CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE HIVA OA

CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE HIVA OA
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 15
2.5 - Statistiques de ventes 16
2.6 - Gestion des impayés 18
2.7 - Dépenses de la Commune 18
2.8 - Services offerts à la clientèle 19
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie 26

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE 28

➢ **Bilan technique 29**
3.1 - Autorisation d'exploitation 29
3.2 – Effectifs de l'exploitation de Hiva-Oa 29
3.3 - Détail des ouvrages de production 30
3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoa, Puamau, Nahoe 30
3.5 - Qualité de service 33
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement 33
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants 34
3.8 - Raccordement solaire 35
3.9 - Unités d'œuvres 2021 de la concession 35

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 37

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

5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES 61

5.1 - Variation du patrimoine immobilier 62
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 63
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements 70
5.4 - Dépenses de renouvellement 70
5.5 - Méthode relative aux charges calculées 71
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année 75
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22 75
5.8 - Plan de Renouvellement 76

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC 77

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 Hiva Oa :

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.

Avenant 3 du 15 juillet 2016 :
Dans le cadre des discussions relatives à la fin de concession, la commune a remis en cause l'avenant 3 du 15 juillet 2016.

Un accord a été trouvé le 3 février 2022.

Principaux indicateurs

			HIVA OA			
			2021		2020	
CLIENTS	**Nombre de contrats clients**		**889**		**864**	
	BT		886	99,66%	861	99,65%
	MT		3	0,34%	3	0,35%
	Puissance souscrite au 31/12	**kVA**	**4 788**		**4 624**	
	BT		4 653	97,18%	4 489	97,08%
	MT		135	2,82%	135	2,92%
	Puissance maximale appelée (*)	**MW**	**0,82**		**0,84**	
	Nombre de kWh vendus total		**3 514 453**		**3 344 762**	
	BT		3 116 641	88,68%	2 984 950	89,24%
	MT		397 812	11,32%	359 812	10,76%
	Chiffre d'affaires énergie	**XPF**	**127 326 345**		**122 289 114**	
	BT : Total		114 069 112	89,59%	110 052 955	89,99%
	BT : par client		128 746		127 820	
	BT : par kVA de puissance souscrite		24 515		24 516	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		19 607 705	17,19%	19 338 171	17,57%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		94 461 407	82,81%	90 714 784	82,43%
	MT : Total		13 257 233	10,41%	12 236 159	10,01%
	MT : par client		4 419 078		4 078 720	
	MT : par kVA de puissance souscrite		98 202		90 638	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		2 708 640	20,43%	2 708 640	22,14%
	MT : part variable en XPF et % du CA total		10 548 593	79,57%	9 527 519	77,86%
	Prix moyen de vente par kWh vendu		**36,23**		**36,56**	
	BT		36,60		36,87	
	MT		33,33		34,01	
TECHNIQUES	**Rendement réseaux (s/production nette)**		**0,90**		**0,90**	
	Energie achetée					
	Energie solaire	kWh	5 990	0,15%	6 507	0,17%
	Energie hydroélectrique	kWh	556 206	14,31%	602 317	16,19%
	Energie thermique	kWh	3 323 881	85,53%	3 110 992	83,63%
	Energie totale achetée		3 886 076		3 719 816	
	Temps moyen de coupure					
	global		4h48		5h27	
	origine production		3h12		2h58	
	origine transport					
	origine distribution		1h36		2h29	
FINANCIERS	**Patrimoine**					
	Longueur du réseaux hors branchement	**Km**	**75**		**75**	
	Valeur d'origine	**k XPF**	**861 942**		**931 506**	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	**k XPF**	**409 949**		**455 145**	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	**k XPF**	**18 630**		**22 392**	
	Dépenses d'améliorant	**k XPF**	**12 408**		**78 695**	
	Indemnité de fin de concession	**k XPF**	**N/A**		**315 841**	
	Coût du service pour les usagers (RA)	**k XPF**	**286 950**		**280 457**	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	218 987		216 299	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	67 963		64 158	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	**k XPF**	**-140 076**		**11 770**	
	Ecart RA - CA de l'année (+) => à récuperer dans les tarifs N+1	**k XPF**	**159 624**		**158 168**	

(*) 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

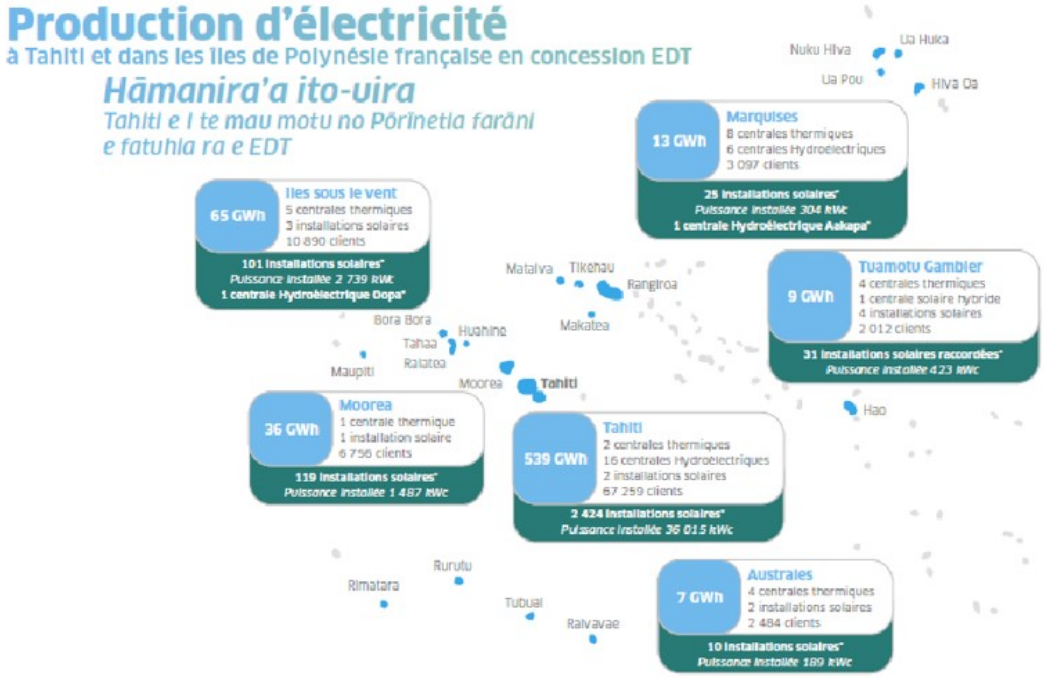
1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- 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 Hiva Oa est de 8 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production 6 agents
- Gestion de clientèle 1 agent

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION
- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, …)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux termités, cellules HTA oxydées, …)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux

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

PRODUCTION (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 Hiva Oa 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 ;
- 4 véhicules d'intervention 4x4 ;
- 1 nacelle automotrice ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, tellurомètre, mégohmmètres, etc.).

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Hiva Oa 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 **Hiva Oa** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 26 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 **Hiva Oa** 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 **Hiva Oa** a quant à lui été modifié par deux avenants depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 27 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°3 du 15 juillet 2016 (l'erreur de numérotation vient d'un projet d'avenant n°2 jamais signé), a eu pour objet d'ajouter des investissements nouveaux à la charge du concessionnaire, et d'introduire une Indemnité de Fin de Concession sur l'ensemble des biens de la concession.
- L'avenant n°4 du 6 juillet 2020 a notamment procédé à la prolongation de la concession pour 1 an
- L'avenant 5 du 1er octobre 2020 a procédé à la prolongation de la concession pour 3 mois
- L'avenant 6 du 1er janvier 2022 a procédé à la prolongation de la concession pour 2 ans

1.3.2 Les 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 Hiva Oa
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 u	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	3 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%

Avance sur consommation 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 - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

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	971 131	16 301 624	20 471	5 332 632	1 719	960 664
BT Usage social 2ème tranche	P1	116 616	3 912 268				111 870
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	420 983	10 715 016	13 175	5 769 077	1 102	430 190
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	171 251	6 974 184				173 636
BT Eclairage public	P4	47 549	1 688 034	673	269 280	56	55 335
BT Usage professionnel	P5	1 389 111	54 870 281	20 592	8 236 716	1 777	1 253 255
MT Tarif jour	P6	286 028	7 865 777	1 620	2 708 640	135	254 863
MT Tarif nuit	P7	111 784	2 682 816				104 949
Total		**3 514 453**	**105 010 000**	**56 531**	**22 316 345**	**4 788**	**3 344 762**

CHIFFRE D'AFFAIRES	**127 326 345**
Prix moyen	36,23

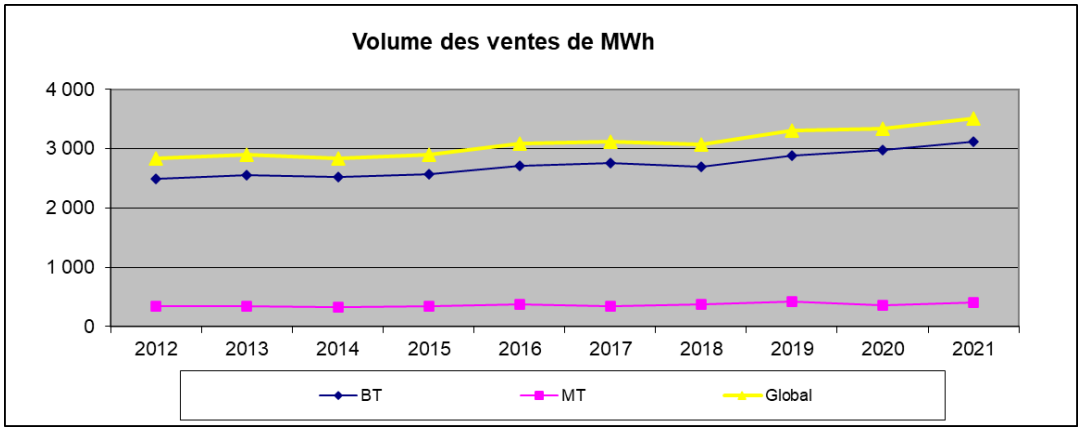
** Ce tableau inclus les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.*

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 : 211 532 XPF
- Frais de relance : 639 464 XPF
- Total 850 996 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de hausse de 1,2% en 2020, les ventes d'électricité progressent de 5,1% sur la concession de Hiva Oa, soit +170 MWh, pour s'établir à **3,5 GWh** sur 2021.
Cette évolution globale est liée à la hausse de +4,4% (+132 MWh) des volumes en basse tension (qui représentent 89% des volumes globaux), et des volumes en moyenne tension de +10,6% (+38 MWh).

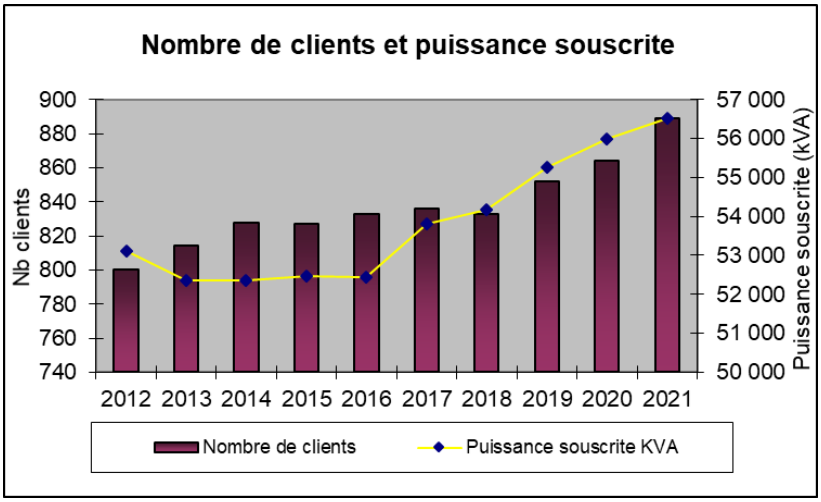
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 0,4% en 2021 (+5,9 MWh), ce qui traduit la hausse conjuguée dans les tarifs « petits consommateurs » de 1,5% (+15,7 MWh) et avec la baisse des tarifs « classique » de 1,7% (-9,8 MWh).

Les tarifs domestiques représentent plus de 53% des volumes basse tension en 2021, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 34% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,5% des ventes en basse tension avec environ 48 MWh vendus sur 2021, diminuent de 14,1%, soit -7,8 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 45% des ventes basse tension, augmentent de 10,8% en 2021.

Les ventes en moyenne tension augmentent de 10,6% et s'établissent à 398 MWh.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2020 *(nombre de contrats)*
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	886	+2,9% *(+25 contrats)*
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	3	-
	889	+2,9% *(+25 contrats)*

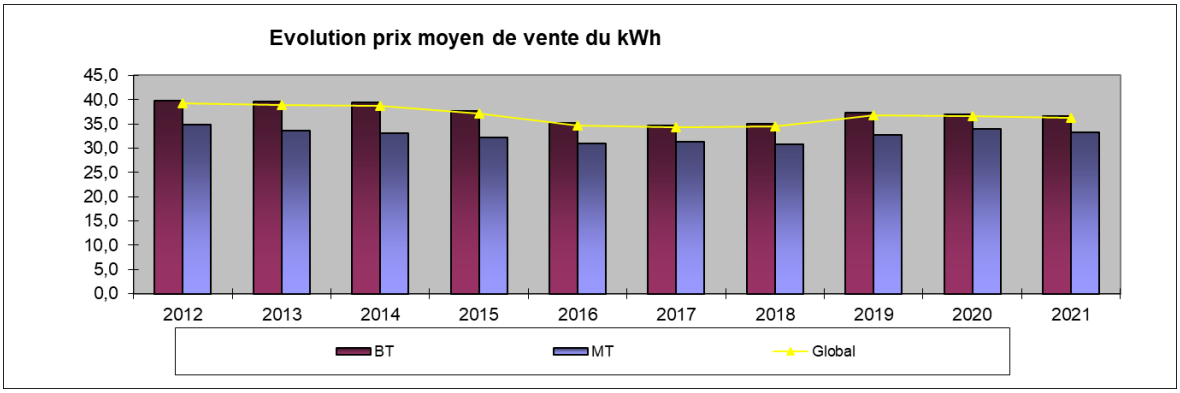
Les principales évolutions concernent :

- L'augmentation de 12 contrats en usages professionnels basse tension,
- La souscription de 7 contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs » usages domestiques, atténuée par les
- L'augmentation de 6 contrats sur 2021 pour le tarif « classique » en usages domestiques.

