



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 2018

Sommaire

1 - SYNTHÈSE.....	3
1.1 Faits marquants	3
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	19
4.1 Principes de la comptabilité appropriée.....	20
4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique.....	23
4.3 Les comptes de la concession	26
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISÉS	29
5.1 Variation des immobilisations en concession.....	30
5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public	31
5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements	32
5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées	32
5.5 Dépenses de renouvellement	33
5.6 Dépenses de 1er établissement	36
5.7 Méthode relative aux charges calculées	36
5.8 Indemnité de fin de concession.....	40
6 – ENGAGEMENTS NÉCESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC.....	41

1 - SYNTHÈSE

1.1 Faits marquants

Non actualisation tarifaire :

Bien que cela soit prévu au cahier des charges de la concession, la Polynésie française n'a procédé à aucune actualisation tarifaire contractuellement due depuis le 25 février 2016.

Notre société a informé le Service des Energies de la nécessité de cet ajustement.

Rapports avec la TEP :

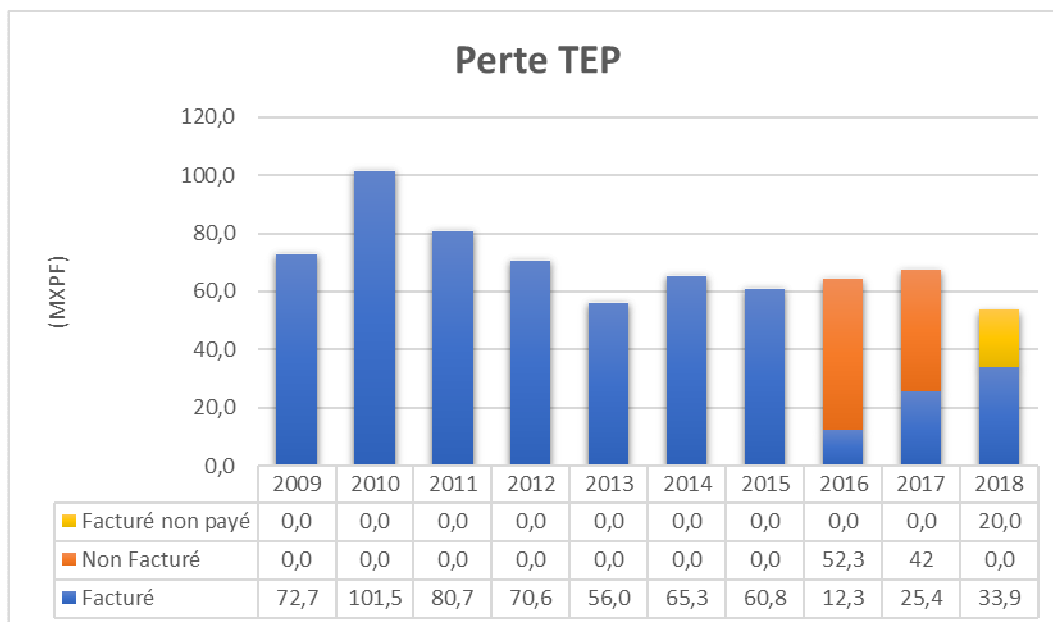
Le sujet de la compensation des pertes de Transport (TEP) devra rapidement être tranché par l'autorité concédante. Au 1er septembre 2017, date d'augmentation de la redevance de transport TEP à son niveau maximum de 2,75 F CFP, MARAMA NUI a cessé d'émettre des avoirs sur l'indemnisation desdites pertes, conformément aux avenants de décembre 2015.

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

La mise en service du futur réseau de transport (boucle nord) devrait en outre augmenter les pertes de transport de manière très significative, en raison de sa longueur. Nous estimons que ces pertes pourraient être multipliées par 2 ou par 3, ce qui sans cadre contractuel établi avec la TEP, ni cadre réglementaire défini par l'autorité concédante, mettrait l'entreprise en difficulté.

Après une discussion infructueuse avec la TEP, une réunion s'est tenue au Service Energies le 20 février 2019, et un courrier d'alerte a été adressé à ce service le 11 mars. Il est proposé de signer rapidement un contrat de régularisation des prises en charge des pertes de transport par la TEP, dans l'attente d'une éventuelle réorganisation plus profonde du système, à l'étude par le Pays.

Par ailleurs, le réseau de transport n'ayant pas été renouvelé sur les 3 boucles 20 kV du sud, la fiabilité du service reste fragilisée dans la zone sud de l'île et pourrait entraîner des difficultés d'écoulement d'énergie hydroélectrique dans les années à venir. Potentiellement, près d'un tiers des ventes d'énergie de la société est subordonné à la disponibilité de ces boucles.



