



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**

VAITE

**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	18
4.1 Principes de la comptabilité appropriée.....	19
4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique.....	22
4.3 Les comptes de la concession	25
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISÉS	28
5.1 Variation des immobilisations en concession.....	29
5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public	29
5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements	31
5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées	31
5.5 Dépenses de renouvellement	31
5.6 Dépenses de 1er établissement	33
5.7 Méthode relative aux charges calculées	34
5.8 Indemnités de fin de concession	37
6 - ENGAGEMENTS NÉCESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC	38

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 :

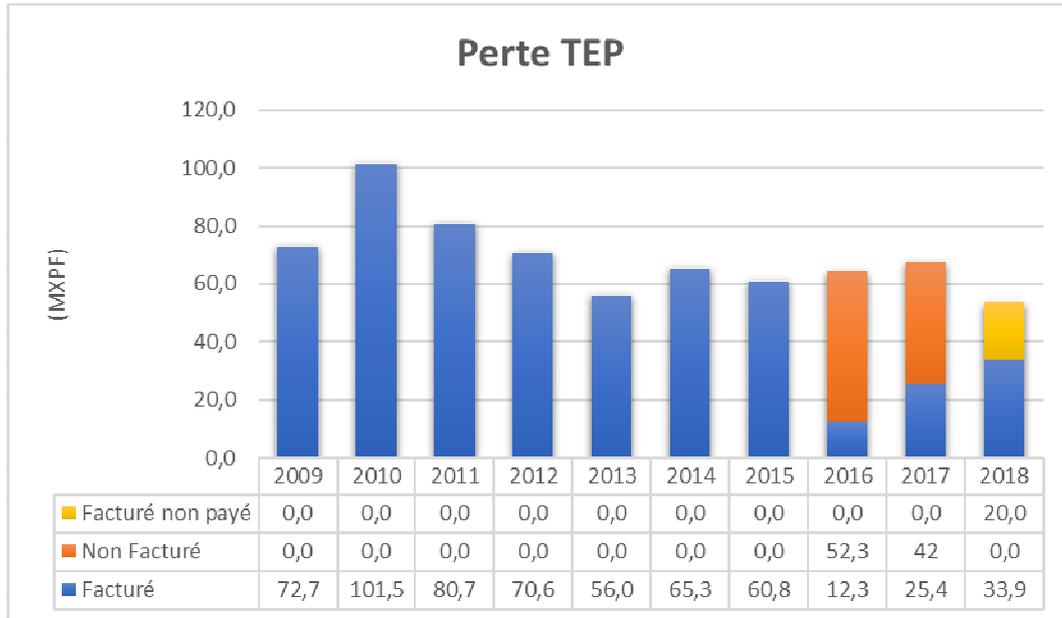
Le sujet de la compensation des pertes de Transport (TEP) devra rapidement être tranché par l'autorité concédante. Au 1er septembre 2017, date d'augmentation de la redevance de transport TEP à son niveau maximum de 2,75 F CFP, MARAMA NUI a cessé d'émettre des avoirs sur l'indemnisation des dites pertes,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

			Vaite	
			2018	2017
Techniques	Pluviométrie	mm	6 336	8 146
	Disponibilité des ouvrages		99,40%	99,80%
	Production sortie d'alternateurs			
	- exercice	kWh	12 063 659	13 994 543
	- moyenne historique	kWh	10 838 069	10 800 821
	Production vendue			
	- exercice	kWh	12 046 490	13 678 764
	- rendement		99,9%	97,7%
	- contractuelle	kWh	10 137 127	10 137 127
Financiers	Chiffre d'Affaires Net Energie	k XPF	127 980	137 777
	Ecart sur prévisionnel (Art16.2)			
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	67 930	53 008
	- variation de l'exercice	k XPF	14 922	-26 844
	Patrimoine Immobilier	k XPF	1 784 227	1 784 227
	Travaux réalisés			
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	-	-
	- Dépenses d'améliorant	k XPF	-	-
	Besoin de renouvellement	k XPF	424 219	423 117
	Fonds de maintenance des conduites forcées			
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	190 616	170 604	
- Variation sur l'exercice	k XPF	20 012	20 012	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	821 935	816 359
Développement durable	Environnement			
	- économie de fuel	m3	2 724	3 171
	- réduction de CO2	T	9 471	11 027



