



# **CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES**

**CONCLUES ENTRE  
LA POLYNESIE FRANCAISE  
ET LA SOCIETE MARAMA NUI**

**DANS LE CADRE DE L'AMENAGEMENT  
ET DE L'EXPLOITATION DE LA VALLEE**

**MOYENNE PAPENOO**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE  
DU SERVICE PUBLIC**

**Année 2020**

# Sommaire

1 - SYNTHÈSE .....	3
1.1 Faits marquants .....	4
1.2 Principaux indicateurs .....	5
2 - PRÉSENTATION .....	6
2.1 Les moyens affectés à la concession .....	7
2.2 Le cadre juridique et contractuel .....	11
3 - OBLIGATION DE SERVICE A LA CLIENTÈLE .....	12
3.1 Tarif en vigueur .....	13
3.2 Production vendue et chiffre d'affaires correspondant .....	14
3.3 Bilan d'exploitation .....	17
4 - DONNÉES COMPTABLES ET FINANCIÈRES .....	20
4.1 Principes de la comptabilité appropriée .....	21
4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique .....	24
4.3 Les comptes de la concession .....	27
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISÉS .....	31
5.1 Variation des immobilisations en concession .....	32
5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public .....	32
5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements .....	34
5.3.1 Le réalisé de l'année .....	34
5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées .....	34
5.5 Dépenses de renouvellement .....	35
5.6 Dépenses de 1er établissement .....	36
5.7 Méthode relative aux charges calculées .....	38
5.8 Indemnité de fin de concession .....	41
6 – ENGAGEMENTS NÉCESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC .....	45



## 1 - SYNTHÈSE

1.1 Faits Marquants

1.2 Principaux indicateurs

## **1.1 Faits marquants**

### **Rapports avec l'autorité concédante**

A notre demande d'actualisation des tarifs conformément au cahier des charges de la concession, l'autorité concédante a demandé officiellement une révision à la baisse du tarif des concessions.

Cette révision des tarifs exige que soient pris en compte l'ensemble des éléments intervenus depuis les avenants de 2015 les ayant déterminés à savoir :

- la baisse des taux d'imposition
- la revue des plans de renouvellement intégrant notamment le changement jusqu'alors imprévu des câbles de télécommande pour 880 MF
- l'augmentation des charges à venir en raison de l'achèvement du plan de confortement des ouvrages avec un reste à faire estimé à ce jour à 2 250 MF
- la normalisation des relations avec le transporteur avec la prise en charge des pertes récurrentes de transport ainsi que sa responsabilisation quant à ses impossibilités d'écoulement de notre énergie
- l'issue du contrôle fiscal relatif aux patentes et taxes foncières

### **Rapports avec la société de Transport**

Depuis le 1er juillet, la TEP a repris l'exploitation de son réseau de transport.

Plusieurs incidents sont survenus depuis cette reprise avec des durées de remise en état et en exploitation très supérieures à ce qui était constaté précédemment (la vallée de Vaite est particulièrement affectée).

Marama Nui n'étant à ce jour pas indemnisée de ces pertes potentielles de production, il faudra veiller dans les années à venir à mettre en place des contrats de raccordement au réseau de transport permettant de garantir à Marama Nui l'écoulement total de sa production.

Des contrats de vente d'énergie ont été conclus avec la TEP pour les auxiliaires des postes de transport de Vaite 1 et 2.

La mise en place de ces contrats permet de normaliser une situation qui était devenue conflictuelle depuis plusieurs années.

## 1.2 Principaux indicateurs

			Moyenne Papeete	
			2020	2019
Techniques	<b>Pluviométrie</b>	mm	7 143	6 935
	<b>Disponibilité des ouvrages</b>		99,78%	99,80%
	<b>Production sortie Transfo.</b>			
	- exercice	kWh	25 394 740	22 918 800
	- moyenne historique	kWh	24 600 221	24 564 107
	<b>Production vendue</b>			
	- exercice	kWh	24 506 850	22 131 408
	- rendement		96,5%	96,6%
	- contractuelle	kWh	23 331 031	23 331 031
Financiers	<b>Chiffre d'Affaires Net Energie</b>	k XPF	328 835	323 497
	<b>Ecart sur prévisionnel (Art16.2)</b>			
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	65 256	54 534
	- variation de l'exercice	k XPF	10 722	-17 171
	<b>Patrimoine Immobilier</b>	k XPF	3 899 524	3 898 423
	<b>Travaux réalisés</b>			
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	3 190	14 404
	- Dépenses d'améliorant	k XPF	0	0
	<b>Besoin de renouvellement prévisionnel</b>	k XPF	2 183 592	2 186 782
	<b>Fonds de maintenance des conduites forcées</b>			
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	444 712	431 232	
- Variation sur l'exercice	k XPF	13 480	18 367	
<b>Indemnité prévisionnelle de fin de concession</b>	k XPF	1 404 803	1 415 398	
Développement durable	<b>Environnement</b>			
	- économie de fuel	m3	5 786	5 179
	- réduction de CO2	T	20 117	18 009

## 2 - PRESENTATION

2.1 Les moyens affectés à la concession

2.2 Le cadre juridique et contractuel

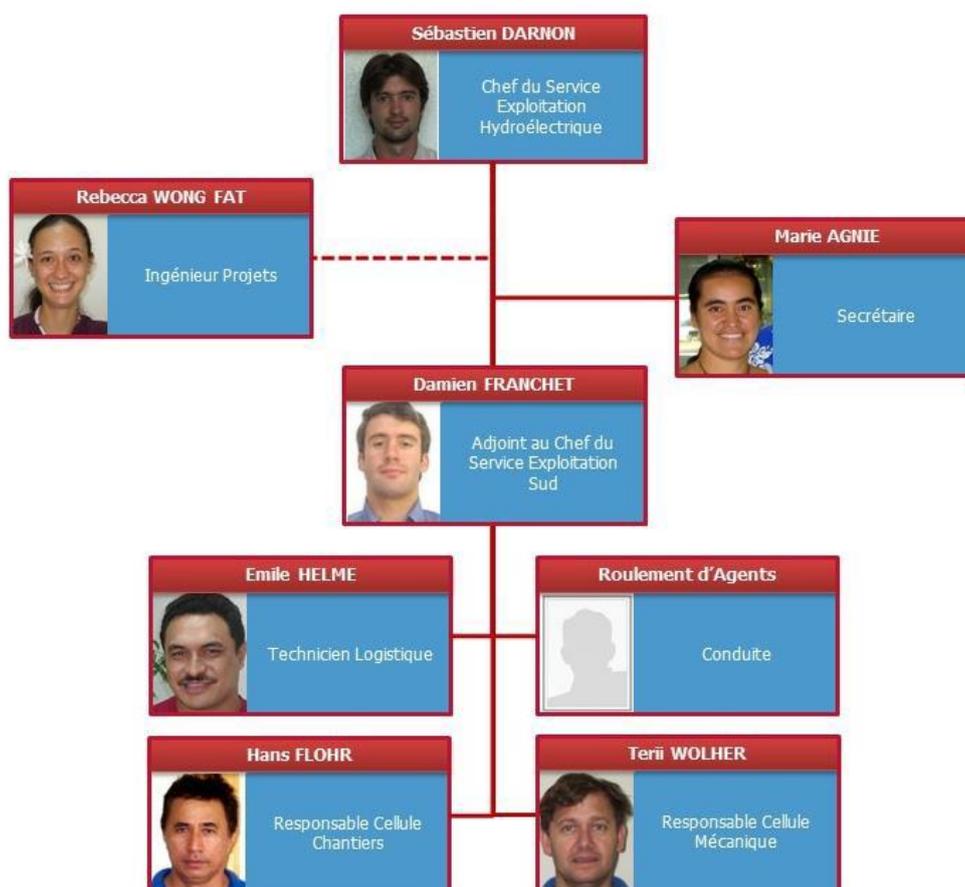
2.2.1 La convention de concession

2.2.2 Les autres contrats

## 2.1 Les moyens affectés à la concession (à jour au 01/01/2019)

Les moyens humains et matériels du groupe implantés en Polynésie et dédiés à l'hydroélectricité sont communs aux 5 vallées en concession, et organisés autour de la société MARAMA NUI, délégataire du service public.

L'effectif opérationnel dédié à la production hydroélectrique est de 29 salariés organisés comme suit :



Le management et les supports, tant techniques (pour les grands travaux) qu'administratifs (personnel, comptabilité, gestion, communication, QSE, achats...), sont communs à l'ensemble des entités du pôle énergie.

### MARAMA NUI, la référence polynésienne de l'hydroélectricité

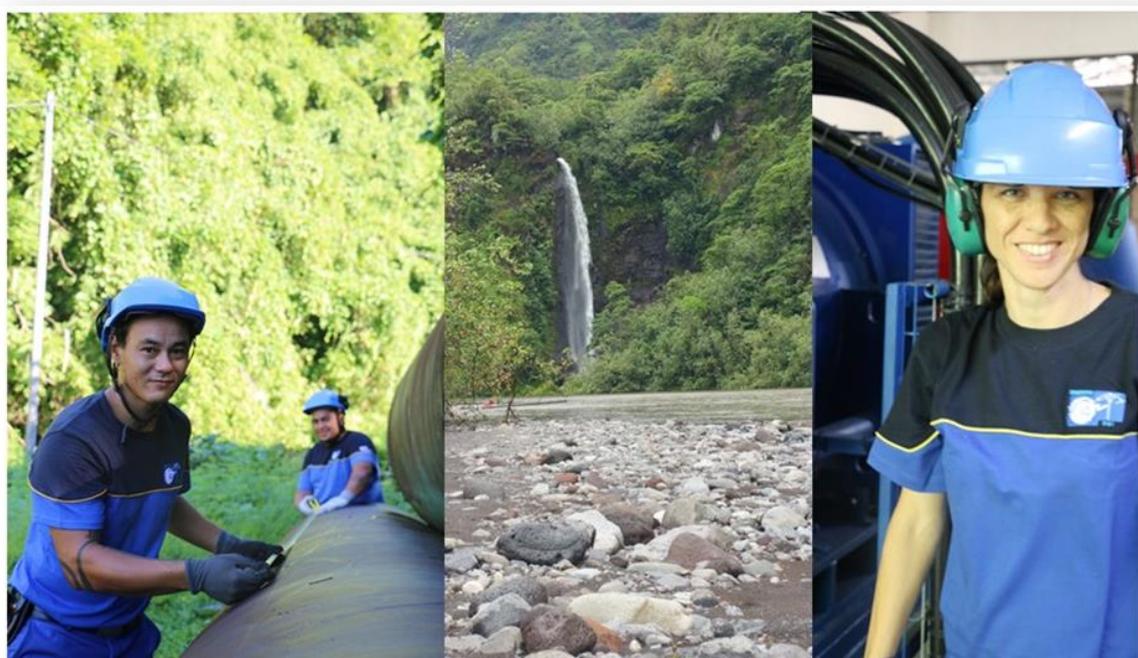
MARAMA NUI est une société anonyme polynésienne créée en 1980, et pionnière en matière de développements hydroélectriques.