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

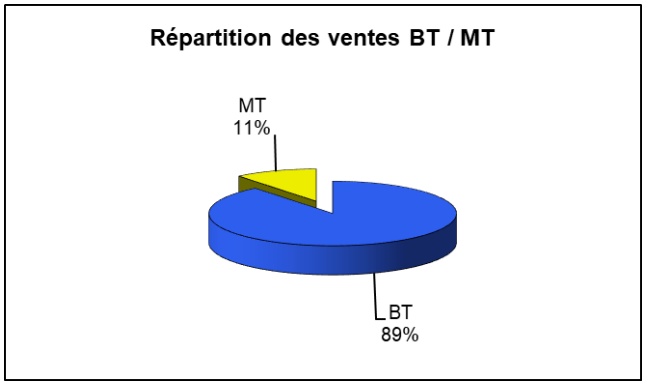
- Tarif « Petits Consommateurs » 59%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 20%
- Tarif Usages professionnels basse tension 18%
- Tarif Eclairage Public 3%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 56 531 kVA, soit une hausse de 1,0% par rapport à 2020, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2020
Tarifs basse tension	36,6 Fcp	-0,7%
Tarifs moyenne tension	33,3 Fcp	-2,0%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	36,2 Fcp	-0,9%

Le prix moyen de vente du kWh diminue globalement de 0,9%.
Les tarifs n'ont pas évolué au cours de l'année 2021.



Les ventes en moyenne tension représentent 11% des volumes globaux. Les ventes en basse tension représentent 89% des volumes facturés.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2021, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Hiva Oa, 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 20,7 Millions Fcp, ce qui représente 15% du chiffre d'affaires énergie 2021, soit un délai de créances clients de 53 jours.

Dans le cadre du processus 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 Hiva Oa, en moyenne 121 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 14% 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 Hiva Oa, en moyenne 3 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, 56 130 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Hiva Oa, soit moins de 0,04% du chiffre d'affaires réalisées sur 2021.

2.7 - Dépenses de la Commune

Concession	**53 - HIVA OA**			
Tarifs	**Nombre contrats**	**Consommation 2021 en kWh**	**Montant TTC facturé***	**Prix moyen TTC***
01 - USAGES DOMESTIQUES	2	-	-	
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	14	48 832	2 249 502	46,07
07 - USAGE PROFESSIONNEL	47	186 243	10 029 664	53,53
Total général	**63**	**235 075**	**12 279 166**	**52,24**

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT augmente de 4,4% en 2021 en raison de la hausse de consommation en tarif professionnel (+17 MWh), et s'établit à 12,3 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 63 compteurs.

Les consommations en éclairage public diminuent (-11,3 % en volume). 2,2 Millions Fcp TTC leur sont consacrés.

2.8 - 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.

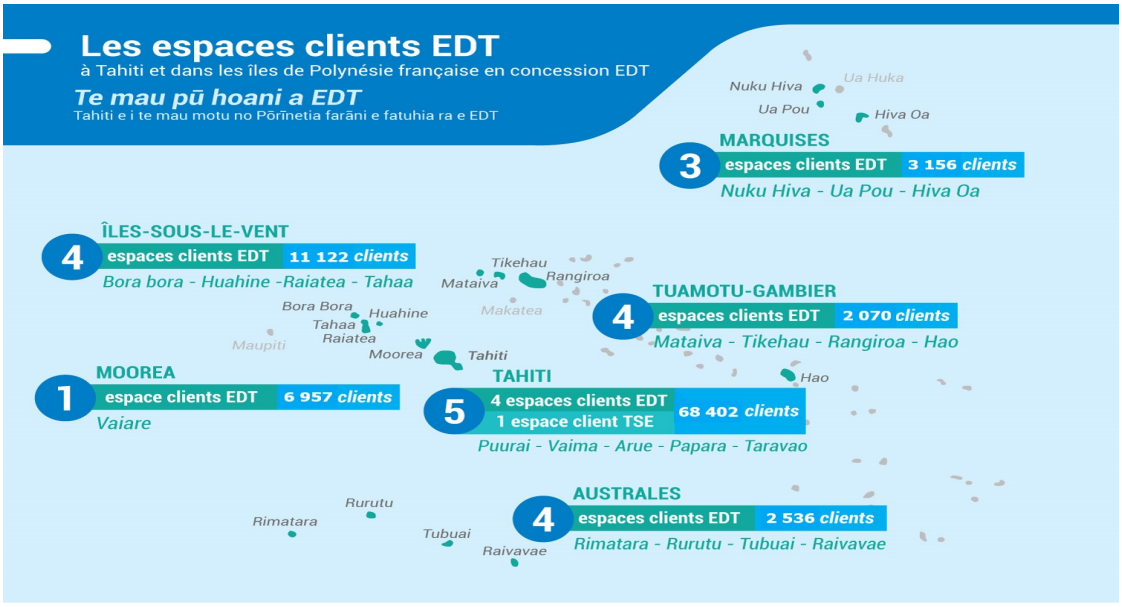
En juin 2021, le bus Te Hono EDT- CPS a entamé ses rotations dans 9 communes de Tahiti : Punaauia, Paea, Mataiea, Papeari, Vairao, Hitia'a, Tiarei, Mahina, Arue. Fruit du partenariat entre EDT et la Caisse de Prévoyance Sociale de la Polynésie française, cette agence mobile propose les prestations fournies 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) :

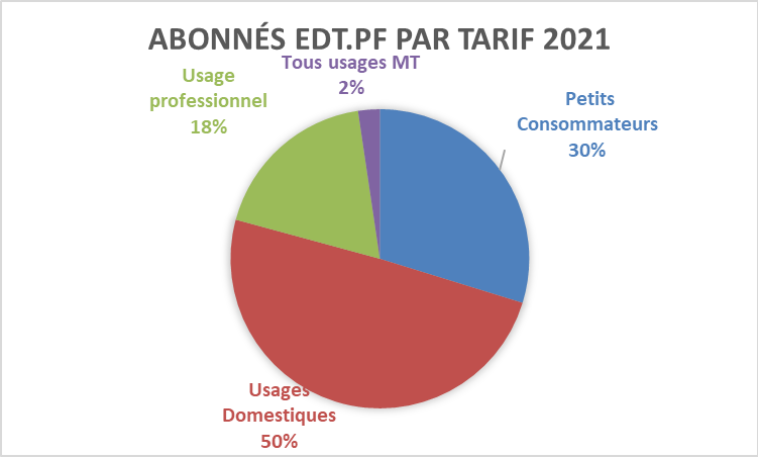


Le site client edt.pf

Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	espace client edt.pf	%age clients connectés
Hiva Oa	108	12%

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 :

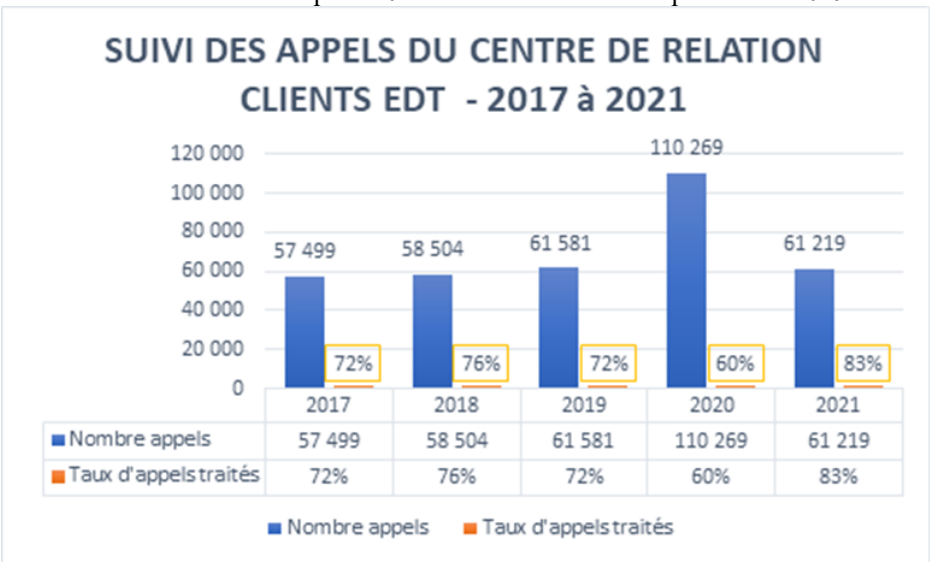
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

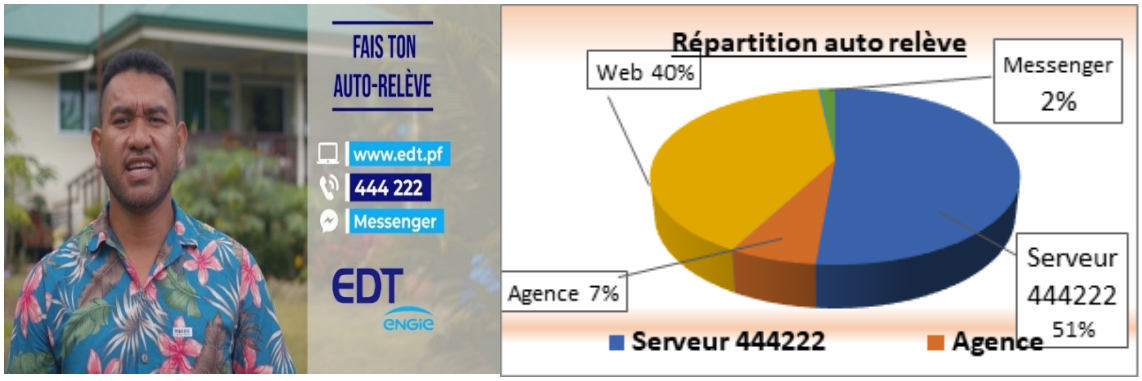
Le système informatique de gestion de la clientèle

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.

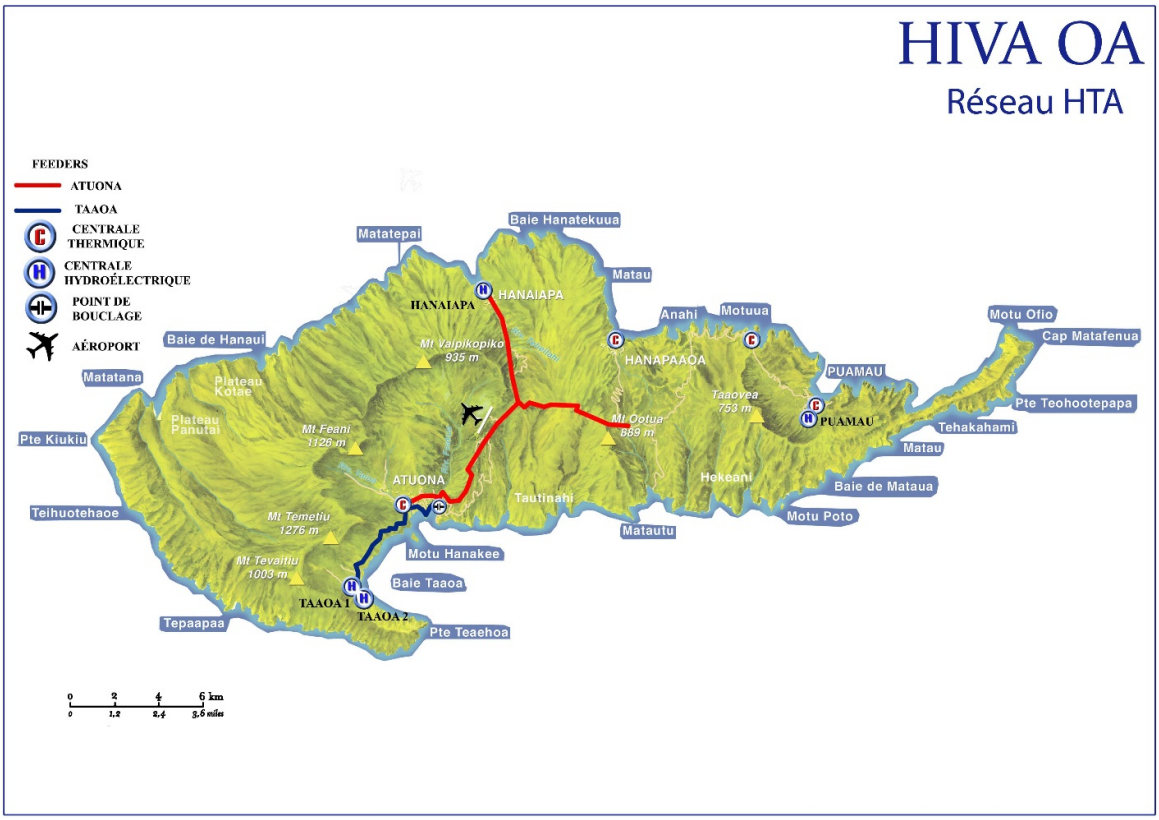
Il sera possible aux clients TSE d'effectuer leurs opérations au sein de cette future agence du Pacific Plaza Faa'a comme dans tout le réseau d'agences d'EDT.

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

3.1 Autorisation d'exploitation
3.2 Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa
3.3 Détail des ouvrages de production
3.4 Données de production
3.5 Qualité de service
3.6 Qualité - Sécurité - Environnement
3.7 Travaux significatifs - Faits marquants
3.8 Raccordement solaire
3.9 Unités d'œuvre 2021 de la concession

➢ *Bilan technique*



3.1 - Autorisation d'exploitation

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	7513	14/05/2017	ATUONA-HIVA OA	Nouveau

3.2 – Effectifs de l'exploitation de Hiva-Oa

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de HIVA OA est de 7 agents en 2021.

Ces agents gèrent l'exploitation des centrales d'Atuona, Hanapaaoa, Nahoe, Puamau et les centrales hydroélectriques de Taaoa et Hanaiapa ainsi que l'ensemble des réseaux de distribution HT et/ou BT associés.
Cela représente 7 centrales et 4 réseaux de distribution distincts dont 3 en basse tension.

