MF lié à une provision pour risque (en frais de siège)

#### 4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2020 et 2021 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : **- 12 MF**

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

Ce poste augmente de + **5 MF.**

Les explications relatives aux autres produits diminuent de : - **17 MF**

- **Production thermique : - 20 MF**
  - - 20 MF au titre des travaux immobilisés dont :
    - - 18 MF au titre du renouvellement du groupe 4 en 2020
    - - 5 MF au titre du renouvellement du groupe 2 en 2020
    - + 3 MF au titre de la rénovation de toiture de la centrale d'Aakapa

- **Distribution : + 3 MF**
    - + 19 MF au titre des travaux vendus dont :
        - + 22 MF au titre du multiaffaires
        - - 1 MF au titre des travaux d'éclairage public
        - - 2 MF au titre des travaux d'extensions réseaux
    - - 16 MF au titre des travaux immobilisés dont :
        - - 18 MF au titre du renouvellement du réseau HTA et BT
        - - 3 MF au titre des travaux liés à l'article 14A et 16A
        - + 1 MF au titre du renouvellement des branchements et comptages
        - + 4 MF au titre des autres investissements

Commentaires sur la variation des charges : **- 19 MF**

- **Production thermique : - 9 MF**

    - - 19 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
        - - 18 MF au titre du renouvellement du groupe 4 en 2020
        - - 5 MF au titre du renouvellement du groupe 2 en 2020
        - + 1 MF au titre d'autres investissements de renouvellement
        - + 3 MF au titre de la rénovation de toiture de la centrale d'Aakapa
    - - 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
    - + 2 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
    - + 9 MF au titre de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
        - + 5 MF au titre des charges calculées
        - + 2 MF au titre de la maintenance de la centrale
        - + 2 MF sur les fonctions support et frais de siège

- **Production hydraulique : - 3 MF**
    - – 3 MF au titre de la conduite et de la maintenance de la centrale hydraulique dont :
        - - 3 MF au titre des charges calculées
        - - 1 MF sur les fonctions support et frais de siège
        - + 1 MF au titre de la maintenance de la centrale hydraulique

- **Distribution : - 11 MF**
    - – 17 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
        - - 18 MF au titre du renouvellement du réseau HTA et BT
        - - 3 MF au titre des travaux liés à l'article 14A et 16A
        - + 1 MF au titre du renouvellement des branchements et comptages
        - + 3 MF au titre des autres investissements
    - – 9 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
        - - 4 MF au titre des charges calculées
        - - 4 MF sur les fonctions support et frais de siège
        - - 1 MF au titre de la maintenance du réseau
    - + 15 MF au titre des travaux vendus dont :
        - + 18 MF au titre du multiaffaires
        - - 1 MF au titre des déplacements réseaux
        - - 1 MF au titre de l'éclairage public
        - - 1 MF au titre des extensions réseaux

- **Fourniture : + 3 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
    - + 3 MF sur les fonctions support

- **Achat des énergies renouvelables : + 1 MF**

- **Financier : 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + **7 MF**

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 5 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 2 MF sur les matières consommées
- Une hausse de 3 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Production
- Une baisse de 5 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- Une hausse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement de la Clientèle
- Une baisse de 2 MF sur les charges calculées
- Une hausse de 4 MF sur la marge des activités annexes
- Une baisse de 1 MF sur les autres produits

## 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit 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.

Ce nouveau mode de rémunération n'a cependant été rendu applicable qu'à partir de l'exercice 2020 avec la signature de l'avenant 18b au contrat de concession lequel introduisait également un mécanisme de plafonnement du résultat global des concessions gérées par EDT, hors activités annexes et produits accessoires.

### 4.4.0 Plafonnement des résultats

Le mécanisme de plafonnement est décrit à l'article 2.5 de l'avenant 18b du 20 juillet 2020 :

« En l'attente de l'application des recommandations de la CRE prévues à l'article 6 du présent avenant, il est instauré un mécanisme temporaire de plafonnement du résultat des concessions du Périmètre du Concessionnaire.

Pour ce faire, le Revenu Autorise prévisionnel du Concessionnaire est calculé en prenant comme hypothèse de calcul un résultat net après impôt du Périmètre du Concessionnaire. Ce « Résultat de Référence » est établi à hauteur de 720 000 000 FCFP (sept cent vingt millions de francs CFP), dans les conditions définies à l'annexe 2.

Les éventuels résultats qui excèderaient ce Résultat de Référence seront traités comme suit :

- Dans la limite de 130 000 000 FCFP (cent trente millions de francs CFP) de dépassement du Résultat de Référence, 50% de ce dépassement sont conservés par le Concessionnaire au titre de l'intéressement à l'amélioration de la performance, les autres 50% étant déduits du ≪ RA ≫ de l'année suivante ;
- Au-delà d'un dépassement de 130 000 000 FCFP (cent trente millions de francs CFP) du

Résultat de Référence, toute somme excédentaire est déduite du ≪ RA ≫ de l'année suivante ;
Toute somme excédentaire (retraitée avant impôt) est déduite du ≪ RA ≫ de l'année suivante au prorata des ≪ RA ≫ de chaque concession. »

Impact de ce mécanisme sur les comptes de la concession :

Le résultat excédentaire (retraité avant impôt) est décomposé entre la part conservée par l'entreprise au titre de l'intéressement à la performance et la part à restituer aux clients au titre du plafonnement des résultats.

Ces deux quotes-parts sont réparties par concession au prorata des RA de chaque concession de l'exercice considéré.

Celle conservée par l'entreprise est laissée dans les comptes de la concession.

Celle à restituer aux clients est comptabilisée en « produit constaté d'avance » plafonnant de la sorte les résultats de la concession de l'exercice considéré.

En matière de trésorerie, cette quote-part déduite du « RA » de l'année suivante diminuant d'autant les sommes à facturer aux clients.

L'extourne en N+1 des produits constatés d'avance neutralise en résultat l'impact de la réduction du RA de l'exercice N+1.

Calcul du plafonnement 2021

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 1.422.352.260 F CFP avant IS dont 73.685.815 F CFP conservés par l'entreprise et 73.685.815 F CFP à restituer aux clients.

En raison d'un RA de la concession représentant 1,58 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élève à 1.165.646 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élève à 1.165.646 F CFP

### 4.4.1) Revenu autorisé

*Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de trois éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE), les « Coûts d'Energie » (CE) et le « Plafonnement N-1».*

| *Revenu Autorisé* | = | *RE* | + | *CE* | - *Plafonnement N-1* |
|---|---|---|---|---|---|
| **299.387.355** | **=** | **205.114.528** | **+** | **94.272.827** | **- 0** |

#### 4.4.1.1) Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

| | Nb UO exercice N-1 | Nb UO exercice N | Variation en % / N-1 | Forfait exercice N-1 | Forfait exercice N | Variation en % / N-1 | Revenu de l'exploitation exercice N-1 | Revenu de l'exploitation exercice N | Variation en % / N-1 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Activité de production** | | | | | | | | | |
| Puissance maximale majorée | 1 316 | 1 316 | | 101 058 | 101 716 | 0,7% | 132 992 060 | 133 858 256 | 0,7% |
| Nb de kWh produits | 3 918 317 | 4 175 242 | 6,6% | 2,007 | 2,023 | 0,8% | 7 864 107 | 8 446 515 | 7,4% |
| **Activité de dispatching** | | | | | | | | | |
| Nb de km de réseaux HTA | | | | | | | | | |
| **Activité de distribution** | | | | | | | | | |
| Nb de km de réseaux (hors branchements | 83,854 | 84,156 | 0,4% | 602 423 | 606 040 | 0,6% | 50 515 568 | 51 002 159 | 1,0% |
| **Activité de fourniture** | | | | | | | | | |
| Nb de clients (abonnements) | 1 124 | 1 135 | 1,0% | 10 609 | 10 689 | 0,8% | 11 924 731 | 12 132 015 | 1,7% |
| **RE - "Forfaits"** | | | | | | | **203 296 466** | **205 438 944** | **1,1%** |
| Résultat financier | | | | | | | -1 935 557 | -1 493 440 | **-22,8%** |
| Partage des gains de rendement | | | | | | | 1 053 590 | 1 169 023 | |
| **RE (Revenu de l'exploitation)** | | | | | | | **202 414 499** | **205 114 528** | **1,3%** |

4.4.1.2) Coûts d'Energie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

| | | 2020 | | | 2021 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | l/kwh | Prix | Coût | l/kwh | Prix | Coût |
| Carburant : GO | C | 1 164 887 | 63,75 | 74 262 019 | 1 159 912 | 65,90 | 76 435 314 |
| Carburant : Fuel | C | | | | | | |
| Urée | U | | | | | | |
| Huiles | H | 3 238 | 271,07 | 877 728 | 3 291 | 285,44 | 939 395 |
| Energie achetée Hydro | E | | | 1 241 880 | | | 2 057 440 |
| Energie achetée Solaire | E | 50 386 | 33,86 | 1 706 313 | 44 170 | 31,06 | 1 371 951 |
| Prod ENR EDT | | 1 164 374 | 10,99 | 12 792 920 | 1 220 411 | 11,04 | 13 468 727 |
| Transport | T | | | | | | |
| **CE Total** | | | | **90 880 861** | | | **94 272 827** |

**Prix des combustibles**

| | Gazole Iles | Arrêté CM |
|---|---|---|
| Acpt 01/2021 | 52,818 | Arrêté 2465 CM 17 décembre 2020 |
| Acpt 02/2021 | 56,403 | Arrêté 73 CM 28 janvier 2021 modifié par arrêté 97 du 1er février 2021 |
| Acpt 03/2021 | 59,579 | Arrêté 199 CM 24 février 2021 |
| Acpt 04/2021 | 64,392 | Arrêté 452 CM 26 mars 2021 |
| Acpt 05/2021 | 66,808 | Arrêté 618 CM 20 avril 2021 |
| Acpt 06/2021 | 66,222 | Arrêté 900 CM 20 mai 2021 |
| Acpt 07/2021 | 68,328 | Arrêté 1154 CM 24 juin 2021 |
| Acpt 08/2021 | 76,377 | Arrêté 1868 CM 30 août 2021 |
| Acpt 10/2021 | 71,63 | Arrêté 2137 CM 22 septembre 2021 |
| Acpt 11/2021 | 71,63 | Arrêté 2308 CM 21 octobre 2021 |
| Acpt 12/2021 | 84,916 | Arrêté 2637 CM 1er décembre 2021 |

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

Depuis la signature de l'avenant 18 b les produits acquis au concessionnaire en raison de la vente d'énergie correspondent au Revenu Autorisé de l'exercice, comptablement ils sont constitués par le chiffre d'affaires énergie facturé aux clients et par une écriture de régularisation (produits constatés d'avance ou facture à établir pour la différence).
Ces écritures de régularisation sont globalisées au niveau de l'ensemble des concessions gérées par EDT et constituent soit une dette envers les clients lorsque le CA facturé est supérieur au Revenu Autorisé, soit une créance sur les clients dans le cas inverse.

Lorsque le résultat des concessions considérées dépasse le plafond fixé à l'avenant 18b, le concessionnaire réduit ses produits comptabilisés par le biais d'une écriture de « produits constatés d'avance ». Cette écriture est extournée l'exercice suivant, de sorte à ce que ses « Produits autorisés » soient égaux au RA de l'exercice réduit du dépassement de plafond.

| | | RA (A) | | écritures comptables (B) | | A+B |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Exercice | Dépassement plafond | RA hors plafond | Déduction plafond N-1 | PCA plafond N | Extourne PCA plafond N-1 | Produits autorisés |
| N | 50 | 1000 | n/a | -50 | n/a | 950 |
| N+1 | 80 | 1010 | -50 | -80 | 50 | 930 |
| N+2 | 0 | 1020 | -80 | 0 | 80 | 1020 |

Pour assurer une bonne transparence des comptes, cette réduction de produit est répartie par concession et processus dans les comptes des délégations.