Son actionariat est détenu à 56,36 % par la S.A. ELECTRICITE DE TAHITI, et à 35,38 % par la collectivité de Polynésie française, le reste étant détenu par 600 petits porteurs environ dont une grande partie est composée d'ayant-droits des vallées accueillant les ouvrages de l'entreprise. Cette participation au capital de la société permet aux riverains d'être associés au développement économique de leurs territoires. La participation de la Polynésie française permet, plus largement, de faire bénéficier financièrement la collectivité des performances de l'entreprise, outre le bénéfice induit par les économies de carburant et la maîtrise des émissions.

MARAMA NUI produit en moyenne 85% de toute l'électricité d'origine renouvelable de Polynésie française. Ces performances permettent à la Polynésie française de disposer d'un mix électrique composé de 30 à 35% d'énergies renouvelables ces dernières années, ce qui la place en tête des collectivités d'outre-mer françaises dans ce secteur, et en troisième place des pays insulaires du Pacifique Sud, membres de la Pacific Power Association.

L'activité de MARAMA NUI est localisée dans les parties Sud et Est de Tahiti Nui. Son siège social est situé à Taravao, et elle dispose de 6 concessions de forces hydrauliques :

- Vaihiria (1985), commune de Mataiea.
- Vaite (1985), commune de Papeari.
- Fa'atauti'a (1985), commune de Hitia'a.
- Titaaviri (1988), commune de Papeari.
- Haute Papeno'o (1989), commune de Papeno'o.
- Moyenne Papeno'o (1995), commune de Papeno'o.



Après presque 20 ans de pause dans les développements hydroélectriques, voulue par la puissance publique (charte de l'énergie de 1998), MARAMA NUI a inauguré en 2017 et 2018 de nouvelles capacités de production, avec ses projets Hydromax de Titaaviri, Papeno'o 1 et Maroto.

L'ensemble de ces projets, convenus avec l'autorité concédante, permettra à terme de produire 2,55 GWh supplémentaires d'électricité d'origine hydraulique et d'améliorer ainsi la part d'énergies vertes dans le mix énergétique polynésien.

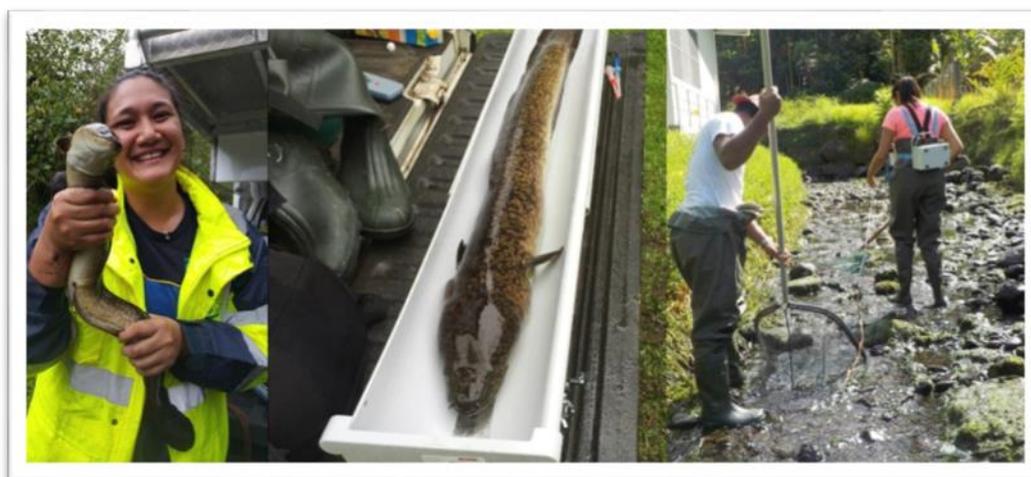
A ce jour MARAMA NUI exploite 15 barrages et 14 centrales, répartis sur 5 vallées de Tahiti, pour une puissance installée totale de 47,4 MW.

## Une énergie propre et locale

La production électrique de MARAMA NUI, qui se monte à 159 GWh par an en moyenne (avec un record à 217 GWh en 2010), est exclusivement issue des énergies renouvelables, produites dans les vallées de Tahiti. Elle contribue ainsi chaque année à éviter l'importation de 40.000 m<sup>3</sup> de fuel environ, et réduit ainsi les émissions dans l'atmosphère de 130.000 tonnes de CO<sub>2</sub> et autres gaz à effet de serre.

Les techniques d'exploitation de MARAMA NUI sont améliorées d'année en année, et permettent un respect optimal des vallées. Les ouvrages de retenue et de production sont intégrés à l'environnement, ils permettent le respect de la biodiversité des rivières, avec l'aménagement de passes à poisson, et la maîtrise des curages des retenues qui font qu'aujourd'hui, la qualité des eaux des rivières n'est pas impactée par son activité, et que leurs cours sont peuplés d'anguilles, de poissons et de chevrettes.

MARAMA NUI poursuit sa démarche de suivi de la biodiversité dans les rivières qu'elle exploite. Elle fait en sorte de garantir la continuité écologique de ses installations. De plus, elle est aujourd'hui dans une dynamique de communication dans les écoles du territoire.



Les installations hydroélectriques sont à présent des vitrines des énergies renouvelables en milieu insulaire. Elles accueillent chaque année des dizaines de groupes scolaires, qui peuvent ainsi s'initier à la production électrique, à la transition énergétique et à la préservation de l'environnement.

## MARAMA NUI est un investisseur de premier plan, au niveau Polynésien

Elle s'est notamment engagée, depuis 2009, dans un programme de confortement de ses ouvrages de retenue, en vue de garantir leur pérennité et leur solidité. Le coût de programme se monte à près de 4 milliards de francs, il devrait s'achever en 2030 avec des réalisations annuelles, entièrement locales pouvant atteindre 200 MF.

## Système d'information et moyens matériels

MARAMA NUI dispose de moyens techniques optimum, avec notamment des moyens de télécommunication techniques et vocaux entre le centre technique de Taravao et l'ensemble des vallées et des sites hydroélectriques (faisceaux hertziens, fibres optiques, réseaux cuivre, terminaux satellitaires, réseau VHF) :



- Un système d'information avancé, incluant GMAO, logiciel de conduite "Vaimana", modèles de prévisions de pluviométrie et de production ;
- Deux bunkers anticycloniques abritant les serveurs informatiques et les terminaux de conduite au standard data center ;
- Un ensemble d'outillages spécialisés (robot d'inspection et de réparation de conduite forcée).

Au travers du rattachement de MARAMA NUI au Groupe Engie, les concessions de MARAMA NUI bénéficient directement des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

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

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

## **2.2 Le cadre juridique et contractuel**

### **2.1.1 La convention de concession**

La concession de forces hydrauliques de la Moyenne Papeno'o a été confiée par la Polynésie française à MARAMA NUI, par une convention du 11 août 1995 pour une durée initiale de 45,5 ans, devant prendre fin le 31 décembre 2040.

Un premier avenant, en date du 19 janvier 1998, a prolongé de 10 ans la durée de la concession (portée au 31 décembre 2050), et instauré une formule procédant à la baisse du tarif du kWh sur les 3 années à suivre.

Un second avenant, en date du 29 décembre 2015, a introduit un prix de vente du kWh hydroélectrique spécifique à chaque concession, introduit une formule d'actualisation et de partage des rendements, instauré une nouvelle méthode d'amortissement des biens de la concession, avec mise en place d'une indemnité de fin de concession sur la valeur nette comptable, et mis en place un fonds de maintenance des conduites forcées.

La concession de la Moyenne Papeno'o comprend notamment 1 centrale, dénommée « Papeno'o 0 », et une retenue principale.

### **2.1.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public**

- Contrat de fourniture d'hydroélectricité avec EDT
- Accord de puissance garantie hydroélectrique avec EDT
- Convention de gestion déléguée avec EDT
- Convention d'indemnisation des indisponibilités du réseau de transport, avec la société de Transport d'Energie Electrique en Polynésie (T.E.P.)
- Contrat de conduite du parc hydroélectrique par EDT

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

## **3 - OBLIGATION DE SERVICE A LA CLIENTELE**

- 3.1 Tarif en vigueur
- 3.2 Production vendue et chiffre d'affaires correspondant
  - 3.2.1 Pluviométrie
  - 3.2.2 Disponibilité des ouvrages
  - 3.2.3 Production brute d'hydroélectricité
  - 3.2.4 Production vendue
  - 3.2.5 Chiffre d'affaires
- 3.3 Bilan d'exploitation
  - 3.3.1 Incidents majeurs
  - 3.3.2 Actions sécurité Environnement

### 3.1 Tarif en vigueur

Le tarif est fixé par arrêté en conseil des ministres.

Date	Texte	Tarifs
22/01/1985	Arrêté n° 46 CM	De 13,00 F à 27,39 F / kWh selon la tranche (NB : tarifs de distribution sur la Côte Est)
29/08/1991	Arrêté n° 927 CM	13,00 F / kWh
08/01/1992	Arrêté n° 24 CM	13,25 F / kWh
29/04/1992	Arrêté n° 494 CM	13,25 F / kWh
15/06/1993	Arrêté n° 493 CM	13,25 F / kWh
30/05/1994	Arrêté n° 535 CM	13,25 F / kWh
21/07/1997	Arrêté n° 721 CM	12,25 F / kWh
14/05/1998	Arrêté n° 681 CM	12,18 F / kWh
18/05/1999	Arrêté n° 741 CM	12,06 F / kWh
31/12/1999	Arrêté n° 1993 CM	12,06 F / kWh (9,90 + 2,16 au titre de la puissance garantie)
25/06/2009	Arrêté n° 901 CM	12,06 F / kWh
25/02/2016	Arrêté n° 201 CM	14,34 F / kWh (tarif spécifique à la concession de la Moyenne Papenoo)

Bien que cela soit prévu au cahier des charges de la concession, aucune des actualisations tarifaires contractuellement dues n'a fait l'objet depuis le 25 février 2016 d'un arrêté du conseil des ministres.

Dans ses ventes à EDT, MARAMA NUI applique néanmoins les tarifs découlant de ces conventions, déduction faite d'une partie de la rémunération initialement affectée au paiement d'un impôt foncier dont elle n'est finalement pas redevable. Les tarifs appliqués en pratique sont donc inférieurs aux tarifs publiés ci-dessus. Par souci de transparence et de précision, une mise en cohérence de la formule et des tarifs réglementaires publiés est sollicitée depuis plusieurs années par notre société.

Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

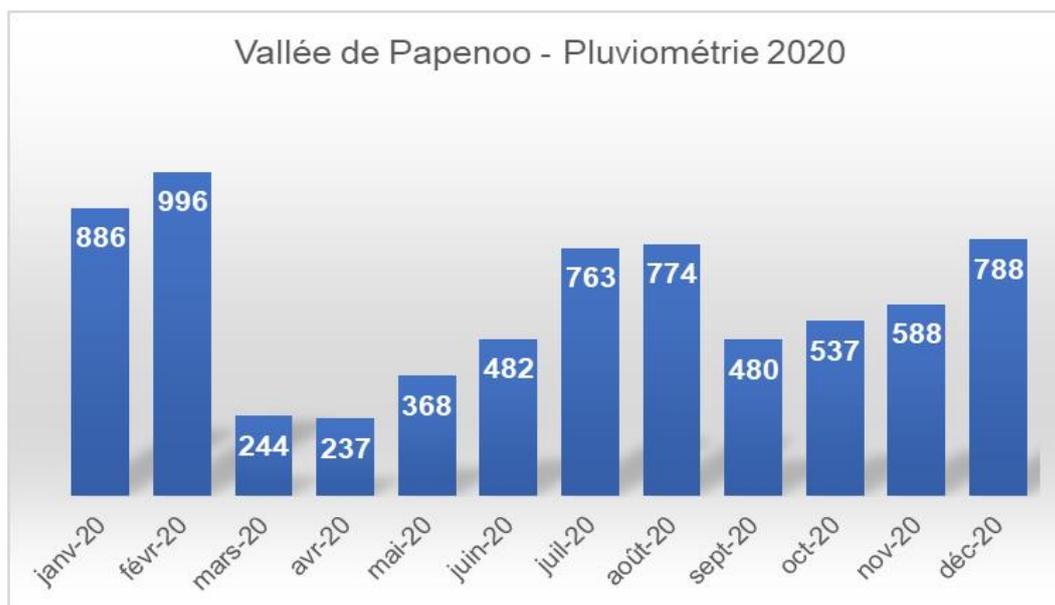
Date	Evènements	Variations		Tarif
		Actualisation	Autres	
12/2015	Avenant 3			14,34
	Restitution taxe foncière		-0,57	13,77
01/03/2016	Actualisation	0,00		13,77
01/03/2017	Actualisation	0,03		13,80
01/09/2017	Refacturation pertes de transport		-0,40	13,40
01/03/2018	Actualisation	0,05		13,45
01/03/2019	Actualisation	-0,02		13,43
01/08/2019	Prise en charge des pertes de transport		0,40	13,83
01/03/2020	Actualisation	0,02		13,85
	<b>Total</b>	<b>0,08</b>	<b>-0,57</b>	

## 3.2 Production vendue et chiffre d'affaires correspondant

### 3.2.1 Pluviométrie

La pluviométrie annuelle en altitude de la vallée de Papenoo a atteint 7143 mm, ce qui est supérieur de 3% à la pluviométrie de l'année précédente. Cette bonne pluviométrie localisée a permis de réaliser une bonne production hydroélectrique annuelle.

A noter que les mois marquant le début (avril) et la fin (septembre) de la saison fraîche ont été particulièrement secs, et que les mois de juillet et août ont enregistré d'exceptionnelles précipitations.



### 3.2.2 Disponibilité des ouvrages

La disponibilité des ouvrages de la vallée de Moyenne Papenoo, hors arrêt programmé, a été très bonne, avec un taux de 99,78% en 2020.

Les déclenchements par arrêt automatique des machines ont été de 2 sur l'année.

	Nb. déclenchements (arrêts automatiques)	Taux disponibilité (heures)
Papenoo OT1	2	99,55%
Papenoo OT2	0	100%
Vallée de Moyenne Papenoo	2	99,78%

### 3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

La production brute (à savoir en sortie transformateur) de chaque ouvrage est comptabilisée depuis la mise en exploitation sur une année calendaire : 1998 pour Papenoo 0.

En 2020, avec 25,39 GWh, la production totale de la vallée de Moyenne Papenoo a été supérieure de 3% à la moyenne de la production brute depuis 1998 (24,60 GWh).

	<b>PAPENOO MOYEN</b>
1981	
1982	
1983	
1984	
1985	
1986	
1987	
1988	
1989	
1990	
1991	
1992	
1993	
1994	
1995	
1996	
1997	
1998	30 388 133
1999	16 351 826
2000	26 312 303
2001	23 764 414
2002	16 990 783
2003	19 203 101
2004	23 729 271
2005	21 987 340
2006	20 900 575
2007	27 702 030
2008	23 483 997
2009	21 692 735
2010	36 333 695
2011	29 591 368
2012	25 975 885
2013	23 158 011
2014	25 512 907
2015	23 990 294
2016	28 729 673
2017	27 046 653
2018	24 646 550
2019	22 918 800
2020	25 394 740
<b>moy réelle à 2020</b>	<b>24 600 221</b>
<b>Ecart / Moyenne</b>	<b>3%</b>

### 3.2.4 Production « vendue »

En raison de la consommation des auxiliaires des centrales, la production vendue sur l'exercice s'élève à **24 506 850 KWh**.

	Janv - Fév	Mars - Juillet	Août - Déc	2020
Production brute (sortie transfo.)				25 394 740 kWh
- Consommation des auxiliaires				-153 687 kWh
Production nette des consommations des auxiliaires	7 135 946 kWh	6 583 412 kWh	11 521 695 kWh	25 241 053 kWh
Pertes transport supportées MN	-225 258 kWh	-183 637 kWh	-325 308 kWh	-734 203 kWh
Production nette vendue	6 910 688 kWh	6 399 775 kWh	11 196 387 kWh	24 506 850 kWh

### 3.2.5 Chiffre d'affaires

#### 3.2.5.1 Pertes de transport

Par application de l'avenant du 29 décembre 2015 au cahier des charges de la concession, le chiffre d'affaires comptabilisé a été temporairement réduit par l'émission d'avoirs au bénéfice de la TEP.

Au 1er septembre 2017, en raison de l'entrée en vigueur de la seconde augmentation du tarif TEP sur l'exercice (+40% au total) et en conformité avec les engagements pris avec la Polynésie,

- MARAMA NUI a mis fin à l'émission de ses avoirs de sorte à faire à nouveau supporter par la TEP ses pertes liées au transport.
- L'avantage procuré par l'arrêt de l'émission de ces avoirs a été répercuté au bénéfice des usagers par réduction à due concurrence du tarif de vente de l'énergie hydroélectrique.

Le 31 mai 2018, la TEP a décidé unilatéralement de ne pas reconduire le contrat de compensation des pertes arrivé à échéance, ce qui impacte l'équilibre économique des concessions de MARAMA NUI à hauteur de 60 MF en rythme annuel.

Par décision du ministère, (courrier du 12 juillet 2019) et en l'attente de l'entrée en vigueur de l'article du code de l'énergie LP232-3 qui prévoit qu'au 1er janvier 2022 « chacun supporte ses pertes »,

- La TEP est dispensée de devoir assumer ses pertes avec effet rétroactif au 1er septembre 2017
- La majoration du prix de vente de l'hydroélectricité prévue aux avenants de 2015 est réintégrée aux tarifs.

Sur 2019, ces opérations se sont traduites par :

- Une régularisation impactant le CA à la baisse de 9,1 MF
- En rythme annuel, une baisse des volumes vendus de 3% environ et une augmentation des tarifs de 0,40 F/kWh

### 3.2.5.2 Chiffre d'affaires

Par application du tarif contractuellement dû aux volumes vendus, traitement des écarts de volume avec la production contractuelle, et prise en charge des pertes de transport le chiffre d'affaires ressort à **328 834 758 XPF**.

	Janv - Fév	Mars - Juillet	Août - Déc	2020
Production brute (sortie transfo.)				25 394 740 kWh
- Consommation des auxiliaires				-153 687 kWh
<b>Production nette des consommations des auxiliaires</b>	<b>7 135 946 kWh</b>	<b>6 583 412 kWh</b>	<b>11 521 695 kWh</b>	<b>25 241 053 kWh</b>
Pertes transport supportées MN	-225 258 kWh	-183 637 kWh	-325 308 kWh	-734 203 kWh
<b>Production nette vendue</b>	<b>6 910 688 kWh</b>	<b>6 399 775 kWh</b>	<b>11 196 387 kWh</b>	<b>24 506 850 kWh</b>
Production contractuelle (art 16-2)	4 946 179 kWh	8 772 468 kWh	9 612 385 kWh	23 331 031 kWh
Ecart	1 964 509 kWh	-2 372 693 kWh	1 584 002 kWh	1 175 819 kWh
<i>Dont 66% porté en cpt courant du concédant</i>	<i>1 296 576 kWh</i>	<i>-1 565 977 kWh</i>	<i>1 045 441 kWh</i>	<i>776 041 kWh</i>
<b>Ventes Hydro à EDT</b>	<b>95 574 815 XPF</b>	<b>88 764 879 XPF</b>	<b>154 941 966 XPF</b>	<b>339 281 660 XPF</b>
- Refacturation consommation des auxiliaires (à TEP)				0 XPF
- Indemnisation suite indisponibilité du réseau de transport (à TEP)				275 328 XPF
<b>Chiffre affaires énergie</b>				<b>339 556 988 XPF</b>
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)				-10 722 230 XPF
<b>Chiffre affaires Net énergie</b>				<b>328 834 758 XPF</b>

## 3.3 Bilan d'exploitation

### 3.3.1 Incidents majeurs

Au cours de l'exercice, aucun incident majeur n'a été à déplorer.

### 3.3.2 Réalisations de l'année

#### Barrage, conduite forcée et centrale Papenoo 0

- Remplacement trimestriel des filtres des alternateurs.
- Intégration des Grafcet de supervision embarqués aux automates de la centrale.
- Contrôle mécanique des auxiliaires de la turbine 1.
- Contrôle de la ligne d'arbre de la turbine 1.
- Remplacement des joints des vérins vannage de la turbine 1.
- Remplacement de la section d'alimentation du disjoncteur de couplage des turbines 1 et 2.
- Vidange des paliers alternateurs des turbines 1 et 2.
- Renouvellement du régulateur de tension de la turbine 2.
- Contrôle de l'autonomie des batteries de la turbine 2.
- Mise en service du débitmètre du labyrinthe de la turbine 2.

- Interventions correctives sur le dégrilleur.
- Curage du décanteur du bassin Côte 85 :



- Nettoyage du canal du débit réservé du barrage Côte 85 :



- Réparations par soudure du liner du bassin Côte 85.
- Reprise de l'enrochement sous le pont de Côte 45 :



- Rénovation du pont Côte 45 :



### Autres

- Traitement des éboulements.

## 4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

### 4.1 Principe de la comptabilité appropriée

- 4.1.1 La séparation des activités
- 4.1.2 La séparation des services délégués
- 4.1.3 Le principe du coût réel constaté
- 4.1.4 Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- 4.1.5 La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- 4.1.6 La justification du périmètre de charges
- 4.1.7 La permanence des méthodes
- 4.1.8 Le principe de détermination des charges économiques calculées
- 4.1.9 Les opérations effectuées avec les parties liées
- 4.1.10 L'identification des contrats à long terme
- 4.1.11 Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- 4.1.12 Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité
- 4.1.13 Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé
- 4.1.14 Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

### 4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique

### 4.3 Les comptes de la concession

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 type de dépenses (vente, maintenance, conduite et fonctionnement...).

## **4.1 Principes de la comptabilité appropriée**

### **4.1.1 – La séparation des activités**

MARAMA NUI possède une seule activité, celle de la fourniture d'hydroélectricité.

### **4.1.2 – La séparation des services délégués**

Un compte de résultat et un bilan spécifique sont présentés pour chaque concession de MARAMA NUI. 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, font l'objet d'une répartition en fonction des temps passés telle que pratiquée pour l'exploitation déléguée MN/EDT.

### **4.1.4 – La prééminence de l'imputation directe**

Dans la mesure du possible, toutes les commandes spécifiques à des concessions sont en imputation directe. Certains postes non imputables directement font l'objet d'une répartition notamment la prestation déléguée, etc...