2 - PRESENTATION

2.1 Les moyens affectés à la concession

2.2 Le cadre juridique et contractuel

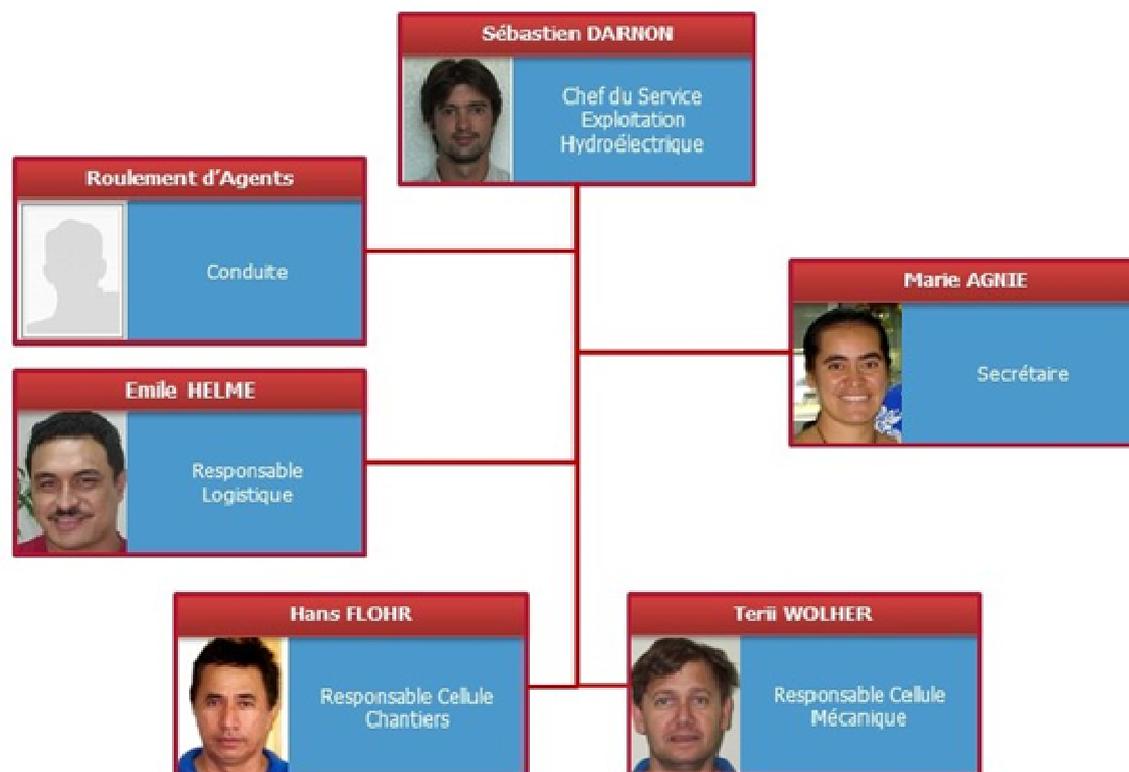
2.2.1 La convention de concession

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

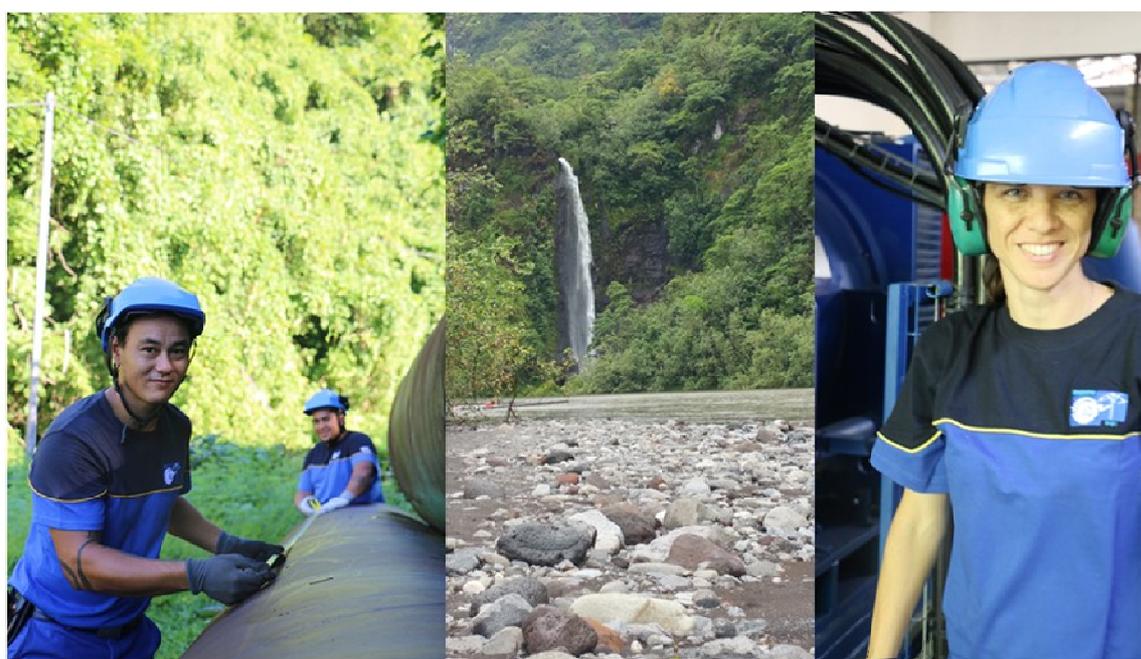
MARAMA NUI est une société anonyme polynésienne créée en 1980, et pionnière en matière de développements hydroélectriques.

