



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 2017

1 ex : Ministère de l'Énergie

1 ex : Service de l'Énergie



Sommaire

	Pages
1 Synthèse	3-5
2 Présentation	6-21
3 Obligation de service à la clientèle	22-28
4 Données comptables et financières	29-37
5 Informations sur les biens immobilisés	38-47
6 Engagements nécessaires à la continuité du service public	48-49

1 - SYNTHÈSE

1.1 FAITS MARQUANTS

Etude de l'impact des ouvrages hydroélectriques sur la faune

Herehia HELME a soutenu sa thèse le 8 décembre avec réussite et a reçu les félicitations du jury. Cette thèse a permis de mieux connaître 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 cette thèse. Elle a permis de mettre en évidence le faible impact des aménagements hydroélectriques sur les anguilles, et la nécessité de se focaliser sur la conception des canaux de fuite.

Aujourd'hui, la jeune docteure a été engagée en CDI, afin de suivre l'impact environnemental des autres aménagements hydroélectriques.



Non actualisation tarifaire :

Conformément aux avenants signés fin décembre 2015, les travaux de réalisation des Hydromax se sont poursuivis en 2017, avec l'achèvement des programmes Titaaviri et Papeno'o.

Ces 3 réalisations permettront d'améliorer le productible hydroélectrique de 2,55 Gwh / An et contribueront ainsi à l'objectif de 50 % d'Energies Renouvelables dans le mix énergétique de la Polynésie française.

On regrette qu'à ce jour, la Polynésie française n'ait pas procédé à l'actualisation contractuelle des tarifs du kWh par concession, comme le prévoient nos cahiers des charges.

Un avenant doit a contrario être envisagé pour retirer de ces tarifs, la part initialement prévue pour compenser les charges d'impôt foncier, dont les biens de retour des concessions MARAMA NUI sont finalement exonérés. Notre société a informé le Service des Energies de la nécessité de cet ajustement, sans retour à ce jour.

Rapports avec la TEP :

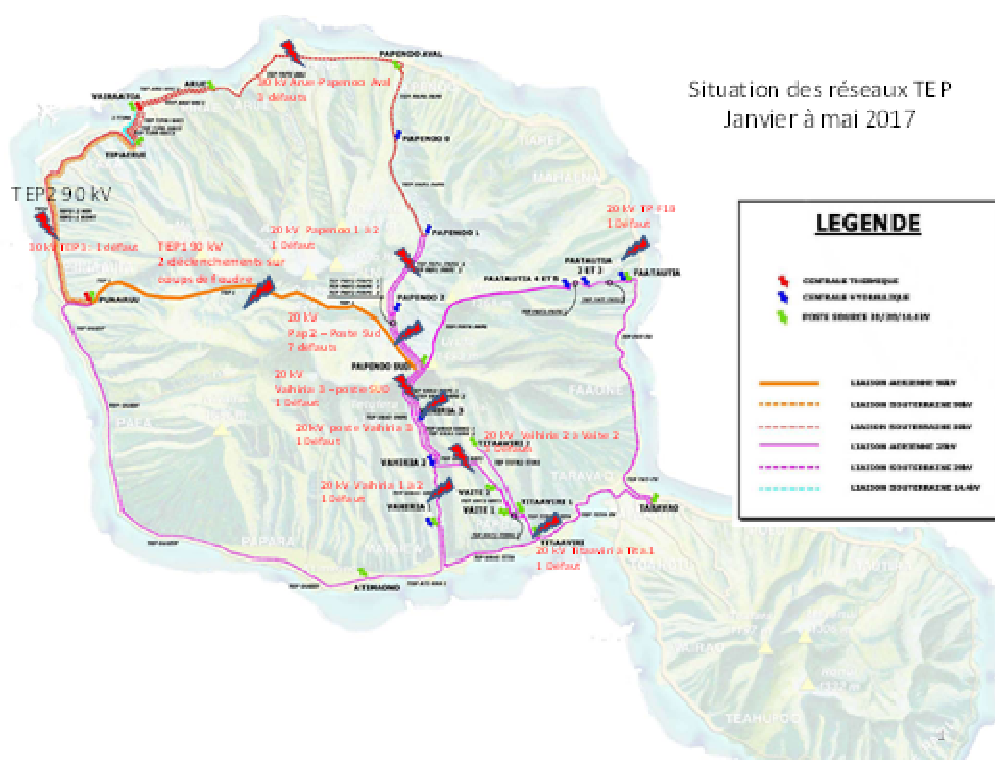
Le sujet de la compensation des pertes de Transport (TEP) devra aussi rapidement être abordé avec l'autorité concédante. Au 1er septembre 2017, date d'augmentation de la redevance de transport TEP à son niveau maximum de 2,75 F CFP, MARAMA NUI a cessé d'émettre des avoirs sur l'indemnisation desdites 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 impactera l'équilibre économique des concessions de MARAMA NUI à hauteur de 60 MF en rythme annuel, environ.