### **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 :

MOYENNE PAPENOO		Montant Compte de résultat	Détail produits	Détail charges
Maintenance - Conduite exploitation	Exceptionnel	-184 673	1 872 383	-2 057 056
Financier	Autres produits et charges financières	-192 272	137 352	-329 624

### **4.1.6 – La justification du périmètre de charges**

Non applicable car MARAMA NUI possède une seule activité, la production d'hydroélectricité.

#### **4.1.7 – La permanence des méthodes**

Aucun changement n'a eu lieu sur l'exercice 2020

#### **4.1.8 – Le principe de détermination des charges économiquement calculées**

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

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

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

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

## EDT

Libellé	Description	Moyenne Papeoo
Achat de l'hydroélectricité	EDT achète de l'hydroélectricité à MN au prix de 12,06 XPF/kwh jusqu'au 1er mars 2016, puis les tarifs par vallées ont été actualisés. Au 31/12/20, les tarifs par vallées s'élèvent à 9,82 XPF pour Vaihiria, 12,22 XPF pour la Vaite, 13,34 XPF pour Titaaviri, 9,89 XPF pour Faatautia, 13,66 XPF pour la haute PPNOO et 13,87 XPF pour la moyenne PPNOO.	339 281 660
Exploitation déléguée : prestations d'exploitation	Une convention d'exploitant déléguée a été conclue entre EDT et Marama Nui le 1er août 2006, donnant lieu à une facturation annuelle forfaitaire des prestations. Un premier avenant a été signé le 23 juin 2011 indiquant une refacturation des prestations au franc le franc sur la base des charges supportées par EDT. En date du 24 septembre 2019, un avenant 2 a été conclu donnant lieu à l'application d'une marge de 2% sur les charges refacturées par EDT, avec effet rétroactif au 1er janvier 2018.	41 075 979
Dispatching	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre MNui et EDT. L'aide à la conduite du réseau de distribution du SECOSUD intègre des activités de contrôle des flux depuis le réseau de transport, de respect des capacités nominale des ouvrages et de proposition d'adaptation du schéma du réseau aux diverses contraintes de continuité de service aux utilisateurs du réseau de distribution.	1 565 233
Compte courant	Existence d'un compte courant entre Marama Nui et EDT, refacturation des intérêts en compte courant	7 785
Convention administrative	EDT refacture à l'ensemble de ses filiales des prestations administratives déterminées par un prorata. Sur l'exercice la prestation administrative inclus l'assistance informatique.	6 303 954

## Autres parties liées

Libellé	Description	Moyenne Papeoo
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	212 971
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	157 074

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

Cf. chapitre 6. ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

### 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 :

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

4.3.3 Commentaires sur les comptes

#### **4.1.12 - Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité**

Le résultat net est présenté pour chaque concession.

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

Les avenants prévoient le traitement suivant des écarts par rapport au prévisionnel :

Les écarts en plus ou en moins mesurés à installations constantes, entre le nombre de kWh vendus et celui figurant au Compte d'Exploitation Prévisionnel de la société concessionnaire, sont valorisés chaque année au tarif en vigueur. 66 % de leur valeur sont portés au compte courant du concédant, les 34% restant sont conservés en résultat, ils représentent l'intéressement du concessionnaire, en plus ou en moins, à la pluviométrie et au bon fonctionnement des ouvrages.

Si le cumul de ces écarts sur plusieurs années dépasse 50% du Chiffre d'Affaires prévisionnel de la concession, sa valeur est prise en compte de façon lissée dans la détermination des tarifs des 5 années suivantes.

En fin de concession, l'écart cumulé résiduel positif reviendra au concédant, l'écart résiduel négatif sera pris en charge par le concessionnaire.

#### **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**

Un bilan et un compte de résultat analytique sont établis annuellement pour chacune des concessions.

L'affectation des postes de bilan, des produits et des charges par concession s'effectue :

- soit par imputation directe lorsque le poste concerné est directement affectable à une concession,
- soit en recourant à des clés de répartition pour les sections analytiques communes ou indirectes.

### **Actif**

- Les immobilisations concédées (barrages, pistes, conduites, centrales) représentent près de 80 % de l'actif en valeur brute, et sont imputées de façon directe dans chacune des concessions auxquelles elles se rapportent. Il est de même pour les amortissements techniques correspondants.

- Les autres postes de l'actif sont répartis par concession selon les modalités suivantes :

- Au prorata de la production moyenne de kWh, pour les postes :

- Autres immobilisations (privées, concédées communes, incorporelles, financières)

A noter que sur 2015, l'affectation des immobilisations concédées aux concessions a été améliorée sur la Papenoo entre la Haute et la Moyenne Papenoo réduisant d'autant le besoin de répartition



- Avances et acomptes versés
- Charges constatées d'avance
  
- Au prorata de la valeur brute des immobilisations concédées, pour les postes :
  - Stocks et provisions s'y rapportant
  
- Au prorata des ventes de kWh, pour les postes :
  - Clients et Autres créances

## **Passif**

- Les « capitaux propres » enregistrés en Hors concession sont constitués par le capital social, les réserves, les reports à nouveau et le résultat de l'activité Hors concession.
  
- Les résultats dégagés par concession (bénéfices ou pertes) sont inscrits dans la rubrique des « capitaux propres » de chaque concession au cours de l'exercice de réalisation, puis font l'objet l'année suivante d'une affectation au poste Report à nouveau, figurant en Hors concession.
  
- Sont imputés directement sur leurs concessions d'appartenance :
  - L'amortissement de caducité, le passif de renouvellement, le fonds de maintenance des conduites forcées,
  - Les provisions pour risques et charges,
  - Les emprunts bancaires.
  
- Les autres postes du passif sont répartis par concession selon les modalités suivantes :
  - Au prorata des achats et charges externes pour le poste :
    - Fournisseurs.
  
  - Au prorata de la production moyenne de kWh, pour les postes :
    - Dettes fiscales et sociales,
    - Autres dettes,
    - Produits constatés d'avance.

La différence apparaissant au niveau du bilan de la concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ».

## Compte de résultat

- **La production** d'hydroélectricité est suivie par centrale, permettant ainsi d'affecter directement les ventes d'énergie par concession et les pertes de transport.
- **Les coûts de maintenance et de conduite** font principalement l'objet d'une affectation directe par concession ou, à défaut, d'une répartition en fonction des temps passés telle que pratiquée pour l'exploitation déléguée MN/EDT.
- **L'amortissement des actifs de concession** : ces charges sont affectées directement par concession.
- Les impôts et taxes correspondent à la contribution des patentes dont la répartition est effectuée en référence à la valeur brute des immobilisations de concession.
- Les coûts de structure, ou frais généraux et administratifs, sont répartis par concession en fonction de la production moyenne de kWh.
- Les éléments financiers sont essentiellement composés des intérêts sur emprunt, et des intérêts sur compte courant du concessionnaire calculés au taux moyen Euribor 3 mois :
  - Trésorerie positive : le produit financier est calculé au taux Euribor
  - Trésorerie négative : la charge financière est calculée au taux Euribor + 0,75.

Lorsque l'Euribor est négatif, il est retenu pour la valeur 0.

La contrepartie des intérêts ainsi calculés, et affectés à chaque concession, est inscrite dans la rubrique « résultat financier » en Hors concession.

- Les réintégrations et déductions fiscales sont affectées au réel entre les activités en concession et le hors concession permettant de calculer les taux de prélèvement « sur résultat comptable ». Ce taux de prélèvement est ensuite appliqué de manière uniforme au résultat comptable de chaque concession ; de la sorte, le montant de l'impôt réparti est équivalent à celui réellement payé.

## 4.3 Les comptes de la concession

### 4.3.1 Bilan

ACTIF	MOYENNE PAPENOO (0)	
	2020 Concession	2019 Concession
Immobilisations concédées	3 899 523 618	3 898 423 134
Immobilisations privées	45 708 637	43 227 364
Immobilisations financières	4 820 912	4 107 248
Immobilisations en-cours	88 590 042	68 672 508
Avances et acomptes		
Total Immobilisations brutes	4 038 643 209	4 014 430 254
Amortissements	-2 105 464 263	-2 130 086 752
Immobilisations concédées (1)	-2 068 539 847	-2 095 872 457
Immobilisations privées	-36 924 416	-34 214 295
Provision dépréciation des immobilisations concédées		
Immobilisations nettes	1 933 178 946	1 884 343 502
Stock	32 739 263	31 795 468
Provisions de stock	-2 456 314	-2 525 242
Net	30 282 949	29 270 226
Créances clients	39 118 658	34 115 823
Autres créances	46 657 603	33 458 418
Charges constatées d'avance	59 687	379 982
Total créances d'exploitation	85 835 948	67 954 223
Provisions créances		-521 327
Créances nettes	85 835 948	67 432 896
Placement et trésorerie		
Disponibilités ou C/C du concessionnaire	368 343 215	361 226 645
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>2 417 641 059</b>	<b>2 342 273 269</b>

PASSIF	MOYENNE PAPENOO (0)	
	2020 Concession	2019 Concession
Capital		
Réserves		
RAN		
RESULTAT	123 893 950	62 194 955
Capitaux propres	123 893 950	62 194 955
Amort caducité, ATO, PRU	1 462 555 786	1 511 307 645
Provision pour renouvellement		
Passif de renouvellement (2)	134 497 480	99 784 151
Fonds de maintenance conduites forcées	444 712 145	431 232 296
Autres provisions pour risques et charges	51 909 139	47 150 240
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation		
S/T capitaux propres et provisions	2 217 568 500	2 151 669 287
<b>C/C du concessionnaire (emprunt)</b>		
Emprunt et dettes		
Avance et Acompte recus	66 095 871	63 523 930
Fournisseurs	33 926 569	27 110 673
Dettes fiscales et sociales	15 180 404	15 706 989
Autres dettes	84 869 715	84 262 389
PCA		
S/T emprunts et dettes	200 072 559	190 603 981
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>2 417 641 059</b>	<b>2 342 273 269</b>

### 4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	MOYENNE PAPENOO (0)	
	2020 Concession	2019 Concession
<b>CA "net" Energie</b>	<b>328 834 758</b>	<b>323 496 857</b>
Ventes hydro (à EDT)	339 281 660	320 191 965
Refacturation Pertes Transport (à TEP) (3)		-13 866 103
Indemnisation suite indisponibilités réseau de transport (à TEP) (4)	275 328	
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-10 722 230	17 170 995
Production moyenne (de l'origine à 2019/2020)	24 600 221	24 564 107
kWh vendus	24 506 850	22 131 408
CA/ kWh vendus	13,42	14,62
<b>Maintenance - Conduite exploitation</b>	<b>-79 188 038</b>	<b>-128 014 430</b>
Achats et charges externes	-63 210 047	-145 342 332
Exploitation Déléguée	-37 000 680	-38 877 928
Production immobilisée	22 140 806	52 335 947
Provision pour risques et charges		4 133 408
Provision Stock & créances		-910 493
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-933 444	646 969
Exceptionnel	-184 673	
<b>Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-47 237 161</b>	<b>-51 765 987</b>
AT, Caducité, PR		
Amortissement biens existants	-47 795 842	-45 948 983
Dot. passif de renouvellement	-34 713 329	-36 202 334
Reprise sur travaux de renouvellement		
Reprise lissée caducité	48 751 859	48 751 859
Reprise lissée provision pour risque		
Dot. fonds conduites forcées	-17 406 106	-17 406 106
Reprise sur travaux conduites forcées	3 926 257	-960 424
Exceptionnel		
<b>Impôts et taxes</b>	<b>-4 550 509</b>	<b>-40 580 006</b>
Patente	-3 298 557	-3 352 558
Autres	-15 079	-9 957
Provision (5)	-1 236 873	-37 217 491
Exceptionnel		
<b>Structure</b>	<b>-16 322 883</b>	<b>-12 577 177</b>
Achats et charges externes	-7 971 594	-9 496 090
Exploitation Déléguée	-4 075 299	-2 266 676
Amortissement des biens privés de structure	-760 232	-729 045
Provisions	-3 515 758	-234 862
Autres produits et charges		149 495
Exceptionnel		
<b>Financier</b>	<b>-192 272</b>	<b>655 748</b>
Intérêts sur emprunt bancaire		655 748
Autres produits et charges financières	-192 272	
Rémunération C/C du concessionnaire		
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>181 343 895</b>	<b>91 215 004</b>
Impôt société	-57 449 945	-29 020 048
<b>Résultat net - concessions</b>	<b>123 893 950</b>	<b>62 194 955</b>

### 4.3.3 Commentaires sur les comptes

#### Bilan

##### 1 Amortissement

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire de façon linéaire sur la durée de la concession pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant (cf. partie 5.7 du rapport).