3.3 - Détail des ouvrages de production

Le parc de groupes électrogènes fixes de production est le suivant :

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Numero d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2021	HDM au 1er Janvier 2022	Nbre heure de fonctionnement 2021
G1 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G291	22/05/2017	22 936	24 343	1 407
G2 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G309	01/04/2021		7 015	7 015
G3 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G292	22/05/2017	21 686	28 638	6 952
G4 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G233	01/01/2010	29 995	33 811	3 816
G1 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	50	40	32	G321	30/10/2019	5 486	9 901	4 415
G2 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	50	40	32	G322	30/10/2019	5 547	9 945	4 398
G1 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	G294	15/03/2016	22 409	26 458	4 049
G2 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	G323	30/10/2019	5 564	10 306	4 742
G1 PUAMAU	FG WILSON	BASE	45	36	29	G305	01/11/2016	21 874	29 180	7 306
G2 PUAMAU	FG WILSON	BASE	45	36	29	G306	01/11/2016	21 696	29 529	7 833
Turbine Puamau	BIWATER	HYDRO	75	60	60	H006	07/07/1988			
Turbine Taaoa 1	BOUVIER	HYDRO	115	105	105	H003	01/01/1982	4 148	12 541	8 393
Tubine Taaoa 2	BIWATER	HYDRO		320	320	H004	01/01/1988	813	848	35
Turbine Hanaiapa	BIWATER	HYDRO	75	60	60	H005	01/01/1982	26 250	31 229	4 979

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

3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoa, Puamau, Nahoe

3.4.1 - Hiva Oa

HIVA OA 2021	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)
Janvier	288 682	282 949	48 376	80 282	278	250
Février	266 161	261 037	45 702	74 883	281	239
Mars	308 673	302 953	47 162	86 527	280	306
Avril	290 050	284 921	44 463	80 494	278	278
Mai	289 902	284 266	50 216	80 605	278	358
Juin	271 318	266 092	51 868	75 206	277	342
Juillet	271 874	266 392	51 463	76 225	280	373
Août	270 247	265 032	45 993	76 686	284	393
Septembre	271 607	266 357	39 992	77 560	286	376
Octobre	295 308	290 000	10 389	82 108	278	465
Novembre	275 260	270 084	74 764	77 741	282	308
Décembre	289 338	283 798	45 818	79 990	276	306
TOTAL	**3 388 420**	**3 323 881**	**556 206**	**948 307**	**280**	**3 994**

3.4.2 – Atuona

La centrale thermique de Atuona a produit 3 086 180 kWh en 2021 contre 2 857 588 kWh en 2020.
820 457 litres de gazole ont été consommés en 2021 contre 776 529 litres en 2020.
2 967 litres d'huile ont été consommés en 2021 contre 2 651 litres en 2020.
La puissance de pointe appelée est de 730 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

ATUONA 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	263 949	259 496	48 376	68 682	260	169	535
Février	243 789	239 788	45 702	64 783	266	142	595
Mars	281 184	276 703	47 162	74 927	266	228	591
Avril	264 318	260 381	44 463	70 194	266	200	578
Mai	262 595	258 331	50 216	69 055	263	250	617
Juin	245 745	241 800	51 868	64 656	263	257	638
Juillet	247 257	243 121	51 463	65 625	265	286	583
Août	246 105	242 090	45 993	65 586	266	332	511
Septembre	246 486	242 512	39 992	67 260	273	264	0
Octobre	270 141	266 060	10 389	71 998	267	351	730
Novembre	251 056	247 004	74 764	67 851	270	252	629
Décembre	263 555	259 253	45 818	69 840	265	236	587
TOTAL	**3 086 180**	**3 036 539**	**556 206**	**820 457**	266	**2 967**	**730**

Remarque : L'énergie renouvelable (hydro) provient des centrales Taaoa 1&2 et Hanaiapa

3.4.3 – Nahoe

La centrale thermique de Nahoe a produit 75 514 kWh en 2021 contre 68 454 kWh h en 2020.
32 500 litres de gazole ont été consommés en 2021 contre 30 300 litres en 2020. Il y a eu 279 litres d'huile consommés en 2021 contre 241 litres en 2020.
La puissance de pointe appelée est de 27 kW et la puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 36kW.

NAOHE 2021	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	6 546	6 233	2 900	443	25	0
Février	5 983	5 707	2 500	418	29	27
Mars	6 597	6 349	2 800	424	21	14
Avril	6 754	6 493	2 800	415	15	19
Mai	6 727	6 402	2 800	416	32	17
Juin	6 109	5 853	2 800	458	17	16
Juillet	6 764	6 377	2 900	429	24	17
Août	5 929	5 742	2 700	455	21	11
Septembre	5 885	5 609	2 500	425	23	16
Octobre	6 020	5 764	2 600	432	34	18
Novembre	5 787	5 594	2 500	432	16	15
Décembre	6 413	6 163	2 700	421	22	16
TOTAL	**75 514**	**72 286**	**32 500**	**430**	**279**	**27**

3.4.4 – Puamau

La centrale thermique de Puamau a produit 179 439 kWh en 2021 contre 196 901 kWh en 2020.
69 200 litres de gazole ont été consommés en 2021 contre 71 950 litres en 2020.
476 litres d'huile ont été consommés en 2021 contre 366 litres en 2020.
La puissance de pointe appelée est de 41 kW. Celle du groupe électrogène le plus puissant est de 36 kW.

PUAMAU 2021	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	13 906	13 489	6 400	460	38	0
Février	12 578	12 201	5 600	445	46	41
Mars	16 746	16 244	6 500	388	35	33
Avril	15 038	14 587	5 400	359	42	32
Mai	16 549	16 053	6 550	396	44	38
Juin	15 642	15 173	5 650	361	38	34
Juillet	14 226	13 799	5 700	401	42	33
Août	13 955	13 536	5 900	423	21	21
Septembre	15 423	14 960	5 700	370	66	36
Octobre	15 284	14 825	5 300	347	48	29
Novembre	14 699	14 258	5 200	354	24	29
Décembre	15 393	14 931	5 300	344	32	36
TOTAL	**179 439**	**174 056**	**69 200**	**386**	**476**	**41**

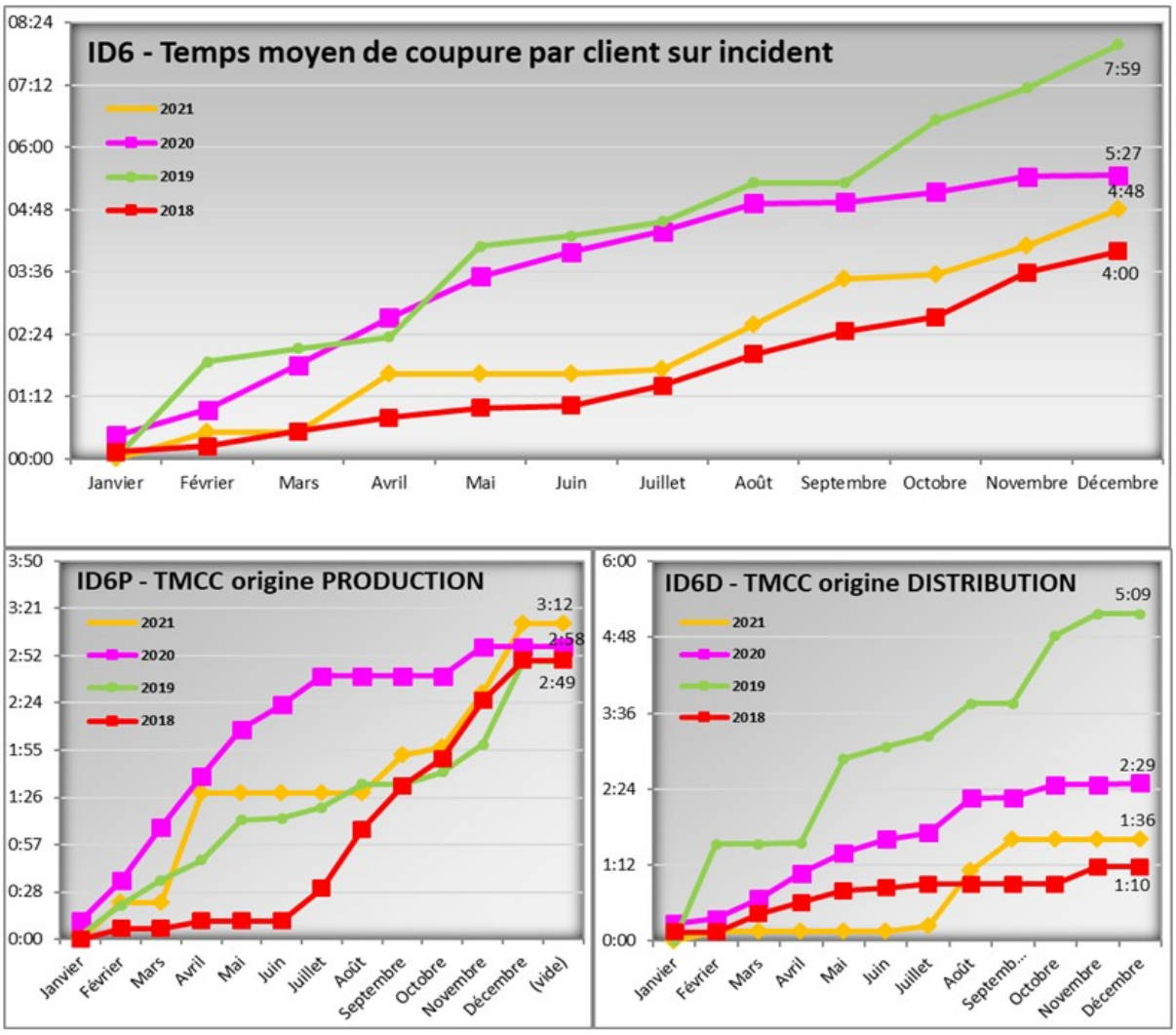
3.4.5 – Hanapaaoa

La centrale thermique de Hanapaaoa a produit 47 287 kWh en 2021 contre 49 958 kWh en 2020.
26 150 litres de gazole ont été consommés en 2021 contre 26 800 litres en 2020.
272 litres d'huile ont été consommés en 2021 contre 265 litres en 2020.
La puissance de pointe appelée est de 20 kW. Celle du groupe électrogène le plus puissant est de 36 kW.

HANAPAAOA 2021	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	4 281	3 731	2 300	537	18	10
Février	3 811	3 341	2 000	525	22	20
Mars	4 146	3 657	2 300	555	22	11
Avril	3 940	3 460	2 100	533	21	11
Mai	4 031	3 480	2 200	546	32	11
Juin	3 822	3 266	2 100	549	30	9
Juillet	3 627	3 095	2 000	551	21	11
Août	4 258	3 664	2 500	587	19	7
Septembre	3 813	3 276	2 100	551	23	10
Octobre	3 863	3 351	2 210	572	32	10
Novembre	3 718	3 228	2 190	589	16	10
Décembre	3 977	3 451	2 150	541	16	11
TOTAL	**47 287**	**41 000**	**26 150**	**553**	**272**	**20**

3.5 - Qualité de service

Le TMCC 2021 est de **4h48** en baisse par rapport à 2020.



3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution–incendie

Un Exercice POI incendie a été réalisé le 10 juin 2021 en présence des sapeurs-pompiers de la commune et du prestataire de livraison en combustible au sein de la centrale de ATUONA. Cf Fait marquants.

Traitement des effluents

En 2021, 1872 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement. Il y a également eu le rapatriement de l'équivalent de 9 fûts de filtres et déchets souillés.

3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

Les faits marquants sont répartis suivants les trois domaines d'activités :

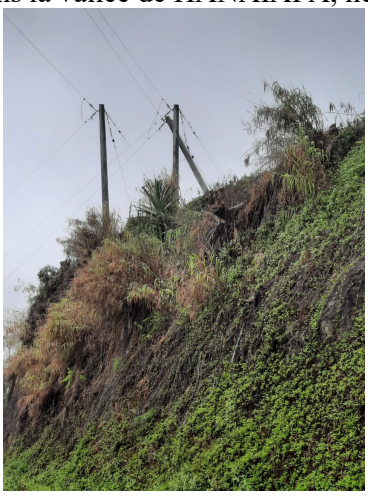
Dans le domaine de la Production

- Incident sur le groupe GE1 en mars 2021 entrainant une période d'indisponibilité avec la nécessité d'intervention du support TAHITI pour dépannage.

- Dans le cadre de la préparation à la visite présidentielle, réception d'un groupe électrogène neuf de type P450 le 07 juillet 2021, en vue de la mise à disposition d'un moyen de secours rapide pour l'alimentation électrique de la zone du centre-ville.
  Mise en place sur le terrain communal à côté des terrains de tennis d'un second groupe électrogène de type P80 en complément.

Dans le domaine de la Distribution

- Chute d'un arbre en novembre 2021 sur une longue portée du réseau de distribution Haute Tension dans la vallée de HANAIAPA, nécessitant l'intervention de prestataires externes.



Dans le domaine de l'Exploitation

- Le 10/06 exercice POI avec l'équipe des pompiers de Hiva oa, J. Fong et Dubois T. en présence du prestataire de PETROPOL pour les mesures de sécurité incendie suivant scénariis.

- Remise des dossiers de réponse aux appels d'offres en juin 2021 pour le renouvellement des contrats de concessions de distribution des îles marquises excepté Ua Huka à la CODIM sur Hiva Oa.

- Tenue des réunions de présentations des offres remises pour l'appel d'offre sur la période du 24 juillet au 05 aout 2021 avec les responsables communaux de chaque île des marquises.
- En décembre 2021, accord entre les communes des îles marquises et EDT d'une prolongation de 2 ans de la concession de distribution d'énergie électrique. (soit jusqu'au 31/12/2023)

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
Hiva-Oa	4	32,8	-						23,64	-	-

3.9 - Unités d'œuvres 2021 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	**818**
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	**349**
Puissance garantie en kW (PG2)	**512**
Nb de kWh vendus	**3 514 453**
Quantité en litre de combustible	**948 307**
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	**3 323 881**
Nb de kWh hydro acheté par tarif	**556 206**
Nb de kWh solaire acheté par tarif	**5 990**
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	**2 980**
Nombre d'abonnés (BT et HT)	**889**

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	-	-	-	**5 990**	-

Répartition des longueurs Réseau 2021

Concession	RESEAU HT				SEAU BT (sans branchemen			RESEAU HT+BT				
	Aerien	*Souterrain*	*Sous-marin*	*TOTAL*	*Aerien*	*Souterrain*	*TOTAL*	*Aerien*	*Souterrain*	*TOTAL*	*% Aérien*	*% Souterrain*
Hiva Oa	27,79	1,14	-	28,93	41,12	5,41	46,52	68,91	6,54	75,45	91,3%	8,7%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES.

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

4.1 Principe de la comptabilité appropriée
4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique
4.3 Actif, Passif et Résultat de la concession
4.4 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, 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 Hiva Oa, en 2021 :

- les imputations directes concernent 88 % du total des dépenses de la concession de Hiva Oa.
  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 12 % 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.