L'impact sur les produits comptabilisés de la concession est :

| | Revenu autorisé (A) | Plafonnement (B) | Produit autorisé (A)+(B) |
|---|---|---|---|
| Activité de production | 142 304 771 | -554 055 | 141 750 716 |
| Activité de dispatching | | | 0 |
| Activité de distribution | 51 002 159 | -198 574 | 50 803 585 |
| Activité de fourniture | 12 132 015 | -47 235 | 12 084 780 |
| Résultat financier | -1 493 440 | 5 815 | -1 487 625 |
| Partage des gains de rendement | 1 169 023 | -4 552 | 1 164 471 |
| Sous total (1) | 205 114 528 | -798 601 | 204 315 927 |
| Carburant : GO | 76 435 314 | -297 596 | 76 137 718 |
| Carburant : Fuel | | | 0 |
| Urée | | | 0 |
| Huiles | 939 395 | -3 657 | 935 738 |
| Energie achetée Hydro | 2 057 440 | | 2 057 440 |
| Energie achetée Solaire | 1 371 951 | -13 352 | 1 358 599 |
| Prod ENR EDT | 13 468 727 | -52 440 | 13 416 287 |
| Transport | | | 0 |
| Sous total (2) | 94 272 827 | -367 045 | 93 905 782 |
| Total (1)+(2) | 299 387 355 | -1 165 646 | 298 221 709 |

| | | Nuku Hiva | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2021 | 2020 | 2019 | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 |
| **CA facturé dans la concession** | A | **165 066 941** | **165 955 030** | **165 748 985** | **147 093 520** | **146 048 133** | **146 493 375** | **150 447 191** |
| Péréquation | B | n/a | n/a | 160 039 455 | 152 956 997 | 152 046 932 | n/a | 152 808 409 |
| **CA péréqué** | C=A+B | **n/a** | **n/a** | **325 788 440** | **300 050 517** | **298 095 065** | **n/a** | **303 255 600** |
| Ecart RA/CA | | 134 320 414 | 127 340 330 | n/a | n/a | 13 620 614 | 149 809 644 | n/a |
| **Revenu autorisé** | | **299 387 355** | **293 295 360** | **332 329 111** | **328 322 665** | **311 715 679** | **296 303 019** | **303 255 600** |
| Annulation écart RA/CA | | n/a | n/a | n/a | n/a | -13 620 614 | n/a | n/a |
| Régularisation écart RA/CA antérieur | | n/a | n/a | n/a | n/a | 8 793 091 | n/a | n/a |
| Impact du plafonnement du RA | | -1 165 646 | | | | | | |
| **Produits comptabilisés** | | **298 221 709** | **293 295 360** | **325 788 440** | **300 050 517** | **306 888 157** | **296 303 019** | **303 255 600** |

Le détail du calcul du revenu autorisé ayant servi de base à cette répartition calculée conformément aux l'avenant 17b et 18b est détaillé au § 4.4.1

### 4.4.3) Annexe

| DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE | Réalisé 2021 | Réalisé 2020 |
|---|---|---|
| **Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)** | **4 648 567** | **4 629 880** |
| ***Rendement electrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée*** | 83,8% | 84,5% |
| | | |
| ***Nombre de kWh à produire ou acheter*** | | |
| Production Hydro Aakapa | 51 436 | 31 047 |
| Achat Photovoltaique à 40 F/kWh | 20 035 | 31 491 |
| Achat Photovoltaique à 23,64 F/kWh | 24 135 | 18 895 |
| Total Production Photovoltaique | 44 170 | 50 386 |
| Production hydro | 1 220 411 | 1 164 374 |
| **Production Total EnR** | **1 316 017** | **1 245 807** |
| Production brute thermique à produire | 4 228 448 | 4 231 417 |
| Production Nette thermique à produire | 4 173 715 | 4 175 242 |
| **Total production (EDT et Autres)** | **5 544 465** | **5 477 224** |
| | | |
| ***Consommation spécificique L/KWh*** | | |
| Gasoil Centrale thermique | 0,274 | 0,275 |
| | | |
| ***Stock Matières Premières en volume (l)*** | | |
| Stock Initial | 39 950 | 34 650 |
| Achat Matière premiere | 1 161 612 | 1 170 187 |
| Stock Final | 41 650 | 39 950 |
| **Consommation Matière 1iere** | **1 159 912** | **1 164 887** |
| | | |
| ***Consommation spécificique compta L/KWh*** | 0,274 | 0,275 |
| | | |
| *Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)* | | |
| Prix du gasoil îles | 65,90 F | 63,75 F |
| Production Photovoltaique à 45 F/kWh | 45,00 F | 45,00 F |
| Production Photovoltaique à 40 F/kWh | 40,00 F | 40,00 F |
| Production Photovoltaique à 35 F/kWh | 35,00 F | 35,00 F |
| Production Photovoltaique à 23,64 F/kWh | 23,64 F | 23,64 F |
| Prix de l'éolien | 14,06 F | 14,06 F |
| Prix huile | 285,44 F | 271,07 F |
| | | |
| ***Stock Matières Premières en XPF*** | | |
| Stock Initial | 2 012 082 | 2 592 097 |
| Achat Matière premiere | 77 959 984 | 73 682 004 |
| Stock Final | 3 536 751 | 2 012 082 |
| **Consommation Matière 1iere** | **76 435 314** | **74 262 019** |
| **Huile** | **939 395** | **877 728** |
| **(CUHPF) Combustible urée, huiles....** | **77 374 709** | **75 139 748** |
| | | |
| ***Coût de l'énergie achetée ou consommée*** | | |
| Gasoil îles | 76 435 314 | 74 262 019 |
| Variation stock gasoil | | |
| Hydroélectricité Haakapa ( 40 F) | 2 057 440 | 1 241 880 |
| **(E) Energie achetée & ENR produite en XPF** | **3 429 391** | **2 948 193** |
| | | |
| **(CE) TOTAL achat de matières premières** | **80 804 100** | **78 087 940** |

# 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

| | 2020 (yc TVA à reverser) | Acquisition | Variation TVA à reverser | Cession | Transfert | Total bilan 2021 (yc TVA à reverser) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Production** | 535 943 268 | 31 228 155 (1) | -2 272 341 | -47 206 803 (2) | -9 622 400 (5) | 508 069 879 |
| **Distribution** | 503 475 875 | 28 714 694 (3) | -9 261 595 | -6 961 983 (4) | 0 | 515 966 991 |
| **Total** | **1 039 419 143** | **59 942 849** | **-11 533 936** | **-54 168 786** | **-9 622 400** | **1 024 036 870** |
| ***Dont droit incorporel*** | | | | | | 0 |

### Détail Production :

| | Libellé des chantiers | N° Chantier | Valeur Brute | Taux d'améliorant | Montant améliorant | Montant Renouvellement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | FG WILSON P55-3 AAKAPAFGWPEP22PBMU12018 NUKU | G52210 | 3 318 611 | 0% | - | 3 318 611 |
| | **TOTAL CENTRALE AAKAPA** | | **3 318 611** | | **-** | **3 318 611** |
| | MOTEUR PERKINS P715 TAIOH | G52200 | 11 215 304 | 0% | - | 11 215 304 |
| | ALTERNAT FG WILS P715 TAI | G52200 | 8 411 478 | 0% | - | 8 411 478 |
| | ACCESS FG WILS P715 TAIOH | G52200 | 8 282 762 | 0% | - | 8 282 762 |
| | **TOTAL CENTRALE TAIOHAE** | | **27 909 544** | | **-** | **27 909 544** |
| (1) | **TOTAL ACQUISITION PRODUCTION NUKU HIVA** | | **31 228 155** | | **-** | **31 228 155** |
| | GROUPES AAKAPA | | (1 941 685) | | | |
| | **TOTAL CENTRALE AAKAPA** | | **(1 941 685)** | | | |
| | GROUPES TAIOHAE | | (21 680 134) | | | |
| | **TOTAL CENTRALE TAIOHAE** | | **(21 680 134)** | | | |
| | DROITS INCORPORELS | | (23 584 984) | | | |
| (2) | **TOTAL CESSION PRODUCTION NUKU HIVA** | | **(47 206 803)** | | | |
| | MOTEUR FG WILSON P400 NUK | G309 | (6 300 000) | | | |
| | ALTERNAT FG WILS P400 NUK | G309 | (2 750 000) | | | |
| | ACCESSOIRE WILS P400 NUKU | G309 | (572 400) | | | |
| (5) | **TOTAL TRANSFERT PRODUCTION NUKU HIVA** | | **(9 622 400)** | | | |

### Détail Distribution :

| | Libellé des chantiers | N° Chantier | Valeur Brute | Taux d'améliorant | Montant améliorant | Montant Renouvellement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | RESEAUX CP NUKU HIVA 2021 QP 15% EXTENS° | 91912 | 2 977 539 | 100% | 2 977 539 | - |
| | BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2021 | CP2021 | 1 617 450 | 54% | 876 900 | 740 550 |
| | **TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13** | | **4 594 989** | | **3 854 439** | **740 550** |
| | POSTE N1005 HAKAPEHI NUKU HIVA TAIOHAE | 016015 | 2 016 214 | 100% | 2 016 214 | - |
| | POSTE N2002 VAIOTEANA NUK U HIVA TAIOHAE | 915715 | 2 016 214 | 100% | 2 016 214 | - |
| | AUT COMP N1005 HAKAPEHI NUKU HIVA TAIOHAE | 016015 | 1 835 997 | 100% | 1 835 997 | - |
| | AUT COMP N2002 VAIOTEANA NUKU HIVA TAIOHAE | 915715 | 1 900 487 | 100% | 1 900 487 | - |
| | TRANSFO N1005 HAKAPEHI NU KU HIVA TAIOHAE | 016015 | 927 470 | 100% | 927 470 | - |
| | TRANSFO N2002 VAIOTEANA NUKU HIVA TAIOHAE | 915715 | 807 247 | 100% | 807 247 | - |
| | RSX SOUT TIERS NUK 2021 FINANCEMENT NUKU HIVA | 016015 | 10 372 905 | 100% | 10 372 905 | - |
| | COMPTAGE TIERS NUK 2021 FINANCEMENT NUKU HIVA | BRT12/20 | 4 243 171 | 100% | 4 243 171 | - |
| | **TOTAL FINANCEMENT TIERS NUKU HIVA** | | **24 119 705** | | **24 119 705** | **-** |
| (3) | **TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION NUKU HIVA** | | **28 714 694** | | **27 974 144** | **740 550** |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | DROITS INCORPORELS | | (6 481 100) | | | |
| | **TOTAL CESSION CONCESSIONNAIRE** | | **(6 481 100)** | | | |
| | COMPTAGES NUKU HIVA | | (480 883) | | | |
| | **TOTAL CESSION TIERS ET CONCEDANT** | | **(480 883)** | | | |
| (4) | **TOTAL CESSION DISTRIBUTION NUKU HIVA** | | **(6 961 983)** | | | |

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 0.3 MF contre 23.2 MF fin 2020 soit une diminution de 22.9 MF.