Par ailleurs, le réseau de transport a connu en début d'année de nombreux défauts, ce qui a amené de grandes difficultés d'écoulement de l'énergie hydroélectrique durant les 6 premiers mois de l'année.

Ces difficultés ont fortement impacté la production hydroélectrique, l'énergie perdue étant estimée entre 5 et 10 millions de kWh.

La carte ci-dessous indique les 23 défauts rencontrés sur les tronçons du réseau de transport, de janvier à mai 2017 dont notamment :

- 2 déclenchements de la ligne TEP1 90 kV
- 3 défauts sur la liaison 30 kV Papenoo Aval-Arue
- Un éboulement sur un pylône de la liaison 20 kV Papenoo2-Poste Sud qui a amené un fonctionnement à 1/3 de la puissance pendant 4 mois
- 9 défauts sur la zone intérieure SUD du fait de protections électriques obsolètes et de câbles vieillissants.



1.2 PRINCIPAUX INDICATEURS

		Moyenne Papeou	
Techniques	Pluviometrie	mm	8 828
	Disponibilité des ouvrages		99,90%
	Production sortie d'alternateurs		
	- exercice	kWh	27 046 653
	- moyenne historique	kWh	24 642 250
	Production vendue		
	- exercice	kWh	26 472 436
- rendement		97,9%	
- contractuelle	kWh	23 331 031	
Financiers	Chiffre d'Affaires Net Energie	k XPF	336 062
	Ecart sur prévisionnel (Art16.2)		
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	61 496
	- variation de l'exercice	k XPF	-24 864
	Patrimoine Immobilier	k XPF	3 853 958
	travaux réalisés		
	- Dépenses de renouvellement		N/A
	- Dépenses d'améliorant		N/A
	Besoin de renouvellement	k XPF	2 194 294
	Fonds de maintenance des conduites forcées		
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	415 598	
- consommation sur l'exercice	k XPF	17 406	
Indemnité de fin de concession	k XPF	1 401 864	
Developpement durable	Formation		
	- nb d'heures dispensées		0
	Sécurité		
	- nb de visites préventives de sécurité	Toute société	19
	- nb d'AT hors trajet		0
	Environnement		
- économie de fuel en m3		6 129	
- réduction de CO2 en Tonnes		21 312	
- nb de véhicules "propres"	Toute société	1	



2 - PRESENTATION

2.1 Le système électrique polynésien

- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique sur l'île de Tahiti
 - Production thermique, hydraulique, solaire,
 - Transport
 - Distribution