Historique sur 10 ans du chiffre d'affaires des pertes TEP

1.2 Principaux indicateurs

			Moyenne Papenoo	
			2018	2017
Techniques	Pluviométrie	mm	6 430	8 828
	Disponibilité des ouvrages		99,40%	99,90%
	Production sortie d'alternateurs			
	- exercice	kWh	24 646 550	27 046 653
	- moyenne historique	kWh	24 642 454	24 642 250
	Production vendue			
	- exercice	kWh	24 491 455	26 472 436
- rendement		99,4%	97,9%	
- contractuelle	kWh	23 331 031	23 331 031	
Financiers	Chiffre d'Affaires Net Energie	k XPF	319 390	336 062
	Ecart sur prévisionnel (Art16.2)			
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	71 705	61 496
	- variation de l'exercice	k XPF	10 209	-24 864
	Patrimoine Immobilier	k XPF	3 898 122	3 853 958
	Travaux réalisés			
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	102 301	-
	- Dépenses d'améliorant	k XPF	-	-
	Besoin de renouvellement	k XPF	2 051 146	2 194 294
	Fonds de maintenance des conduites forcées			
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	412 866	407 239	
- Variation sur l'exercice	k XPF	5 626	17 406	
Indemnité de fin de concession	k XPF	1 395 566	1 401 864	
Développement durable	Environnement			
	- économie de fuel	m3	5 565	3 171
	- réduction de CO2	T	19 349	11 027



2 - PRESENTATION

2.1 Les moyens affectés à la concession

2.2 Le cadre juridique et contractuel

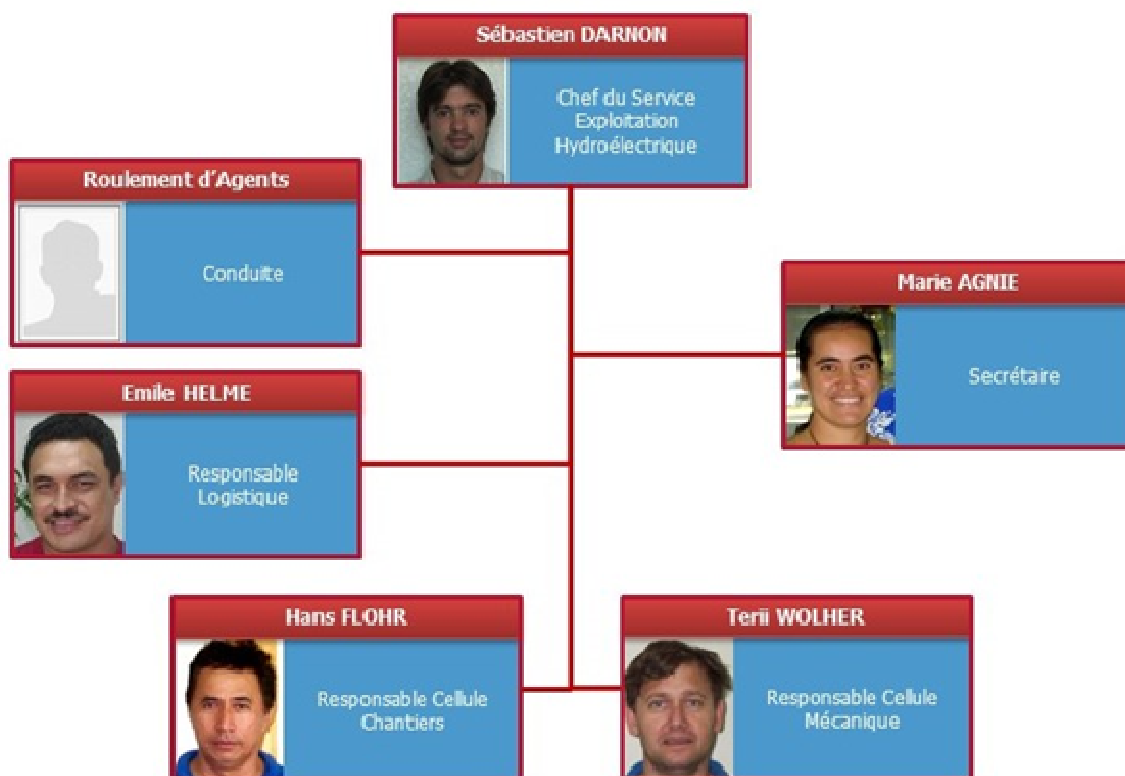
2.2.1 La convention de concession

2.2.2 Les autres contrats

2.1 Les moyens affectés à la concession

Les moyens humains et matériels du groupe implantés en Polynésie et dédiés à l'hydroélectricité sont communs aux 6 vallées en concession et organisés autour de la société MARAMA NUI délégataire du service public.

L'effectif technique dédié à la production hydroélectrique est de 24 salariés organisés comme suit :



Le management et les supports tant techniques pour les gros 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 actionnariat 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 française 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 prochainement celui de Maroto attendu pour début 2019. 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.

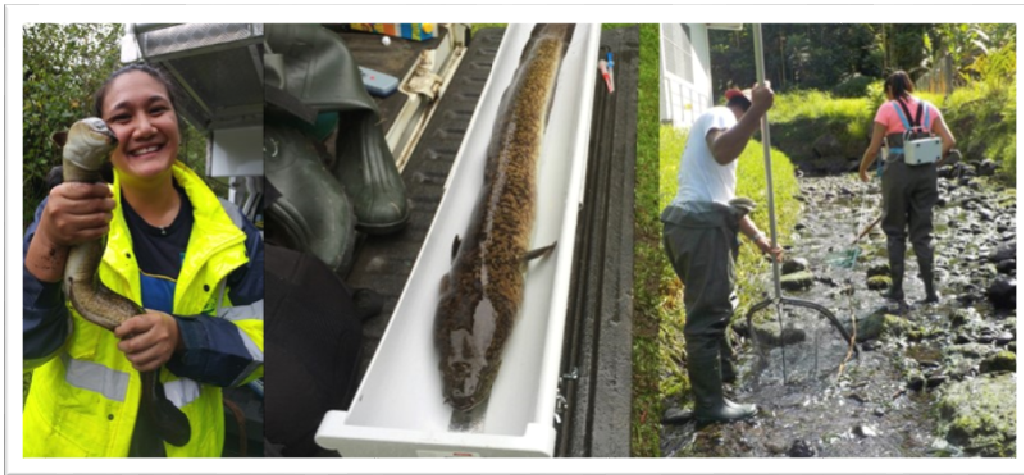
A ce jour, MARAMA NUI exploite 15 barrages et 14 centrales, répartis sur 5 vallées de Tahiti, pour une puissance installée totale de 47,4 MW.