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

| Composants | N° chantier | Date de mise en service | Durée de vie en année | Valeur Brute Concessionnaire* | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique concessionnaire | Valeur Nette Economique * | Valeur Nette Economique avec TVA à reverser |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A.N CONSTRUCTION AAKAPA | 1 | 01/01/1985 | 35 | 4 423 827 | - | 4 423 827 | - | - |
| AN CONST CONCEDANT NUKU | 1992 | 01/01/1992 | 35 | - | 6 077 582 | - | 5 212 686 | 864 896 |
| FG WILSON P50 G293 AAKAPA | R52500 | 01/11/2016 | 5 | 3 993 967 | - | 3 993 967 | - | - |
| CPLT FG WILSON P50 AAKAPA | R52500 | 01/05/2017 | 5 | 419 756 | - | 419 756 | - | - |
| FG WILSON P55-3 AAKAPA | R52903 | 01/01/2020 | 5 | 5 787 016 | - | 2 314 806 | - | 3 472 209 |
| A.N FILIERE AAKAPA | 1 | 01/01/1985 | 25 | 127 374 | - | 127 374 | - | - |
| AN FILIERE CONCED NUKU | 1992 | 01/01/1992 | 25 | - | 610 011 | - | 610 011 | - |
| RNV TVX TOITURE AAKAPA NU | G52210 | 15/12/2021 | 35 | 3 620 605 | - | 4 535 | - | 3 616 070 |
| TOTAL CENTRAL AAKAPA | | | | 18 372 544 | 6 687 593 | 11 284 264 | 5 822 697 | 7 953 175 |
| RENOVAT° CLOTURE TAIOHAE | R52303 | 01/01/2014 | 37 | 2 709 977 | - | 586 142 | - | 2 123 835 |
| AN CONST CONCEDANT NUKU | 1992 | 01/01/1992 | 35 | - | 15 787 900 | - | 13 541 137 | 2 246 763 |
| A.N CONSTRUCTION TAIOHAE | 1 | 01/01/1994 | 35 | 78 289 881 | - | 62 668 675 | - | 15 621 206 |
| A.N CONSTRUCTION TAIOHAE | 1 | 01/01/1994 | 24 | 5 209 313 | - | 5 209 313 | - | - |
| EXT BATIMENT TAIOHAE CENT | R52600 | 29/09/2006 | 22 | 1 608 340 | - | 1 099 531 | - | 508 809 |
| F&P CLOTURE STOCKAGE GO | R52400 | 01/07/2014 | 15 | 370 500 | - | 191 813 | - | 178 687 |
| MOTEUR PERKINS P450 NUKU | R52900 | 01/01/2020 | 7 | 4 746 829 | - | 1 356 237 | - | 3 390 592 |
| MOTEUR PERKINS P750 TAIOH | R52600 | 01/05/2016 | 3 | 11 051 333 | - | 11 051 333 | - | - |
| MOTEUR PERKINS P450 NUKU | R52902 | 01/01/2020 | 7 | 4 672 774 | - | 1 335 078 | - | 3 337 696 |
| MOTEUR PERKINS P450 NUKU | R52901 | 01/01/2020 | 7 | 4 694 499 | - | 1 341 285 | - | 3 353 214 |
| ALTERNAT FG WILS P450 NUK | R52806 | 01/12/2008 | 15 | 2 477 824 | - | 2 115 834 | - | 361 990 |
| ALTERNAT FG WILS P635 NUK | R52900 | 02/07/2009 | 10 | 2 953 971 | - | 2 953 971 | - | - |
| ALTERNAT FG WILS P400 NUK | R52905 | 01/01/2020 | 7 | 1 690 879 | - | 483 108 | - | 1 207 770 |
| ALTERNAT FG WILS P635 NUK | R52901 | 01/11/2010 | 10 | 2 998 281 | - | 2 998 281 | - | - |
| ALTERNAT FG WILS P400 NUK | R52800 | 16/04/2008 | 15 | 2 477 824 | - | 2 344 160 | - | 133 664 |
| ACCESSOIRE WILS P450 NUKU | R52806 | 01/12/2008 | 12 | 3 506 206 | - | 3 506 206 | - | - |
| ACCESSOIRE WILS P635 NUKU | R52900 | 02/07/2009 | 10 | 8 510 727 | - | 8 510 727 | - | - |
| ACCESSOIRE WILS P400 NUKU | R52600 | 29/09/2006 | 11 | 5 042 390 | - | 5 042 390 | - | - |
| ACCESSOIRE WILS P635 NUKU | R52901 | 01/11/2010 | 10 | 7 773 166 | - | 7 773 166 | - | - |
| ACCESSOIRE WILS P400 NUKU | R52800 | 16/04/2008 | 13 | 7 022 261 | - | 7 022 261 | - | - |
| AN FILIERE CONCED NUKU | 1992 | 01/01/1992 | 25 | - | 1 016 686 | - | 1 016 686 | - |
| A.N FILIERE TAIOHAE | 1 | 01/01/1994 | 27 | 1 830 034 | - | 1 830 034 | - | - |

| Composants | N° chantier | Date de mise en service | Durée de vie en année | Valeur Brute Concessionnaire* | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique concessionnaire | Valeur Nette Economique * | Valeur Nette Economique avec TVA à reverser |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| INSTALL 1GRPE NUKU HIVA | R52600 | 29/09/2006 | 22 | 140 240 | - | 95 874 | - | 44 366 |
| FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM | R52805 | 01/06/2009 | 20 | 1 998 909 | - | 1 285 486 | - | 713 423 |
| COMB F&P GRPE P635 TAIOHA | R52901 | 08/11/2010 | 18 | 544 832 | - | 334 622 | - | 210 210 |
| AIRE DEPOTAGE TAIOHAE NUK | R52103 | 01/01/2011 | 18 | 3 753 708 | - | 2 295 075 | - | 1 458 633 |
| FIL.EAU GRPE P635 TAIOHAE | R52901 | 08/11/2010 | 18 | 847 819 | - | 520 710 | - | 327 109 |
| INSTALLATION CONDENSATEUR | R52700 | 15/10/2007 | 21 | 4 268 852 | - | 2 857 001 | - | 1 411 851 |
| CELLULE HTA CENT TAIOHAE | R52800 | 16/04/2008 | 21 | 1 249 123 | - | 829 392 | - | 419 731 |
| F.ENER GRPE P635 TAIOHAE | R52901 | 08/11/2010 | 18 | 1 234 579 | - | 758 248 | - | 476 331 |
| COFFRETS COMPTAGES TAIOHA | R52201 | 01/08/2013 | 15 | 1 805 812 | - | 986 918 | - | 818 894 |
| FILIERE NRJ FOURN BLOC24V | R14007 | 01/02/2015 | 14 | 163 046 | - | 81 087 | - | 81 959 |
| NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA | R52402 | 01/08/2015 | 13 | 4 350 978 | - | 2 083 641 | - | 2 267 337 |
| RENV SEPAMS CENT TAIOHAE | R52701 | 01/08/2018 | 10 | 8 915 725 | - | 2 928 382 | - | 5 987 344 |
| INSTALL 1GRPE NUKU HIVA | R52600 | 29/09/2006 | 22 | 320 570 | - | 219 156 | - | 101 414 |
| ETUDES DDAE CENTR.TAIOHAE | R52804 | 01/10/2009 | 19 | 1 686 794 | - | 1 074 075 | - | 612 719 |
| ENVT F&P GRPE P635 TAIOHA | R52901 | 08/11/2010 | 18 | 111 083 | - | 68 224 | - | 42 859 |
| SECURITE INCENDIE NUKU HI | R52403 | 30/06/2005 | 24 | 12 638 561 | - | 8 881 987 | - | 3 756 574 |
| INSTALL 1GRPE NUKU HIVA | R52600 | 29/09/2006 | 22 | 49 020 | - | 33 512 | - | 15 508 |
| ARROSAGE MOUSSE CUVE | R52801 | 01/08/2008 | 20 | 1 800 551 | - | 1 184 311 | - | 616 240 |
| SYST EXTINC INCENDIE NUKU | R52101 | 01/05/2011 | 18 | 10 281 962 | - | 6 216 169 | - | 4 065 793 |
| INST EVENTS TAIOHAE NUKU | R52203 | 01/04/2012 | 17 | 215 870 | - | 125 735 | - | 90 135 |
| INSTALL 1GRPE NUKU HIVA | R52600 | 29/09/2006 | 22 | 870 423 | - | 595 059 | - | 275 364 |
| MOTEUR PERKINS P715 TAIOH | G52200 | 23/03/2021 | 7 | 12 235 897 | - | 1 355 287 | - | 10 880 609 |
| MOTEUR FG WILSON P635 NUK | R52901 | 01/11/2010 | 10 | 10 368 668 | - | 10 368 668 | - | - |
| ALTERNAT FG WILS P715 TAI | G52200 | 23/03/2021 | 7 | 9 176 922 | - | 1 016 465 | - | 8 160 457 |
| ACCESS FG WILS P715 TAIOH | G52200 | 23/03/2021 | 7 | 9 036 493 | - | 1 000 911 | - | 8 035 582 |
| TOTAL CENTRAL TAIOHAE | | | | 257 703 447 | 16 804 586 | 176 615 540 | 14 557 823 | 83 334 671 |
| TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU | R52300 | 03/05/2013 | 38 | 3 823 025 | - | 879 975 | - | 2 943 050 |
| A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1 | 1 | 01/01/1985 | 36 | 14 891 412 | - | 14 891 412 | - | - |
| A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1 | 1 | 01/01/1985 | 34 | 3 295 765 | - | 3 295 765 | - | - |
| AN CONST CONCEDANT NUKU | 1992 | 01/01/1992 | 35 | - | 16 575 222 | - | 14 216 415 | 2 358 807 |