2.2 Le groupe Engie au service de la concession

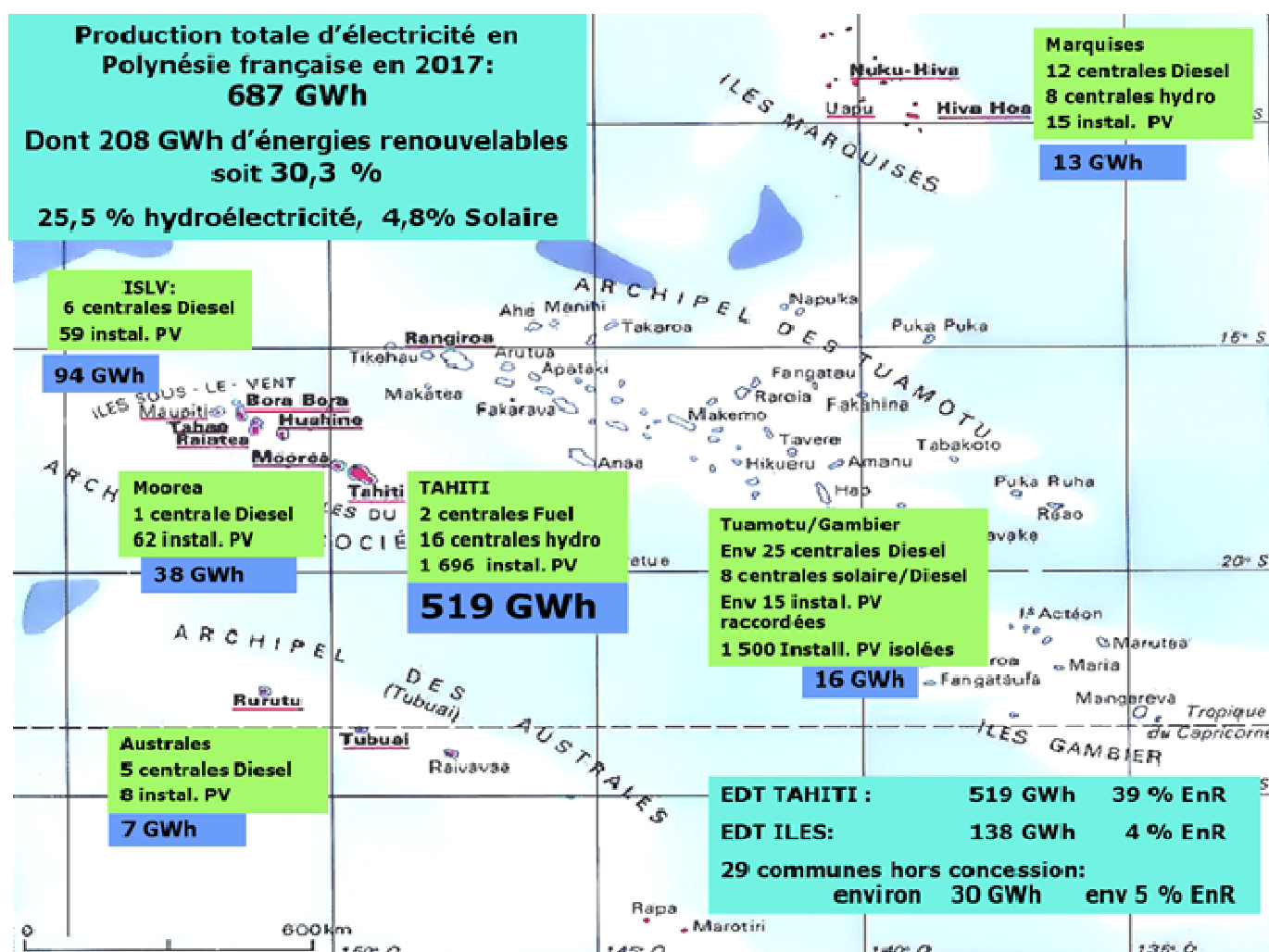
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

2.3 le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats

2.1 LE SYSTEME ELECTRIQUE POLYNESIEN

2.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



Ce système, est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 îles (sur un total de 118) pour une superficie proche de l'Europe.

Les systèmes sont donc de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une île voisine.