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 30 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.

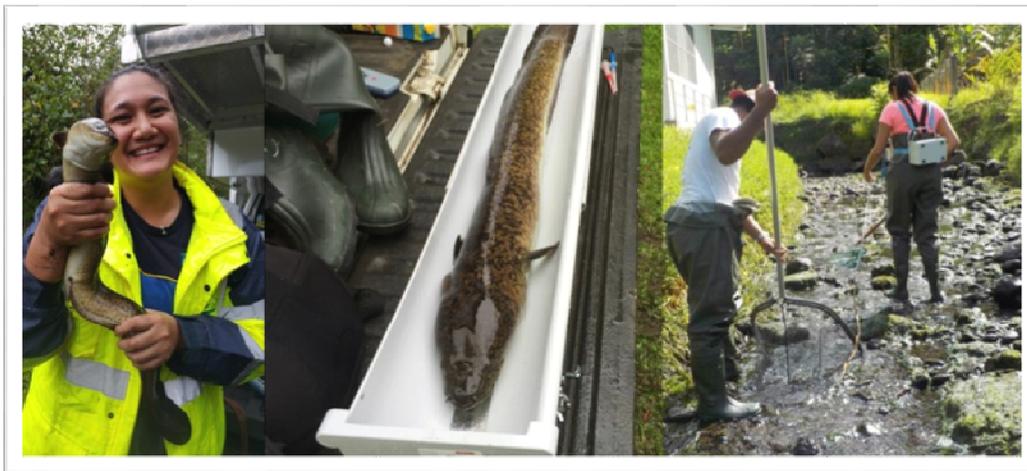
A ce jour MARAMA NUI exploite 15 barrages et 14 centrales, répartis sur 5 vallées de Tahiti, pour une puissance installée totale de 47,4 MW.

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

2.2.1 La convention de concession

La concession de forces hydrauliques de Vaite a été confiée par la Polynésie française à MARAMA NUI, par une convention du 15 octobre 1985 pour une durée initiale de 40 ans, devant prendre fin le 31 décembre 2025.

Un premier avenant, en date du 12 août 1988, a légèrement modifié les caractéristiques techniques des installations prévues au cahier des charges initial.

Un second avenant, en date du 19 janvier 1998, a prolongé de 10 ans la durée de la concession (portée au 31 décembre 2035), et instauré une formule procédant à la baisse du tarif du kWh sur les 3 années à suivre.

Un troisième 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 Vaite comprend notamment 2 centrales, dénommées Vaite 1 et 2.

2.2.2 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'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° 205 CM	12.66F /kWh (tarif spécifique à la concession de Vaite)

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.

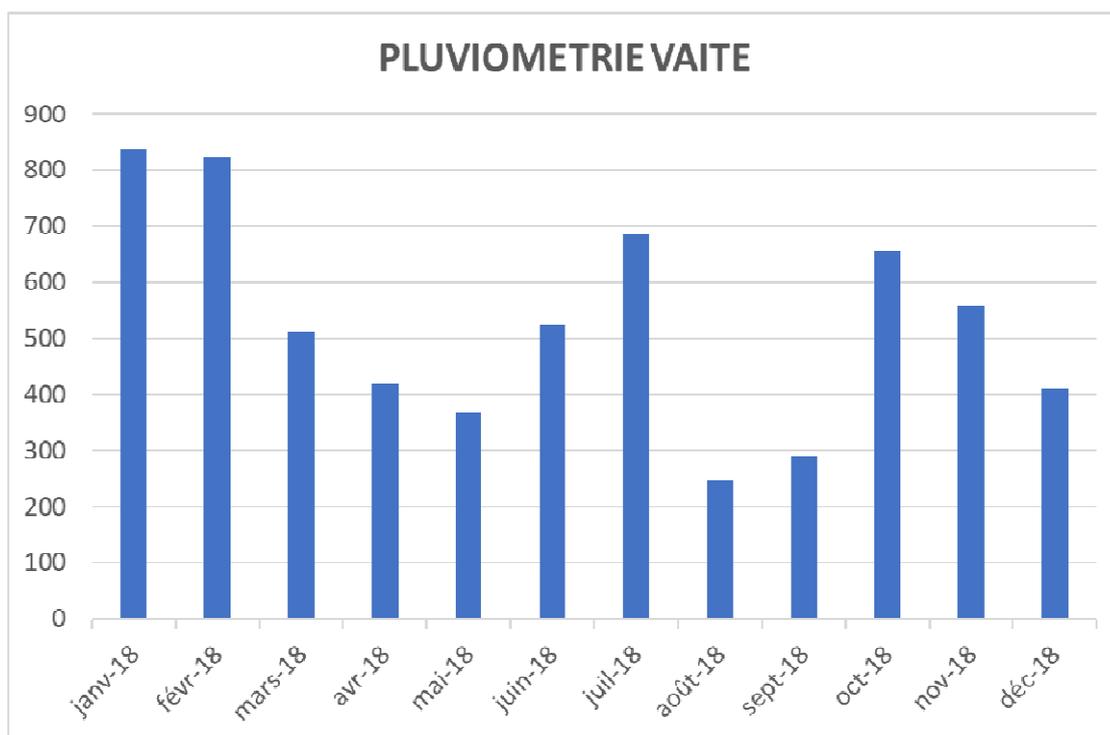
Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	12,66
restitution taxe foncière	-0,52
actualisation au 01/03/2016	0,01
Tarif au 01/03/2016	12,15
actualisation au 01/03/2017	0,02
Tarif au 01/03/2017	12,17
baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,36
Tarif au 01/09/2017	11,81
actualisation au 01/03/2018	0,04
Tarif au 1/03/2018	11,85