HIVA OA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	82%	6%	**88%**
Frais répartis sur la concession	6%	5%	12%
Total	**89%**	11%	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 :

Hiva Oa		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	29 186	-530 060
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES		15 515 715	-15 515 715
Production thermique - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-195 945	
Production thermique - frais de siège*		1 080 997	
Production thermique - fonction support*		262 897	
Production hydro - Maintenance : AUTRES	Reprise de provisions maintenance hydro	60 213 729	
Production hydro - Conduite et Fonctionnement : AUTRES		3 720 526	-3 720 526
Production d'électricité d'origine hydraulique - frais de siège*		236 935	
Production d'électricité d'origine hydraulique - fonction support*		34 209	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	120 434	-554 494
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES		80 763 759	-80 763 759
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		141	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	35 398	
Distribution d'électricité - frais de siège*		1 043 560	
Distribution d'électricité - fonction support*		93 122	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		116	
Fourniture d'électricité - fonction support*		2	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	123 557	
Clientèle - frais de siège*		306 689	
Clientèle - fonction support*		66 615	
Total		**163 451 642**	**-101 084 554**

* 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	53
	Mise à disposition personnel	**422 742**
Convention d'assistance	La société ENGIE s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	**2 769 908**
Assurance	EDT a souscris son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	**1 723 018**
Assurance	EDT a souscris son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	**505 436**

Autres parties liées

Libellé	Description	53
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	393 143
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	616 460

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 95 % 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 5 % 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.

Suivi des reports déficitaires	Hiva Oa					
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
Solde à l'ouverture	102 439 530	**22 258 586**	**0**	**0**	**0**	**0**
IS déficitaire	0	0	0	0	0	61 072 200
Consommation IS déficitaire	-80 180 945	-22 258 586	0	0	0	0
Solde à la clôture	**22 258 586**	**0**	**0**	**0**	**0**	**61 072 200**

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.

Ces centres d'analyse sont ensuite répartis sur les activités ou services bénéficiaires

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

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

- Les valeurs « Montants répartis dans les concessions » et « Montants répartis sur la concession » prennent en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés).
- Les frais de supports « internes » à l'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

Hiva Oa

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Hiva Oa en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Hiva Oa
Frais de siege	1 324,0	1 116,1			19,2	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des iles	390,7	388,8	25,7	1,0	26,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 088,8	71,9
Clientèle iles	44,1	44,1	1,5	0,0	1,5	Nombre d'abonnés iles	25 841	889
Suivi et developpement	58,4	56,2	0,2	0,1	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	42,1	0,2
Suivi du patrimoine	64,6	64,1	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	41,3	0,1
Travaux réseau	83,4	83,4	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	95,5	0,1
Gestion administrative du solaire	22,5	20,9	0,0	0,0	0,03	Contrats solaires	2 892	4
Service Grand compte	41,4	36,9	0,8	0,0	0,8	Contrats grands comptes	5 333	116
Marketing & E-services	70,8	60,8	0,7	0,0	0,7	Nombre d'abonnés	80 935	889
Animation & réseaux proximité	16,5	14,2	0,2	0,0	0,2	Nombre d'abonnés	80 935	889
Comptabilité client et recouvrement	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	80 935	889
Magasins	-11,8	-11,2	-0,2	0,0	-0,1	Sorties de stock valorisées	1 227 096	16 634
Total support externe					**30,2**			
Support interne de l'ile					31,2			
Total Support					**61,3**			

(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	Hiva Oa	
	2021	2020
Immobilisations concédées *	861 941 576	921 046 883
- Production	336 123 965	388 628 053
- Distribution	525 817 611	532 418 830
Immobilisations privées	45 434 289	45 476 831
Immobilisations en-cours	5 095 728	990 937
- Production	4 439 061	521 859
- Distribution	656 667	469 078
Total immobilisations brutes	912 471 593	967 514 651
Amortissements et provisions **	-864 810 991	-569 435 567
- Production	-331 248 420	-298 718 635
- Distribution	-489 964 216	-228 768 061
- Privés	-43 598 355	-41 948 871
Immobilisations nettes	**47 660 602**	**398 079 084**
Stock	29 607 326	28 022 736
Créances clients	20 700 008	25 553 425
Autres créances	4 567 112	5 668 172
Provisions pour dépréciation	-6 296 055	-3 521 378
Stock et créances nets	**48 578 391**	**55 722 956**
TOTAL ACTIF	**96 238 993**	**453 802 040**

*** Immobilisations concédées**

	2020	2021
Production		
Concessionnaire	*352 256 939*	*299 752 851*
Total concessionnaire	**352 256 939**	**299 752 851**
Total Tiers et concédant	**36 371 114**	**36 371 114**
Total au bilan	**388 628 053**	**336 123 965**
Distribution		
Concessionnaire	*468 738 370*	*459 424 428*
Total concessionnaire	**468 738 370**	**459 424 428**
Tiers et concédant	**63 680 460**	**66 393 183**
Total au bilan	**532 418 830**	**525 817 611**

**** Amortissements et provisions**

	2020	2021
Production		
Concessionnaire	*-268 198 173*	*-299 752 851*
Total concessionnaire	**-268 198 173**	**-299 752 851**
Tiers et concédant	**-30 520 462**	**-31 495 569**
Total au bilan	**-298 718 635**	**-331 248 420**
Distribution		
Concessionnaire	*-201 058 804*	*-459 424 428*
Total concessionnaire	**-201 058 804**	**-459 424 428**
Tiers et concédant	**-27 709 257**	**-30 539 788**
Total au bilan	**-228 768 061**	**-489 964 216**

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	Hiva Oa	
	2021	2020
Résultat	-140 076 111	11 770 013
Capitaux propres	**-140 076 111**	**11 770 013**
Droits des tiers et concédant apports gratuit	40 728 940	41 821 855
- Production	4 875 545	5 850 652
- Distribution	35 853 395	35 971 203
Droits du concédant exigible en nature	**40 728 940**	**41 821 855**
Caducité	0	23 021 960
- Distribution	0	23 021 960
Autres provisions	27 798 067	84 069 944
- PIDR	27 798 067	22 862 958
- Autres provisions	0	61 206 986
Provision pour risques et charges	**27 798 067**	**107 091 904**
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	**63 326 230**	**106 586 059**
Clients - avances sur consommation	3 880 644	3 577 296
Fournisseurs	48 884 252	25 729 090
Dettes fiscales et sociales	50 579 748	61 223 327
Passif de renouvellement	0	95 858 496
- Production	0	70 632 652
- Distribution	0	25 225 844
Autres dettes	0	144 000
Produits constatés d'avance	1 117 223	0
Emprunts et dettes	**104 461 867**	**186 532 210**
TOTAL PASSIF	**96 238 993**	**453 802 040**

Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement, il comprend à l'ouverture les provisions pour renouvellement constituées ainsi que l'amortissement technique des biens renouvelables dans les cas de remise gratuite.

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Hiva Oa 2020			Hiva Oa 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	**PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée**	**148 122 785**		**148 122 785**	**148 618 370**		**148 618 370**
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	974,00		974	974,00		974
	- Forfait FP1	151 938		151 938	153 182		153 182
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	**-79 771 736**	**-121 137**	**-79 892 873**	**-97 074 057**	**127 184**	**-96 946 873**
	par UO : Puissance maximale majorée	-81 901		-82 026	-99 665		-99 535
	- Maintenance	**-35 795 925**		**-35 795 925**	**-44 132 848**		**-44 132 848**
	- AC	-2 151 678		-2 151 678	-6 637 249		-6 637 249
	- ACE	-5 547 172		-5 547 172	-7 521 461		-7 521 461
	- MO	-28 097 075		-28 097 075	-29 974 138		-29 974 138
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	**-6 274 329**		**-6 274 329**	**-1 839 624**		**-1 839 624**
	- AC						
	- ACE	-473 505		-473 505	-936 919		-936 919
	- MO	-67 065		-67 065	-9 743		-9 743
	- AUTRES	-5 733 759		-5 733 759	-892 962		-892 962
	- Amortissement des actifs de concession	**-5 517 195**		**-5 517 195**	**-16 187 649**		**-16 187 649**
	- Dotation amortissement biens au bilan	-17 906 572		-17 906 572	-74 926 575		-74 926 575
	- Dotation / reprise de lissage	12 389 377		12 389 377	58 738 926		58 738 926
	- Quote part des activités support affectées	**-32 184 287**	**-121 137**	**-32 305 424**	**-34 913 936**	**127 184**	**-34 786 752**
	- Fonctions supports	-24 659 413		-24 659 413	-27 194 797		-27 194 797
	- Frais de siège	-7 524 874	-121 137	-7 646 011	-7 719 139	127 184	-7 591 955
P2 Charges variables de production	**PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production**	**2 820 663**		**2 820 663**	**2 959 430**		**2 959 430**
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 982 254		2 982 254	3 110 992		3 110 992
	- Forfait FP2	0,946		0,946	0,955		0,955
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	**-4 907 650**	**-3 406**	**-4 911 056**	**-4 444 112**	**3 133**	**-4 440 979**
	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 1,646		- 1,647	- 1,429		- 1,428
	- Maintenance	**-3 571 254**		**-3 571 254**	**-2 790 703**		**-2 790 703**
	- AC	-1 690 350		-1 690 350	-953 862		-953 862
	- ACE	-516 320		-516 320	-681 386		-681 386
	- MO	-1 364 584		-1 364 584	-1 155 455		-1 155 455
	- AUTRES (provision rév groupes…)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	**-1 336 396**	**-3 406**	**-1 339 802**	**-1 653 409**	**3 133**	**-1 650 276**
	- Fonctions supports	-1 124 815		-1 124 815	-1 463 246		-1 463 246
	- Frais de siège	-211 581	-3 406	-214 987	-190 163	3 133	-187 030
Matières consommées	**PRODUIT AUTORISE : Matières consommées**	**58 930 795**		**58 930 795**	**63 057 710**		**63 057 710**
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	19,76		19,76	20,27		20,27
	- Consommations	**-58 930 798**		**-58 930 798**	**-63 304 183**		**-63 304 183**
	- Gasoil	-57 965 251		-57 965 251	-62 002 220		-62 002 220
	- Huile	-965 547		-965 547	-1 301 963		-1 301 963
ACTIVITES ANNEXES	**PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS**				**195 945**		**195 945**
	- Couts directs	**70 448**		**70 448**	**-195 945**		**-195 945**
	- Quote part des activités support affectées	**-93 030**	**-364**	**-93 394**			
	- Fonctions supports	-70 448		-70 448			
	- Frais de siège	-22 582	-364	-22 946			
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Couts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	**20 620 007**		**20 620 007**	**-521 859**		**-521 859**
	- Couts directs	**-18 806 006**		**-18 806 006**	**521 514**		**521 514**
	- AC	-316 229		-316 229	212 006		212 006
	- ACE	-16 688 142		-16 688 142	293 897		293 897
	- MO	-1 801 635		-1 801 635	15 611		15 611
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	**-2 652 958**		**-2 652 958**	**345**		**345**
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	**230 494 250**		**230 494 250**	**214 309 596**		**214 309 596**
	MARGE AVANT IS	**65 402 519**	**-124 906**	**65 277 613**	**49 813 157**	**130 317**	**49 943 475**
	- I.S.	-30 597 222	58 435	-30 538 787			
	- IS report déficitaire 2020 / 2021				-21 718 186	-56 817	-21 775 004
	MARGE NETTE CONCESSION	**34 805 297**	**-66 471**	**34 738 826**	**49 813 157**	**130 317**	**49 943 475**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**29 584 503**	**-56 501**	**29 528 002**	**49 813 157**	**130 317**	**49 943 475**
	En % des produits	-13%		-13%	-23%		-23%

		Hiva Oa 2020			Hiva Oa 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
Prod ENR EDT	**REVENU AUTORISE**	**5 073 420**		**5 073 420**	**4 499 733**		**4 499 733**
	- UO kWh produits sortie de centrale	602 317		602 317	556 206		556 206
	- Tarif	12,06		12,06	12,06		12,06
	COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	**-26 204 092**	**3 697 654**	**-22 506 438**	**-20 160 598**	**60 242 292**	**40 081 694**
	par UO : kWh produits sortie de centrale	43,51		37,37	36,25		-72,06
	- Maintenance	**-13 049 003**	**3 735 234**	**-9 313 769**	**-7 544 256**	**60 213 729**	**52 669 473**
	- AC	-1 551 845		-1 551 845	-482 763		-482 763
	- ACE	-4 614 760		-4 614 760	-2 247 833		-2 247 833
	- MO	-6 882 398		-6 882 398	-4 813 660		-4 813 660
	- AUTRES		3 735 234	3 735 234		60 213 729	60 213 729
	- Conduite et Fonctionnement	**-557 752**		**-557 752**	**-533 490**		**-533 490**
	- AC						
	- ACE	-557 752		-557 752	-533 490		-533 490
	- MO						
	- AUTRES						
	- Amortissement des actifs de concession	**-1 662 650**		**-1 662 650**	**-3 277 750**		**-3 277 750**
	- Dotation amortissement biens au bilan	-5 396 286		-5 396 286	-15 171 476		-15 171 476
	- Dotation / reprise de lissage	3 733 636		3 733 636	11 893 726		11 893 726
	- Quote part des activités support affectées	**-10 934 687**	**-37 580**	**-10 972 267**	**-8 805 102**	**28 563**	**-8 776 539**
	- Fonctions supports	-8 600 258		-8 600 258	-7 071 562		-7 071 562
	- Frais de siège	-2 334 429	-37 580	-2 372 009	-1 733 540	28 563	-1 704 977
ACTIVITES ANNEXES	**PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS**						
	- Couts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	MARGE AVANT IS						
	En % des produits						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	**-1 730 247**		**-1 730 247**			
	- Couts directs	**1 641 527**		**1 641 527**			
	- AC	69 558		69 558			
	- ACE	1 316 057		1 316 057			
	- MO	255 912		255 912			
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	**88 720**		**88 720**			
SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	**3 343 173**		**3 343 173**	**4 499 733**		**4 499 733**
	MARGE AVANT IS	**-21 130 672**	**3 697 654**	**-17 433 018**	**-15 660 864**	**60 242 292**	**44 581 427**
	- I.S.	9 885 550	-1 729 871	8 155 679			
	- IS report déficitaire 2020 / 2021				6 828 027	-26 265 216	-19 437 189
	MARGE NETTE CONCESSION	**-11 245 122**	**1 967 783**	**-9 277 339**	**-15 660 864**	**60 242 292**	**44 581 427**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**-9 558 354**	**1 672 615**	**-7 885 739**	**-15 660 864**	**60 242 292**	**44 581 427**
	En % des produits	286%		236%	348%		-991%