Une énergie propre et locale

La production électrique de MARAMA NUI, qui se monte à 156 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 m³ de fuel environ, et réduit ainsi les émissions dans l'atmosphère de 130.000 tonnes de CO₂ 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 ces 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 2025 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'ensembles 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 notamment modifié le prix de vente du kWh hydroélectrique, 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
- Contrat pour la compensation des pertes de transport, avec la société de Transport d'Énergie Électrique 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.

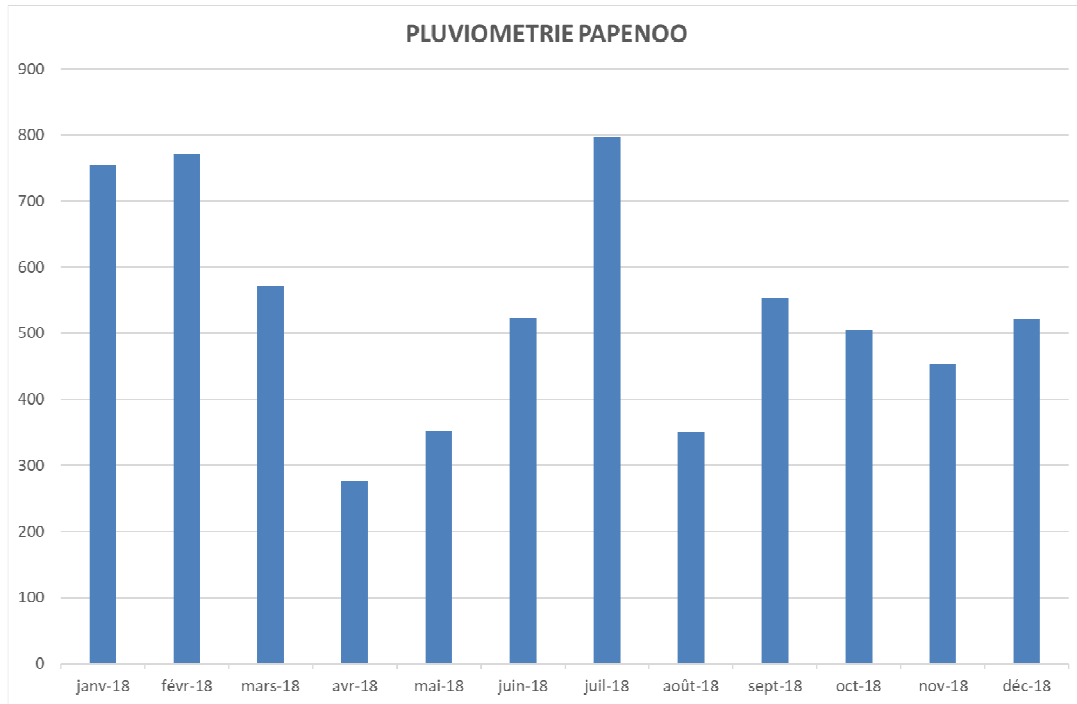
Si pour sa part l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié », elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	14,34
restitution taxe foncière	-0,57
actualisation au 01/03/2016	0,00
Tarif au 01/03/2016	13,77
actualisation au 01/03/2017	0,03
Tarif au 01/03/2017	13,8
baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,40
Tarif au 01/09/2017	13,40
actualisation au 01/03/2018	0,05
Tarif au 1/03/2018	13,45

3.2 Production vendue et chiffre d'affaires correspondant

3.2.1 Pluviométrie

La pluviométrie est très élevée les 2 premiers mois de l'année. Une pluviométrie relativement constante tout au long de l'année à l'exception du mois de décembre un peu bas et du mois d'août très sec.



Graphique de pluviométrie

3.2.2 Disponibilité des ouvrages

La disponibilité de la vallée est restée excellente, à 99,4 % (hors arrêts programmés).

Papenoo OT1	98,9%	99,4%
Papenoo OT2	99,9%	



3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

Depuis 1998 (moyenne calculée depuis l'origine)
(Sortie transfo.)

	PAPENOO MOYEN
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
moy réelle à 2018	24 642 454
Ecart / Moyenne	0%

La production de l'exercice est environ égale à la moyenne historique avec 24.646 GWh de produit sur l'année par rapport à 24.642 GWh depuis l'origine.

3.2.4 Production « vendue »

En raison de la consommation des auxiliaires des centrales et de la facturation à la TEP des pertes de transport, la production vendue sur l'exercice s'élève à **24 491 455 KWh**.

	Janv - Fév	Mars - Aout	Sept - Déc	2018
Production brute (sortie transfo.)				24 646 550 kWh
- Consommation des auxiliaires				-155 095 kWh
Production vendue	7 748 000 kWh	9 766 509 kWh	6 976 946 kWh	24 491 455 kWh

3.2.5 Chiffre d'affaires

3.2.5.1 Prise en charge temporaire des pertes de transport

Par application de l'avenant du 29 décembre 2015 au cahier des charges de la concession, le chiffre d'affaires comptabilisé jusqu'au 1er septembre 2017 a été réduit par l'émission d'avoires au bénéfice de la TEP.