Remarque : la valeur économique des biens calculée sur leur durée de vie figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

2 Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement.

#### Compte de résultat

3 En 2019, la société Marama Nui a procédé à l'émission d'avoir des pertes de transport facturées à la TEP au titre de la période 2017 à 2018.

4 Le 29 mai 2019, Marama Nui et EDT ont conclu avec la TEP un « accord sur les modalités de rétrocession de la maintenance des ouvrages de transport ». Ce contrat prévoit notamment l'indemnisation des pertes de production subies par Marama Nui en cas d'indisponibilité excessive du réseau de transport.

5 À la suite d'un contrôle fiscal sur la patente initié courant 2019, une provision pour risque a été constituée portant sur les années 2017 à 2019. Sur l'exercice 2020, cette provision a été ajustée de sorte à porter le risque sur les 3 dernières années (2018, 2019 et 2020). De ce fait, le risque de redressement de l'année 2017 a été repris et une dotation complémentaire a été comptabilisée pour l'exercice 2020.

#### Commentaires sur les éléments non récurrents :

- Dotation 2020 redressement Patente : + 12.007.633 FCFP
- Reprise 2017 redressement Patente : - 12.200.742 FCFP

Au 31/12/2020, les éléments comptabilisés en exceptionnel sont considérés comme des éléments récurrents car il s'agit de complément de dotation pour les immobilisations mises au rebut ou des produits de cession des éléments d'actifs, donc entrant dans le cycle normal d'investissement.

### 4.3.4 Tableau de passage

	MOYENNE PAPENOO	Autres concessions	Toutes concessions	Hors concession	Concessions + Hors concessions
Résultat avant IS - PCG	198 227 409	471 803 523	670 030 932	-9 154 122	660 876 810
Neutralisation des charges lissées sociales	16 873 798	223 458 599	240 332 397		240 332 397
Rémunération C/C du concessionnaire social	0	21 632 571	21 632 571	-21 632 571	0
Charges lissées - RAD	-33 757 312	-243 304 014	-277 061 326		-277 061 326
Rémunération C/C du concessionnaire - RAD	0	-20 613 693	-20 613 693	20 613 693	0
Résultat avant IS - RAD	181 343 895	452 976 986	634 320 881	-10 173 000	624 147 881

	MOYENNE PAPENOO	Autres concessions	Toutes concessions	Hors concession	Concession + Hors concessions
Résultat net - PCG	135 090 441	305 305 829	440 396 270	48 140 680	488 536 950
Ecart comptes sociaux / comptes RAD	-16 883 514	-18 826 537	-35 710 051	-1 018 878	-36 728 929
Neutralisation IS PCG IS RAD	63 136 968 -57 449 945	166 497 695 -147 151 977	229 634 663 -204 601 922	-57 294 802 57 693 450	172 339 861 -146 908 472
Résultat net - RAD	123 893 951	305 825 009	429 718 960	47 520 450	477 239 410

## 5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

- 5.1 Variation des immobilisations en concession
- 5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public
- 5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements
- 5.4 Le fonds de maintenance des conduites forcée
- 5.5 Dépenses de renouvellement
  - 5.5.1 Le besoin de renouvellement
  - 5.5.2 Le réalisé de l'année
  - 5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans
  - 5.5.4 La dotation de l'exercice
- 5.6 Dépenses de 1<sup>er</sup> établissement
  - 5.6.1 Le réalisé de l'année
  - 5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement
- 5.7 Méthode lissée des charges calculées
- 5.8 Indemnité de fin de concession

## **5.1 Variation des immobilisations en concession**

2019	Acquisition	Cession	Transfert	2020
3 898 423 134	3 189 724	- 2 089 240		3 899 523 618

Pièces sécurité	46 477 641	-	-	-	46 477 641
Bâtiment	322 927 435	-	-	-	322 927 435
Turbine	287 850 959	-	-	-	287 850 959
Elec de Puissance	146 089 552	-	-	-	146 089 552
Elec de Commande	54 101 086	3 189 724	- 2 089 240	-	55 201 570
Telecom	-	-	-	-	-
Barrage & composants associés	285 889 185	-	-	-	285 889 185
Pistes & Ponts	264 345 380	-	-	-	264 345 380
Conduites Forcées	2 443 865 067	-	-	-	2 443 865 067
Appendice	-	-	-	-	-
Autre composant	46 876 829	-	-	-	46 876 829
Droits incorporels de concession	-	-	-	-	-
	<b>3 898 423 134</b>	<b>3 189 724</b>	<b>- 2 089 240</b>	<b>-</b>	<b>3 899 523 618</b>

Les immobilisations sont comptabilisées au moment de leur mise en service, en l'attente, elles figurent en immobilisations en cours.

## **5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public**

L'amortissement présenté correspond à un amortissement linéaire sur la durée de vie des biens de sorte à faire apparaître leur valeur nette économique à la date de clôture.

Cet amortissement diffère de celui pratiqué dans les comptes de la concession, lequel permet, pour un patrimoine géré constant l'obtention d'une charge annuelle « d'amortissement » identique sur toute la durée de la concession.

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2020	VNC 31/12/2020
Autre composant	PAP DEGRILLEUR HYDRAU 0	11 827 267	11 827 267	-
Autre composant	PAP AUTRES CENT 0	35 049 562	35 049 562	-
<b>Total Autre composant</b>		<b>46 876 829</b>	<b>46 876 829</b>	-
Barrage & composants associés	MOY PAPENOO CAPTAGE	285 889 185	101 193 093	184 696 092
<b>Total Barrage &amp; composants associés</b>		<b>285 889 185</b>	<b>101 193 093</b>	<b>184 696 092</b>
Bâtiment	PAP GENIE CIVIL 0	251 541 760	146 316 517	105 225 243
Bâtiment	GC RENOVATION BATIMENT	17 162 173	619 745	16 542 428
Bâtiment	ARMATURE RENOV BATIMENT	11 656 739	631 406	11 025 333
Bâtiment	RENOV TOITURE CENTRALE	42 566 763	4 611 399	37 955 364
<b>Total Bâtiment</b>		<b>322 927 435</b>	<b>152 179 067</b>	<b>170 748 368</b>
Conduites Forcées	PAP CONDUITES CO	2 443 865 067	1 270 120 206	1 173 744 861
<b>Total Conduites Forcées</b>		<b>2 443 865 067</b>	<b>1 270 120 206</b>	<b>1 173 744 861</b>
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP0T1	2 089 240	2 089 240	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP0T1	6 267 722	6 267 722	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP0 T1	2 611 551	2 611 551	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP0 T1	2 089 241	2 089 241	-
Elec de Commande	CABLAGE PAP0 T1	5 223 101	4 594 319	628 782
Elec de Commande	CABLAGE PAP0 T2	5 223 101	4 594 319	628 782
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISME POT1	4 731 789	1 230 266	3 501 523
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP0T2	12 949 805	2 620 176	10 329 629
Elec de Commande	AUTOMATE PAP0 T2	2 189 456	1 107 500	1 081 956
Elec de Commande	PROTECTION PAP0 T2	1 234 558	624 482	610 076
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP0T2	7 402 282	773 127	6 629 155
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP0T2	3 189 724	106 324	3 083 400
<b>Total Elec de Commande</b>		<b>55 201 570</b>	<b>28 708 267</b>	<b>26 493 303</b>
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR CENT 0	47 292 998	43 618 561	3 674 437
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR CENT 0	47 292 998	43 618 561	3 674 437
Elec de Puissance	PAP TRANSF CENTRALE 0	10 824 952	6 296 646	4 528 306
Elec de Puissance	PAP TRANSF CENTRALE 0	10 824 952	6 296 646	4 528 306
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0	790 674	459 915	330 759
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0	584 596	340 043	244 553
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0	584 596	340 043	244 553
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP0 T1	10 446 202	9 188 638	1 257 564
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP0 T2	10 446 202	9 188 638	1 257 564
Elec de Puissance	ARMOIRE AUXILIAIRE PAP0	7 001 382	326 731	6 674 651
<b>Total Elec de Puissance</b>		<b>146 089 552</b>	<b>119 674 422</b>	<b>26 415 130</b>
Pièces sécurité	PCE SECU 00536 ALTERNAT.	27 447 947	9 501 210	17 946 737
Pièces sécurité	PCE SECU 01252 ROUE P0	8 084 749	2 798 568	5 286 181
Pièces sécurité	PCE SECU 03602 TRANSFO HT	3 928 863	1 359 990	2 568 873
Pièces sécurité	PCE SECU 00537 TRANSFO HT	7 016 082	2 428 641	4 587 441
<b>Total Pièces sécurité</b>		<b>46 477 641</b>	<b>16 088 409</b>	<b>30 389 232</b>
Pistes & Ponts	MOY PAPENOO PISTE	264 345 380	93 567 465	170 777 915
<b>Total Pistes &amp; Ponts</b>		<b>264 345 380</b>	<b>93 567 465</b>	<b>170 777 915</b>
Turbine	PAP TURBINE 1 CENTRALE 0	114 698 627	66 717 766	47 980 861
Turbine	PAP ROUE 1 CENTRALE 0	13 769 369	13 769 369	-
Turbine	PAP TURBINE 2 CENTRALE 0	114 698 627	66 717 766	47 980 861
Turbine	PAP ROUE 2 CENTRALE 0	13 769 369	13 769 369	-
Turbine	RENV VANNE PIED PAPENOO 0	30 914 967	3 735 558	27 179 409
<b>Total Turbine</b>		<b>287 850 959</b>	<b>164 709 828</b>	<b>123 141 131</b>
<b>TOTAL MOYENNE PAPENOO</b>		<b>3 899 523 618</b>	<b>1 993 117 586</b>	<b>1 906 406 032</b>

## 5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements

### 5.3.1 Le réalisé de l'année

Aucun investissement n'a été réalisé sur l'année 2020.