| Composants | N° chantier | Date de mise en service | Durée de vie en année | Valeur Brute Concessionnaire* | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique concessionnaire | Valeur Nette Economique * | Valeur Nette Economique avec TVA à reverser |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| HYDROLEC TAIPIVAI | 1 | 01/01/1985 | 40 | 19 527 781 | - | 18 073 898 | - | 1 453 883 |
| A.N FILIERE TAIPIVAI 1 | 1 | 01/01/1985 | 32 | 363 927 | - | 363 927 | - | - |
| PROTECTION CENTRALE TAIP1 | R52501 | 01/07/2015 | 6 | 3 355 732 | - | 3 355 732 | - | - |
| SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO | R52100 | 01/08/2015 | 5 | 2 760 868 | - | 2 760 868 | - | - |
| TVX SECU CANAL DEVERSEUR | R52204 | 01/01/2013 | 8 | 413 000 | - | 413 000 | - | - |
| F&P GARDE CORPS BASSIN | R52301 | 01/01/2014 | 7 | 391 800 | - | 391 800 | - | - |
| CONDUITE FORCEE TAIPIVAI1 | HY1001 | 01/01/2011 | 25 | 121 886 575 | - | 53 656 808 | - | 68 229 767 |
| TOTAL CENTRAL TAIPIVAI 1 | | | | 170 709 884 | 16 575 222 | 98 083 184 | 14 216 415 | 74 985 507 |
| A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 2 | 1 | 01/01/1997 | 35 | 7 534 687 | - | 5 384 868 | - | 2 149 819 |
| F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP | R52206 | 01/01/2013 | 19 | 804 400 | - | 381 148 | - | 423 252 |
| F&P VENTILAT° FORCEE TAIP | R52208 | 01/01/2014 | 18 | 422 754 | - | 187 955 | - | 234 799 |
| BOUVIER HYDROLEC TAIPIVAI | 1 | 01/01/1997 | 40 | 3 972 591 | - | 2 484 230 | - | 1 488 361 |
| A.N FILIERE TAIPIVAI 2 | 1 | 01/01/1997 | 25 | 150 770 | - | 150 770 | - | - |
| ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2 | R52200 | 01/06/2014 | 18 | 3 019 037 | - | 1 303 276 | - | 1 715 761 |
| COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2 | R52305 | 01/08/2014 | 17 | 1 841 216 | - | 784 914 | - | 1 056 302 |
| PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2 | R52502 | 01/06/2016 | 16 | 3 096 148 | - | 1 110 142 | - | 1 986 006 |
| TVX SECU CANAL DEVERSEUR | R52205 | 01/01/2013 | 19 | 375 000 | - | 177 686 | - | 197 314 |
| TOTAL CENTRAL TAIPIVAI 2 | | | | 21 216 603 | - | 11 964 989 | - | 9 251 614 |
| **TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA** | | | | **468 002 478** | **40 067 401** | **297 947 977** | **34 596 935** | **175 524 967** |
| TRANSFO N2012 TAIOHAE NUK | 307075 | 01/07/2014 | 25 | - | 1 143 042 | - | 343 226 | 799 816 |
| TRANSFO NUKU HIVA 99 | 1999 | 01/01/1999 | 25 | 164 978 | - | 151 870 | - | 13 108 |
| TRANSFO NUKU HIVA 2000 | 2000 | 01/01/2000 | 25 | 4 372 098 | - | 3 849 842 | - | 522 256 |
| TRANSFO NUKU HIVA 2003 | 2003 | 01/01/2003 | 25 | 1 032 448 | - | 785 113 | - | 247 335 |
| TRANSFO ELEVATEUR NUKU | 520 400 | 01/11/2004 | 25 | 1 484 046 | - | 1 019 560 | - | 464 486 |
| TRANSFO POSTE CP DP NUKU | CP ILES | 01/07/2006 | 25 | 97 816 | - | 60 694 | - | 37 122 |
| TRANSF N1011 TAIOHAE NUKU | 844070 | 01/01/2011 | 25 | 819 062 | - | 360 567 | - | 458 495 |
| POSTE PROTECT° CENT NUKU | 380 460 | 01/11/2004 | 25 | 7 614 826 | - | 5 231 490 | - | 2 383 336 |
| POSTE N1011 TAIOHAE NUKU | 844070 | 01/01/2011 | 25 | 1 956 526 | - | 861 300 | - | 1 095 226 |
| AUT COMPOS N1011 TAIOHAE | 844070 | 01/01/2011 | 25 | 4 597 063 | - | 2 023 715 | - | 2 573 348 |
| RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUK | 601330 | 01/10/2017 | 15 | 10 951 144 | - | 3 104 324 | - | 7 846 820 |

| Composants | N° chantier | Date de mise en service | Durée de vie en année | Valeur Brute Concessionnaire* | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique concessionnaire | Valeur Nette Economique * | Valeur Nette Economique avec TVA à reverser |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| RES.AERIEN NUKU HIVA 2003 | 2003 | 01/01/2003 | 25 | 100 452 | - | 76 388 | - | 24 064 |
| EXT BTA AER QTIER TEIKIHA | 420 400 | 30/05/2005 | 25 | 469 466 | - | 311 725 | - | 157 741 |
| RESEAUX NUKU HIVA 2005 | 2005 | 01/06/2005 | 25 | - | 91 656 | - | 60 839 | 30 817 |
| RESEAUX CP 51906 2005NUKU | 51906 | 01/06/2005 | 25 | 692 060 | - | 459 376 | - | 232 684 |
| RESEAUX HTA/BTA NUKU HIVA | 442 740 | 12/07/2005 | 25 | 2 204 103 | - | 1 453 138 | - | 750 965 |
| EXT BTA QTIER KIMITETE | 420 410 | 13/12/2005 | 25 | 516 898 | - | 332 061 | - | 184 837 |
| EP VILL HOOUMI NUKU HIVA | 506870 | 01/01/2006 | 25 | 684 233 | - | 438 134 | - | 246 099 |
| RESEAUX NUKU HIVA 2006 | CONCED | 01/07/2006 | 25 | - | 31 458 | - | 19 519 | 11 939 |
| RESEAUX NUKU HIVA 2006 | TIERS | 01/07/2006 | 25 | - | 409 948 | - | 254 370 | 155 578 |
| RESEAUX NUKU HIVA 2006 | CONCED | 01/07/2006 | 25 | - | 739 384 | - | 458 783 | 280 601 |
| RESEAUX NUKU HIVA 2006 | CONCED | 01/07/2006 | 25 | - | 2 983 591 | - | 1 851 298 | 1 132 293 |
| RESEAU 15% EXT NUKU 06 | CP | 01/07/2006 | 25 | 441 198 | - | 273 760 | - | 167 438 |
| RENF RES BTA CP NUKUHIVA | CP | 01/07/2006 | 25 | 5 200 250 | - | 3 226 720 | - | 1 973 530 |
| EXT RES BTA VILL AAKAPA | 431740 | 01/01/2007 | 25 | 1 204 444 | - | 723 062 | - | 481 382 |
| EXT BTA TEKOHUOTETUA MROS | 545730 | 01/01/2007 | 25 | 202 230 | - | 121 404 | - | 80 826 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2007 | CP | 01/07/2007 | 25 | 8 987 186 | - | 5 217 000 | - | 3 770 186 |
| RESEAUX NUKUHIVA 2007 | CONCED | 01/07/2007 | 25 | - | 307 437 | - | 178 465 | 128 972 |
| RESEAUX NUKUHIVA 2007 | CONCED | 01/07/2007 | 25 | - | 467 440 | - | 271 346 | 196 094 |
| RESEAUX NUKU HIVA 2007 | TIERS | 01/07/2007 | 25 | - | 1 776 749 | - | 1 031 391 | 745 358 |
| 15% QUOTE PART EDT 2007 | 71906 | 01/07/2007 | 25 | 195 161 | - | 113 290 | - | 81 871 |
| RESEAU 2008 CONCEDANT | 2008 | 01/01/2008 | 25 | - | 1 063 828 | - | 596 093 | 467 735 |
| EXT SOUT 14A BTAS HANGAR | 709360 | 30/04/2008 | 25 | 547 670 | - | 299 673 | - | 247 997 |
| EXT BTA QT AHSHA NUKU HIV | 811500 | 28/05/2008 | 25 | 209 171 | - | 113 812 | - | 95 359 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2008 | CP | 01/07/2008 | 25 | 14 847 351 | - | 8 023 264 | - | 6 824 087 |
| RESEAUX 2008 TIERS | 2008 | 01/07/2008 | 25 | - | 991 776 | - | 535 939 | 455 837 |
| EXT BTA QT TEIHIHEEKUA | 808610 | 13/08/2008 | 25 | 53 370 | - | 28 589 | - | 24 781 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2009 | CP | 01/07/2009 | 25 | 2 872 197 | - | 1 437 200 | - | 1 434 997 |
| RESEAUX 2009 CONCEDANT | BRCHT12 | 01/12/2009 | 25 | - | 495 420 | - | 239 593 | 255 827 |
| RESEAUX 2009 TIERS | EXT.1209 | 01/12/2009 | 25 | - | 1 096 599 | - | 530 333 | 566 266 |
| EXT BTA QTIER PIRIOTUA M | 852810 | 01/01/2010 | 25 | 591 072 | - | 283 844 | - | 307 228 |

| Composants | N° chantier | Date de mise en service | Durée de vie en année | Valeur Brute Concessionnaire* | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique concessionnaire | Valeur Nette Economique * | Valeur Nette Economique avec TVA à reverser |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| EXT BTA QTIER AUGEREAU J | 004810 | 30/06/2010 | 25 | 821 785 | - | 378 426 | - | 443 359 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2010 | CP | 01/07/2010 | 25 | 11 969 459 | - | 5 510 542 | - | 6 458 917 |
| RESEAUX 2010 CONCED NUKU | BRCH2010 | 01/07/2010 | 25 | - | 177 111 | - | 81 539 | 95 572 |
| MIS CONFORM. BTA TAIOHAE | 901090 | 01/01/2011 | 25 | 2 411 812 | - | 1 061 726 | - | 1 350 086 |
| MEC BT QT SALMON TAIOHAE | 028550 | 11/04/2011 | 25 | 946 170 | - | 406 153 | - | 540 017 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2011 | CP | 01/07/2011 | 25 | 81 443 414 | - | 34 237 472 | - | 47 205 942 |
| RESEAUX 2011 CONCED NUKU | BRCH2011 | 01/07/2011 | 25 | - | 2 878 575 | - | 1 210 106 | 1 668 469 |
| EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU | 038750 | 19/07/2011 | 25 | 1 918 765 | - | 802 832 | - | 1 115 933 |
| MISE CONFORM BTA TAIOHAE | 028560 | 01/01/2012 | 25 | 1 187 812 | - | 475 385 | - | 712 427 |
| RESEAU STAT° CONCASSAGE | 902740 | 01/01/2012 | 25 | 6 493 798 | - | 2 598 942 | - | 3 894 856 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2012 | CP | 01/07/2012 | 25 | 39 205 099 | - | 14 908 679 | - | 24 296 420 |
| RESEAUX 2012 CONCED NUKU | BRCH2012 | 01/07/2012 | 25 | - | 594 196 | - | 225 957 | 368 239 |
| EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU | 218360 | 28/08/2012 | 25 | 185 349 | - | 69 305 | - | 116 044 |
| EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA | 225360 | 01/01/2013 | 25 | 1 630 987 | - | 587 334 | - | 1 043 653 |
| EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI | 225640 | 01/01/2013 | 25 | 74 327 | - | 26 766 | - | 47 561 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2013 | CP 07/13 | 01/07/2013 | 25 | 20 873 029 | - | 7 102 548 | - | 13 770 481 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2013 | 91906 | 01/07/2013 | 25 | 355 921 | - | 121 111 | - | 234 810 |
| RESEAUX 2013 TIERS NUKU | EXT03/13 | 01/07/2013 | 25 | - | 685 075 | - | 233 113 | 451 962 |
| RESEAUX 2013 CONCED NUKU | BRT07/13 | 01/07/2013 | 25 | - | 829 621 | - | 282 298 | 547 323 |
| RESEAUX 2014 CONCED NUKU | BRT06/14 | 01/07/2014 | 25 | - | 4 071 237 | - | 1 222 487 | 2 848 750 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2014 | CP2014 | 01/07/2014 | 25 | 447 020 | - | 134 228 | - | 312 792 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2014 | 91906 | 01/07/2014 | 25 | 722 904 | - | 217 069 | - | 505 835 |
| ART14A/N°051/14/BM/NT | 406220 | 01/11/2014 | 25 | 737 625 | - | 211 547 | - | 526 078 |
| EXT 14A1 QT HIRIGA À TAIO | 403491 | 05/02/2015 | 25 | 966 299 | - | 266 963 | - | 699 336 |
| ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI | 415670 | 12/05/2015 | 25 | 153 169 | - | 40 705 | - | 112 464 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2015 | CP2015 | 01/07/2015 | 25 | 4 458 106 | - | 1 160 329 | - | 3 297 777 |
| RESEAUX 2015 CONCED NUK | BRT11/15 | 01/07/2015 | 25 | - | 1 266 259 | - | 329 574 | 936 685 |
| RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA | 504670 | 18/02/2016 | 25 | 9 463 987 | - | 2 222 611 | - | 7 241 376 |
| 14A1 039/16/BK/BT NUKU HI | 600550 | 06/04/2016 | 25 | 224 202 | - | 51 474 | - | 172 727 |
| RESEAUX 2016 CONCED NUKU | BRT05/16 | 01/07/2016 | 25 | - | 129 252 | - | 28 457 | 100 795 |