Au 1er septembre, 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 avoires de sorte à faire à nouveau supporter par la TEP ses pertes liées au transport.

A compter du 1er septembre 2017, l'avantage procuré par l'arrêt de l'émission de ces avoires a été répercuté au bénéfice des usagers par réduction à due concurrence du tarif de vente de l'énergie hydroélectrique.

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

Des discussions sont en cours avec la TEP, le SDE et le Ministère de l'énergie pour voir réactiver le contrat dont la TEP avait refusé la reconduction. A défaut de retour à la normale de la prise en charge des pertes, MARAMA NUI sera contraint de faire valoir l'indemnisation de son préjudice en justice.

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 temporaire des pertes de transport le chiffre d'affaires ressort à **319 390 187 XPF**.

	Janv - Fév	Mars - Aout	Sept - Déc	2018
Production brute (sortie transfo.)				24 646 550 kWh
- Consommation des auxiliaires				-155 095 kWh
Production vendue	7 748 000 kWh	9 766 509 kWh	6 976 946 kWh	24 491 455 kWh
Production contractuelle (art 16-2)	4 946 179 kWh	10 079 005 kWh	8 305 847 kWh	23 331 031 kWh
Ecart	2 801 821 kWh	-312 496 kWh	-1 328 901 kWh	1 160 424 kWh
<i>dont 66% porté en cpt courant du concédant</i>	<i>1 849 202 kWh</i>	<i>-206 248 kWh</i>	<i>-877 075 kWh</i>	<i>765 880 kWh</i>
Tarif de vente moyen du kWh	13,43 XPF	13,47 XPF	13,47 XPF	13,46 XPF
Vente à EDT	100 944 005 XPF	128 061 631 XPF	91 483 107 XPF	320 488 744 XPF
Vente à la TEP	3 081 160 XPF	3 516 125 XPF	2 512 782 XPF	9 110 067 XPF
Chiffre affaires énergie	104 025 165 XPF	131 577 756 XPF	93 995 889 XPF	329 598 810 XPF
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-24 779 309 XPF	2 774 031 XPF	11 796 655 XPF	-10 208 623 XPF
Chiffre affaires Net énergie				319 390 187 XPF

3.3 Bilan d'exploitation

3.3.1 Incidents majeurs

Aucun incident majeur n'a eu lieu sur Papanoo en 2018.

3.3.2 Actions Sécurité Environnement

MARAMA NUI mesure trimestriellement les débits réservés s'écoulant en aval de ces ouvrages. Ce débit est également contrôlé visuellement en permanence par l'ensemble des techniciens et sous-traitants de MARAMA NUI.

Le débit réservé permet de garantir un apport minimal dans un cours d'eau au droit d'un ouvrage hydroélectrique pour sauvegarder l'écoulement de l'eau en aval et la continuité écologique. Il est défini par la concession des forces hydrauliques à 5% du débit de la rivière.

Le cycle de vie des anguilles de Polynésie Française

Tahiti est devenue une référence pour les données sur les anguilles du Pacifique Sud au terme de la thèse de Mme Herehia HELME. Elle a permis de mettre en évidence le faible impact des aménagements sur les anguilles, et la nécessité de se focaliser sur la conception des canaux de fuite.

Aujourd'hui, Herehia HELME, la jeune docteure a été engagée en tant que responsable environnemental. Elle continue à suivre notre impact sur la biodiversité, surveille nos activités d'un point de vue environnemental, et mène des actions d'information des populations au sujet des travaux environnementaux menés par MARAMA NUI. Son Etude a été menée sur les vallées de la Papanoo.



Présentation anguille au Forum du LEP Mahina

MARAMA NUI mesure trimestriellement les débits réservés s'écoulant en aval de ces ouvrages. Ce débit est également contrôlé visuellement en permanence par l'ensemble des techniciens et sous-traitants de MARAMA NUI.

Le débit réservé permet de garantir un apport minimal dans un cours d'eau au droit d'un ouvrage hydroélectrique pour sauvegarder l'écoulement de l'eau en aval et la continuité écologique. Il est défini par la concession des forces hydrauliques à 5% du débit de la rivière.



4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

4.1 Principe de la comptabilité appropriée

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 2016 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 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
- 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

4.1.1 – 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 spécifiques 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

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

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

A compter de 2018, les provisions pour renouvellements comptabilisées avant l'introduction d'une Indemnité de Fin de Concession ont été transférées en amortissements des biens existants au bilan redressant par la même le reste à amortir (cf avenant de décembre 2015). Ce transfert est sans impact sur le montant des charges calculées.

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.

Pour l'année 2018, le tableau suivant présente les montants pour les parties liées.

Libellé	Description	Total Concession
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités : réseaux & facility Management	2 952 739
Polydiesel	Travaux sous-traités : production	1 634 013

4.1.10 - L'identification des contrats à long terme

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

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

Les coûts non récurrents sont mentionnés sous une rubrique spécifique.

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 :
 - provisions pour risques et charges (caducité, provision pour renouvellement, remise en état),
 - 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.

- L'impôt sur les sociétés et la contribution supplémentaire (ou à défaut l'IMF en cas de déficit) sont calculés sur le résultat de chaque concession, disposant ainsi d'une situation normative des résultats.
La contrepartie de l'imposition normative est inscrite en Hors Concession dans la rubrique « consolidation des bases fiscales ».