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).

Vaite 1	99,1%	99,4%
Vaite 2	99,5%	

3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

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

	VAITE 1	VAITE 2	VALLEE VAITE
1981			
1982	2 647 000		2 647 000
1983	3 444 500		3 444 500
1984	2 053 900		2 053 900
1985	3 428 400		3 428 400
1986	2 339 600		2 339 600
1987	3 018 100		3 018 100
1988	3 443 600	7 618 200	11 061 800
1989	2 738 600	6 662 500	9 401 100
1990	3 912 100	8 687 300	12 599 400
1991	3 303 260	7 249 800	10 553 060
1992	3 712 900	7 864 100	11 577 000
1993	3 685 950	7 988 500	11 674 450
1994	3 245 230	7 209 200	10 454 430
1995	3 555 190	7 842 500	11 397 690
1996	2 674 780	7 131 300	9 806 080
1997	2 477 130	7 296 900	9 774 030
1998	4 010 940	9 450 100	13 461 040
1999	2 475 560	6 535 900	9 011 460
2000	2 202 410	6 961 200	9 163 610
2001	3 003 590	7 455 900	10 459 490
2002	2 177 480	5 687 200	7 864 680
2003	2 112 990	5 726 970	7 839 960
2004	2 723 120	7 124 050	9 847 170
2005	2 599 110	6 791 720	9 390 830
2006	3 329 660	8 037 030	11 366 690
2007	3 403 120	8 758 190	12 161 310
2008	2 965 020	7 711 420	10 676 440
2009	3 192 288	8 181 580	11 373 868
2010	3 686 690	6 491 912	10 178 602
2011	3 236 132	7 734 904	10 971 036
2012	3 430 004	9 019 535	12 449 539
2013	2 975 484	8 562 847	11 538 331
2014	2 336 093	7 815 661	10 151 754
2015	3 538 820	8 083 821	11 622 641
2016	4 256 037	9 606 122	13 862 159
2017	4 211 553	9 782 990	13 994 543
2018	3 765 460	8 298 199	12 063 659
moy réelle à 2018	3 116 535	7 721 534	10 838 069
Ecart / Moyenne	21%	7%	11%

La production de l'exercice est supérieure sur la concession de 11 % à la moyenne historique avec 12.1 GWh de produit sur l'année par rapport à 10.8 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 **12 046 490 KWh**.

	Janv - Fév	Mars - Aout	Sept - Déc	2018
Production brute (sortie transfo.)				12 063 659 kWh
- Consommation des auxiliaires				-17 169 kWh
Production vendue	2 589 060 kWh	5 422 839 kWh	4 034 591 kWh	12 046 490 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'avoirs 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 avoirs 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 avoirs 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 **127 979 779 XPF**.