| Composants | N° chantier | Date de mise en service | Durée de vie en année | Valeur Brute Concessionnaire* | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique concessionnaire | Valeur Nette Economique * | Valeur Nette Economique avec TVA à reverser |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2016 | CP2016 | 01/07/2016 | 25 | 142 846 | - | 31 450 | - | 111 396 |
| 14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV | 620640 | 01/01/2017 | 25 | 996 977 | - | 199 395 | - | 797 581 |
| 14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV | 616030 | 27/01/2017 | 25 | 900 966 | - | 177 626 | - | 723 340 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2017 | CP2017 | 01/07/2017 | 25 | 491 551 | - | 88 560 | - | 402 991 |
| RSX AERIEN TIERS NUK 2017 | 715595 | 01/07/2017 | 25 | - | 340 585 | - | 61 361 | 279 224 |
| RENV RESEAU HTA/BTA NUKU | 606992 | 01/03/2018 | 25 | 9 187 041 | - | 1 410 525 | - | 7 776 516 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2018 | CP2018 | 01/07/2018 | 25 | 269 650 | - | 37 795 | - | 231 854 |
| RENV RSX HT/BT PMT 2019 | 805280 | 30/06/2019 | 25 | 10 735 595 | - | 1 076 501 | - | 9 659 094 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2019 | CP2019 | 01/07/2019 | 25 | 738 103 | - | 73 932 | - | 664 171 |
| 14A1 LC357/19/BK/BT NUKU | 734580 | 01/01/2020 | 25 | 1 305 407 | - | 104 433 | - | 1 200 975 |
| 14A1 LC453/19/BK/BT NUKU | 926640 | 16/02/2020 | 25 | 1 311 821 | - | 98 333 | - | 1 213 489 |
| 14A1 LC400/20/BK/BT NUKU | 002050 | 01/05/2020 | 25 | 917 422 | - | 61 229 | - | 856 194 |
| RESEAUX CP NUKU H 2020 | CP2020 | 01/07/2020 | 25 | 244 695 | - | 14 695 | - | 230 000 |
| RSX AERIEN TIERS NUK 2020 | 936695 | 01/07/2020 | 25 | - | 943 513 | - | 56 662 | 886 851 |
| RENV RSX HT/BT NUKU HIVA | PM5290 | 30/10/2020 | 25 | 24 611 036 | - | 1 151 662 | - | 23 459 375 |
| EXT BTSOU QT TAATA NUKU | 816220 | 31/12/2008 | 35 | 538 698 | - | 200 214 | - | 338 484 |
| MEC RESEAU SOUT TAIOHAE | 844070 | 01/01/2011 | 35 | 29 973 475 | - | 9 424 928 | - | 20 548 547 |
| MEC BT QT SALMON TAIOHAE | 028550 | 11/04/2011 | 35 | 2 558 164 | - | 784 370 | - | 1 773 794 |
| MIS CONFORM BTS TAIOHAE | 028560 | 01/01/2012 | 35 | 2 205 936 | - | 630 613 | - | 1 575 323 |
| RESEAUX 2013 TIERS NUKU | EXT06/13 | 01/07/2013 | 35 | - | 1 927 791 | - | 468 555 | 1 459 236 |
| RESEAUX 2013 CONCED NUKU | EXT09/13 | 01/07/2013 | 35 | - | 374 113 | - | 90 929 | 283 184 |
| EXT 14A/112/13/NK/BT | 231350 | 04/04/2014 | 35 | 628 860 | - | 139 211 | - | 489 649 |
| RESEAUX SOUT TIERS NUKU H | EXT11/14 | 01/07/2014 | 35 | - | 3 755 826 | - | 805 555 | 2 950 271 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2015 | 91906 | 01/07/2015 | 35 | 91 325 | - | 16 978 | - | 74 347 |
| RSX SOUT TIERS NUK 2015 | EXT11/15 | 01/07/2015 | 35 | - | 1 131 147 | - | 210 292 | 920 855 |
| MISE SOUT RESEAUX HT/BT | 528240 | 01/10/2016 | 35 | 16 978 552 | - | 2 547 780 | - | 14 430 772 |
| MISE SOUT RESEAUX HT/BT | 52824A | 01/01/2017 | 35 | 6 215 137 | - | 887 877 | - | 5 327 260 |
| RSX SOUT TIERS NUKU 2018 | 614485 | 01/07/2018 | 35 | - | 1 885 156 | - | 188 737 | 1 696 419 |
| RSX SOUT TIERS NUK 2019 | 530825 | 01/07/2019 | 35 | - | 4 596 423 | - | 328 856 | 4 267 567 |
| 14A1 LC400/20/BK/BT NUKU | 002050 | 01/05/2020 | 35 | 99 628 | - | 4 749 | - | 94 878 |

| Composants | N° chantier | Date de mise en service | Durée de vie en année | Valeur Brute Concessionnaire* | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique concessionnaire | Valeur Nette Economique * | Valeur Nette Economique avec TVA à reverser |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| RSX SOUT TIERS NUK 2020 | 936695 | 01/07/2020 | 35 | - | 687 966 | - | 29 511 | 658 455 |
| COMPTAGE NUKU HIVA 1992 | 1992 | 01/01/1992 | 20 | - | 3 942 104 | - | 3 942 104 | - |
| COMPTAGE NUKU HIVA 96 | 1996 | 01/01/1996 | 20 | 520 299 | - | 520 299 | - | - |
| COMPTAGE NUKU HIVA 97 | 1997 | 01/01/1997 | 24 | 660 000 | - | 660 000 | - | - |
| COMPTAGE NUKU HIVA 98 | 1998 | 01/01/1998 | 23 | 1 019 999 | - | 1 019 999 | - | - |
| COMPTAGE NUKU HIVA 2000 | 2000 | 01/01/2000 | 21 | 580 664 | - | 580 664 | - | - |
| COMPTAGE NUKU HIVA 2001 | 2001 | 01/01/2001 | 20 | - | 2 559 426 | - | 2 559 426 | - |
| COMPTAGE NUKU HIVA 2002 | 2002 | 01/01/2002 | 20 | 414 546 | - | 414 546 | - | - |
| COMPTAGE NUKU HIVA 2002 | 2002 | 01/01/2002 | 20 | - | 1 081 466 | - | 1 081 466 | - |
| COMPTAGE NUKU HIVA 2003 | 2003 | 01/01/2003 | 20 | - | 1 780 403 | - | 1 692 358 | 88 045 |
| POSE COMPTEUR 2004 NUKU | 41 901 | 01/07/2004 | 20 | 487 564 | - | 426 919 | - | 60 645 |
| BRANCHEMENT NUKU 2004 | 2004 | 01/07/2004 | 20 | - | 1 198 366 | - | 1 049 309 | 149 057 |
| COMPATGE NUKU HIVA 2005 | 2005 | 01/06/2005 | 20 | - | 1 777 995 | - | 1 475 249 | 302 746 |
| POSE COMPTEURS NUKU 2005 | 51901 | 01/07/2005 | 20 | 60 580 | - | 50 016 | - | 10 564 |
| COMPTAGES CP NUKU HIVA 05 | 51914 | 01/07/2005 | 20 | 243 609 | - | 201 128 | - | 42 481 |
| BRCHT AERIEN PUHETINI A | 532500 | 01/06/2006 | 20 | 48 150 | - | 37 544 | - | 10 606 |
| BRCHT NUKU HIVA 2006 | TIERS | 01/07/2006 | 20 | - | 547 080 | - | 424 324 | 122 756 |
| NVEAUX CPTAGES NUKU HIVA | CP | 01/07/2006 | 20 | 799 714 | - | 620 271 | - | 179 443 |
| BRCHT NUKUHIVA 2007 | TIERS | 01/07/2007 | 20 | - | 2 356 017 | - | 1 709 565 | 646 452 |
| BRCHT/CPTAGES CP NUKUHIVA | CP | 01/07/2007 | 20 | 905 741 | - | 657 221 | - | 248 520 |
| BRCHT/CPTAGE CP NUKU HIVA | CP | 01/07/2008 | 20 | 916 516 | - | 619 088 | - | 297 428 |
| BRCHT 2008 FINANC TIERS | TIERS | 01/07/2008 | 20 | - | 1 741 957 | - | 1 176 656 | 565 301 |
| BRCHT/CPTAG.NUKU HIVA2009 | CP | 01/07/2009 | 20 | 1 821 555 | - | 1 139 345 | - | 682 210 |
| BRCHT 2009 FINANC.TIERS | BRCHT12 | 01/12/2009 | 20 | - | 894 437 | - | 540 706 | 353 731 |
| BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010 | CP | 01/07/2010 | 20 | 1 339 213 | - | 770 690 | - | 568 523 |
| COMPTAGE TIERS NUK 2010 | 2010 | 01/07/2010 | 20 | - | 1 238 863 | - | 712 940 | 525 923 |
| BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA | CP | 01/07/2011 | 20 | 1 649 414 | - | 866 733 | - | 782 681 |
| COMPTAGE TIERS NUKU 2011 | 2011 | 01/07/2011 | 20 | - | 1 820 439 | - | 956 603 | 863 836 |
| BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA | CP | 01/07/2012 | 20 | 1 098 125 | - | 521 985 | - | 576 140 |
| COMPTAGE TIERS NUKU 2012 | BRCH2012 | 01/07/2012 | 20 | - | 1 432 291 | - | 680 829 | 751 462 |