4.3 Les comptes de la concession

4.3.1 Bilan

ACTIF	MOYENNE PAPENOO	
	2018 Concession	2017 Concession
Immobilisations concédées	3 898 121 844	3 853 958 040
Immobilisations privées	53 787 296	83 928 243
Immobilisations financières	4 455 812	6 596 551
Immobilisations en-cours	30 660 359	18 095 000
Avances et acomptes		
Total Immobilisations brutes	3 987 025 311	3 962 577 834
Amortissements	-2 093 185 651	-1 922 978 878
Immobilisation concédés (1)	-2 049 923 473	-1 847 315 221
Immobilisation privés	-43 262 178	-75 663 657
Immobilisations nettes	1 893 839 660	2 039 598 956
Stock	30 028 605	27 888 058
Provisions de stock	-2 507 022	-2 322 043
Net	27 521 583	25 566 015
Créances clients	29 436 019	66 233 746
Autres créances	23 492 987	24 427 062
Charges constatées d'avance	349 322	351 259
Total créances d'exploitation	53 278 328	91 012 067
Provisions créances	-4 713 264	-561 571
Créances nettes	48 565 065	90 450 496
Disponibilités ou C/C du concessionnaire	406 682 619	324 678 999
TOTAL ACTIF	2 376 608 926	2 480 294 465

PASSIF	MOYENNE PAPENOO	
	2018 Concession	2017 Concession
RESULTAT	151 912 743	147 363 721
Capitaux propres	151 912 743	147 363 721
Amort caducité, ATO, PRU	1 560 059 504	1 608 811 363
Provision pour renouvellement		
Passif de renouvellement (2)	63 581 817	32 828 409
Fonds de maintenance conduites forcées	412 865 765	407 239 327
Autres provisions pour risques et charges	9 721 065	7 882 463
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation (1)		155 288 766
S/T capitaux propres et provisions	2 198 140 894	2 359 414 050
Emprunt et dettes		
Avance et Acompte recus (3)	56 310 907	
Fournisseurs	18 631 747	16 413 808
Dettes fiscales et sociales	16 467 056	25 185 974
Autres dettes	87 058 323	79 280 633
PCA		
S/T emprunts et dettes	178 468 033	120 880 416
TOTAL PASSIF	2 376 608 926	2 480 294 465

4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	MOYENNE PAPENOO	
	2018 Concession	2017 Concession
CA "net" Energie	319 390 187	336 062 031
Ventes hydro (à EDT)	320 488 765	356 169 502
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	9 110 046	4 756 055
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-10 208 624	-24 863 526
Production moyenne (de l'origine à 2018)	24 642 454	24 642 250
kWh vendus	24 491 455	26 472 436
CA / kWh vendus	13,04	12,69
Maintenance - Conduite exploitation	-62 364 053	-80 067 168
Achats et charges externes	-137 936 663	-79 674 891
Exploitation Déléguée	-33 386 140	-28 216 181
Production immobilisée	114 866 001	31 324 957
Provision remise en état / grosses réparations		
Provision Stock & créances	-4 283 119	-1 779 211
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-1 550 367	-1 607 510
Exceptionnel	-73 766	-114 333
Amortissement des actifs de concession	-34 947 474	-39 414 961
AT, Caducité, PR		
Amortissement biens existants (4)	-47 319 486	-50 997 184
Reprise lissée provision pour risque (4)		4 705 720
Dot. passif de renouvellement	-32 091 705	-32 828 409
Reprise sur travaux de renouvellement	1 338 297	
Reprise lissée caducité	48 751 859	48 751 859
Dot. fonds conduites forcées	-17 406 106	-17 406 107
Reprise sur travaux conduites forcées	11 779 667	8 359 160
Exceptionnel		
Impôts et taxes	-4 848 286	-6 580 240
Patente	-3 291 392	-5 372 561
Autres	-6 940	-11 205
Provision	-1 549 954	-1 196 464
Exceptionnel		-10
Structure	-9 721 367	-10 118 206
Achats et charges externes	-8 463 138	-5 246 084
Exploitation Déléguée	-3 224 235	-2 044 451
Amortissement des biens privés de structure	-1 161 304	-1 075 923
Provisions	-298 189	-1 751 748
Autres produits et charges	3 425 500	
Exceptionnel		
Financier	450 700	638 145
Intérêts sur emprunt bancaire		
Autres produits et charges financières	450 700	-1 556 295
Rémunération C/C du concessionnaire		2 194 440
Résultat avant impôt	207 959 708	200 519 601
Impôt société	-56 046 965	-53 155 880
Résultat net - concessions	151 912 743	147 363 721



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.

3 En 2017, les avoirs à établir ont été comptabilisés en hors concession.

Compte de résultat

4 A compter de 2018, les provisions pour renouvellements comptabilisées avant l'introduction d'une Indemnité de Fin de Concession ont été transférées en amortissements des biens existants au bilan redressant par la même le reste à amortir (cf avenant de décembre 2015). Ce transfert est sans impact sur le montant des charges calculées.