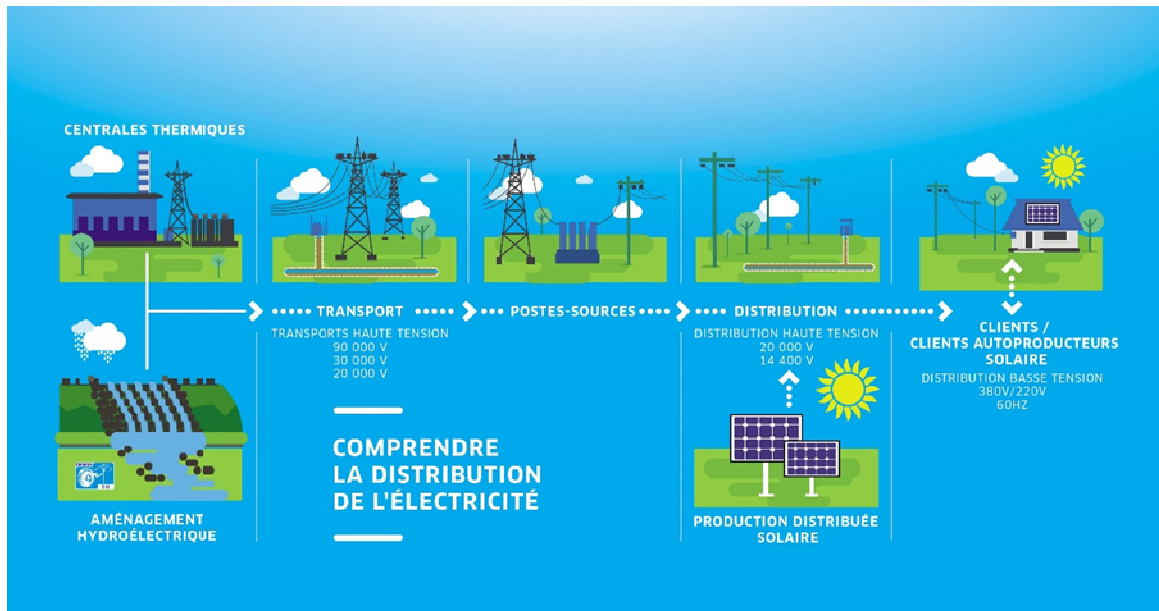
Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

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

Les concessions existantes alliant sauf exception production et distribution sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions) à la Sem Te Mau Ito Api (1 concession) pour la commune de Makemo.

2.1.2 Le système électrique sur l'île de Tahiti

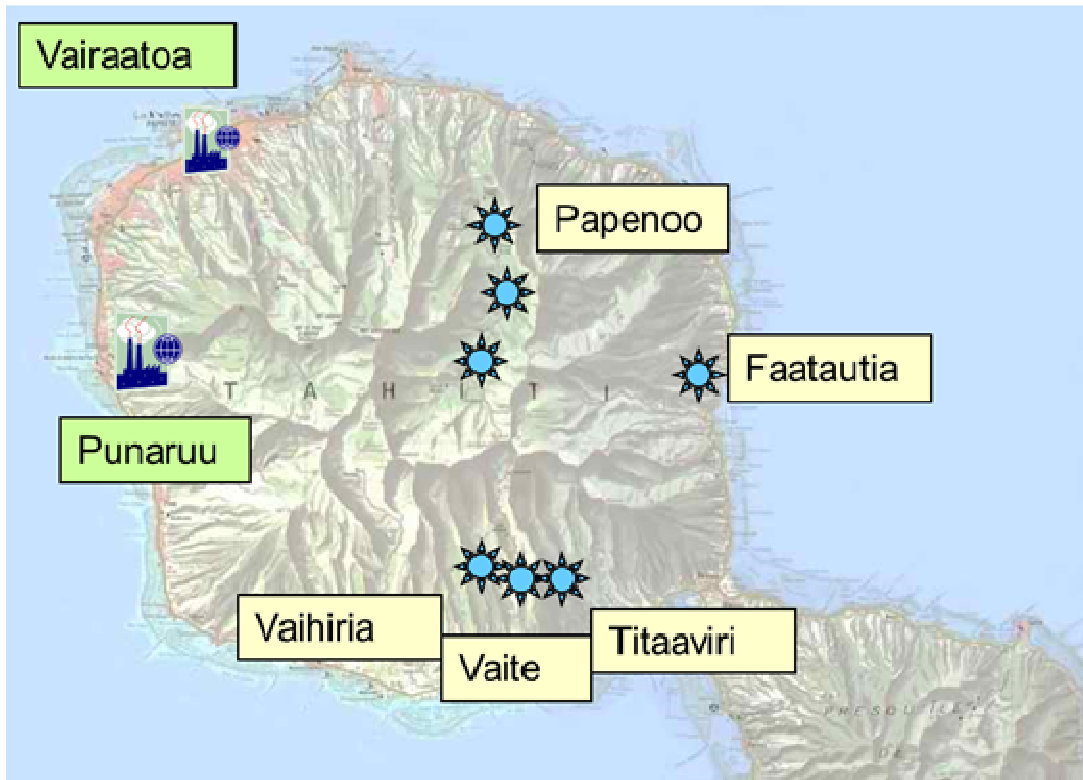
Le système comprend trois activités principales, la production d'électricité, son transport et sa distribution.