| Composants | N° chantier | Date de mise en service | Durée de vie en année | Valeur Brute Concessionnaire* | Valeur Brute Tiers | Amortissement économique concessionnaire | Valeur Nette Economique * | Valeur Nette Economique avec TVA à reverser |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CPTEURS SOLAIRE NUK 2012 | 2012 | 01/07/2012 | 20 | - | 73 245 | - | 34 816 | 38 429 |
| BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | CP 03/13 | 01/07/2013 | 20 | 1 478 068 | - | 628 685 | - | 849 383 |
| COMPTAGE TIERS NUKU 2013 | BRT03/13 | 01/07/2013 | 20 | - | 1 117 214 | - | 475 199 | 642 015 |
| CPTEURS SOLAIRE NUK 2013 | 2013 | 01/07/2013 | 20 | - | 53 909 | - | 22 930 | 30 979 |
| BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | CP2014 | 01/07/2014 | 20 | 183 044 | - | 68 704 | - | 114 340 |
| COMPTAGE TIERS NUKU 2014 | BRT12/13 | 01/07/2014 | 20 | - | 1 720 953 | - | 645 947 | 1 075 006 |
| BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | CP2015 | 01/07/2015 | 20 | 4 377 384 | - | 1 424 149 | - | 2 953 235 |
| COMPTAGE TIERS NUK 2015 | BRT11/14 | 01/07/2015 | 20 | - | 1 357 135 | - | 441 534 | 915 601 |
| BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | CP2016 | 01/07/2016 | 20 | 2 100 707 | - | 578 126 | - | 1 522 581 |
| COMPTAGE TIERS NUKU 2016 | BRT12/15 | 01/07/2016 | 20 | - | 734 965 | - | 202 266 | 532 699 |
| COMPTAGE TIERS NUKU 2017 | BRT12/16 | 01/07/2017 | 20 | - | 1 762 366 | - | 396 894 | 1 365 472 |
| BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA | CP2017 | 01/07/2017 | 20 | 2 017 328 | - | 454 313 | - | 1 563 014 |
| BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | CP2018 | 01/07/2018 | 20 | 1 493 027 | - | 261 586 | - | 1 231 440 |
| COMPTAGE TIERS NUKU 2018 | BRT11/18 | 01/07/2018 | 20 | - | 1 346 401 | - | 235 897 | 1 110 504 |
| BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | CP2019 | 01/07/2019 | 20 | 677 256 | - | 84 796 | - | 592 460 |
| COMPTAGE TIERS NUK 2019 | BRT12/18 | 01/07/2019 | 20 | - | 1 961 808 | - | 245 629 | 1 716 179 |
| BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | CP2020 | 01/07/2020 | 20 | 818 011 | - | 61 407 | - | 756 604 |
| COMPTAGE TIERS NUK 2020 | BRT12/19 | 01/07/2020 | 20 | - | 1 562 189 | - | 117 271 | 1 444 918 |
| EQUIP CELLULES NUKU 1995 | 1995 | 01/01/1995 | 25 | 18 247 995 | - | 18 247 995 | - | - |
| POSTE N1005 HAKAPEHI NUKU | 016015 | 01/07/2021 | 25 | - | 2 016 214 | - | 40 435 | 1 975 779 |
| POSTE N2002 VAIOTEANA NUK | 915715 | 01/07/2021 | 25 | - | 2 016 214 | - | 40 435 | 1 975 779 |
| AUT COMP N1005 HAKAPEHI | 016015 | 01/07/2021 | 25 | - | 1 835 997 | - | 36 821 | 1 799 176 |
| AUT COMP N2002 VAIOTEANA | 915715 | 01/07/2021 | 25 | - | 1 900 487 | - | 38 114 | 1 862 373 |
| TRANSFO N1005 HAKAPEHI NU | 016015 | 01/07/2021 | 25 | - | 927 470 | - | 18 600 | 908 870 |
| TRANSFO N2002 VAIOTEANA | 915715 | 01/07/2021 | 25 | - | 807 247 | - | 16 189 | 791 058 |
| RSX SOUT TIERS NUK 2021 | 016015 | 01/07/2021 | 35 | - | 10 372 905 | - | 148 590 | 10 224 315 |
| RESEAUX CP NUKU HIVA 2021 | 91912 | 01/07/2021 | 35 | 3 248 495 | - | 46 534 | - | 3 201 961 |
| BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | CP2021 | 01/07/2021 | 20 | 1 764 638 | - | 44 237 | - | 1 720 401 |
| COMPTAGE TIERS NUK 2021 | BRT12/20 | 01/07/2021 | 20 | - | 4 243 171 | - | 106 370 | 4 136 801 |
| **TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA** | | | | **419 914 083** | **96 052 908** | **163 142 900** | **33 490 657** | **319 333 434** |
| **TOTAL NUKU HIVA** | | | | **887 916 561** | **136 120 309** | **461 090 877** | **68 087 592** | **494 858 400** |

| | Production | Distribution | Total |
|---|---|---|---|
| Valeur Brute Concessionnaire* | 468 002 478 | 419 914 083 | 887 916 561 |
| Valeur Brute Tiers | 40 067 401 | 96 052 908 | 136 120 309 |
| Immobilisations incorporelles | | | - |
| Valeur brute total immo concédées | 508 069 879 | 515 966 991 | 1 024 036 870 |

* Ces valeurs intègrent la TVA à régulariser en fin de concession (articles 345-17 et 345-18 du code des impôts) dont l'application a été confirmée par un courrier de la DICP en date du 9 février 2021, dans le cadre d'une procédure de rescrit fiscal.

La loi fiscale applicable en Polynésie exigeait que la TVA sur immobilisations initialement déduite fasse l'objet d'une régularisation en fin de concession.

Cette régularisation consistait à reverser au trésor le montant de la TVA initialement déduite sur acquisition d'immobilisation sous déduction de un 10ème par année ou fraction d'année de détention.

Le 9 février 2022, à l'issue d'analyses juridiques poussées et d'une nouvelle procédure de rescrit, l'administration a modifié sa doctrine en reconsidérant le principe de régularisation mentionné ci-dessus.

Cette modification – applicable à compter du 9 février 2022 - prévoit qu'à partir de cette date les biens de retour qui reviendront au concédant sont dispensés de régularisation de TVA.

Les conséquences comptables de l'évolution de cette doctrine fiscale seront appréhendées dans les comptes de l'exercice 2022 avec en particulier la valeur la correction de la valeur des immobilisations mises en services dans les10 dernières années de la concession

## 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

**Dotation de l'article 14 A1 :**

N/A - pas de travaux réalisés en 2021

## 5.4 - Dépenses de renouvellement

**Plan prévisionnel du 15 avril 2019**

**Production**

| | 2018 | 2019 | 2020 | Total |
|---|---|---|---|---|
| G1 TAIOHAE | 6 490 418 | | | 6 490 418 |
| G2 AAKAPA | 5 151 125 | | | 5 151 125 |
| G2 TAIOHAE | | 21 312 002 | | 21 312 002 |
| G3 TAIOHAE | 14 805 758 | | | 14 805 758 |
| G4 TAIOHAE | | 21 312 002 | | 21 312 002 |
| G6 TAIOHAE | 6 490 418 | | | 6 490 418 |
| S/T Groupes | 32 937 719 | 42 624 004 | - | 75 561 723 |
| Filières | 13 303 091 | | | 13 303 091 |
| Bâtiments | 15 454 636 | 5 228 818 | 4 060 331 | 24 743 785 |
| Total | 96 882 824 | 47 852 822 | 4 060 331 | **113 608 599** |

**Distribution**

| | Transfo. | Réseaux HT | Réseaux BT | Branchements et comptages | Réseau-souterrain | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Quantité | | 90 | 36 | 105 | | |
| Montant | 3 068 518 | 56 141 521 | 14 904 833 | 10 603 821 | 1 111 801 | **85 830 494** |

**Réalisé**

| | Production | Distribution | Total |
|---|---|---|---|
| 2018 | 11 422 269 | 17 332 875 | 28 755 144 |
| 2019 | - | 11 625 027 | 11 625 027 |
| 2020 | 22 633 540 | 26 599 860 | 49 233 400 |
| 2021 | 31 228 155 | 740 550 | 31 968 705 |
| régul TVA à reverser | (2 272 341) | (9 261 595) | (11 533 936) |
| **Cumul** | **63 011 623** | **47 036 717** | **110 048 340** |

**Reste à faire sur plan 2018 / 2020**

| | Production | Distribution | Total |
|---|---|---|---|
| Plan 2018 / 2020 | 113 608 599 | 85 830 494 | 199 439 093 |
| - Réalisé | (63 011 623) | (47 036 717) | (110 048 340) |
| **Reste à faire** | **50 596 976** | **38 793 777** | **89 390 753** |

(-) = dépassement du plan par le réalisé
(+) = réalisé inférieur au plan / dette envers le concédant

## 5.5 - Méthode relative aux charges calculées

### 5.5.1 Contexte

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

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

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

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

Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.
Sont directement visés par ces arrêtés §218-9, les charges de renouvellements.
§ 218-10 - L'opérateur justifie de sa charge économique de renouvellement en présentant annuellement sa méthode de valorisation de la charge économique de renouvellement ainsi qu'un programme de renouvellement des actifs considérés par l'opérateur comme renouvelables.

### 5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

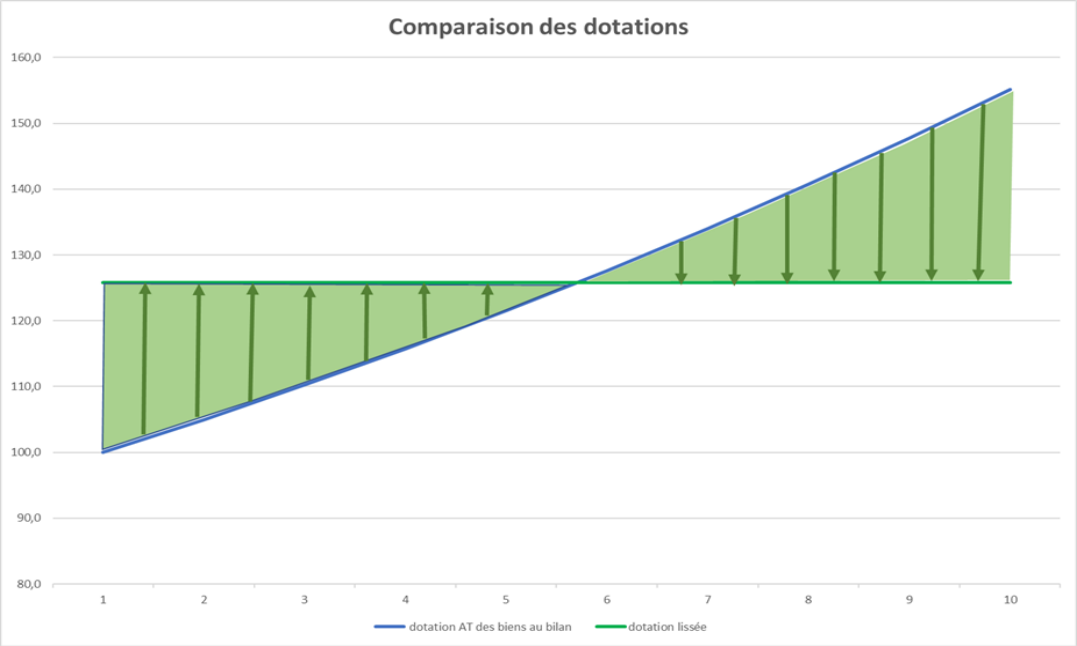
- elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement ;
- elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante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

<u>Amortissement technique des biens au bilan</u>
La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.
A patrimoine inchangé la valeur brute des biens au bilan et les dotations aux amortissements s'y rapportant augmentent chaque année en raison des surcouts de renouvellement.

Dotation/reprise de lissage

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

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




En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan.
Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.
La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée
La surface verte, « l'actif/passif » de renouvellement.