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^{er} 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

2017	Acquisition		Cession	Transfert	2018
3 853 958 040	102 300 642	-	58 136 838		3 898 121 844

Pièces sécurité	46 477 641				46 477 641
Bâtiment	286 955 251	71 385 675	-	35 413 491	322 927 435
Turbine	256 935 992	30 914 967			287 850 959
Elec de Puissance	146 922 822				146 922 822
Elec de Commande	52 966 526				52 966 526
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	69 600 176		-	22 723 347	46 876 829
Droits incorporels de concession					-
3 853 958 040	102 300 642	-	58 136 838		3 898 121 844

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 31/12/2018	VNC 31/12/2018
Autre composant	PAP DEGRILLEUR HYDRAU 0 PAPENOO CENTRALE 0	11 827 267	11 827 267	-
Autre composant	PAP AUTRES CENT 0 PAPENOO CENTRALE 0	35 049 562	35 049 562	-
Total Autre composant		46 876 829	46 876 829	-
Barrage & composants	MOY PAPENOO CAPTAGE PAPENOO CAPTAGE	285 889 185	92 398 041	193 491 144
Total Barrage & composants associés		285 889 185	92 398 041	193 491 144
Bâtiment	PAP GENIE CIVIL 0 PAPENOO CENTRALE 0	251 541 760	133 937 077	117 604 683
Bâtiment	GC RENOVATION BATIMENT CENTRALE PAPENOO 0	17 162 173	47 673	17 114 500
Bâtiment	ARMATURE RENOV BATIMENT CENTRALE PAPENOO 0	11 656 739	48 570	11 608 169
Bâtiment	RENOV TOITURE CENTRALE PAPENOO 0	42 566 763	354 723	42 212 040
Total Bâtiment		322 927 435	134 388 043	188 539 392
Conduites Forcées	PAP CONDUITES C0 PAPENOO CONDUITE	2 443 865 067	1 206 674 538	1 237 190 529
Total Conduites Forcées		2 443 865 067	1 206 674 538	1 237 190 529
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP0T1 CENTRALE PAPENOO 0 T1	2 089 240	2 089 240	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP0T2 CENTRALE PAPENOO 0 T2	2 089 240	2 089 240	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP0T1 CENTRALE PAPENOO 0 T1	6 267 722	6 267 722	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP0T2 CENTRALE PAPENOO 0 T2	6 267 722	6 267 722	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP0 T1 CENTRALE PAPENOO 0 T1	2 611 551	2 611 551	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP0 T1 CENTRALE PAPENOO 0 T1	2 089 241	2 089 241	-
Elec de Commande	CABLAGE PAP0 T1 CENTRALE PAPENOO 0 T1	5 223 101	3 965 537	1 257 564
Elec de Commande	CABLAGE PAP0 T2 CENTRALE PAPENOO 0 T2	5 223 101	3 965 537	1 257 564
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISME POT1 PAPENOO CENTRALE 0 T1	4 731 789	851 723	3 880 066
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP0T2 CENTRALE PAPENOO 0 T2	12 949 805	1 584 192	11 365 613
Elec de Commande	AUTOMATE PAP0 T2 CENTRALE PAPENOO 0 T2	2 189 456	669 609	1 519 847
Elec de Commande	PROTECTION PAP0 T2 CENTRALE PAPENOO 0 T2	1 234 558	377 570	856 988
Total Elec de Commande		52 966 526	32 828 884	20 137 642
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR CENT 0 PAPENOO CENTRALE 0	47 292 998	39 944 124	7 348 874
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR CENT 0 PAPENOO CENTRALE 0	47 292 998	39 944 124	7 348 874
Elec de Puissance	PAP TRANSF CENTRALE 0 PAPENOO CENTRALE 0	10 824 952	5 763 904	5 061 048
Elec de Puissance	PAP TRANSF CENTRALE 0 PAPENOO CENTRALE 0	10 824 952	5 763 904	5 061 048
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0 PAPENOO CENTRALE 0	790 674	421 003	369 671
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0 PAPENOO CENTRALE 0	584 596	311 273	273 323
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0 PAPENOO CENTRALE 0	584 596	311 273	273 323
Elec de Puissance	ARMOIRE AUXILIAIRE PAP0 CENTRALE PAPENOO 0	7 834 652	5 948 306	1 886 346
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP0 T1 CENTRALE PAPENOO 0 T1	10 446 202	7 931 074	2 515 128
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP0 T2 CENTRALE PAPENOO 0 T2	10 446 202	7 931 074	2 515 128
Total Elec de Puissance		146 922 822	114 270 059	32 652 763
Pièces sécurité	PCE SECU 00536 ALTERNAT. 5KV-7500KVA-HSG1120 PAP 0	27 447 947	7 389 830	20 058 117
Pièces sécurité	PCE SECU 01252 ROUE P0 PAPENOO 0	8 084 749	2 176 664	5 908 085
Pièces sécurité	PCE SECU 03602 TRANSFO HT 20KV/400V 2500KVA PAP 0	3 928 863	1 057 770	2 871 093
Pièces sécurité	PCE SECU 00537 TRANSFO HT 30KV/5KV 7500KVA PAP 0	7 016 082	1 888 943	5 127 139
Total Pièces sécurité		46 477 641	12 513 207	33 964 434
Pistes & Ponts	MOY PAPENOO PISTE PISTE PAPENOO	264 345 380	85 435 183	178 910 197
Total Pistes & Ponts		264 345 380	85 435 183	178 910 197
Turbine	PAP TURBINE 1 CENTRALE 0 PAPENOO CENTRALE 0	114 698 627	61 072 958	53 625 669
Turbine	PAP ROUE 1 CENTRALE 0 PAPENOO CENTRALE 0	13 769 369	13 769 369	-
Turbine	PAP TURBINE 2 CENTRALE 0 PAPENOO CENTRALE 0	114 698 627	61 072 958	53 625 669
Turbine	PAP ROUE 2 CENTRALE 0 PAPENOO CENTRALE 0	13 769 369	13 769 369	-
Turbine	RENV VANNE PIED PAPENOO 0 CENTRALE PAPENOO 0	30 914 967	644 062	30 270 905
Total Turbine		287 850 959	150 328 716	137 522 243
TOTAL MOYENNE PAPENOO		3 898 121 844	1 875 713 500	2 022 408 344

5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements

L'aménagement des vallées réalisé par MARAMA NUI au titre des concessions de forces hydrauliques s'est achevé en 2001, date à laquelle ont été abandonnés les derniers projets de captage non rentables, ou non réalisables au regard de contraintes environnementales.