		Hiva Oa 2020			Hiva Oa 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	**PRODUIT AUTORISE**	**42 547 445**		**42 547 445**	**44 084 427**		**44 084 427**
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	73		73	75		75
	- Forfait FD2	-270 738		-270 738	-589 736		-589 736
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	**-57 008 767**	**-133 640**	**-57 142 407**	**-265 520 818**	**118 843**	**-265 401 975**
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-784 337		-786 176	-3 538 155		-3 536 571
	- Maintenance	**-18 073 844**		**-18 073 844**	**-13 518 416**		**-13 518 416**
	- AC	-1 357 721		-1 357 721	-1 823 059		-1 823 059
	- ACE	-4 481 180		-4 481 180	-3 590 616		-3 590 616
	- MO	-12 234 943		-12 234 943	-8 104 741		-8 104 741
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	**-1 421 931**		**-1 421 931**	**-787 025**		**-787 025**
	- ACE	-352 170		-352 170	-353 106		-353 106
	- MO	-54 501		-54 501			
	- AUTRES	-590 733		-590 733	-433 919		-433 919
	- Amortissement des actifs de concession	**-17 765 102**		**-17 765 102**	**-235 363 813**		**-235 363 813**
	- Reprise lissée caducité	23 021 960		23 021 960	23 021 960		23 021 960
	- Dotation amortissement biens au bilan	-66 012 906		-66 012 906	-283 611 617		-283 611 617
	- Dotation / reprise de lissage	25 225 844		25 225 844	25 225 844		25 225 844
	- Reprise provision pour risque						
	- Quote part des activités support affectées	**-19 747 890**	**-133 640**	**-19 881 530**	**-15 851 564**	**118 843**	**-15 732 721**
	- Fonctions supports	-11 446 340		-11 446 340	-8 638 636		-8 638 636
	- Frais de siège	-8 301 550	-133 640	-8 435 190	-7 212 928	118 843	-7 094 085
ACTIVITES ANNEXES	**PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...**	**1 817 900**		**1 817 900**	**1 931 471**		**1 931 471**
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	**7 088 996**		**7 088 996**	**3 282 804**		**3 282 804**
	- Couts directs	**-5 838 963**		**-5 838 963**	**-2 880 631**		**-2 880 631**
	- AC	-417 661		-417 661	-914 118		-914 118
	- ACE	-734 526		-734 526	-103 500		-103 500
	- MO	-1 575 827		-1 575 827	-1 898 411		-1 898 411
	- AUTRES	-3 110 949		-3 110 949	35 398		35 398
	- Quote part des activités support affectées	**-2 084 402**	**-6 552**	**-2 090 954**	**-2 667 282**	**6 979**	**-2 660 303**
	- Fonctions supports	-1 677 369		-1 677 369	-2 243 678		-2 243 678
	- Frais de siège	-407 033	-6 552	-413 585	-423 604	6 979	-416 625
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	**6 942 431**		**6 942 431**	**18 890 283**		**18 890 283**
	- Couts directs	**-6 612 205**		**-6 612 205**	**-18 047 017**		**-18 047 017**
	- AC	-3 447 285		-3 447 285	-7 238 512		-7 238 512
	- ACE	-1 844 256		-1 844 256	-9 793 478		-9 793 478
	- MO	-604 007		-604 007	-1 015 027		-1 015 027
	- AUTRES	-716 657		-716 657			
	- Quote part des activités support affectées	**-335 869**		**-335 869**	**-812 346**		**-812 346**
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
	TOTAL DES PRODUITS	**58 396 772**		**58 396 772**	**68 188 985**		**68 188 985**
	MARGE AVANT IS	**-13 483 434**	**-140 192**	**-13 623 626**	**-221 739 110**	**125 823**	**-221 613 287**
	- I.S.	6 307 947	65 586	6 373 533			
	- IS report déficitaire 2020 / 2021				96 676 693	-54 858	96 621 835
	MARGE NETTE CONCESSION	**-7 175 487**	**-74 606**	**-7 250 093**	**-221 739 110**	**125 823**	**-221 613 287**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**-6 099 164**	**-63 415**	**-6 162 579**	**-221 739 110**	**125 823**	**-221 613 287**
	En % des produits	10%		11%	325%		325%

		Hiva Oa 2020			Hiva Oa 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	**PRODUIT AUTORISE et redevance solaire**	**215 101 500**		**215 101 500**	**219 276 286**		**219 276 286**
	- Achat d'electricité d'origine thermique (*)	209 874 243		209 874 243	214 635 510		214 635 510
	- Achat d'electricité d'origine hydraulique (RA)	5 073 420		5 073 420	4 499 733		4 499 733
	- Achat d'electricité d'origine solaire (RA)	153 837		153 837	141 044		141 044
	- Achat d'electricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COUTS D'ACHAT	**-215 101 500**		**-215 101 500**	**-219 276 838**		**-219 276 838**
	- Achat d'electricité d'origine thermique (*)	-209 874 243		-209 874 243	-214 635 510		-214 635 510
	- Achat d'electricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)	-5 073 420		-5 073 420	-4 499 733		-4 499 733
	- Achat d'electricité d'origine hydraulique CHPP						
	- Achat d'electricité d'origine solaire (**)	-153 837		-153 837	-141 595		-141 595
	GESTION ADMINISTRATIVE	**-27 634**	**-37**	**-27 671**	**-30 258**	**23**	**-30 235**
	- Produits de la Redevance solaire						
	- Couts de Fonctionnement						
	- ACE						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	**-27 634**	**-37**	**-27 671**	**-30 258**	**23**	**-30 235**
	- Fonctions supports	-25 354		-25 354	-28 850		-28 850
	- Frais de siège	-2 280	-37	-2 317	-1 408	23	-1 385
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	**PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS**						
	- Couts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
GESTION DE CLIENTELE	**PRODUIT AUTORISE**	**19 285 579**		**19 285 579**	**19 684 468**		**19 684 468**
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	852		852	864		864
	- Forfait FC	-22 615,34		-22 615	-22 872,00		-22 872
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	**682 011**		**682 011**	**850 996**		**850 996**
	- Frais de relance	482 200		482 200	639 464		639 464
	- Frais de perception de taxe	199 811		199 811	211 532		211 532
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	**-33 104 837**	**-38 911**	**-33 143 748**	**-34 989 098**	**36 973**	**-34 952 125**
	par UO : Nombre d'abonnés	-38 855		-38 901	-40 497		-40 454
	- Affranchissements	**-823 628**		**-823 628**	**-1 049 983**		**-1 049 983**
	- Fonctionnement	**-17 055 364**		**-17 055 364**	**-17 823 394**		**-17 823 394**
	- AC	-364 533		-364 533	-71 274		-71 274
	- ACE	-473 555		-473 555	-221 311		-221 311
	- MO	-15 795 626		-15 795 626	-17 099 751		-17 099 751
	- AUTRES	-421 650		-421 650	-431 058		-431 058
	- Quote part des activités support affectées	**-15 225 845**	**-38 911**	**-15 264 756**	**-16 115 721**	**36 973**	**-16 078 748**
	- Fonctions supports	-12 808 747		-12 808 747	-13 871 750		-13 871 750
	- Frais de siège	-2 417 098	-38 911	-2 456 009	-2 243 971	36 973	-2 206 998
ACTIVITES ANNEXES	**PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS**	**410 511**		**410 511**	**316 408**		**316 408**
	- Frais de coupure	410 511		410 511	316 408		316 408
	- Couts directs	**-188 035**		**-188 035**			
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-188 035		-188 035			
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	**-217 032**	**-800**	**-217 832**			
	- Fonctions supports	-167 314		-167 314			
	- Frais de siège	-49 718	-800	-50 518			
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
	TOTAL DES PRODUITS	**235 479 601**		**235 479 601**	**240 128 159**		**240 128 159**
	MARGE AVANT IS	**-13 159 437**	**-39 748**	**-13 199 185**	**-14 168 035**	**36 996**	**-14 131 039**
	- I.S.	6 156 372	18 595	6 174 967			
	- IS report déficitaire 2020 / 2021				6 177 164	-16 130	6 161 034
	MARGE NETTE CONCESSION	**-7 003 065**	**-21 153**	**-7 024 218**	**-14 168 035**	**36 996**	**-14 131 039**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**-5 952 606**	**-17 980**	**-5 970 585**	**-14 168 035**	**36 996**	**-14 131 039**
	En % des produits	3%		3%	6%		6%

		Hiva Oa 2020			Hiva Oa 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2019						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production	1 095 209		1 095 209	1 149 716		1 149 716
	- 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	**2 427 433**		**2 427 433**	**1 638 220**		**1 638 220**
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-2 427 433		-2 427 433	-1 644 623		-1 644 623
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	MARGE AVANT IS				**-6 403**		**-6 403**
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2020 / 2021				2 792		2 792
	MARGE NETTE CONCESSION				**-6 403**		**-6 403**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE				**-6 403**		**-6 403**
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	**316 288 775**		**316 288 775**	**310 779 166**		**310 779 166**
	TOTAL DES CHARGES (*)	**-297 564 589**	**3 392 807**	**-294 171 782**	**-511 390 704**	**60 535 427**	**-450 855 277**
	MARGE AVANT IS	**18 724 186**	**3 392 807**	**22 116 993**	**-200 611 539**	**60 535 427**	**-140 076 111**
	- I.S.	-8 759 725	-1 587 255	-10 346 980			
	- IS report déficitaire 2020 / 2021				87 465 221	-26 393 021	61 072 200
	MARGE NETTE CONCESSION	**9 964 461**	**1 805 552**	**11 770 013**	**-200 611 539**	**60 535 427**	**-140 076 111**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**8 469 792**	**1 534 719**	**10 004 511**	**-200 611 539**	**60 535 427**	**-140 076 111**
	En % des produits	-2,7%		-3,2%	64,6%		45,1%

(*) : 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

+ 60 MF liés à une reprise de provision pour risque et charges (effets du protocole transactionnel du 3 février 2021)
+ 0.5 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 : **- 6 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 qui diminuent de - **11 MF** sont :

- **Production thermique : - 21 MF**
  - - 21 MF au titre des travaux immobilisés dont :
    - - 11 MF au titre de l'installation d'une cuve container gasoil à la centrale en 2020
    - - 9 MF au titre de l'aménagement d'une aire de dépotage en 2020
    - - 1 MF au titre d'autres investissements

- **Production hydraulique : + 2 MF**
    - + 2 MF au titre des travaux immobilisés

- **Distribution : + 8 MF**
    - + 12 MF au titre des travaux immobilisés dont :
        - + 13 MF au titre du renouvellement réseau HTA et BT
        - - 1 MF au titre d'autres investissements
    - - 4 MF au titre des travaux vendus dont :
        - - 4 MF au titre des travaux multiaffaires

Commentaires sur la variation des charges : **+ 213 MF**

- **Production thermique : - 1 MF**

    - - 22 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
        - - 11 MF au titre de l'installation d'une cuve container gasoil à la centrale en 2020
        - - 9 MF au titre de l'aménagement d'une aire de dépotage en 2020
        - - 2 MF au titre d'autres investissements
    - + 4 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles…)
    - + 17 MF au titre de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
        - + 10 MF au titre des charges calculées
        - + 8 MF au titre de la maintenance des centrales
        - + 3 MF au titre des fonctions support et frais de siège
        - - 4 MF au titre de la conduite et fonctionnement de la centrale

- **Production hydraulique : - 4 MF**
    - - 6 MF au titre de la conduite et maintenance des centrales hydrauliques dont :
        - - 5 MF au titre de la maintenance des centrales hydrauliques
        - - 2 MF au titre des fonctions support et des frais de siège
        - + 1 MF au titre des charges calculées
    - + 2 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

- **Distribution : + 218 MF**
    - + 208 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
        - + 217 MF au titre des charges calculées : cette hausse intègre les effets du protocole transactionnel du 3 février 2021
        - - 4 MF sur les fonctions support et frais de siège
        - - 5 MF au titre de la conduite et de la maintenance du réseau
    - + 12 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
        - + 13 MF au titre du renouvellement réseau HTA et BT
        - - 1 MF au titre d'autres investissements
    - - 2 MF au titre des travaux vendus

- **Fourniture : + 2 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
    - + 1 MF sur les fonctions support et frais de siège
    - + 1 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle

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

- **Financier : - 1 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : **- 219 MF**

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 5 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 4 MF sur les matières consommées.
- Une baisse de 1 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une baisse de 9 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une hausse de 2 MF sur les coûts de fonctionnement de la Clientèle.
- Une hausse de 230 MF sur les charges calculées
- Une hausse de 2 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 1,52 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élève à 1.117.223 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élève à 1.117.223 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*
286.950.341	**=**	**218.987.244**	**+**	**67.963.097**	**- 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	974	974		152 075	153 182	0,7%	148 120 629	149 199 268	0,7%
Nb de kWh produits	2 982 254	3 110 992	4,3%	0,947	0,955	0,9%	2 822 816	2 970 997	5,2%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements	72,684	75,045	3,2%	585 376	589 736	0,7%	42 547 445	44 256 738	4,0%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	852	864	1,4%	22 636	22 872	1,0%	19 285 581	19 761 408	2,5%
RE - "Forfaits"							**212 776 471**	**216 188 411**	**1,6%**
Résultat financier							2 427 434	1 644 623	**-32,2%**
Partage des gains de rendement							1 095 209	1 154 210	
RE (Revenu de l'exploitation)							**216 299 114**	**218 987 244**	**1,2%**

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	905 579	64,01	57 965 248	948 307	65,38	62 002 218
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	3 523	274,07	965 547	3 994	325,98	1 301 963
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	6 507	23,64	153 837	5 990	23,64	141 595
Prod ENR EDT		602 317	8,42	5 073 420	556 206	8,12	4 517 321
Transport	T						
CE Total				**64 158 052**			**67 963 097**

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	152 170 265	-592 465	151 577 800
Activité de dispatching			0
Activité de distribution	44 256 738	-172 311	44 084 427
Activité de fourniture	19 761 408	-76 940	19 684 468
Résultat financier	1 644 623	-6 403	1 638 220
Partage des gains de rendement	1 154 210	-4 494	1 149 716
Sous total (1)	218 987 244	-852 613	218 134 631
Carburant : GO	62 002 218	-241 402	61 760 816
Carburant : Fuel			0
Urée			0
Huiles	1 301 963	-5 069	1 296 894
Energie achetée Hydro	0		0
Energie achetée Solaire	141 595	-551	141 044
Prod ENR EDT	4 517 321	-17 588	4 499 733
Transport			0
Sous total (2)	67 963 097	-264 610	67 698 487
Total (1)+(2)	286 950 341	-1 117 223	285 833 118