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

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

## Production :

**Traitement de l'existant y/c renouvellement**

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant | | | |
| **VO Ouverture corporel** | 506 883 189 | 504 536 574 | 510 030 191 | 510 030 191 | 510 180 363 |
| VO Ouverture incorporel | *0* | *23 584 984* | *23 584 984* | *23 584 984* | *23 584 984* |
| acquisitions (dont TVA à reverser) | 404 000 | 11 422 269 | - | 22 633 540 | 31 228 155 |
| régul TVA à reverser | | | | | (2 272 341) |
| Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus) | | | | | |
| - origine financement concession | (2 750 615) | (5 928 652) | - | (22 483 368) | (56 829 203) |
| - origine financement tiers | - | - | - | - | |
| **VO Clôture** | **504 536 574** | **533 615 175** | **533 615 175** | **533 765 347** | **505 891 958** |
| - Financements tiers cumul | (40 067 401) | (40 067 401) | (40 067 401) | (40 067 401) | (40 067 401) |
| - IFC biens au bilan clôture | (25 353 227) | (26 550 907) | (26 550 907) | (21 266 610) | n/a |
| - IFC améliorant cumulé | | | | n/a | n/a |
| - IFC hors biens améliorants | (25 353 227) | (26 550 907) | (26 550 907) | (21 266 610) | (16 337 284) |
| - IFC renouvellnt exercice | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a |
| | | | | 0% | 0% |
| - IFC hors biens améliorants | (25 353 227) | (26 550 907) | (26 550 907) | (21 266 610) | (16 337 284) |
| **base amortissable** | **439 115 946** | **466 996 867** | **466 996 867** | **472 431 336** | **449 487 273** |
| cumul doté à l'ouverture | 390 727 987 | 402 824 977 | 430 578 167 | 449 075 590 | 449 511 779 |
| réintégration AT sur incorporel | | 13 840 119 | | | - |
| sortie AT sur sortie immo | | (8 679 267) | - | (22 483 368) | (56 829 203) |
| reste à amortir | 48 387 959 | 59 011 038 | 36 418 700 | 45 839 114 | 56 804 697 |
| nb années restantes | 4 | 3 | 2 | 2 | 1 |
| dotation P1 | 6 516 960 | 17 012 308 | 10 612 810 | 13 937 135 | |
| dotation hydro | 5 580 030 | 5 580 030 | 7 884 612 | 8 982 422 | |
| dotation exercice P2 + hydro | 12 096 990 | 22 592 338 | 18 497 422 | 22 919 557 | 56 804 697 |
| **dotations cumulées** | **402 824 977** | **430 578 167** | **449 075 590** | **449 511 779** | **449 487 273** |
| Vo - fin tiers - IFC - dotations | 36 290 969 | 36 418 700 | 17 921 277 | 22 919 557 | - |
| **mécanique de lissage des AT** | | | | | |
| Actif/Passif de renouvellement ouverture | (106 401 604) | (108 891 006) | (107 721 949) | (106 552 892) | (94 656 655) |
| dotation P1 | (2 357 584) | 1 300 875 | 1 300 872 | 7 233 973 | |
| dotation hydro | (131 818) | (131 818) | (131 815) | 4 662 264 | |
| dotations/reprisesB | (2 489 402) | 1 169 057 | 1 169 057 | 11 896 237 | 94 656 655 |
| Actif/Passif de renouvellement cloture | (108 891 006) | (107 721 949) | (106 552 892) | (94 656 655) | - |
| dotation aux amortissements A | (12 096 990) | (22 592 338) | (18 497 422) | (22 919 557) | (56 804 697) |
| **dotation hors améliorant, lissée A+B** | **(14 586 392)** | **(21 423 281)** | **(17 328 365)** | **(11 023 320)** | **37 851 958** |
| moyenne des dotations | (5 301 880) | (5 301 880) | (5 301 880) | (5 301 880) | (5 301 880) |
| écart sur moyenne exercice | (9 284 512) | (16 121 401) | (12 026 485) | (5 721 440) | 43 153 838 |
| écart sur moyenne en cumulé | (9 284 512) | (25 405 913) | (37 432 398) | (43 153 838) | - |

**Traitement de l'améliorant**

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---|---|---|---|---|
| **VO Ouverture** | - | - | 2 177 921 | 2 177 921 | 2 177 921 |
| acquisitions financement concession | - | 2 177 921 | - | - | 0 |
| acquisitions autres financement Tiers | - | - | - | - | - |
| **VO Clôture** | **-** | **2 177 921** | **2 177 921** | **2 177 921** | **2 177 921** |
| Financements tiers cumul | - | - | - | - | - |
| - IFC améliorant exercice | | | | - | - |
| | | 0% | | 0% | 0% |
| - IFC biens au bilan cumulé | - | - | - | - | - |
| | | 0% | 0% | 0% | 0% |
| **base amortissable** | **-** | **2 177 921** | **2 177 921** | **2 177 921** | **2 177 921** |
| cumul dot à l'ouverture | 0 | - | (725 974) | (1 451 947) | (1 814 934) |
| reste à amortir | - | 2 177 921 | 1 451 947 | 725 974 | 362 987 |
| nb années restantes | 4 | 3 | 2 | 2 | 1 |
| **dotation exercice** | **-** | **(725 974)** | **(725 974)** | **(362 987)** | **(362 987)** |
| **dotations cumulées** | **-** | **(725 974)** | **(1 451 947)** | **(1 814 934)** | **(2 177 921)** |
| Vo - fin tiers - IFC - dotations | - | 1 451 947 | 725 974 | 362 987 | - |
| **impact exercice(+) = produit** | **(14 586 392)** | **(22 149 255)** | **(18 054 339)** | **(11 386 307)** | **37 488 971** |

## Distribution :

| Traitement de l'existant y/c renouvellement | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---|---|---|---|---|
| **VO Ouverture corporel** | **400 862 365** | 414 965 950 | 431 602 563 | 443 008 835 | 469 453 660 |
| VO Ouverture incorporel | - | 6 481 100 | 6 481 100 | 6 481 100 | 6 481 100 |
| acquisitions (dont TVA à reverser) | 16 510 609 | 17 332 875 | 11 625 027 | 26 599 860 | 740 550 |
| acquisitions financement Tiers | | | | | |
| régul TVA à reverser | | | | | (9 261 595) |
| Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus) | | | | | |
| - origine financement concession | (2 407 024) | - | - | - | (6 481 100) |
| - origine financement tiers | - | (696 262) | (218 755) | (155 035) | (480 883) |
| **VO Clôture** | **414 965 950** | **438 083 663** | **449 489 935** | **475 934 760** | **460 451 732** |
| - Financements tiers cumul | (58 397 731) | (57 701 469) | (57 482 714) | (57 327 679) | (56 846 796) |
| - IFC biens au bilan clôture | (21 842 384) | (23 925 749) | (25 044 961) | (8 364 673) | (8 364 673) |
| - IFC améliorant cumulé | | | | n/a | n/a |
| - IFC hors biens améliorants | (21 842 384) | (23 925 749) | (25 044 961) | (8 364 673) | (11 791 679) |
| - IFC renouvellnt exercice | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a |
| - IFC hors biens améliorants | (21 842 384) | (23 925 749) | (25 044 961) | (8 364 673) | (11 791 679) |
| **base amortissable** | **334 725 835** | **356 456 445** | **366 962 260** | **410 242 408** | **391 813 257** |
| cumul doté à l'ouverture | 292 444 878 | 303 015 117 | 323 946 114 | 345 454 187 | 377 848 298 |
| réintégration AT sur incorporel | | 6 481 100 | | | |
| sortie AT sur sortie immo | | (2 407 024) | - | - | (6 481 100) |
| reste à amortir | 42 280 957 | 49 367 252 | 43 016 146 | 64 788 221 | 20 446 059 |
| nb années restantes | 4 | 3 | 2 | 2 | 1 |
| dotation exercice | 10 570 239 | 16 856 921 | 21 508 073 | 32 394 111 | 20 446 059 |
| **dotations cumulées** | **303 015 117** | **323 946 114** | **345 454 187** | **377 848 298** | **391 813 257** |
| Vo - fin tiers - IFC - dotations | 31 710 718 | 32 510 331 | 21 508 073 | 32 394 111 | - |
| | | | | | |
| **mécanique de lissage des AT** | | | | | |
| Actif/Passif de renouvellement ouverture | (62 883 626) | (69 222 098) | (69 354 804) | (63 674 996) | (47 241 786) |
| dotations/reprisesB | (6 338 472) | (132 706) | 5 679 808 | 16 433 210 | 47 241 786 |
| Actif/Passif de renouvellement cloture | (69 222 098) | (69 354 804) | (63 674 996) | (47 241 786) | - |
| dotation aux amortissements A | (10 570 239) | (16 856 921) | (21 508 073) | (32 394 111) | (20 446 059) |
| **dotation hors améliorant, lissée A+B** | **(16 908 711)** | **(16 989 627)** | **(15 828 265)** | **(15 960 901)** | **26 795 727** |
| moyenne des dotations | (7 778 355) | (7 778 355) | (7 778 355) | (7 778 355) | (7 778 355) |
| écart sur moyenne exercice | (9 130 356) | (9 211 272) | (8 049 910) | (8 182 545) | 34 574 082 |
| écart sur moyenne en cumulé | (9 130 356) | (18 341 627) | (26 391 537) | (34 574 082) | - |

| Traitement de l'améliorant | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---|---|---|---|---|
| **VO Ouverture** | **-** | 6 355 674 | 12 548 097 | 20 225 540 | 27 541 115 |
| acquisitions financement concession | 4 252 723 | 2 960 866 | 1 119 212 | 4 121 907 | 3 854 439 |
| acquisitions autres financement Tiers | 2 102 951 | 3 231 557 | 6 558 231 | 3 193 668 | 24 119 705 |
| **VO Clôture** | **6 355 674** | **12 548 097** | **20 225 540** | **27 541 115** | **55 515 259** |
| Financements tiers cumul | (2 102 951) | (5 334 508) | (11 892 739) | (15 086 407) | (39 206 112) |
| - IFC améliorant exercice | | | | (9 572 682) | (3 854 439) |
| | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| - IFC biens au bilan cumulé | - | - | - | (9 572 682) | (13 427 121) |
| | 0% | 0% | 0% | 77% | 82% |
| **base amortissable** | **4 252 723** | **7 213 589** | **8 332 801** | **2 882 026** | **2 882 026** |
| cumul dot à l'ouverture | 0 | (1 063 181) | (3 113 317) | (5 723 059) | (4 302 542) |
| reste à amortir | 4 252 723 | 6 150 408 | 5 219 484 | (2 841 033) | (1 420 516) |
| nb années restantes | 4 | 3 | 2 | 2 | 1 |
| **dotation exercice** | **(1 063 181)** | **(2 050 136)** | **(2 609 742)** | **1 420 516** | **1 420 516** |
| **dotations cumulées** | **(1 063 181)** | **(3 113 317)** | **(5 723 059)** | **(4 302 542)** | **(2 882 026)** |
| Vo - fin tiers - IFC - dotations | 3 189 542 | 4 100 272 | 2 609 742 | (1 420 516) | - |
| | | | | | |
| **Caducité : reprise lissée** | | | | | |
| | | | | | |
| **impact exercice(+) = produit** | **(17 971 892)** | **(19 039 763)** | **(18 438 007)** | **(14 540 384)** | **28 216 243** |