5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées

Ce fonds a été mis en place par l'avenant 3 du 29 décembre 2015, il est destiné au financement des opérations de maintenance, de réparation, d'entretien ou de remplacement partiel des conduites sur la durée de la concession.

MOYENNE PAPENOO - PAPENOO 0

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

Réfection de la carapace de la conduite forcée dans le qué cote 45



Carapace de la protection de la conduite Papenoo 0 terminée à Cote 45

5.5 Dépenses de renouvellement

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

- bâtiments,
- turbines,
- électricité de puissance,
- électricité de commande,
- composants renouvelables associés aux barrages,
- appendice,
- ponts.

5.5.1 Le besoin de renouvellement

Durant les 5 prochaines années, plusieurs chantiers de renouvellement sont prévus :

- la vanne de pied de la turbine 2 sera renouvelée ;
- une ligne d'arbre et une roue seront commandées ;
- les bacs hydrauliques des 2 machines seront renouvelés ;
- les régulateurs de vitesse et de tension seront renouvelés (ceux qui n'ont pas déjà été fait) ;
- le Pont cote 45 sera renouvelé.

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	2 194 293 994
réalisé	- 102 300 642
réajusté	- 40 847 800
reste à faire au 31/12/2018	2 051 145 552

	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-
Bâtiment	534 261 913
Turbine	568 928 523
Elec de Puissance	472 264 134
Elec de Commande	182 095 745
Telecom	-
Barrage & composants	-
Pistes & Ponts	-
Appendice	-
Autre composant	293 595 237
	2 051 145 552

5.5.2 Le réalisé de l'année

Vanne de pied Papenoo Turbine 1

La vanne de pied Papenoo 0 a été renouvelée en 2018. C'est une vanne de sécurité de la centrale, pesant 8.5 tonnes et mesurant 180 cm de diamètre.

D'un montant de 20 MFXPf, c'est une des plus grosses vannes mise à ce jour dans le parc de MARAMA NUI.



Remplacement vanne de pied Papenoo 0 turbine 1



Remplacement vanne de pied Papenoo 0 turbine 1

Toiture Papenoo 0

- La toiture de la centrale Papenoo 0 a été renouvelée pour un montant de 71 MF.



Renouvellement de la toiture Papenoo 0

Comparaison renouvellement réalisé-renouvellement prévu			
	réalisé	budget	écart
Turbine	30 914 967	27 500 000	12%
Bâtiment	71 385 675	27 000 000	164%
Elec de Commande	-	7 500 000	-100%
	102 300 642	62 000 000	65%

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

	2019	2020	2021	Total Renouvellement
Pièces sécurité				
Bâtiment				534 261 913
Turbine		19 674 528		568 928 523
Elec de Puissance				472 264 134
Elec de Commande	10 613 636			182 095 745
Telecom				
Barrage & composants				
Pistes & Ponts				
Appendice				
Autre composant	50 080 993	16 899 536		293 595 237
	60 694 629	36 574 064		2 051 145 552



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 détail 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 **30 753 408 XPF**.

5.6 Dépenses de 1er établissement

5.6.1 Le Réalisé de l'exercice

Depuis 2007, un important programme de confortement et de sécurisation des barrages a été lancé sur la base d'études menées en collaboration avec les sociétés EDF-DTG et Coyne & Bellier. Le coût de ce programme est évalué à 3 710 millions XPF pour une réalisation qui devrait s'échelonner jusqu'en 2025.

Hydromax : Cote 95

Le projet HYDROMAX Cote 95 voit le jour. Les études de faisabilités ont été lancées en 2018.

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

Aucun programme d'investissement n'a été prévu sur l'année 2018.

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^{er} janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