		Hiva Oa						
		2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	**127 326 345**	**122 289 114**	**121 535 745**	**106 192 006**	**106 618 836**	**106 873 132**	**107 759 700**
Péréquation	B	n/a	n/a	144 829 925	135 129 724	137 432 919	n/a	148 059 113
CA péréqué	C=A+B	**n/a**	**n/a**	**266 365 670**	**241 321 730**	**244 051 755**	**n/a**	**255 818 813**
Ecart RA/CA		159 623 996	158 168 052	n/a	n/a	11 151 257	142 948 762	n/a
Revenu autorisé		**286 950 341**	**280 457 166**	**271 713 343**	**264 060 180**	**255 203 011**	**249 821 894**	**255 818 813**
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	-11 151 257	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	7 198 943	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA		-1 117 223						
Produits comptabilisés		**285 833 118**	**280 457 166**	**266 365 670**	**241 321 730**	**251 250 698**	**249 821 894**	**255 818 813**

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)	**3 514 453**	**3 344 762**
Rendement electrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	89,0%	88,4%
Nombre de kWh à produire ou acheter		
Achat Photovoltaique à 23,64 F/kWh	5 990	6 507
Total Production Photovoltaique	5 990	6 507
Production hydro	556 206	602 317
Production Total EnR	**562 196**	**608 824**
Production brute thermique à produire	3 388 420	3 172 901
Production Nette thermique à produire	3 323 881	3 110 992
Total production (EDT et Autres)	**3 950 616**	**3 781 725**
Consommation spécifique L/KWh		
Gasoil Centrale thermique	0,280	0,285
Stock Matières Premières en volume (l)		
Stock Initial	59 300	42 250
Achat Matière premiere	947 448	922 629
Stock Final	58 441	59 300
Consommation Matière 1iere	**948 307**	**905 579**
Consommation spécificique compta L/KWh	0,280	0,285
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	65,38 F	64,01 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	325,98 F	274,07 F
Stock Matières Premières en XPF		
Stock Initial	2 986 645	3 160 638
Achat Matière premiere	63 978 149	57 791 254
Stock Final	4 962 576	2 986 645
Consommation Matière 1iere	**62 002 218**	**57 965 248**
Huile	**1 301 963**	**965 547**
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	**63 304 180**	**58 930 795**
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	**141 595**	**153 837**
Coût total de l'huile	**1 301 963**	**965 547**
(CE) TOTAL achat de matières premières	**63 445 775**	**59 084 632**

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	392 553 432	0 (1)	-7 508 494	-58 543 373 (2)	9 622 400 (5)	336 123 965
Distribution	538 952 595	21 415 417 (3)	-9 304 408	-25 245 993 (4)		525 817 611
Total	**931 506 027**	**21 415 417**	**-16 812 902**	**-83 789 366**	**9 622 400**	**861 941 576**
Dont droit incorporel						-

Détail Production :

(1) Pas de mouvement sur 2021
(2) Cession sur droit incorporel -58 543 373 F

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
	MOTEUR FG WILSON P400 ATU	R15019	6 300 000	100%	6 300 000	-
	ALTERNAT FG WILS P400 ATU	R15019	2 750 000	100%	2 750 000	-
	ACCESSOIRE WILS P400 ATUO	R15019	572 400	100%	572 400	-
(5)	**TOTAL TRANSFERT PRODUCTION HIVA OA**		**9 622 400**		**9 622 400**	**-**

Détail Distribution :

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
	RNV RSX HT/BT PMT HIVA OA	PM5300	17 875 410	0%	-	17 875 410
	BRCHT/COMPTAGES HIVA OA CP 2021	CP2021	827 284	9%	72 975	754 309
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13		**18 702 694**		**72 975**	**18 629 719**
	COMPTAGE TIERS HIV 2020FINANCEMENT HIVA OA	BRT12/20	2 712 723	100%	2 712 723	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA		**2 712 723**		**2 712 723**	**-**
(3)	**TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION HIVA OA**		**21 415 417**		**2 785 698**	**18 629 719**

(4) Cession sur droit incorporel -25 245 993 F

Les immobilisations en cours du domaine concédé, non répertoriées dans ce tableau s'élèvent à 0.6 MF contre 0.9 MF fin 2020 soit une diminution de 0.3 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	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique *
AMNGT VOIRIE-AIRE DEPOTAG	R53904	01/11/2020	30	10 583 974	-	408 614	-	10 175 360
A.N CONSTRUCT ATUONA	1	01/01/1975	42	31 016 931	-	31 016 931	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	1992	01/01/1992	35	-	10 530 056	-	9 031 532	1 498 524
CLOISONNEMENT PARE FEU	R53800	08/08/2008	1	2 341 827	-	2 341 827	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	R53505	01/11/2016	7	4 581 218	-	3 381 674	-	1 199 544
CPL MOTEUR FG WILSON P450	R53505	01/05/2017	7	592 139	-	425 541	-	166 597
MOTEUR FG WILSON P400 HIV	R53802	01/03/2008	8	5 676 469	-	5 676 469	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	R53505	01/11/2016	7	4 581 218	-	3 381 674	-	1 199 544
CPL MOTEUR FG WILSON P450	R53505	01/05/2017	7	592 139	-	425 541	-	166 597
MOTEUR PERKINS P450 ATUON	R53900	15/11/2019	7	5 111 676	-	1 554 510	-	3 557 166
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	R53505	01/11/2016	7	1 997 204	-	1 474 257	-	522 947
CPL ALTERNAT FG WILS P450	R53505	01/05/2017	7	258 473	-	185 752	-	72 721
ALTERNAT FG WILS P400 HIV	R53802	01/03/2008	8	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	R53505	01/11/2016	7	1 997 204	-	1 474 257	-	522 947
CPL ALTERNAT FG WILS P450	R53505	01/05/2017	7	258 473	-	185 752	-	72 721
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	BEP757	01/01/2010	15	2 552 716	-	2 055 438	-	497 278
ACCESSOIRE FG WILS P450	R53505	01/11/2016	7	3 716 449	-	2 743 336	-	973 113
CPL ACCESSOIRE WILS P450	R53505	01/05/2017	7	480 196	-	345 093	-	135 102
ACCESSOIRE WILS P400 HIVA	R53802	01/03/2008	8	2 659 528	-	2 659 528	-	-
ACCESSOIRE FG WILS P450	R53505	01/11/2016	7	3 716 449	-	2 743 336	-	973 113
CPL ACCESSOIRE WILS P450	R53505	01/05/2017	7	480 195	-	345 092	-	135 102
ACCESSOIRE WILS P450 HIVA	BEP757	01/01/2010	11	301 043	-	301 043	-	-
A.N FILIERE ATUONA	1	01/01/1975	46	1 059 530	-	1 059 530	-	-
RNV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	G53200	01/11/2020	25	11 832 018	-	551 080	-	11 280 938
NV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	R53904	01/11/2020	25	25 770 099	-	1 200 251	-	24 569 848
INSTALLATION CONDENSATEUR	R53700	15/12/2007	13	5 004 406	-	5 004 406	-	-
SUPERVIS°GE SEPAM ATUONA	R53100	01/01/2013	24	1 330 639	-	495 836	-	834 803
COFFRETS COMPTAGES ATUONA	R53202	01/09/2013	24	1 839 892	-	652 730	-	1 187 162
ACHAT TGBT ATUONA HIVA	R53303	01/08/2015	22	9 178 174	-	2 731 301	-	6 446 873
ETUDES DDAE CTRLE HIVA OA	R53901	01/01/2014	23	1 556 782	-	541 675	-	1 015 107
CENTRALE DE DETECTION	R53404	24/06/2005	15	3 055 718	-	3 055 718	-	-

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique *
SYST EXTINCT INCENDIE	R53800	08/08/2008	12	1 686 411	-	1 686 411	-	-
F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	R53902	01/09/2010	10	666 222	-	666 222	-	-
RENFORC SECURITE ATUONA	R53103	01/03/2012	25	6 139 767	-	2 416 881	-	3 722 886
INST EVENTS ATUONA HIVA	R53204	01/03/2012	25	184 222	-	72 518	-	111 704
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	R53502	01/10/2015	21	258 315	-	75 465	-	182 850
DETECT°/EXTINCT° GAZ TGBT	R53506	30/04/2016	21	1 311 670	-	355 924	-	955 746
MOTEUR FG WILSON P400 ATU	R15019	17/07/2015	7	6 381 900	-	5 892 330	-	489 570
ALTERNAT FG WILS P400 ATU	R15019	17/07/2015	7	2 785 750	-	2 572 049	-	213 701
ACCESSOIRE WILS P400 ATUO	R15019	17/07/2015	7	579 841	-	535 360	-	44 481
TOTAL CENTRAL ATUONA				166 594 702	10 530 056	95 169 178	9 031 532	72 924 048
AN CONST CONCEDANT HIVA	1992	01/01/1992	35	-	1 851 438	-	1 587 961	263 477
FG WILSON P55 HANAPAAOA	R53901	16/09/2019	5	6 378 966	-	2 925 586	-	3 453 380
FG WILSON P55 HANAPAAOA	R53902	16/09/2019	5	5 949 615	-	2 728 673	-	3 220 942
A.N FILIERE HANAPAOA	1	01/01/1985	36	291 886	-	291 886	-	-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	1992	01/01/1992	25	-	74 127	-	74 127	-
F&P TGBT CENTRALE HANAPAA	R53706	01/08/2018	8	4 116 884	-	1 673 765	-	2 443 120
TOTAL CENTRAL HANAPAAOA				16 737 351	1 925 565	7 619 909	1 662 088	9 380 918
A.N CONSTRUCTION HANAIAPA	1	01/01/1988	35	1 641 108	-	1 595 247	-	45 861
AN CONST CONCEDANT HIVA	1992	01/01/1992	35	-	5 461 744	-	4 684 488	777 256
BIWATER 105KVA HANAIAPA	1	01/01/1982	40	9 425 794	-	9 425 794	-	-
A.N FILIERE HANAIAPA	1	01/01/1988	33	301 952	-	301 952	-	-
AUTOMATISA°TURBINE HANAIA	R53504	17/07/2020	25	1 267 551	-	73 900	-	1 193 651
TOTAL CENTRAL HANAIAPA				12 636 405	5 461 744	11 396 893	4 684 488	2 016 769
A.N CONSTRUCT NAOHE	1	01/01/1985	32	1 586 404	-	1 586 404	-	-
FG WILSON P50 G294 NAOHE	R53505	01/11/2016	5	2 279 186	-	2 279 186	-	-
CPL WILS P50 G294 NA0HE	R53505	01/01/2017	4	595 366	-	595 366	-	-
FG WILSON P55 NAOHE	R53902	16/09/2019	5	6 008 077	-	2 755 485	-	3 252 592
A.N FILIERE NAOHE	1	01/01/1985	36	291 886	-	291 886	-	-
F&P TGBT CENTRALE NAOHE	R53705	01/08/2018	2	4 292 599	-	4 292 599	-	-
TOTAL CENTRAL NAOHE				15 053 518	-	11 800 926	-	3 252 592
A.N CONSTRUCT PUAMAU 80M2	1	01/01/1988	35	1 641 108	-	1 595 247	-	45 861
AN CONST CONCEDANT HIVA	1992	01/01/1992	35	-	6 834 894	-	5 862 226	972 668
PELTON BIWATER PUAMAU	1	01/01/1988	40	10 188 824	-	8 666 083	-	1 522 741
A.N FILIERE PUAMAU 80M2	1	01/01/1988	33	301 951	-	301 951	-	-
AN FILIERE CONCED HIVA OA	1992	01/01/1992	25	-	163 079	-	163 079	-
TOTAL CENTRAL PUAMAU 80M2				12 131 883	6 997 973	10 563 281	6 025 305	2 541 270

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique *
A.N CONSTRUCT PUAMAU 50M2	1	01/01/1992	25	1 709 170	-	1 709 170	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	1992	01/01/1992	35	-	3 857 164	-	3 308 254	548 910
REAL AIRE DEPOTAGE CENT	R53702	01/01/2018	9	684 236	-	304 105	-	380 131
F&P POTENCE DE LEVAGE ROT	R53503	01/01/2018	9	1 439 684	-	639 860	-	799 824
F&P REHAUSSE CLOTURE CENT	R53600	01/01/2018	9	965 356	-	429 047	-	536 309
REAL APPENTIS AU DESSUS C	R53703	01/02/2018	9	927 864	-	407 705	-	520 159
FG WILSON P50 G1 PUAMAU	R53500	01/09/2016	5	4 579 124	-	4 579 124	-	-
FG WILSON P50 G2 PUAMAU	R53500	01/09/2016	5	4 579 124	-	4 579 124	-	-
CUVE GASOIL 5000L PUAMAU	R53102	01/01/2014	13	1 061 473	-	653 438	-	408 035
F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	R53501	01/01/2017	10	2 658 830	-	1 329 415	-	1 329 415
RNV SEPARATEUR HYDROCARBU	R53602	01/10/2018	8	403 061	-	158 882	-	244 179
F&P PASSERELLE ACCES CUVE	R53401	01/01/2015	12	488 249	-	284 923	-	203 326
TOTAL CENTRAL PUAMAU 50M2				19 496 171	3 857 164	15 074 793	3 308 254	4 970 288
A.N CONSTRUCT TAAOA 36M2	1	01/01/1982	35	2 516 365	-	2 516 365	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	1992	01/01/1992	35	-	2 476 299	-	2 123 899	352 400
BOUVIER 115KVA TAAOA	1	01/01/1982	40	10 188 823	-	10 188 823	-	-
A.N FILIERE TAAOA 36M2	1	01/01/1982	39	462 991	-	462 991	-	-
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA36	R53100	01/01/2013	8	443 547	-	443 547	-	-
F&P GARDE CORPS BASSIN	R53206	01/01/2014	7	328 621	-	328 621	-	-
SECURISAT°ACCES CAPTAGES	BHA823	01/01/2020	25	571 371	-	45 710	-	525 662
TOTAL CENTRAL TAAOA 36M2				14 511 718	2 476 299	13 986 057	2 123 899	878 062
A.N CONSTRUCT TAAOA 62M2	1	01/01/1988	29	6 783 244	-	6 783 244	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	1992	01/01/1992	35	-	5 122 313	-	4 393 361	728 952
BIWATER FH TAAOA	1	01/01/1988	40	24 453 178	-	20 798 600	-	3 654 578
A.N FILIERE TAAOA 62M2	1	01/01/1988	33	1 248 064	-	1 248 064	-	-
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA62	R53100	01/01/2013	10	443 547	-	399 314	-	44 233
FOURNIT. SUPERVIS° TAAOA	R53200	01/01/2014	9	257 392	-	228 871	-	28 521
NVEAU LINER BASSIN TAAOA2	BHA826	01/01/2020	25	6 706 779	-	536 542	-	6 170 237
PROTECTION DECOUPLAGE CEN	R53402	01/02/2018	5	2 698 899	-	2 152 011	-	546 888
TOTAL CENTRAL TAAOA62M2				42 591 103	5 122 313	32 146 646	4 393 361	11 173 409
TOTAL PRODUCTION HIVA OA				**299 752 851**	**36 371 114**	**197 757 683**	**31 228 927**	**107 137 355**
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	408720	01/01/2020	25	163 080	-	13 046	-	150 033
TRANSFO TAPEATA HIVA OA	CP2014	01/07/2014	25	498 133	-	149 576	-	348 557
TRANSFO HIVA OA ATUONA	735020	30/10/2018	25	688 370	-	87 357	-	601 013
TRANSFO V1022 PYLONE HIVA	831365	01/07/2020	25	-	1 017 176	-	61 086	956 090