## 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 5.1 Variation du patrimoine immobilier

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

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

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

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

- Application de la formule

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

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

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

| Site | Actifs Immobilisés | Date de mise en service | Valeur Brute Concessionnaire | Taux améliorant | Base Améliorant | Tva à Reverser | Nb de 10ème à déduire | IFC | IFC s/ à reverser | Total IFC |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TAIO1 | F&P CLOTURE STOCKAGE GO | 01/07/2014 | 370 500 | 100% | 370 500 | - | 5 | (185 250) | - | (185 250) |
| TAIO1 | COFFRETS COMPTAGES TAIOHA | 01/08/2013 | 1 805 812 | 100% | 1 805 812 | - | 6 | (722 325) | - | (722 325) |
| TAIO1 | FILIERE NRJ FOURN BLOC24V | 01/02/2015 | 163 046 | 100% | 163 046 | 2 092 | 4 | (96 572) | (1 255) | (97 828) |
| TAIO1 | NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA | 01/08/2015 | 4 350 978 | 100% | 4 350 978 | 55 837 | 4 | (2 577 085) | (33 502) | (2 610 587) |
| TAIO1 | SYST EXTINC INCENDIE NUKU | 01/05/2011 | 10 281 962 | 100% | 10 281 962 | - | 8 | (2 056 392) | - | (2 056 392) |
| TAIO1 | INST EVENTS TAIOHAE NUKU | 01/04/2012 | 215 870 | 100% | 215 870 | - | 7 | (64 761) | - | (64 761) |
| **TAIO1** | **TAIO1** | | **17 188 168** | | **17 188 168** | **57 929** | | **(5 702 385)** | **(34 758)** | **(5 737 143)** |
| TAIP1 | TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU | 03/05/2013 | 3 823 025 | 100% | 3 823 025 | - | 6 | (1 529 210) | - | (1 529 210) |
| TAIP1 | PROTECTION CENTRALE TAIP1 | 01/07/2015 | 3 355 732 | 100% | 3 355 732 | 43 065 | 4 | (1 987 600) | (25 839) | (2 013 439) |
| TAIP1 | SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO | 01/08/2015 | 2 760 868 | 100% | 2 760 868 | 35 431 | 4 | (1 635 262) | (21 258) | (1 656 521) |
| TAIP1 | TVX SECU CANAL DEVERSEUR | 01/01/2013 | 413 000 | 100% | 413 000 | - | 7 | (123 900) | - | (123 900) |
| TAIP1 | F&P GARDE CORPS BASSIN | 01/01/2014 | 391 800 | 100% | 391 800 | - | 6 | (156 720) | - | (156 720) |
| **TAIP1** | **TAIP1** | | **10 744 424** | | **10 744 424** | **78 495** | | **(5 432 692)** | **(47 097)** | **(5 479 790)** |
| TAIP2 | F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP | 01/01/2013 | 804 400 | 100% | 804 400 | - | 7 | (241 320) | - | (241 320) |
| TAIP2 | F&P VENTILAT° FORCEE TAIP | 01/01/2014 | 422 754 | 100% | 422 754 | - | 6 | (169 102) | - | (169 102) |
| TAIP2 | ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2 | 01/06/2014 | 3 019 037 | 100% | 3 019 037 | - | 5 | (1 509 519) | - | (1 509 519) |
| TAIP2 | COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2 | 01/08/2014 | 1 841 216 | 100% | 1 841 216 | - | 5 | (920 608) | - | (920 608) |
| TAIP2 | PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2 | 01/06/2016 | 3 096 148 | 100% | 3 096 148 | 78 460 | 3 | (2 112 382) | (54 922) | (2 167 304) |
| TAIP2 | TVX SECU CANAL DEVERSEUR | 01/01/2013 | 375 000 | 100% | 375 000 | - | 7 | (112 500) | - | (112 500) |
| **TAIP1** | **TAIP1** | | **9 558 555** | | **9 558 555** | **78 460** | | **(5 065 430)** | **(54 922)** | **(5 120 352)** |
| | **PRODUCTION NUKU HIVA** | | **37 491 147** | **-** | **37 491 147** | **214 884** | **-** | **(16 200 507)** | **(136 777)** | **(16 337 284)** |
| X52 | RESEAUX CP NUKU HIVA 2011 | 01/07/2011 | 81 443 414 | 0% | 179 176 | - | 8 | (35 835) | - | (35 835) |
| X52 | EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU | 19/07/2011 | 1 918 765 | 100% | 1 918 765 | - | 8 | (383 753) | - | (383 753) |
| X52 | MISE CONFORM BTA TAIOHAE | 01/01/2012 | 1 187 812 | 6% | 71 269 | - | 8 | (14 254) | - | (14 254) |
| X52 | RESEAUX CP NUKU HIVA 2012 | 01/07/2012 | 39 205 099 | 0% | 152 900 | - | 7 | (45 870) | - | (45 870) |
| X52 | EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU | 28/08/2012 | 185 349 | 100% | 185 349 | - | 7 | (55 605) | - | (55 605) |
| X52 | EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA | 01/01/2013 | 1 630 987 | 100% | 1 630 987 | - | 7 | (489 296) | - | (489 296) |
| X52 | EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI | 01/01/2013 | 74 327 | 100% | 74 327 | - | 7 | (22 298) | - | (22 298) |
| X52 | RESEAUX CP NUKU HIVA 2013 | 01/07/2013 | 355 921 | 100% | 355 921 | - | 6 | (142 368) | - | (142 368) |
| X52 | RESEAUX CP NUKU HIVA 2014 | 01/07/2014 | 722 904 | 100% | 722 904 | - | 5 | (361 452) | - | (361 452) |
| X52 | ART14A/N°051/14/BM/NT | 01/11/2014 | 737 625 | 100% | 737 625 | - | 5 | (368 813) | - | (368 813) |
| X52 | EXT 14A1 QT HIRIGA À TAIO | 05/02/2015 | 966 299 | 100% | 966 299 | 12 401 | 4 | (572 339) | (7 440) | (579 779) |
| X52 | ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI | 12/05/2015 | 153 169 | 100% | 153 169 | 1 966 | 4 | (90 722) | (1 179) | (91 901) |
| X52 | RESEAUX CP NUKU HIVA 2015 | 01/07/2015 | 4 458 106 | 4% | 182 337 | 57 212 | 4 | (107 998) | (1 404) | (109 402) |
| X52 | RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA | 18/02/2016 | 9 463 987 | 100% | 9 463 987 | 239 828 | 3 | (6 456 911) | (167 880) | (6 624 791) |
| X52 | 14A1 039/16/BK/BT NUKU HI | 06/04/2016 | 224 202 | 100% | 224 202 | 5 682 | 3 | (152 964) | (3 977) | (156 941) |

| Site | Actifs Immobilisés | Date de mise en service | Valeur Brute Concessionnaire | Taux améliorant | Base Améliorant | Tva à Reverser | Nb de 10ème à déduire | IFC | IFC s/ à reverser | Total IFC |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| X52 | 14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV | 01/01/2017 | 996 977 | 100% | 996 977 | 37 423 | 3 | (671 688) | (26 196) | (697 884) |
| X52 | 14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV | 27/01/2017 | 900 966 | 100% | 900 966 | 33 819 | 2 | (693 718) | (27 055) | (720 773) |
| X52 | RESEAUX CP NUKU HIVA 2017 | 01/07/2017 | 491 551 | 13% | 61 985 | 18 451 | 2 | (47 726) | (1 861) | (49 588) |
| X52 | RESEAUX CP NUKU HIVA 2018 | 01/07/2018 | 269 650 | 100% | 269 650 | 13 329 | 1 | (230 689) | (11 996) | (242 685) |
| X52 | RESEAUX CP NUKU HIVA 2019 | 01/07/2019 | 738 103 | 100% | 738 103 | 45 049 | - | (693 054) | (45 049) | (738 103) |
| X52 | 14A1 LC357/19/BK/BT NUKU | 01/01/2020 | 1 305 407 | 100% | 1 305 407 | 94 454 | - | (1 210 953) | (94 454) | (1 305 407) |
| X52 | 14A1 LC453/19/BK/BT NUKU | 16/02/2020 | 1 311 821 | 100% | 1 311 821 | 94 918 | - | (1 216 903) | (94 918) | (1 311 821) |
| X52 | 14A1 LC400/20/BK/BT NUKU | 01/05/2020 | 917 422 | 100% | 917 422 | 66 381 | - | (851 041) | (66 381) | (917 422) |
| X52 | RESEAUX CP NUKU H 2020 | 01/07/2020 | 244 695 | 100% | 244 695 | 17 705 | - | (226 990) | (17 705) | (244 695) |
| X52 | MIS CONFORM BTS TAIOHAE | 01/01/2012 | 2 205 936 | 17% | 375 009 | - | 8 | (75 002) | - | (75 002) |
| X52 | EXT 14A/112/13/NK/BT | 04/04/2014 | 628 860 | 100% | 628 860 | - | 5 | (314 430) | - | (314 430) |
| X52 | RESEAUX CP NUKU HIVA 2015 | 01/07/2015 | 91 325 | 100% | 91 325 | 1 172 | 4 | (54 092) | (703) | (54 795) |
| X52 | MISE SOUT RESEAUX HT/BT | 01/10/2016 | 16 978 552 | 35% | 5 942 493 | 430 256 | 3 | (4 054 333) | (105 413) | (4 159 745) |
| X52 | MISE SOUT RESEAUX HT/BT | 01/01/2017 | 6 215 137 | 35% | 2 175 298 | 233 292 | 3 | (1 465 552) | (57 157) | (1 522 709) |
| X52 | 14A1 LC400/20/BK/BT NUKU | 01/05/2020 | 99 628 | 100% | 99 628 | 7 209 | - | (92 419) | (7 209) | (99 628) |
| X52 | BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA | 01/07/2011 | 1 649 414 | 70% | 1 150 631 | - | 8 | (230 126) | - | (230 126) |
| X52 | BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA | 01/07/2012 | 1 098 125 | 15% | 165 487 | - | 7 | (49 646) | - | (49 646) |
| X52 | BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | 01/07/2013 | 1 478 068 | 6% | 87 502 | - | 6 | (35 001) | - | (35 001) |
| X52 | BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | 01/07/2014 | 183 044 | 77% | 140 468 | - | 5 | (70 234) | - | (70 234) |
| X52 | BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | 01/07/2015 | 4 377 384 | 32% | 1 414 770 | 56 176 | 4 | (837 969) | (10 894) | (848 862) |
| X52 | BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | 01/07/2016 | 2 100 707 | 38% | 792 597 | 53 234 | 3 | (540 758) | (14 060) | (554 818) |
| X52 | BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA | 01/07/2017 | 2 017 328 | 14% | 283 435 | 75 723 | 2 | (218 236) | (8 511) | (226 748) |
| X52 | BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | 01/07/2018 | 1 493 027 | 28% | 414 315 | 73 800 | 1 | (354 452) | (18 432) | (372 883) |
| X52 | BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | 01/07/2019 | 677 256 | 49% | 329 011 | 41 335 | - | (308 930) | (20 080) | (329 011) |
| X52 | BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | 01/07/2020 | 818 011 | 69% | 564 428 | 59 188 | - | (523 588) | (40 840) | (564 428) |
| X52 | RESEAUX CP NUKU HIVA 2021 | 01/07/2021 | 3 248 495 | 100% | 3 248 495 | 270 956 | - | (2 977 539) | (270 956) | (3 248 495) |
| X52 | BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA | 01/07/2021 | 1 764 638 | 54% | 952 904 | 147 188 | - | (873 423) | (79 481) | (952 904) |
| | **DISTRIBUTION NUKU HIVA** | | **197 029 490** | | **42 622 896** | **2 188 144** | | **(28 218 969)** | **(1 201 231)** | **(29 420 200)** |
| | **>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA** | | **234 520 637** | | **80 114 043** | **2 403 028** | | **(44 419 476)** | **(1 338 008)** | **(45 757 484)** |

## 5.8 - Plan de Renouvellement

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

# 6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

## Etats des engagements à incidence financière

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

- Durée : 1er décembre 2014 au 31 décembre 2020 prolongé jusqu'au 30 septembre 2021 par avenant signé le 24 novembre 2020.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 1,25 xpf/litre sur les prestations locales.
Le contrat contient des clauses de garanties de stock, de livraison prioritaire, et d'adaptation aux demandes du client.

- A compter du 1er octobre 2021 : contrat 2021-2026, signé le 27 septembre 2021, pour une durée maximum de 5 ans. Possibilité de résiliation anticipée par le successeur d'EDT dans les concessions qui changeraient d'exploitant en cours de contrat.
  Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, sauf sur tarifs préférentiels suivants : premium de 2,50$/bbl et prestations locales de 11,5 F/l.
  Le contrat contient des clauses de garanties de stock, de livraison prioritaire, et d'adaptation aux demandes du client.

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

Conventions de raccordement et d'achat, conformes au modèle adopté par arrêté n°2128 CM du 23/11/2010. Les prix de rachat, garantis 25 ans, varient en fonction de la puissance installée, conformément à la réglementation.
La durée des contrats est cependant limitée à la date de fin du contrat de concession attribué à EDT.

### c) Baux

| Bailleur | Objet du bail |
|---|---|
| TERRITOIRE PF - HAKAPEHI NUK | LOC.TERRAIN 1200M2 - HAKAPEHI NUKU HIVA |
| TERRITOIRE PF - TAIPIVAI NUK | LOC.TERRAIN 4535M2 - TAIPIVAI NUKU HIVA |
| COMMUNE NUKU HIVA | AGENCE NUKU HIVA |
| COMMUNE NUKU HIVA | AGENCE NUKU HIVA |

### d) 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.

### e) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :
2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE
- Aspects commerciaux

### f) 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.
Durée : 1er janvier 2014 – 31 décembre 2020. La période 2021 est toujours en cours de négociation.