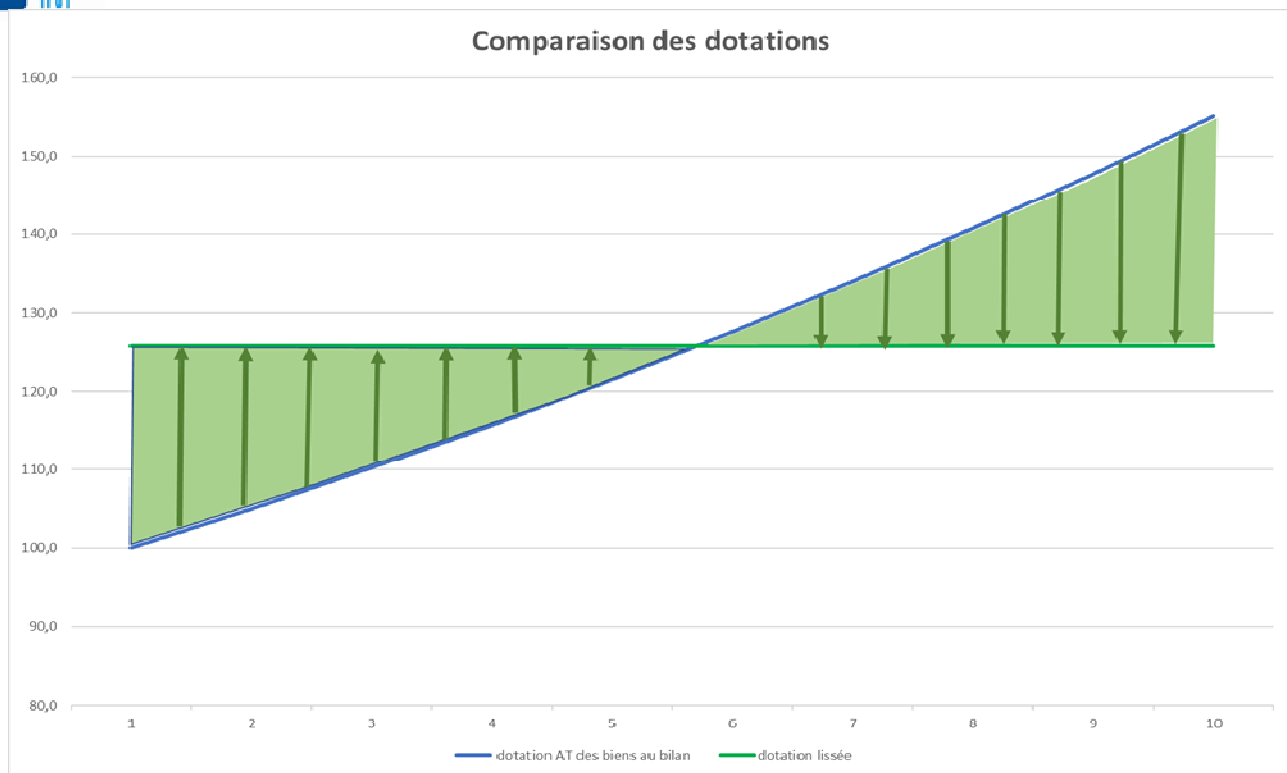
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Amortissement des biens au bilan	
Vo cloture	3 898 121 844
- IFC biens au bilan cumulé	(333 974 810)
base amortissable	3 564 147 034
doté à l'ouverture	1 847 315 221 (A)
Provisions antérieures à l'IFC	155 288 766
Cumul dot à l'ouverture corrigé	2 002 603 987
reste à amortir	1 561 543 047
nb années restantes	33
dotation exercice	47 319 486 (B)
dotations cumulées	2 049 923 473 (B) + (C)

Amortissement comptable (actif)

Détermination du passif de renouvellement	
Besoin (2017-2050) évalué au 31/12/2017	2 194 293 994
Ajustement du besoin 2018	(40 847 800)
Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période	2 153 446 194
IFC Prèvis. sur renouvellement	(1 061 591 505)
Doté à l'ouverture	32 828 409 (A)
reste à doter	1 059 026 280
nb années restantes	33
dotation & lissage au passif de renouvellement	30 753 408 (B)
Passif de renouvellement à fin 2018	63 581 817 (A) + (B)

Passif de renouvellement (passif)

Reprise lissée caducité art LP4	
caducité cpt 229 ouverture	1 608 811 363 (A)
Caducité	<u>1 608 811 363</u>
reprise lissée	(48 751 859) (B)
caducité cpt 229 clôture	1 560 059 504 (A) + (B)

Caducité (passif)

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.

	IFC prévisionnelle sur biens à renouveler	IFC sur biens existants au bilan au 31/12/2018 et non renouvelables	Total IFC prévisionnelle à fin de concession (hors améliorant)
Pièces sécurité			
Bâtiment	344 430 607	10 245 046	354 675 654
Turbine	330 790 467		330 790 467
Elec de Puissance	252 951 213		252 951 213
Elec de Commande	61 657 114		61 657 114
Telecom			
Barrage & composants		52 779 068	52 779 068
Pistes & Ponts		48 801 786	48 801 786
Conduites Forcées		222 148 910	222 148 910
Appendice			
Autre composant	71 762 103		71 762 103
TOTAL MOYENNE PAPENOO	1 061 591 505	333 974 810	1 395 566 315

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

➤ 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 en 2006.

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.

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.

En 2018, un projet d'avenant instaurant une rémunération de la prestation d'EDT à hauteur de 2% a été validé par les conseils d'administration des deux sociétés.

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^{er} mars 2016, par des tarifs différenciés par concessions.

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.

4° Contrat pour la compensation des pertes de transport, avec la société de Transport d'Énergie Electrique en Polynésie (T.E.P.)

Par cette convention conclue le 31 mai 2012, la TEP rembourse à MARAMA NUI les kWh non vendus du fait des pertes en lignes sur le réseau de transport, au tarif réglementé.

Au travers des avenants signés fin décembre 2015, MARAMA NUI s'est engagée auprès du concédant et à effet au 1^{er} mars 2016, à émettre de façon temporaire et au bénéfice de la TEP des avoirs sur ces facturations. Ces avoirs ont été appliqués pour les mois de mars à décembre 2016.

Arrivée à son terme le 31 mai 2017, et prolongée pour un an, cette convention n'a pas été renouvelée au 1er juin 2018, par décision de la TEP. Compte tenu de l'équilibre économique du système électrique de l'île de Tahiti, MARAMA NUI considère néanmoins qu'il appartient toujours au transporteur d'assumer les pertes intervenues sur son réseau.