2.1.2.1 La production est composée à ce jour :

- de 2 centrales thermiques assurant à la fois la garantie de puissance et l'équilibre des réseaux (tension fréquence) (en concession EDT)
- de 16 centrales hydro-électriques (Marama Nui & CHPP)
- de 1.277 installations photovoltaïques (Privés hors concession)

centrales	puissance	production	
– Punaruu :	122,0 MW		
– Vairaatoa : (secours ultime)	25,0 MW		
2 Centrales thermiques	147,0 MW	318,2 GWh	61,27%
– Papenoo : 28,3 MW	28,3 MW		
– Faatautia : 7,5 MW	7,5 MW		
– Vaihiria : 4,6 MW	4,6 MW		
– Vaite : 2,3 MW	2,3 MW		
– Titaaviri : 3 MW	3,0 MW		
– CHPP: 0,6 MW	0,6 MW		
16 Centrales hydroélectriques	46,3 MW	172,6 GWh	33,24%
1,727 Installations photovoltaïques:	28,2 MWcrète	11,0 GWh	2,12%
		17,5 GWh	3,37%
Total		519,3 GWh	100,00%



Centrale thermique de la Punaruu



Salle des machines



La production thermique est assurée par EDT Engie au travers de son contrat de concession de Tahiti Nord.

La production hydro-électrique est assurée très majoritairement par la société Marama Nui au travers de 6 contrats de concession signés avec le territoire de la Polynésie française entre 1985 et 1995, ces contrats arrivant à échéance entre 2035 pour les plus anciens et 2050 pour les plus récents.

Ces contrats visent au financement, à la conception, à la réalisation puis à l'exploitation d'ouvrages hydrauliques dont la valeur dépasse les 20 milliards de francs

Marama Nui est astreinte à une obligation de puissance garantie modulée envers le distributeur lequel est astreint à absorber l'hydroélectricité en priorité par rapport à l'énergie thermique.

Les autres énergies renouvelables bénéficient aujourd'hui de la même priorité laquelle est hiérarchisée depuis l'arrêté 253 CM du 6 mars 2015 en fonction du prix des énergie en concurrence.

La production solaire issue de 1.727 installations bénéficie de contrats d'achats d'une durée de 25 ans leur garantissant une stabilité des prix.



Les enjeux à court terme de la production sont :