## 5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées

Le fonds dédié aux conduites forcées, mis en place par l'avenant 3 du 29 décembre 2015, est destiné au financement, sur la durée résiduelle de la concession, des opérations de maintenance, de réparation, d'entretien ou de remplacement partiel des conduites forcées de la vallée.

Année	Années restantes avant fin de la concession	Fonds de maintenance au 1/01/N	Dotation	Reprise	Fonds de maintenance au 31/12/N
2016	34	380 786 274	17 406 106		398 192 380
2017	33	398 192 380	17 406 106	-8 359 160	407 239 327
2018	32	407 239 327	17 406 106	-11 779 667	412 865 766
2019	31	412 865 766	17 406 106	960 424	431 232 297
2020	30	431 232 297	17 406 106	-3 926 257	<b>444 712 146</b>

### Conduite forcée Papenoo 0 :

- Travaux de protection de la conduite :

A proximité du parc Te Faaiti, la protection de la conduite forcée de la centrale de Papenoo 0 a été progressivement enlevée par l'écoulement des eaux pluviales (buses en amont).

La protection de la conduite a été remise en place et renforcée (ciment).



## 5.5 Dépenses de renouvellement

Les dépenses de renouvellement portent sur l'ensemble des ouvrages immobilisés de la concession, exception faite des conduites forcées, à savoir :

- Regroupement des centrales : Bâtiments, turbines, électricité de puissance, électricité de commande,
- Regroupement des télécommunications : Electronique et réseaux,
- Regroupement des barrages : Gros œuvre et étanchéité,
- Regroupement des pistes : Pistes et ponts,
- Regroupement des conduites forcées : Appendices.

### 5.5.1 Le besoin de renouvellement

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>reste à faire au 31/12/2019</b>	<b>2 186 781 916</b>
réalisé	- 3 189 724
réajusté	
<b>reste à faire au 31/12/2020</b>	<b>2 183 592 192</b>

	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-
Bâtiment	534 261 913
Turbine	568 928 523
Elec de Puissance	472 264 134
Elec de Commande	168 292 386
Telecom	146 250 000
Barrage & composants	-
Pistes & Ponts	-
Appendice	-
Autre composant	293 595 237
	<b>2 183 592 192</b>

### 5.5.2 Le réalisé de l'année

Comparaison renouvellement réalisé-renouvellement prévu		
	réalisé	budget
Turbine	-	19 674 528
Elec de Commande	3 189 724	
Autre composant		16 899 536
	<b>3 189 724</b>	<b>36 574 064</b>

### 5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

	2021	2022	2023	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-	-	-	-
Bâtiment	-	-	-	534 261 913
Turbine	20 000 000	19 674 528	-	568 928 523
Elec de Puissance	-	-	174 422 208	472 264 134
Elec de Commande	1 000 000	7 954 593	11 264 926	168 292 386
Telecom	-	-	-	146 250 000
Barrage & composants	-	-	-	-
Pistes & Ponts	5 000 000	-	-	-
Appendice	-	-	-	-
Autre composant	6 880 000	-	-	293 595 237
	<b>32 880 000</b>	<b>27 629 121</b>	<b>185 687 134</b>	<b>2 183 592 192</b>

### 5.5.4 La dotation de l'exercice

Elle s'obtient en divisant le reste à doter par le nombre d'années résiduelles de la concession.

Le calcul du reste à doter figure au point 5.7 Méthode relative aux charges calculées § 5.7.3 détails des calculs, il correspond au besoin de renouvellement au 31 décembre N-1, réajusté le cas échéant, diminué de l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisés.

La dotation de l'exercice s'élève à **34 713 329 XPF**.

## 5.6 Dépenses de 1er établissement

### 5.6.1 Le Réalisé de l'exercice

Aucun investissement mis en service en 2020

### 5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

#### Barrage Côte 95 :

- Etudes pour la construction d'un nouveau barrage à Côte 95 :

Les chiffres clés du projet Hydromax Cote 95 sont les suivants :

- Coûts d'investissement : 1 628 MXPF HT dont 85% en dépenses locales.
- Productible prévisionnel : 4,5 GWh/an.
- 1000 tonnes/an d'achat carburant fuel lourd économisé.
- 3300 teqCO2 évitées par an.
- Consommation électrique de 1250 foyers.

Le dossier de demande d'autorisation d'exploitation du Projet Cote 95, pour modification de la concession Moyenne Papenoo, a été déposé au Service de l'Energie en juillet 2020.

A ce jour, après un premier passage en commission de forces hydrauliques, le dossier est toujours en instruction après une demande d'informations complémentaires sur l'étude d'impact sur l'environnement.

Cette dernière devrait passer en enquête publique avec commissaire enquêteur courant avril 2021.



## **5.7 Méthode relative aux charges calculées**

### **5.7.1 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.

## 5.7.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

### Amortissement technique des biens au bilan

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

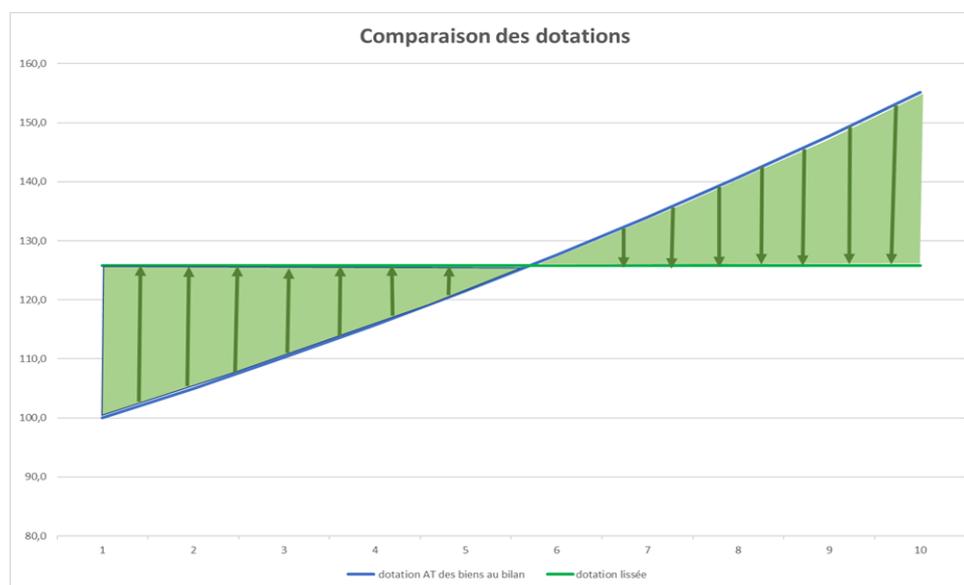
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

### Dotation/reprise de lissage

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

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



En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan  
Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

### 5.7.3 Détail des calculs

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Amortissement des biens au bilan</b>								
<b>VO Ouverture</b>	<b>3 854 758 040</b>	<b>3 853 958 040</b>	<b>3 898 121 844</b>	<b>3 898 423 134</b>	<b>3 899 523 618</b>	<b>3 910 867 519</b>	<b>3 920 399 819</b>	<b>3 984 463 581</b>
acquisitions	-	102 300 642	14 403 664	3 189 724	32 880 000	27 629 121	185 687 134	53 775 057
Sortie d'immo	- 800 000	- 58 136 838	- 14 102 374	- 2 089 240	- 21 536 099	- 18 096 821	- 121 623 371	- 35 222 170
<b>VO Clôture</b>	<b>3 853 958 040</b>	<b>3 898 121 844</b>	<b>3 898 423 134</b>	<b>3 899 523 618</b>	<b>3 910 867 519</b>	<b>3 920 399 819</b>	<b>3 984 463 581</b>	<b>4 003 016 468</b>
- IFC biens au bilan clôture	- 323 735 738	- 333 974 810	- 333 968 391	- 397 108 501	- 397 108 501	- 412 282 124	- 425 032 547	- 510 724 357
- IFC Prévis. sur renouvellement					- 15 173 624	- 12 750 423	- 85 691 810	- 24 816 377
<b>Base amortissable (A)</b>	<b>3 530 222 302</b>	<b>3 564 147 034</b>	<b>3 564 454 743</b>	<b>3 502 415 117</b>	<b>3 513 759 019</b>	<b>3 508 117 695</b>	<b>3 559 431 034</b>	<b>3 492 292 112</b>
cumul doté à l'ouverture (B)	1 796 318 037	1 847 315 221	2 049 923 473	2 095 872 457	2 068 539 847	2 095 895 591	2 127 120 111	2 060 994 393
sortie AT sur sortie immo (C)				- 75 128 452	- 21 536 099	- 18 096 821	- 121 623 371	- 35 222 170
provisions antérieures à l'IFC (D)		155 288 766						
reste à amortir (A) - (B) - (C) - (D)	1 733 904 265	1 561 543 047	1 514 531 270	1 481 671 113	1 466 755 270	1 430 318 926	1 553 934 294	1 466 519 888
nb années restantes	34	33	32	31	30	29	28	27
<b>dotation exercice A (E)</b>	<b>50 997 184</b>	<b>47 319 486</b>	<b>45 948 983</b>	<b>47 795 842</b>	<b>48 891 842</b>	<b>49 321 342</b>	<b>55 497 653</b>	<b>54 315 551</b>
<b>dotations cumulées (B) + (C) + (D) + (E)</b>	<b>1 847 315 221</b>	<b>2 049 923 473</b>	<b>2 095 872 457</b>	<b>2 068 539 847</b>	<b>2 095 895 591</b>	<b>2 127 120 111</b>	<b>2 060 994 393</b>	<b>2 080 087 775</b>
<b>Mécanisme de lissage des AT</b>								
Actif/Passif de renouvellement ouverture (A)	-	<b>32 828 409</b>	<b>63 581 817</b>	<b>99 784 151</b>	<b>134 497 480</b>	<b>168 114 809</b>	<b>201 302 638</b>	<b>228 314 156</b>
<b>dotations/reprises B (B)</b>	<b>32 828 409</b>	<b>30 753 408</b>	<b>36 202 334</b>	<b>34 713 329</b>	<b>33 617 329</b>	<b>33 187 829</b>	<b>27 011 518</b>	<b>28 193 620</b>
Actif/Passif de renouvellement clôture (A) + (B)	32 828 409	63 581 817	99 784 151	134 497 480	168 114 809	201 302 638	228 314 156	256 507 775
<b>dotation lissée A+B</b>	<b>83 825 594</b>	<b>78 072 894</b>	<b>82 151 317</b>	<b>82 509 171</b>				
Moyenne des dotations								
Ecart sur moyenne	1 418 708	- 4 333 991	- 255 569	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286
Ecart sur moyenne cumulé	1 418 708	- 2 915 283	- 3 170 852	- 3 068 567	- 2 966 281	- 2 863 996	- 2 761 710	- 2 659 424
<b>Reprise lissée caducité art LP4</b>								
caducité cpt 229 ouverture (A)	1 657 563 222	1 608 811 363	1 560 059 503	1 511 307 644	1 462 555 784	1 413 803 925	1 365 052 065	1 316 300 206
<b>reprise lissée (B) -</b>	<b>48 751 859</b>							
caducité cpt 229 clôture (A) + (B)	1 608 811 363	1 560 059 503	1 511 307 644	1 462 555 784	1 413 803 925	1 365 052 065	1 316 300 206	1 267 548 346
<b>Impact exercice (-) = produit</b>	<b>35 073 734</b>	<b>29 321 035</b>	<b>33 399 457</b>	<b>33 757 312</b>				