	Janv - Fév	Mars - Aout	Sept - Déc	2018
Production brute (sortie transfo.)				12 063 659 kWh
- Consommation des auxiliaires				-17 169 kWh
Production vendue	2 589 060 kWh	5 422 839 kWh	4 034 591 kWh	12 046 490 kWh
Production contractuelle (art 16-2)	2 149 071 kWh	4 379 239 kWh	3 608 817 kWh	10 137 127 kWh
Ecart	439 989 kWh	1 043 600 kWh	425 775 kWh	1 909 364 kWh
<i>dont 66% porté en cpt courant du concédant</i>	<i>290 393 kWh</i>	<i>688 776 kWh</i>	<i>281 011 kWh</i>	<i>1 260 180 kWh</i>
Tarif de vente moyen du kWh	11,83 XPF	11,87 XPF	11,87 XPF	11,86 XPF
Vente à EDT	29 731 403 XPF	62 621 147 XPF	46 623 908 XPF	138 976 459 XPF
Vente à la TEP	906 233 XPF	1 751 554 XPF	1 267 055 XPF	3 924 842 XPF
Chiffre affaires énergie	30 637 636 XPF	64 372 701 XPF	47 890 963 XPF	142 901 300 XPF
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-3 429 539 XPF	-8 161 997 XPF	-3 329 985 XPF	-14 921 522 XPF
Chiffre affaires Net énergie				127 979 779 XPF

3.3 Bilan d'exploitation

3.3.1 Incidents majeurs

Aucun incident n'est survenu sur la vallée de Vaite.

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.



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 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

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	0
Polydiesel	Travaux sous-traités : production	83 251

4.1.10 - L'identification des contrats à long terme

Cf. chapitre 6. ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE 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)
 - 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	VAITE	
	2018 Concession	2017 Concession
Immobilisations concédées	1 784 227 171	1 784 227 171
Immobilisations privées	45 504 496	60 055 092
Immobilisations financières	1 959 724	2 891 301
Immobilisations en-cours	6 062 420	5 592 586
Avances et acomptes		
Total Immobilisations brutes	1 837 753 810	1 852 766 150
Amortissements	-751 035 373	-686 323 668
Immobilisation concédés (1)	-713 350 223	-634 919 243
Immobilisation privés	-37 685 150	-51 404 425
Immobilisations nettes	1 086 718 437	1 166 442 482
Stock	13 744 530	12 911 046
Provisions de stock	-1 147 501	-1 075 012
Net	12 597 029	11 836 034
Créances clients	14 478 548	34 224 118
Autres créances	11 555 379	12 621 884
Charges constatées d'avance	153 636	153 958
Total créances d'exploitation	26 187 563	46 999 960
Provisions créances	-2 318 290	-290 173
Créances nettes	23 869 274	46 709 787
TOTAL ACTIF	1 123 184 740	1 224 988 303

PASSIF	VAITE	
	2018 Concession	2017 Concession
RESULTAT	35 468 043	40 818 048
Capitaux propres	35 468 043	40 818 048
Amort caducité, ATO, PRU	401 939 807	425 583 325
Provision pour renouvellement		
Passif de renouvellement (2)	15 770 445	8 009 811
Fonds de maintenance conduites forcées	190 615 675	170 604 175
Autres provisions pour risques et charges	41 538 339	40 719 617
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation (1)		47 521 550
S/T capitaux propres et provisions	685 332 309	733 256 526
C/C du concessionnaire (emprunt)	335 150 920	410 927 436
Emprunt et dettes		
Avance et Acompte recus (3)	24 627 889	
Fournisseurs	2 795 258	16 462 270
Dettes fiscales et sociales	7 242 424	11 039 138
Autres dettes	68 035 941	53 302 934
PCA		
S/T emprunts et dettes	102 701 511	80 804 342
TOTAL PASSIF	1 123 184 740	1 224 988 303

4.3.2

4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	VAITE	
	2018 Concession	2017 Concession
CA "net" Energie	127 979 779	137 777 104
Ventes hydro (à EDT)	138 976 449	162 678 184
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	3 924 852	1 943 101
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-14 921 522	-26 844 181
Production moyenne (de l'origine à 2018)	10 838 069	10 800 821
kWh vendus	12 046 490	13 678 764
CA / kWh vendus	10,62	10,07
Maintenance - Conduite exploitation	-36 977 549	-39 763 683
Achats et charges externes	-17 415 469	-19 619 524
Exploitation Déléguée	-16 459 867	-19 081 046
Production immobilisée	469 834	2 367 607
Provision remise en état / grosses réparations		
Provision Stock & créances	-2 269 957	-2 029 056
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-1 262 578	-1 271 275
Exceptionnel	-39 512	-130 388
Amortissement des actifs de concession	-35 038 046	-30 097 781
AT, Caducité, PR		
Amortissement biens existants (4)	-30 909 430	-33 548 898
Reprise lissée provision pour risque (4)		2 640 086
Dot. passif de renouvellement	-7 760 634	-8 009 811
Reprise sur travaux de renouvellement		
Reprise lissée caducité	23 643 518	23 643 518
Dot. fonds conduites forcées	-20 011 500	-20 011 500
Reprise sur travaux conduites forcées		5 188 823
Exceptionnel		
Impôts et taxes	-1 961 018	-1 786 152
Patente	-1 276 113	-1 256 544
Autres	-3 215	-5 187
Provision	-681 690	-524 416
Exceptionnel		-4
Structure	-6 634 546	-7 980 907
Achats et charges externes	-4 548 399	-5 831 889
Exploitation Déléguée	-1 418 060	-896 093
Amortissement des biens privés de structure	-536 939	-485 125
Provisions	-131 148	-767 800
Autres produits et charges		
Exceptionnel		
Financier	-3 033 778	-8 370 474
Intérêts sur emprunt bancaire		
Autres produits et charges financières	48 178	-682 132
Rémunération C/C du concessionnaire	-3 081 956	-7 688 342
Résultat avant impôt	44 334 843	49 778 108
Impôt société	-8 866 800	-8 960 059
Résultat net - concessions	35 468 043	40 818 048