En Polynésie

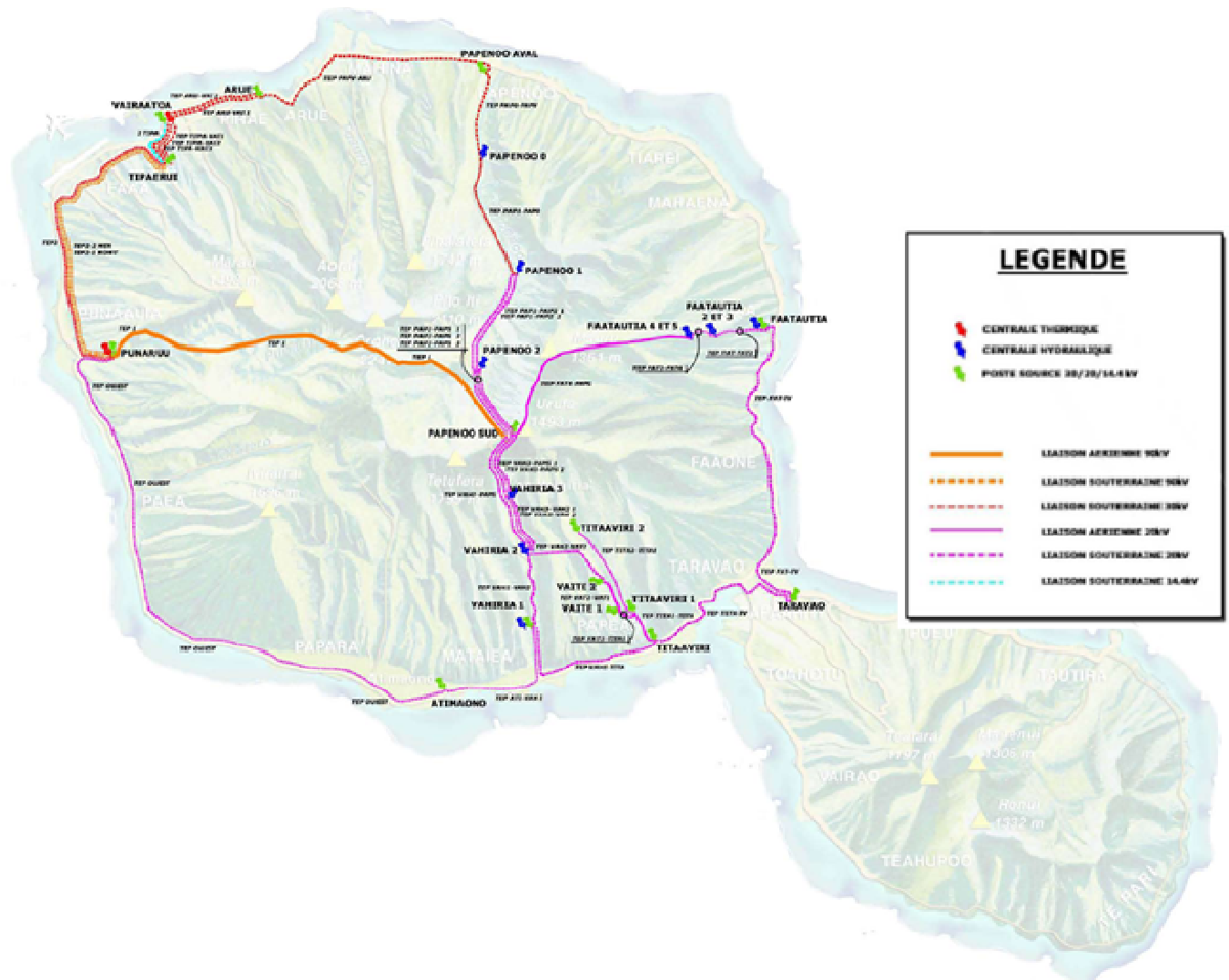
- Le développement des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.

Sur l'île de Tahiti

- Le renouvellement des groupes Pielstick de la Punaruu arrivés en fin de vie vers 2020 afin de garantir la continuité du service public.
 - ⇒ Nouvelle centrale :
 - Localisation : Punaruu ou tout autre site approprié
 - Combustible : fuel, gazole ou gaz (GNL ou GPL), les diverses solutions étant en cours d'études
 - ⇒ Régulateur de production
Un système innovant avec stockage de l'énergie en batterie pour régler la fréquence et la tension, permettant par ailleurs la réduction de la sollicitation des groupes et l'augmentation de la production d'énergies renouvelables
- Le démantèlement de la centrale de la Vairaatoa : après la boucle 90 kV NORD prévue en 2022 et le renouvellement des groupes Pielstick de la Punaruu qui rempliront alors un rôle de secours.

2.1.2.2 Le transport de l'énergie

Le transport de l'énergie des centres de production aux transformateurs de distribution a été confié à la SEM TEP en vertu d'un contrat de concession prenant fin au 31 décembre 2027.



Un important projet de bouclage du réseau de transport par le Nord en 90 kV a été lancé par la TEP en vue de :

- La fiabilisation de l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- L'augmentation de la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et le développement de nouveaux projets hydro-électriques

Ce projet d'un coût estimé à 7 milliards de francs sa mise en service est annoncée pour 2022.