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>Amortissement des biens au bilan</b>								
<b>VO Ouverture</b>	<b>4 003 016 468</b>	<b>4 004 387 434</b>	<b>4 004 387 434</b>	<b>4 054 845 024</b>	<b>4 054 845 024</b>	<b>4 083 609 138</b>	<b>4 083 609 138</b>	<b>4 083 609 138</b>
acquisitions	3 973 708	-	146 250 000	-	83 372 030	-	-	-
Sortie d'immo	- 2 602 742	-	- 95 792 410	-	- 54 607 916	-	-	-
<b>VO Clôture</b>	<b>4 004 387 434</b>	<b>4 004 387 434</b>	<b>4 054 845 024</b>	<b>4 054 845 024</b>	<b>4 083 609 138</b>			
- IFC biens au bilan clôture	- 535 540 734	- 537 374 541	- 537 374 541	- 604 866 709	- 604 866 709	- 643 341 642	- 643 341 642	- 643 341 642
- IFC Prévis. sur renouvellement	- 1 833 806	-	- 67 492 168	-	- 38 474 934	-	-	-
<b>Base amortissable (A)</b>	<b>3 468 846 700</b>	<b>3 467 012 894</b>	<b>3 517 470 483</b>	<b>3 449 978 315</b>	<b>3 478 742 429</b>	<b>3 440 267 496</b>	<b>3 440 267 496</b>	<b>3 440 267 496</b>
cumul doté à l'ouverture (B)	2 080 087 775	2 130 998 943	2 184 439 501	2 148 181 399	2 204 781 265	2 210 562 853	2 269 120 217	2 327 677 581
sortie AT sur sortie immo (C)	- 2 602 742	-	- 95 792 410	-	- 54 607 916	-	-	-
provisions antérieures à l'IFC (D)								
reste à amortir (A) - (B) - (C) - (D)	1 391 361 667	1 336 013 951	1 428 823 393	1 301 796 917	1 328 569 080	1 229 704 643	1 171 147 279	1 112 589 915
nb années restantes	26	25	24	23	22	21	20	19
<b>dotation exercice A (E)</b>	<b>53 513 910</b>	<b>53 440 558</b>	<b>59 534 308</b>	<b>56 599 866</b>	<b>60 389 504</b>	<b>58 557 364</b>	<b>58 557 364</b>	<b>58 557 364</b>
<b>dotations cumulées (B) + (C) + (D) + (E)</b>	<b>2 130 998 943</b>	<b>2 184 439 501</b>	<b>2 148 181 399</b>	<b>2 204 781 265</b>	<b>2 210 562 853</b>	<b>2 269 120 217</b>	<b>2 327 677 581</b>	<b>2 386 234 945</b>
<b>Mécanisme de lissage des AT</b>								
Actif/Passif de renouvellement ouverture (A)	<b>256 507 775</b>	<b>285 503 036</b>	<b>314 571 650</b>	<b>337 546 513</b>	<b>363 455 818</b>	<b>385 575 486</b>	<b>409 527 293</b>	<b>433 479 100</b>
<b>dotations/reprises B (B)</b>	<b>28 995 261</b>	<b>29 068 613</b>	<b>22 974 863</b>	<b>25 909 305</b>	<b>22 119 668</b>	<b>23 951 807</b>	<b>23 951 807</b>	<b>23 951 807</b>
Actif/Passif de renouvellement cloture (A) + (B)	285 503 036	314 571 650	337 546 513	363 455 818	385 575 486	409 527 293	433 479 100	457 430 908
<b>dotation lissée A+B</b>	<b>82 509 171</b>							
Moyenne des dotations								
Ecart sur moyenne	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286
Ecart sur moyenne cumulé	- 2 557 139	- 2 454 853	- 2 352 568	- 2 250 282	- 2 147 997	- 2 045 711	- 1 943 426	- 1 841 140
<b>Reprise lissée caducité art LP4</b>								
caducité cpt 229 ouverture (A)	1 267 548 346	1 218 796 487	1 170 044 627	1 121 292 768	1 072 540 908	1 023 789 049	975 037 189	926 285 330
<b>reprise lissée (B)</b>	<b>- 48 751 859</b>							
caducité cpt 229 clôture (A) + (B)	1 218 796 487	1 170 044 627	1 121 292 768	1 072 540 908	1 023 789 049	975 037 189	926 285 330	877 533 470
<b>Impact exercice (-) = produit</b>	<b>33 757 312</b>							

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
<b>Amortissement des biens au bilan</b>									
<b>VO Ouverture</b>	<b>4 083 609 138</b>	<b>4 083 609 138</b>	<b>4 083 609 138</b>	<b>4 085 200 200</b>	<b>4 085 200 200</b>	<b>4 085 200 200</b>	<b>4 449 394 885</b>	<b>4 512 859 791</b>	<b>4 519 342 326</b>
acquisitions	-	-	4 611 650	-	-	1 055 608 741	183 951 364	18 789 459	-
Sortie d'immo	-	-	- 3 020 589	-	-	- 691 414 055	- 120 486 458	- 12 306 924	-
<b>VO Clôture</b>	<b>4 083 609 138</b>	<b>4 083 609 138</b>	<b>4 085 200 200</b>	<b>4 085 200 200</b>	<b>4 085 200 200</b>	<b>4 449 394 885</b>	<b>4 512 859 791</b>	<b>4 519 342 326</b>	<b>4 519 342 326</b>
- IFC biens au bilan clôture	- 643 341 642	- 643 341 642	- 643 341 642	- 645 469 849	- 645 469 849	- 645 469 849	- 1 132 617 354	- 1 217 508 132	- 1 226 179 184
- IFC Prévis. sur renouvellement	-	-	- 2 128 207	-	-	- 487 147 504	- 84 890 779	- 8 671 052	-
<b>Base amortissable (A)</b>	<b>3 440 267 496</b>	<b>3 440 267 496</b>	<b>3 441 858 557</b>	<b>3 439 730 350</b>	<b>3 439 730 350</b>	<b>3 803 925 036</b>	<b>3 380 242 437</b>	<b>3 301 834 194</b>	<b>3 293 163 142</b>
cumul doté à l'ouverture (B)	2 386 234 945	2 444 792 308	2 503 349 672	2 559 174 676	2 617 878 387	2 676 582 099	2 125 072 428	2 119 224 009	2 215 545 913
sortie AT sur sortie immo (C)	-	-	- 3 020 589	-	-	- 691 414 055	- 120 486 458	- 12 306 924	-
provisions antérieures à l'IFC (D)									
reste à amortir (A) - (B) - (C) - (D)	1 054 032 551	995 475 187	941 529 474	880 555 675	821 851 963	1 117 342 937	1 255 170 009	1 182 607 270	1 077 617 229
nb années restantes	18	17	16	15	14	13	12	11	10
<b>dotation exercice A (E)</b>	<b>58 557 364</b>	<b>58 557 364</b>	<b>58 845 592</b>	<b>58 703 712</b>	<b>58 703 712</b>	<b>139 904 384</b>	<b>114 638 039</b>	<b>108 628 828</b>	<b>107 761 723</b>
<b>dotations cumulées (B) + (C) + (D) + (E)</b>	<b>2 444 792 308</b>	<b>2 503 349 672</b>	<b>2 559 174 676</b>	<b>2 617 878 387</b>	<b>2 676 582 099</b>	<b>2 125 072 428</b>	<b>2 119 224 009</b>	<b>2 215 545 913</b>	<b>2 323 307 636</b>
<b>Mécanique de lissage des AT</b>									
Actif/Passif de renouvellement ouverture (A)	<b>457 430 908</b>	<b>481 382 715</b>	<b>505 334 522</b>	<b>528 998 101</b>	<b>552 803 561</b>	<b>576 609 021</b>	<b>519 213 808</b>	<b>487 084 940</b>	<b>460 965 283</b>
<b>dotations/reprises B (B)</b>	<b>23 951 807</b>	<b>23 951 807</b>	<b>23 663 579</b>	<b>23 805 460</b>	<b>23 805 460</b>	<b>- 57 395 213</b>	<b>- 32 128 868</b>	<b>- 26 119 657</b>	<b>- 25 252 552</b>
Actif/Passif de renouvellement clôture (A) + (B)	<b>481 382 715</b>	<b>505 334 522</b>	<b>528 998 101</b>	<b>552 803 561</b>	<b>576 609 021</b>	<b>519 213 808</b>	<b>487 084 940</b>	<b>460 965 283</b>	<b>435 712 731</b>
<b>dotation lissée A+B</b>	<b>82 509 171</b>								
Moyenne des dotations									
Ecart sur moyenne	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286
Ecart sur moyenne cumulé	- 1 738 854	- 1 636 569	- 1 534 283	- 1 431 998	- 1 329 712	- 1 227 427	- 1 125 141	- 1 022 856	- 920 570
<b>Reprise lissée caducité art LP4</b>	<b>- 48 751 859</b>								
caducité cpt 229 ouverture (A)	<b>877 533 470</b>	<b>828 781 611</b>	<b>780 029 752</b>	<b>731 277 892</b>	<b>682 526 033</b>	<b>633 774 173</b>	<b>585 022 314</b>	<b>536 270 454</b>	<b>487 518 595</b>
<b>reprise lissée (B)</b>	<b>- 48 751 859</b>								
caducité cpt 229 clôture (A) + (B)	<b>828 781 611</b>	<b>780 029 752</b>	<b>731 277 892</b>	<b>682 526 033</b>	<b>633 774 173</b>	<b>585 022 314</b>	<b>536 270 454</b>	<b>487 518 595</b>	<b>438 766 735</b>
<b>Impact exercice (-) = produit</b>	<b>33 757 312</b>								