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 forcées

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
1 784 227 171	-	-	-	1 784 227 171

Pièces sécurité	5 511 846				5 511 846
Bâtiment	47 989 130				47 989 130
Turbine	134 542 942				134 542 942
Elec de Puissance	34 122 089				34 122 089
Elec de Commande	35 872 432				35 872 432
Telecom	7 875 842				7 875 842
Barrage & composants associés	928 225 506				928 225 506
Pistes & Ponts	134 622 184				134 622 184
Conduites Forcées	433 495 151				433 495 151
Appendice	8 768 408				8 768 408
Autre composant	13 201 641				13 201 641
Droits incorporels de concession	-				-
	1 784 227 171	-	-	-	1 784 227 171

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	VAITE AUTRES C2	8 043 341	8 043 341	-
Autre composant	AUSCULTATION VAITE 2	5 158 300	1 268 082	3 890 218
Total Autre composant		13 201 641	9 311 423	3 890 218
Barrage & composants associés	VAITE CAPTAGE	309 966 219	176 524 914	133 441 305
Barrage & composants associés	VAITE CAPTAGE C2	247 020 727	35 472 937	211 547 790
Barrage & composants associés	VAITE INSTRUMENTAT° BARRA	23 675 045	10 160 538	13 514 507
Barrage & composants associés	VAITE C2 BARRAGE 2012	108 269 046	11 454 474	96 814 572
Barrage & composants associés	VAITE C2 ETANCHEITE GROS	143 576 681	24 684 813	118 891 868
Barrage & composants associés	VAITE C2 ETANCHEITE GEOME	95 717 788	21 942 132	73 775 656
Total Barrage & composants associés		928 225 506	280 239 808	647 985 698
Bâtiment	VAITE GENIE CIVIL C1	8 809 601	8 133 870	675 731
Bâtiment	VAITE GENIE CIVIL C2	22 598 293	4 708 447	17 889 846
Bâtiment	VAITE TOITURE C2	3 150 220	1 312 592	1 837 628
Bâtiment	VAITE TOITURE C1	8 002 604	2 067 338	5 935 266
Bâtiment	VT C1 ESCALIER RAMBARDE	5 428 412	893 029	4 535 383
Total Bâtiment		47 989 130	17 115 276	30 873 854
Conduites Forcées	VAITE CONDUITES 1	62 645 234	54 550 109	8 095 125
Conduites Forcées	VAITE CONDUITES 2	181 571 794	132 206 965	49 364 829
Conduites Forcées	VT2 CONDUITE AMENE (FOND	79 756 856	13 787 124	65 969 732
Conduites Forcées	VAITE C2 CONDUITE PHASE 2	109 521 267	15 902 468	93 618 799
Total Conduites Forcées		433 495 151	216 446 666	217 048 485