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique *
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	530 400	01/11/2004	25	1 418 071	-	974 234	-	443 837
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	51907	01/07/2005	25	159 217	-	105 162	-	54 055
TRANSFO TAAOA HIVA OA	528350	01/01/2006	25	272 556	-	174 525	-	98 031
POSTE RTE TAAOA HIVA OA	528350	01/01/2006	25	475 488	-	304 469	-	171 019
TRANSFO POSTE CP DP HIVAO	CP ILES	01/07/2006	25	1 458 621	-	905 064	-	553 557
POSTE HIVA OA 2001	2001	01/01/2001	25	488 377	-	410 451	-	77 926
POSTE HIVA OA 2003	2003	01/01/2003	25	13 541 752	-	10 297 668	-	3 244 084
POSTE DP HIVA OA 2009	CP	01/07/2009	25	456 261	-	228 306	-	227 955
RENV 5 IACM PAR 5 IAM HIV	601460	01/05/2018	15	14 715 074	-	3 601 498	-	11 113 576
RES.AERIEN HIVA OA 98	1998	01/01/1998	25	28 454 284	-	27 331 704	-	1 122 580
RES.AERIEN HIVA OA 99	1999	01/01/1999	25	17 565 223	-	16 169 630	-	1 395 593
RES.AERIEN HIVA OA 2000	2000	01/01/2000	25	1 082 378	-	953 086	-	129 292
RES.AERIEN HIVA OA 2001	2001	01/01/2001	25	984 853	-	827 708	-	157 145
RESEAUX HIVA OA 2001	2001	01/01/2001	25	-	553 742	-	465 386	88 356
RESEAUX HIVA OA 2001	2001	01/01/2001	25	-	329 672	-	277 069	52 603
RES.AERIEN HIVA OA 2002	2002	01/01/2002	25	9 276 957	-	7 425 632	-	1 851 325
RESEAUX HIVA OA 2002	2002	01/01/2002	25	-	4 008 274	-	3 208 376	799 898
RESEAUX HIVA OA 2002	2002	01/01/2002	25	-	1 469 968	-	1 176 619	293 349
RES.AERIEN HIVA OA 2003	2003	01/01/2003	25	7 504 388	-	5 706 624	-	1 797 764
RESEAUX HIVA OA 2003	2003	01/01/2003	25	-	2 313 321	-	1 759 138	554 183
RESEAUX HIVA OA 2003	2003	01/01/2003	25	-	339 799	-	258 396	81 403
RESEAU BTA QTIER TAHAUKU	380 170	01/01/2004	25	739 415	-	532 703	-	206 712
RESEAUX HTA/BTA MAKE MAKE	437 500	13/04/2005	25	5 422 605	-	3 628 540	-	1 794 065
RESEAUX HIVA OA 2005	2005	01/06/2005	25	-	945 482	-	627 593	317 889
RESEAUX HIVA OA 2005	2005	01/06/2005	25	-	1 831 295	-	1 215 579	615 716
RESEAUX CP 51906 2005HIVA	51906	01/06/2005	25	103 217	-	68 513	-	34 704
RESEAUX BTA QTIER DESOUZA	510 680	12/07/2005	25	1 161 034	-	765 455	-	395 579
EXT BTA LOTISS PAEPAENUI	D53 205	30/12/2005	25	1 856 869	-	1 189 414	-	667 455
EXT BTA QTIER AVAEORU	522 900	30/12/2005	25	518 346	-	332 025	-	186 321
RESEAU HT/BT RTE TAAAO	528350	01/01/2006	25	13 278 365	-	8 502 519	-	4 775 846
RESEAU HTA HIVA OA	425150	01/01/2006	25	6 393 277	-	4 093 799	-	2 299 478
RESEAUX HIVA OA 2006	TIERS	01/07/2006	25	-	4 089 633	-	2 537 589	1 552 044
RESEAUX HIVA OA 2006	CONCED	01/07/2006	25	-	682 244	-	423 328	258 916
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	CP	01/07/2006	25	514 799	-	319 429	-	195 370

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique *
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	530 400	01/11/2004	25	1 418 071	-	974 234	-	443 837
RESEAUX CP HIVA OA 2007	CP	01/07/2007	25	2 985 290	-	1 732 940	-	1 252 350
RESEAUX HIVAOA 2007	CONCED	01/07/2007	25	-	444 867	-	258 242	186 625
RESEAUX HIVA OA 2007	TIERS	01/07/2007	25	-	5 247 849	-	3 046 340	2 201 509
15% QUOTE PART EDT 2007	71906	01/07/2007	25	624 692	-	362 629	-	262 063
RESEAU 2008 CONCEDANT	2008	01/01/2008	25	-	82 308	-	46 120	36 188
EXT BTA AERIEN QT HEITAA	751690	03/06/2008	25	286 156	-	155 512	-	130 644
BTA AERIEN QT TEHEVINI	751700	03/06/2008	25	268 764	-	146 060	-	122 704
EXT BTA AERINNE QTIER	751360	18/06/2008	25	706 188	-	382 618	-	323 570
RESEAUX CP HIVA OA 2008	CP	01/07/2008	25	14 653 113	-	7 918 301	-	6 734 812
RESEAUX 2008 TIERS	2008	01/07/2008	25	-	3 535 241	-	1 910 386	1 624 855
BTA AERIENNE QT PETERANO	751680	03/07/2008	25	516 637	-	279 069	-	237 568
RESEAUX CP HIVA OA 2009	CP	01/07/2009	25	2 970 258	-	1 486 268	-	1 483 990
RESEAUX 2009 CONCEDANT	BRCHT12	01/12/2009	25	-	53 245	-	25 750	27 495
RESEAUX CP HIVA OA 2010	CP	01/07/2010	25	17 720 169	-	8 158 075	-	9 562 094
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAU	809060	01/01/2011	25	408 614	-	179 880	-	228 734
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONA	809550	01/01/2011	25	251 986	-	110 929	-	141 057
RESEAUX CP HIVA OA 2011	CP	01/07/2011	25	29 719 762	-	12 493 699	-	17 226 063
RESEAUX 2011 CONCED HIVA	BRCH2011	01/07/2011	25	-	128 862	-	54 171	74 691
EXT 14A1 QT TOUATEKINA	133020	01/01/2012	25	2 018 134	-	807 696	-	1 210 438
RESEAUX CP HIVA OA 2012	CP	01/07/2012	25	29 338 223	-	11 156 563	-	18 181 660
RESEAUX 2012 CONCED HIVA	BRCH2012	01/07/2012	25	-	2 385 724	-	907 229	1 478 495
RESEAUX CP HIVA OA 2013	CP 03/13	01/07/2013	25	47 737 306	-	16 243 763	-	31 493 543
RESEAUX 2013 CONCED HIVA	BRT11/13	01/07/2013	25	-	118 659	-	40 377	78 282
RESEAUX 2014 CONCED HIVA	BRT06/14	01/07/2014	25	-	176 100	-	52 878	123 222
RESEAUX CP HIVA OA 2014	CP2014	01/07/2014	25	911 575	-	273 722	-	637 853
RESEAUX CP HIVA OA 2015	CP2015	01/07/2015	25	37 867 236	-	9 855 856	-	28 011 380
RESEAUX 2015 CONCED HIV	BRT11/14	01/07/2015	25	-	3 616 581	-	941 302	2 675 279
RESEAUX CP HIVA OA 2016	CP2016	01/07/2016	25	1 760 314	-	387 559	-	1 372 756
RESEAUX 2016 TIERS HIVA O	EXT11/16	01/07/2016	25	-	2 217 245	-	488 158	1 729 087
RESEAUX CP HIVA OA 2018	CP2018	01/07/2018	25	202 169	-	28 337	-	173 832
RSX AERIEN TIERS MOO 2018	704315	01/07/2018	25	-	1 216 227	-	170 472	1 045 755
RNV RESEAUX HIVA OA PMT	735020	30/10/2018	25	14 687 003	-	1 863 841	-	12 823 162
RENV RSX HT/BT PMT HIVA	734530	01/03/2019	25	26 309 116	-	2 986 986	-	23 322 130
14A1 LC18/12/2018 HIVA OA	836540	25/05/2019	25	1 126 525	-	117 406	-	1 009 120
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	408720	01/01/2020	25	1 326 102	-	106 088	-	1 220 014

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique *
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	530 400	01/11/2004	25	1 418 071	-	974 234	-	443 837
RESEAUX CP HIVA OA 2007	CP	01/07/2007	25	2 985 290	-	1 732 940	-	1 252 350
RESEAUX HIVAOA 2007	CONCED	01/07/2007	25	-	444 867	-	258 242	186 625
RESEAUX CP HIVA OA 2020	CP2020	01/07/2020	25	772 556	-	46 396	-	726 161
RSX AERIEN TIERS HIV 2020	828625	01/07/2020	25	-	3 392 791	-	203 753	3 189 038
RENV RSX HT/BT HIVA OA	PM5390	01/10/2020	25	9 234 494	-	461 472	-	8 773 022
EXT BTA AERO SOUTERAIN	739910	03/06/2008	35	426 747	-	165 655	-	261 092
RSX SOUT TIERS 2016 HIVA	EXT11/16	01/07/2016	35	-	338 343	-	53 208	285 135
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	408720	01/01/2020	35	21 706 260	-	1 240 358	-	20 465 902
RSX SOUT TIERS HIV 2020	828625	01/07/2020	35	-	527 811	-	22 641	505 170
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	41 901	01/07/2004	20	252 086	-	220 731	-	31 355
COMPATGE HIVA OA 2005	2005	01/06/2005	20	-	1 076 213	-	892 962	183 251
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	51901	01/07/2005	20	296 026	-	244 404	-	51 622
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	51914	01/07/2005	20	362 260	-	299 088	-	63 172
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	51904	01/07/2005	20	40 611	-	33 529	-	7 082
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	CP	01/07/2006	20	648 693	-	503 137	-	145 556
BRCHT HIVA OA 2006	TIERS	01/07/2006	20	-	1 478 092	-	1 146 432	331 660
BRCHT/CPTAGES CP HIVAOA	CP	01/07/2007	20	791 243	-	574 139	-	217 104
BRCHT HIVAOA 2007	TIERS	01/07/2007	20	-	1 274 706	-	924 948	349 758
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	CP	01/07/2008	20	1 121 749	-	757 718	-	364 031
BRCHT 2008 FINANC TIERS	TIERS	01/07/2008	20	-	2 129 913	-	1 438 712	691 201
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	CP	01/07/2009	20	3 705 338	-	2 317 613	-	1 387 725
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	BRCHT12	01/12/2009	20	-	1 252 398	-	757 100	495 298
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	CP	01/07/2010	20	2 068 982	-	1 190 657	-	878 325
COMPTAGE TIERS HIVA 2010	2010	01/07/2010	20	-	2 168 225	-	1 247 769	920 456
BRCHT/CPTAGE HIVA OA	CP	01/07/2011	20	4 531 385	-	2 381 150	-	2 150 235
COMPTAGE TIERS HIVA 2011	2011	01/07/2011	20	-	1 565 347	-	822 558	742 789
BRCHT/CPTAGES HIVA OA	CP	01/07/2012	20	3 198 812	-	1 520 531	-	1 678 281
COMPTAGE TIERS HIVA 2012	BRCH2012	01/07/2012	20	-	845 783	-	402 037	443 746
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	CP 03/13	01/07/2013	20	6 792 771	-	2 889 254	-	3 903 517
COMPTAGE TIERS HIVA 2013	BRT03/13	01/07/2013	20	-	1 526 320	-	649 209	877 111
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	2013	01/07/2013	20	-	37 757	-	16 060	21 697
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	CP2014	01/07/2014	20	2 263 268	-	849 501	-	1 413 767
COMPTAGE TIERS HIVAOA 2014	BRT12/13	01/07/2014	20	-	1 089 732	-	409 023	680 709
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	CP2015	01/07/2015	20	4 591 635	-	1 493 854	-	3 097 781
COMPTAGE TIERS HIV 2015	BRT11/14	01/07/2015	20	-	1 133 616	-	368 813	764 803
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	CP2016	01/07/2016	20	3 978 734	-	1 094 969	-	2 883 764
COMPTAGE TIERS HIVA 2016	BRT12/15	01/07/2016	20	-	1 077 211	-	296 454	780 757

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire*	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique *
COMPTAGE TIERS HIVA 2017	BRT12/16	01/07/2017	20	-	1 461 457	-	329 128	1 132 329
BRCHT/COMPTAGE HIVA OA	CP2017	01/07/2017	20	3 786 190	-	852 671	-	2 933 519
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	CP2018	01/07/2018	20	1 216 206	-	213 086	-	1 003 120
COMPTAGE TIERS HIVA 2018	BRT11/18	01/07/2018	20	-	1 365 635	-	239 267	1 126 368
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	CP2019	01/07/2019	20	3 253 087	-	407 304	-	2 845 783
COMPTAGE TIERS HIV 2019	BRT12/18	01/07/2019	20	-	1 672 659	-	209 426	1 463 233
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	CP2020	01/07/2020	20	394 315	-	29 601	-	364 715
COMPTAGE TIERS HIV 2020	BRT12/19	01/07/2020	20	-	1 462 937	-	109 820	1 353 117
RNV RSX HT/BT PMT HIVA OA	PM5300	10/08/2021	25	19 502 072	-	305 622	-	19 196 451
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	CP2021	01/07/2021	20	902 567	-	22 626	-	879 941
COMPTAGE TIERS HIV 2021	BRT12/20	01/07/2021	20	-	2 712 723	-	68 004	2 644 719
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA				**459 424 428**	**66 393 183**	**192 446 998**	**30 558 909**	**302 811 704**
TOTAL HIVA OA				**759 177 279**	**102 764 297**	**390 204 682**	**61 787 835**	**409 949 059**