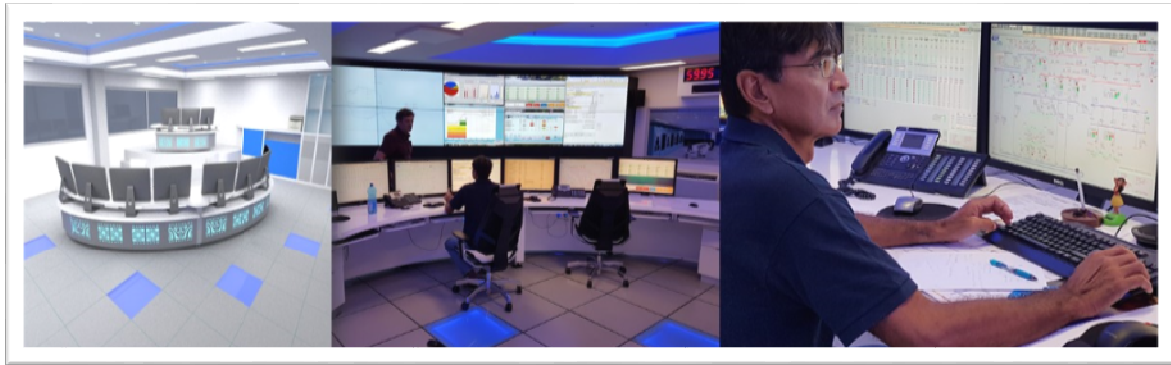
2.1.2.3 La distribution d'électricité

Sur l'île de Tahiti, la distribution d'électricité a été confiée :

- Pour la partie Nord, en 1960, par le gouvernement de la Polynésie à la société EDT.
- Pour la partie sud, en 2017, par le SECOSUD, à la Société TSE filiale d'EDT

La concession de Tahiti Nord délègue à son concessionnaire des missions de production, de distribution, de placement de l'énergie, de conduite des réseaux et de stabilité du système électrique, elle prend fin au 30 septembre 2030.

Pour la bonne réalisation de ces missions, l'amélioration de la qualité et l'optimisation des coûts pour l'ensemble du système électrique une nouvelle salle de dispatching a été inaugurée en 2017



C'est à partir de cette salle que sont réalisés à ce jour :

- Le placement de l'énergie l'équilibre, la stabilité du système électrique
- La conduite du réseau de transport pour le compte de la TEP
- L'assistance à la conduite du réseau de distribution
- La remontée des incidents du réseau de distribution au chargé d'exploitation et manœuvre des organes télécommandés pour son compte
- La conduite des centrales hydro, en dehors des heures ouvrables, pour le compte de Marama Nui

La concession du Secosud délègue à son concessionnaire les missions d'approvisionnement en énergie, de distribution et de gestion de clientèle, elle prend fin le 28 février 2034.

Les enjeux à court terme de la distribution sont :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées
 - Sur l'île de Tahiti, la mise en place d'un « réseau intelligent » ou smart-grid à savoir équipé de compteurs communicants et d'une informatique performante

Avantages d'un projet de compteurs communicants Pour les clients

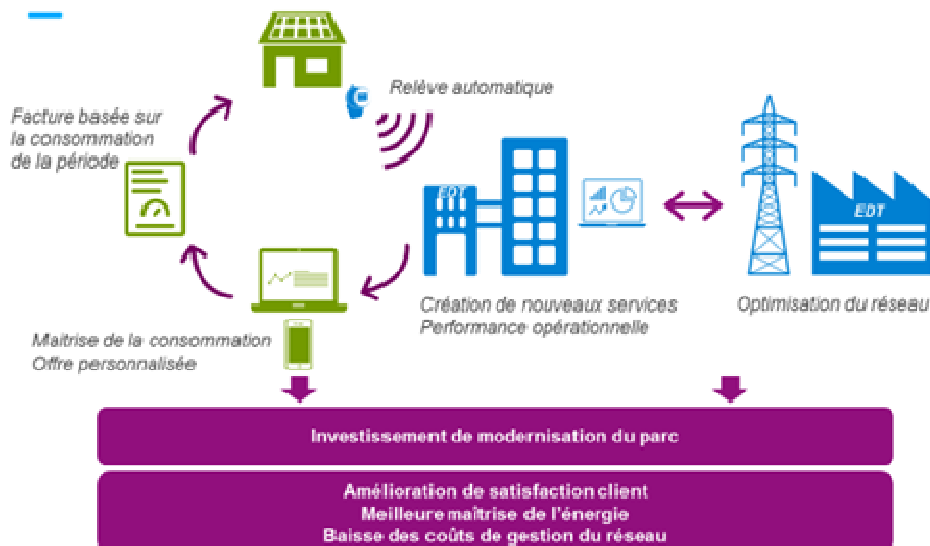
- 1 Relevé à distance des compteurs
- 2 Facturation sur consommation réelle
- 3 Mettre en service, couper ou adapter la puissance d'un compteur
 - Changement à distance, directement, en temps réel
- 4 Améliorer la maîtrise de la conso
 - Suivi de sa consommation à partir d'un site internet ou d'un téléphone mobile pour la maîtriser
- 5 Avoir accès à de nouvelles offres tarifaires
 - Possibilité de mettre en place des offres tarifaires adaptées, différenciées par tranche horaires, ou mode de facturation (passage direct entre pré et post-paiement)