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2018	VNC 31/12/2018
Appendice	VAITE PROT CATHODIQUE	2 790 652	1 917 054	873 598
Appendice	VAITE AUT COMP GRILLE C1	5 977 756	1 058 483	4 919 273
Total Appendice		8 768 408	2 975 537	5 792 871
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION VAITE1	2 954 979	2 954 979	-
Elec de Commande	AUTOMATE VAITE 1	3 693 723	3 693 723	-
Elec de Commande	PROTECTION VAITE 1	2 954 979	2 954 979	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. VAITE2	5 689 247	1 670 024	4 019 223
Elec de Commande	AUTOMATE VAITE 2	1 777 890	1 417 071	360 819
Elec de Commande	PROTECTION VAITE 2	1 422 312	1 133 656	288 656
Elec de Commande	CABLAGES VAITE 2	3 555 779	1 043 766	2 512 013
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. VAITE1	7 584 439	1 260 864	6 323 575
Elec de Commande	CABLAGES VAITE 1	4 740 275	788 040	3 952 235
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION VAITE2	1 498 809	399 683	1 099 126
Total Elec de Commande		35 872 432	17 316 785	18 555 647
Elec de Puissance	VAITE TRANSFORMATEUR C1	2 223 236	2 052 705	170 531
Elec de Puissance	VAITE ALTERNATEUR C2	13 948 711	13 948 711	-
Elec de Puissance	VAITE TRANSFORMATEUR C2	4 996 267	3 858 156	1 138 111
Elec de Puissance	VAITE ALTERNATEUR C1	4 657 820	4 657 820	-
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE VAITE 2	3 555 780	1 043 766	2 512 014
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE VAITE 1	4 740 275	788 040	3 952 235
Total Elec de Puissance		34 122 089	26 349 198	7 772 891
Pièces sécurité	PCE SECU 00579 ALTERNAT.	5 511 846	2 411 431	3 100 415
Total Pièces sécurité		5 511 846	2 411 431	3 100 415
Pistes & Ponts	VAITE PISTES	29 386 608	16 735 593	12 651 015
Pistes & Ponts	VAITE PONT 1 METALLIQUE	6 109 887	2 513 743	3 596 144
Pistes & Ponts	VAITE PONT 1 BETON	8 245 081	2 143 295	6 101 786
Pistes & Ponts	VAITE PONT 2 METALLIQUE	14 229 018	5 090 335	9 138 683
Pistes & Ponts	VAITE PONT 2 BETON	15 770 982	3 556 627	12 214 355
Pistes & Ponts	VAITE PONT 3 METALLIQUE	9 916 595	3 547 595	6 369 000
Pistes & Ponts	VAITE PONT 3 BETON	10 991 231	2 478 710	8 512 521
Pistes & Ponts	VAITE PONT 4 BETON	26 850 317	5 541 772	21 308 545
Pistes & Ponts	VAITE PONT 4 METALLIQUE	13 122 465	4 287 708	8 834 757
Total Pistes & Ponts		134 622 184	45 895 378	88 726 806
Telecom	VAITE FAISCEAU H. OUEST	7 875 842	6 316 827	1 559 015
Total Telecom		7 875 842	6 316 827	1 559 015
Turbine	VAITE TURBINE C2	42 732 668	32 998 488	9 734 180
Turbine	ROUE VAITE 2	7 294 322	4 528 557	2 765 765
Turbine	VAITE TURBINE C1	58 456 893	5 969 629	52 487 264
Turbine	VAITE ROUE C1	11 755 497	2 400 081	9 355 416
Turbine	VAITE AUT COMP VANNE C1	14 303 562	3 572 215	10 731 347
Total Turbine		134 542 942	49 468 970	85 073 972
TOTAL VAITE		1 784 227 171	673 847 299	1 110 379 872

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.

VAITE

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	19	135 769 998	20 011 500		155 781 498
2017	18	155 781 498	20 011 500	-5 188 823	170 604 175
2018	17	170 604 175	20 011 500	0	190 615 675

Aucuns travaux n'ont été imputés sur ces fonds dans l'exercice.

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

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	423 117 390
réalisé	
réajusté	1 101 955
reste à faire au 31/12/2018	424 219 345

	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-
Bâtiment	40 911 650
Turbine	132 141 127
Elec de Puissance	92 028 447
Elec de Commande	44 627 642
Telecom	19 747 854
Barrage & composants associés	31 886 853
Pistes & Ponts	20 828 275
Appendice	4 079 034
Autre composant	37 968 463
	424 219 345

5.5.2 Le réalisé de l'année

Aucune dépense n'a été réalisée sur l'année 2018.

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

	2019	2020	2021	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-	-	-	-
Bâtiment	-	-	-	40 911 650
Turbine	-	-	-	132 141 127
Elec de Puissance	-	24 899 500	6 365 607	92 028 447
Elec de Commande	2 122 727	4 847 778	-	44 627 642
Telecom	-	-	-	19 747 854
Barrage & composants associés	-	-	-	31 886 853
Pistes & Ponts	-	-	-	20 828 275
Appendice	-	-	-	4 079 034
Autre composant	14 357 970	-	-	37 968 463
	16 480 697	29 747 278	6 365 607	424 219 345



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 **7 760 634 XPF**.

5.6 Dépenses de 1er établissement

5.6.1 Le Réalisé de l'exercice

Aucune dépense n'a été réalisée en 2018.

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

Aucun programme d'investissement n'a été prévu dans 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.