* incluant TVA à reverser

	Production	Distribution	Total
Valeur Brute Concessionnaire*	299 752 851	459 424 428	759 177 279
Valeur Brute Tiers	36 371 114	66 393 183	102 764 297
Immobilisations incorporelles	-	-	-
Valeur brute total immo concédées	336 123 965	525 817 611	861 941 576

* 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 - Aucun travaux réalisé sur 2021

5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2019	2020	Total
GI HANAPAAOA	3 659 874			3 659 874
G2 AWONA	14 371 383			14 371 383
G2 HANAPAAOA	3 659 874			3 659 874
G2 NAHOE	3 659 874			3 659 874
G4 A TUONA	6 587 773			6 587 773
S/T Groupes	31 938 778	-	-	31 938 778
Filières	19 003 121			19 003 121
Bâtiments	45 940 925			45 940 925
Total	96 882 824	-	-	**96 882 824**

Distribution

	Transfo.	IAT IAM	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Réseau-souterrain	Total
Quantité		3	120	81	108		
Montant	3 068 518	6 000 000	73 636 261	32 727 227	10 933 431	7 500 000	**133 865 436**

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	12 463 618	39 554 042	52 017 660
2019	24 593 229	30 904 157	55 497 386
2020	12 402 765	9 988 944	22 391 709
2021	0	18 629 719	18 629 719
Transfert et TVA à reverser	2 113 905	(9 304 408)	(7 190 503)
Cumul	**51 573 517**	**89 772 454**	**141 345 971**

Reste à faire sur plan 2018 / 2020

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2020	96 882 824	133 865 436	230 748 260
- Réalisé	(51 573 517)	(89 772 454)	(141 345 971)
Reste à faire	**45 309 307**	**44 092 982**	**89 402 289**

(-) = 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 :

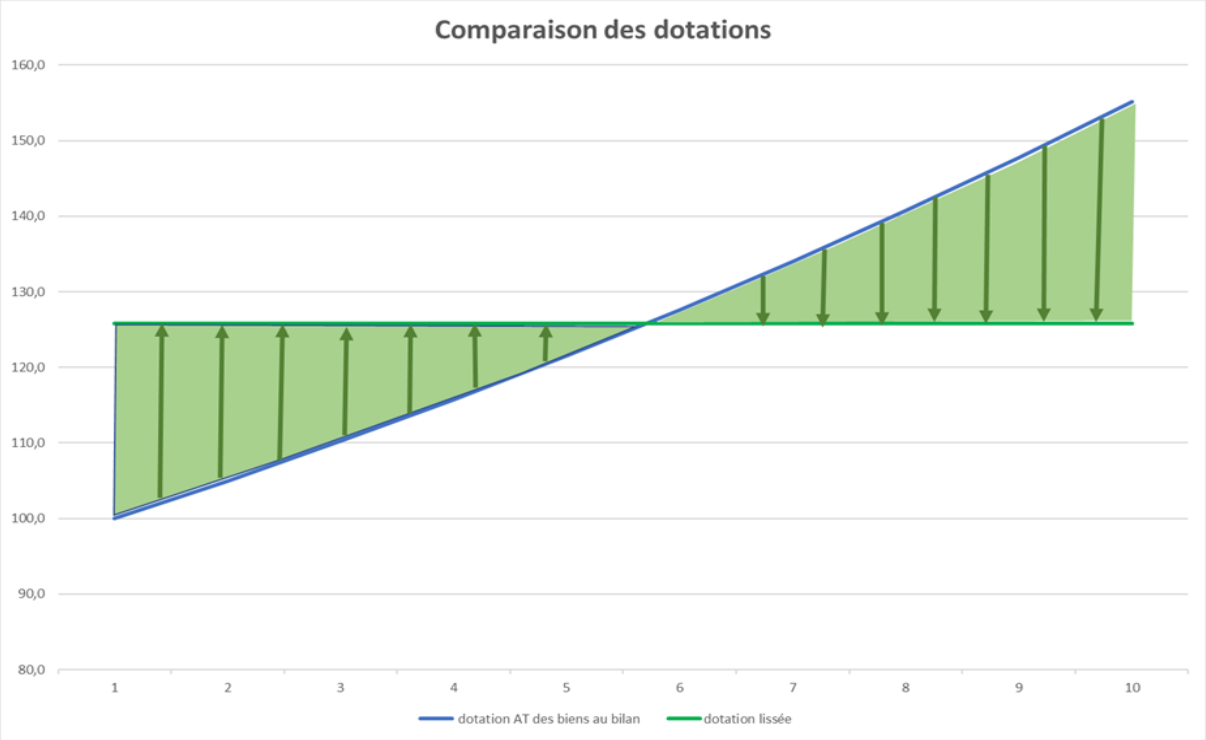
- elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement ;
- elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante 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
VO Ouverture corporel	**272 213 929**	250 877 457	258 946 280	270 237 990	272 448 703
VO Ouverture incorporel	-	58 543 373	58 543 373	58 543 373	58 543 373
acquisitions	3 134 725	12 463 618	24 593 229	12 402 765	0
acquisitions financement Tiers					
tranferts et TVA à reverser				(3 925 379)	6 039 284
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(24 471 197)	(1 846 563)	(13 301 519)	(3 359 251)	(58 543 373)
- origine financement tiers	-	(2 548 232)	-	(2 907 422)	
VO Clôture	**250 877 457**	**317 489 653**	**328 781 363**	**330 992 076**	**278 487 987**
- Financements tiers cumul	(41 826 768)	(39 278 536)	(39 278 536)	(36 371 114)	(36 371 114)
- IFC biens au bilan clôture	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)	
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)	-
- IFC renouvellnt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)	-
base amortissable	**199 580 232**	**261 609 106**	**272 900 815**	**233 865 053**	**242 116 873**
cumul doté à l'ouverture	171 989 204	178 886 961	220 783 905	240 994 413	235 750 108
réintégration AT sur incorporel		43 450 820			
sortie AT sur sortie immo		(26 317 760)	(13 301 519)	(3 359 251)	(58 543 373)
reste à amortir	27 591 028	65 589 085	65 418 429	(3 770 109)	64 910 139
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	6 897 757	24 763 884	33 512 027	(1 885 055)	64 910 139
dotations cumulées	**178 886 961**	**220 783 905**	**240 994 413**	**235 750 108**	**242 116 873**
Vo - fin tiers - IFC - dotations	20 693 271	40 825 201	31 906 402	(1 885 055)	-
mécanique de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(134 072 530)	(130 892 903)	(110 138 343)	(86 755 666)	(70 632 652)
dotations/reprisesB	3 179 627	20 754 560	23 382 677	16 123 014	70 632 652
Actif/Passif de renouvellement cloture	(130 892 903)	(110 138 343)	(86 755 666)	(70 632 652)	-
dotation aux amortissements A	(6 897 757)	(24 763 884)	(33 512 027)	1 885 055	(64 910 139)
dotation hors améliorant, lissée A+B	**(3 718 130)**	**(4 009 324)**	**(10 129 350)**	**18 008 069**	**5 722 513**
moyenne des dotations	1 174 756	1 174 756	1 174 756	1 174 756	1 174 756
écart sur moyenne exercice	(4 892 886)	(5 184 080)	(11 304 106)	16 833 313	4 547 758
écart sur moyenne en cumulé	(4 892 886)	(10 076 965)	(21 381 071)	(4 547 758)	-

Traitement de l'améliorant	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	**-**	2 559 028	10 570 351	10 570 351	57 635 978
acquisitions financement concession	2 559 028	8 011 323	-	47 065 627	0
acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-
VO Clôture	**2 559 028**	**10 570 351**	**10 570 351**	**57 635 978**	**57 635 978**
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice					-
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-
base amortissable	**2 559 028**	**10 570 351**	**10 570 351**	**57 635 978**	**57 635 978**
cumul dotà l'ouverture	0	(639 757)	(3 949 955)	(7 260 153)	(32 448 066)
resteà amortir	2 559 028	9 930 594	6 620 396	50 375 825	25 187 913
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	**(639 757)**	**(3 310 198)**	**(3 310 198)**	**(25 187 913)**	**(25 187 913)**
dotations cumulées	**(639 757)**	**(3 949 955)**	**(7 260 153)**	**(32 448 066)**	**(57 635 978)**
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 919 271	6 620 396	3 310 198	25 187 913	-
impact exercice(+) = produit	**(4 357 887)**	**(7 319 522)**	**(13 439 548)**	**(7 179 844)**	**(19 465 399)**

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture corporel	**390 312 694**	393 697 425	433 251 467	464 155 624	467 610 803
VO Ouverture incorporel	-	25 245 993	25 245 993	25 245 993	25 245 993
acquisitions	3 384 731	39 554 042	30 904 157	9 988 944	18 629 719
écart sur acquisition N-1					6 533 765
acquisitions financement Tiers					
tranferts et TVA à reverser				(6 533 765)	(9 304 408)
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	-	-	-	-	(25 245 993)
- origine financement tiers	-	-	-	-	
VO Clôture	**393 697 425**	**458 497 460**	**489 401 617**	**492 856 796**	**483 469 879**
- Financements tiers cumul	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)
- IFC biens au bilan clôture	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)	
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)	-
- IFC renouvellnt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)	-
base amortissable	**155 665 084**	**193 071 464**	**195 807 153**	**212 419 201**	**431 906 112**
cumul doté à l'ouverture	110 304 085	123 406 133	180 541 641	187 178 509	199 798 855
réintégration AT sur incorporel		35 009 893			
sortie AT sur sortie immo		-	-	-	(25 245 993)
reste à amortir	45 360 999	34 655 438	15 265 512	25 240 692	257 353 250
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	13 102 048	22 125 615	6 636 868	12 620 346	257 353 250
dotations cumulées	**123 406 133**	**180 541 641**	**187 178 509**	**199 798 855**	**431 906 112**
Vo - fin tiers - IFC - dotations	32 258 951	12 529 823	8 628 644	12 620 346	-
mécanique de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	-	(1 674 846)	(230 752)	2 966 606	(25 225 844)
dotations/reprises	(1 674 846)	1 444 094	3 197 358	(28 192 450)	25 225 844
Actif/Passif de renouvellement cloture	(1 674 846)	(230 752)	2 966 606	(25 225 844)	-
dotation aux amortissements A	(13 102 048)	(22 125 615)	(6 636 868)	(12 620 346)	(257 353 250)
dotation hors améliorant, lissée A+B	**(14 776 894)**	**(20 681 521)**	**(3 439 510)**	**(40 812 796)**	**(232 127 406)**
moyenne des dotations	(62 367 625)	(62 367 625)	(62 367 625)	(62 367 625)	(62 367 625)
écart sur moyenne exercice	47 590 731	41 686 104	58 928 115	21 554 829	(169 759 781)
écart sur moyenne en cumulé	47 590 731	89 276 836	148 204 951	169 759 781	-

Traitement de l'améliorant	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	**-**	1 720 797	4 977 185	7 932 831	39 562 034
acquisitions financement concession	259 340	674 526	1 282 987	25 228 488	72 975
acquisitions autres financement Tiers	1 461 457	2 581 862	1 672 659	6 400 715	2 712 723
VO Clôture	**1 720 797**	**4 977 185**	**7 932 831**	**39 562 034**	**42 347 732**
Financements tiers cumul	(1 461 457)	(4 043 319)	(5 715 978)	(12 116 693)	(14 829 416)
- IFC améliorant exercice	(217 846)	(593 583)	(1 180 348)	(24 219 348)	
	84%	88%	92%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	(217 846)	(811 428)	(1 991 777)	(26 211 125)	-
	84%	87%	90%	96%	0%
base amortissable	**41 494**	**122 438**	**225 076**	**1 234 216**	**27 518 316**
cumul dotà l'ouverture	0	(64 835)	(354 512)	(1 285 682)	(1 259 949)
resteà amortir	41 494	57 603	(129 436)	(51 466)	26 258 367
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	**(64 835)**	**(289 677)**	**(931 170)**	**25 733**	**(26 258 367)**
dotations cumulées	**(64 835)**	**(354 512)**	**(1 285 682)**	**(1 259 949)**	**(27 518 316)**
Vo - fin tiers - IFC - dotations	(23 341)	(232 074)	(1 060 606)	(25 733)	-
PRC: reprise lissée	3 254 633	-	-		
Caducité : reprise lissée	46 043 920	46 043 920	46 043 920	23 021 960	23 021 960
impact exercice(+) = produit	**34 456 824**	**25 072 722**	**41 673 240**	**(17 765 103)**	**(235 363 813)**

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.

Bien de production

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

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

- Application de la formule

Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2010 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 2015	mars 2016	avril 2017	mai 2018	juin 2019	juillet 2020
2008									
2009									
2010									
2011	10		non						
2012	9		1						
2013	8		1						
2014	7		1						
2015	6		1	non					
2016	5		1	1	non				
2017	4		1	1	1	non			
2018	3		1	1	1	1	non		
2019	2		1	1	1	1	1	non	
2020	1		non	non	non	non	non	non	non
nb de 10èmes à déduire			8	4	3	2	1	0	0
IFC en % de la Vo		n/a	20%	60%	70%	80%	90%	100%	100%

Bien de distribution

Il sera attribué au concessionnaire une indemnité correspondant à la valeur non amortie des ouvrages de distribution pour autant que le Concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur financement.

La valeur non amortie des ouvrages justifiant du montant de l'indemnité de fin de concession sera égale au montant des dépenses immobilisées et justifiées par le Concessionnaire après déduction d'un amortissement calculé de facon linéaire sur la durée de vie contractuelle du bien auquel il se rapporte.

Cet "amortissement" que le Concessionnaire sera autorisé à comptabiliser pour constater la dépréciation éonomique d'un ouvrage correspond à la somme des amortissements techniques et/ou provision pour renouvellement de caducité, relatifs au bien considéré.

N/A – pas d'IFC

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
COMMUNE DE HIVA OA (1)	AGENCE HIVA OA
COMMUNE DE HIVA OA (2)	AGENCE HIVA OA (ANN.)

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.