	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
<b>Amortissement des biens au bilan</b>									
<b>VO Ouverture</b>	<b>4 519 342 326</b>	<b>4 519 342 326</b>	<b>4 519 342 326</b>	<b>4 519 342 326</b>	<b>4 521 188 818</b>	<b>4 521 188 818</b>	<b>4 521 188 818</b>	<b>4 614 141 836</b>	<b>4 652 882 927</b>
acquisitions	-	-	-	5 352 009	-	-	269 421 884	112 290 036	-
Sortie d'immo	-	-	-	- 3 505 517	-	-	- 176 468 866	- 73 548 945	-
<b>VO Clôture</b>	<b>4 519 342 326</b>	<b>4 519 342 326</b>	<b>4 519 342 326</b>	<b>4 521 188 818</b>	<b>4 521 188 818</b>	<b>4 521 188 818</b>	<b>4 614 141 836</b>	<b>4 652 882 927</b>	<b>4 652 882 927</b>
- IFC biens au bilan clôture	- 1 226 179 184	- 1 226 179 184	- 1 226 179 184	- 1 226 179 184	- 1 228 649 055	- 1 228 649 055	- 1 228 649 055	- 1 352 983 189	- 1 404 803 346
- IFC Prévis. sur renouvellement	-	-	-	- 2 469 871	-	-	- 124 334 134	- 51 820 157	-
<b>Base amortissable</b>	<b>(A) 3 293 163 142</b>	<b>3 293 163 142</b>	<b>3 293 163 142</b>	<b>3 295 009 634</b>	<b>3 292 539 763</b>	<b>3 292 539 763</b>	<b>3 385 492 781</b>	<b>3 299 899 738</b>	<b>3 248 079 582</b>
cumul doté à l'ouverture	<b>(B) 2 323 307 636</b>	2 431 069 359	2 538 831 082	2 646 592 805	2 751 741 013	2 859 900 763	2 968 060 513	2 989 558 692	3 107 954 743
sortie AT sur sortie immo	<b>(C) -</b>	-	-	- 3 505 517	-	-	- 176 468 866	- 73 548 945	-
provisions antérieures à l'IFC	<b>(D) -</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
reste à amortir	<b>(A) - (B) - (C) - (D) 969 855 506</b>	862 093 784	754 332 061	651 922 346	540 798 751	432 639 001	593 901 134	383 889 991	140 124 839
nb années restantes	9	8	7	6	5	4	3	2	1
<b>dotation exercice A</b>	<b>(E) 107 761 723</b>	107 761 723	107 761 723	108 653 724	108 159 750	108 159 750	197 967 045	191 944 996	140 124 839
<b>dotations cumulées</b>	<b>(B) + (C) + (D) + (E) 2 431 069 359</b>	<b>2 538 831 082</b>	<b>2 646 592 805</b>	<b>2 751 741 013</b>	<b>2 859 900 763</b>	<b>2 968 060 513</b>	<b>2 989 558 692</b>	<b>3 107 954 743</b>	<b>3 248 079 582</b>
<b>Mécanisme de lissage des AT</b>									
Actif/Passif de renouvellement ouverture	<b>(A) 435 712 731</b>	<b>410 460 180</b>	<b>385 207 628</b>	<b>359 955 076</b>	<b>333 810 523</b>	<b>308 159 944</b>	<b>282 509 365</b>	<b>167 051 492</b>	<b>57 615 668</b>
<b>dotations/reprises B</b>	<b>(B) - 25 252 552</b>	- 25 252 552	- 25 252 552	- 26 144 553	- 25 650 579	- 25 650 579	- 115 457 873	- 109 435 824	- 57 615 668
Actif/Passif de renouvellement clôture	<b>(A) + (B) 410 460 180</b>	385 207 628	359 955 076	333 810 523	308 159 944	282 509 365	167 051 492	57 615 668	0
<b>dotation lissée A+B</b>	<b>82 509 171</b>	<b>82 509 171</b>	<b>82 509 171</b>	<b>82 509 171</b>	<b>82 509 171</b>	<b>82 509 171</b>	<b>82 509 171</b>	<b>82 509 171</b>	<b>82 509 171</b>
Moyenne des dotations									
Ecart sur moyenne	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286	102 286
Ecart sur moyenne cumulé	- 818 284	- 715 999	- 613 713	- 511 428	- 409 142	- 306 857	- 204 571	- 102 286	-
<b>Reprise lissée caducité art LP4</b>									
caducité cpt 229 ouverture	<b>(A) 438 766 735</b>	390 014 876	341 263 016	292 511 157	243 759 297	195 007 438	146 255 578	97 503 719	48 751 859
<b>reprise lissée</b>	<b>(B) - 48 751 859</b>	- 48 751 859	- 48 751 859	- 48 751 859	- 48 751 859	- 48 751 859	- 48 751 859	- 48 751 859	- 48 751 859
caducité cpt 229 clôture	<b>(A) + (B) 390 014 876</b>	341 263 016	292 511 157	243 759 297	195 007 438	146 255 578	97 503 719	48 751 859	-
<b>Impact exercice (-) = produit</b>	<b>33 757 312</b>	<b>33 757 312</b>	<b>33 757 312</b>	<b>33 757 312</b>	<b>33 757 312</b>	<b>33 757 312</b>	<b>33 757 312</b>	<b>33 757 312</b>	<b>33 757 312</b>

## **5.8 Indemnité de fin de concession**

Au terme de la concession, il sera attribué au concessionnaire une indemnité correspondant à la valeur non amortie des ouvrages figurant au bilan de la concession, pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur financement. Par exception, les terrains sur lesquels reposent les ouvrages seront remis gratuitement au concédant en fin de concession, et seront de ce fait soumis à un amortissement de caducité linéaire.

	<b>IFC prévisionnelle sur biens à renouveler</b>	<b>IFC sur biens existants au bilan au 31/12/2020 et non renouvelables</b>	<b>Total IFC</b>
Pièces sécurité	-	-	-
Terrain	-	-	-
Bâtiment	344 430 607	10 245 503	354 676 110
Turbine	336 491 487	-	336 491 487
Elec de Puissance	249 816 813	-	249 816 813
Elec de Commande	44 804 769	-	44 804 769
Telecom	20 576 358	-	20 576 358
Barrage & composants associés	-	52 792 140	52 792 140
Pistes & Ponts	-	48 813 872	48 813 872
Conduites Forcées	-	285 256 986	285 256 986
Appendice	-	-	-
Autre composant	11 574 812	-	11 574 812
<b>TOTAL</b>	<b>1 007 694 845</b>	<b>397 108 501</b>	<b>1 404 803 346</b>

## **6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC**

Etats des engagements à incidence financière

1. Convention de gestion déléguée avec la société Electricité de Tahiti (EDT)
2. Convention de fourniture d'hydroélectricité
3. Accord de puissance garantie
4. Convention de prestation de conduite
5. Convention d'assistance administrative
6. Convention d'indemnisation des indisponibilités du réseau de transport

## **Etats des engagements à incidence financière**

### **1- Convention de gestion déléguée avec la société Electricité de Tahiti (EDT)**

Une convention de gestion déléguée pour l'exploitation, la conduite et la maintenance des ouvrages de production hydroélectrique a été conclue entre MARAMA NUI et EDT, elle a fait l'objet d'une prolongation de 10 ans à compter du 1er janvier 2020 avec faculté de résiliation à tout moment, avec un préavis de 6 mois.

Dans ce cadre, la société EDT a repris l'intégralité du personnel de la société MARAMA NUI, elle s'engage à maintenir les ouvrages confiés en parfait état de fonctionnement et à en assurer une gestion optimale sur la base d'un programme de maintenance et d'un programme à moyen terme de modernisation et de renouvellement prédéfinis et révisables d'accord des parties.

A la demande de MARAMA NUI, les conditions de rémunération de cette prestation sont passées en 2011 d'un mode forfaitaire à une refacturation au franc le franc des dépenses effectivement supportées par l'exploitant délégué. Depuis le 1er janvier 2018 un second avenant a mis en place une rémunération de la prestation fournie à hauteur de 2% des dépenses gérées.

Seuls les gros travaux dont la maîtrise d'œuvre est confiée à l'exploitant délégué sont refacturés avec l'application sur les coûts directs d'un coefficient destiné à couvrir les charges indirectes de production ainsi que les frais généraux du concessionnaire.

Un avenant 3 à cette convention, lui donnant une durée fixe de 10 ans, avec préavis de résiliation de 6 mois, a été adopté en conseil d'administration le 28 novembre 2019, mais n'a pas encore pu être validé en Assemblée Générale faute de quorum.

### **2- Convention de fourniture d'hydroélectricité**

Le contrat de fourniture d'hydroélectricité, signé le 30 novembre 2000 avec la société EDT, s'est poursuivi. Le tarif unique de 12,06 F/kWh a néanmoins été remplacé, au 1<sup>er</sup> mars 2016, par des tarifs différenciés par concessions.

Un avenant à cette convention, lui donnant une durée fixe de 10 ans, avec préavis de résiliation de 6 mois, a été adopté en conseil d'administration le 28 novembre 2019, mais n'a pas encore pu être validé en Assemblée Générale faute de quorum.

### **3- Accord de puissance garantie**

Une convention de puissance garantie a été signée le 3 mai 1999 avec la société EDT. Cette convention a fait l'objet d'un avenant en 2005 portant sur les nouvelles conditions d'application de la puissance garantie hydroélectrique modulée (PGHM) dont la valeur de référence évolue entre 9 MW, 12 MW et 18 MW selon 3 périodes saisonnières.

En cas d'incapacité propre à MARAMA NUI à fournir la PGHM, des pénalités peuvent être appliquées par EDT dans le cas où :

- a) EDT n'aurait pas pu, avec ses moyens thermiques disponibles, compenser le déficit de puissance hydroélectrique dans la limite des valeurs de référence de chaque période ;
- b) L'énergie hebdomadaire hydroélectrique déjà utilisée serait inférieure à la valeur de l'énergie minimale potentielle hebdomadaire de la période correspondante.

La pénalité est égale au volume estimé d'énergie non livrée, limitée au maximum à la valeur de l'énergie minimale hebdomadaire correspondante, exprimée en kWh, multipliée par le prix de cession en vigueur du kWh hydroélectrique par MARAMA NUI à EDT.

La convention a une durée de 5 ans à compter de la date de son approbation par le Ministre en charge de l'énergie, avec renouvellement tacite sauf dénonciation sous préavis de 6 mois.

Un avenant à cette convention, lui donnant une durée fixe de 10 ans, avec préavis de résiliation de 6 mois, a été adopté en conseil d'administration le 28 novembre 2019, mais n'a pas encore pu être validé en Assemblée Générale faute de quorum.

#### **4- Convention de prestation de conduite**

Le 1er avril 2017, une convention de prestation d'assistance à la conduite des ouvrages de MARAMA NUI a été conclue avec EDT. Cette convention permet de déléguer à EDT les missions de conduite desdits ouvrages, en dehors des heures ouvrables. La conduite est ainsi assurée 24/24h, 7/7j.

#### **5- Convention d'assistance administrative**

Depuis le 1er mars 2001, MARAMA NUI bénéficie de l'assistance d'EDT en matière administrative et financière, comptable, paye et ressources humaines, juridique, informatique et technique.... EDT met à disposition de MARAMA NUI les moyens humains et matériels lui permettant de fournir une assistance de qualité correspondant à la taille et aux besoins de la société.

L'assistance administrative fournie à MARAMA NUI concerne l'ensemble des tâches habituelles ou exceptionnelles que peut avoir à accomplir le service administratif d'une entreprise de la taille de cette société, tant dans son activité interne que dans ses rapports avec les tiers.

Les conditions de rémunération de cette assistance sont effectuées sur la base des coûts réellement engagés :

- Le coût de fonctionnement des services concernés constitués des frais de personnel majorés de 20% pour tenir compte des charges accessoires (locaux, téléphone, fournitures, amortissement du matériel...) sont pris en compte au prorata du temps passé,
- Les débours à savoir consultations juridiques ou autres sous-traitants sont refacturés au franc le franc

Pour l'exercice 2020, les montants facturés se sont élevés à 70.319.858 FCFP et inclus l'assistance informatique.

#### **6- Convention d'indemnisation des indisponibilités du réseau de transport**

Le 29 mai 2019, Marama Nui et EDT ont conclu avec la TEP un « accord sur les modalités de rétrocession de la maintenance des ouvrages de transport ».

Ce contrat prévoit notamment l'indemnisation des pertes de production subies par Marama Nui en cas d'indisponibilité excessive du réseau de transport.