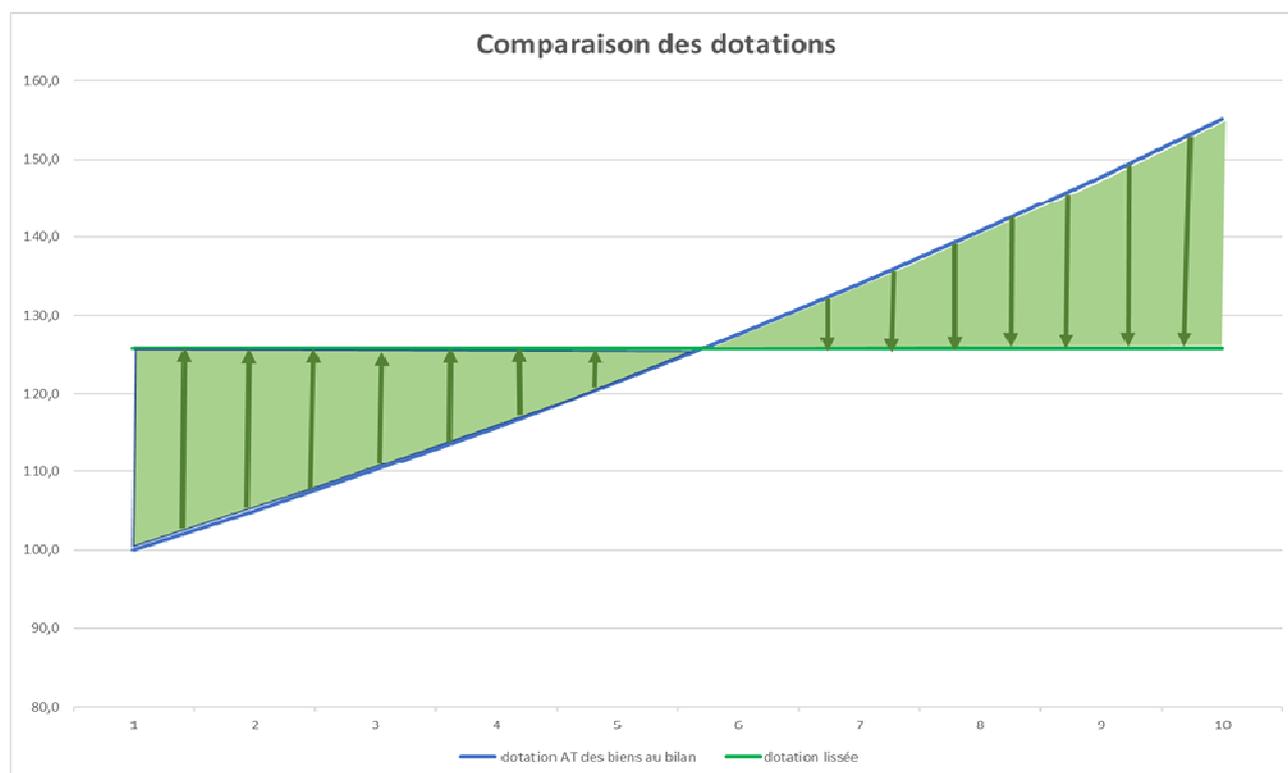
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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	1 784 227 171	
- IFC biens au bilan cumulé	(545 416 635)	
base amortissable	1 238 810 536	(A)
doté à l'ouverture	634 919 243	
Provisions antérieures à l'IFC	47 521 550	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	682 440 793	(B)
reste à amortir	556 369 743	(A) - (B)
nb années restantes	18	
dotation exercice	30 909 430	(C)
dotations cumulées	713 350 223	(B) + (C)

Amortissement comptable (actif)

Détermination du passif de renouvellement		
Besoin (2017-2035) évalué au 31/12/2017	423 117 390	
Ajustement du besoin 2018	1 101 955	
Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période	424 219 345	
IFC Prèvis. sur renouvellement (2017 à 2035)	(276 518 130)	
Doté à l'ouverture	8 009 811	(A)
reste à doter	139 691 404	
nb années restantes	18	
dotation & lissage au passif de renouvellement	7 760 634	(B)
Passif de renouvellement à fin 2018	15 770 445	(A) + (B)

Passif de renouvellement (passif)

Reprise lissée caducité art LP4		
caducité cpt 229 ouverture	425 583 325	(A)
Caducité <u>425 583 325</u>		
reprise lissée	(23 643 518)	(B)
caducité cpt 229 clôture	401 939 807	(A) + (B)

Caducité (passif)

5.8 Indemnités 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	31 861 544	8 286 833	40 148 376
Turbine	108 180 414	27 645 933	135 826 347
Elec de Puissance	51 774 902	729 300	52 504 202
Elec de Commande	22 367 641	1 896 180	24 263 820
Telecom	5 215 243	-	5 215 243
Barrage & composants associés	22 986 470	345 309 258	368 295 728
Pistes & Ponts	20 068 685	28 349 418	48 418 103
Conduites Forcées	-	130 608 649	130 608 649
Appendice	2 774 297	2 591 065	5 365 361
Autre composant	11 288 935	-	11 288 935
TOTAL VAITE	276 518 130	545 416 635	821 934 765

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 1^{er} 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.