Pour le Pays

- 1 Diminuer les coûts de gestion clientèle
- 2 Soutenir le développement des filières renouvelables
 - Gestion automatisée des factures producteurs
 - Gestion dynamique possible des productions ENR (Modèles B to T)
 - Déploiement des V.E favorisé
- 3 Avoir un service public de l'électricité plus performant
 - Suivi du patrimoine concédé plus précis, meilleure prévision des investissements
 - Optimisation du développement du réseau et diminution des pertes par une meilleure connaissance des flux d'énergie
 - Amélioration de la qualité de service du réseau, modernisé et mieux piloté
 - Amélioration de la satisfaction client
 - Travaux d'entretien avec coupures moins pénalisant pour les clients

09/10/2017 Présentation aux élus du Projet Smart Grid

Pourquoi les compteurs communicants améliorent-ils le réseau tout en proposant une meilleure qualité de service aux clients ?



09/10/2017 Présentation aux élus du Projet Smart Grid



2.2 LE GROUPE ENGIE AU SERVICE DE LA CONCESSION

2.2.1 Le groupe au niveau mondial

Le groupe ENGIE, leader mondial des énergéticiens privés et de la transition énergétique, puise ses racines les plus anciennes dans la Compagnie universelle du canal maritime de Suez, fondée en 1858.

En 2016, Engie compte 153 090 salariés dans 70 pays, pour un chiffre d'affaires de 66,6 milliards d'euros.

Sa stratégie est fondée sur 3 grands axes, dits des « 3D » :

- une énergie Décarbonée (pétrole et charbon remplacés par les énergies renouvelables et le gaz naturel) ;
- Décentralisée (l'énergie est produite et stockée au plus près de son lieu de consommation) ;
- Digitalisée (capteurs, big data et outils numériques au service de l'efficacité énergétique et de la gestion des réseaux).

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de la longue expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité.

Au plan local, elle autorise la réalisation de synergies importantes au niveau de la mise en commun de moyens et du partage d'expérience au quotidien.

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

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

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

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

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



Au cours des derniers exercices la concession a bénéficié de ce fait :

- De l'expérience de bureaux d'études de renommée mondiale, comme TRACTEBEL ENGINEERING pour l'aider à l'élaboration de ses projets ou à l'audit de ses installations.
- De l'intervention du réseau des acheteurs lui permettant de sourcer au meilleur prix un nouveau type de conduites forcées
- Des polices d'assurances groupe

Dans le passé :

- de la caution solidaire du groupe nécessaire à l'obtention des emprunts pour le financement des ouvrages.
- De prêts de trésorerie puis de conditions de placement qui le lui étaient pas accessibles.

2.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

En Polynésie le groupe est organisé en deux pôles énergie et services.

Le pôle énergie composé des sociétés EDT, MARAMA NUI, ELECTRA et TAHITI SUD ENERGIE est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 18 concessions de Tahiti et des îles
- MARAMA NUI assure en concession la production hydroélectrique dans 6 vallées de Tahiti.
- TAHITI SUD ENERGIE assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques

Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support.

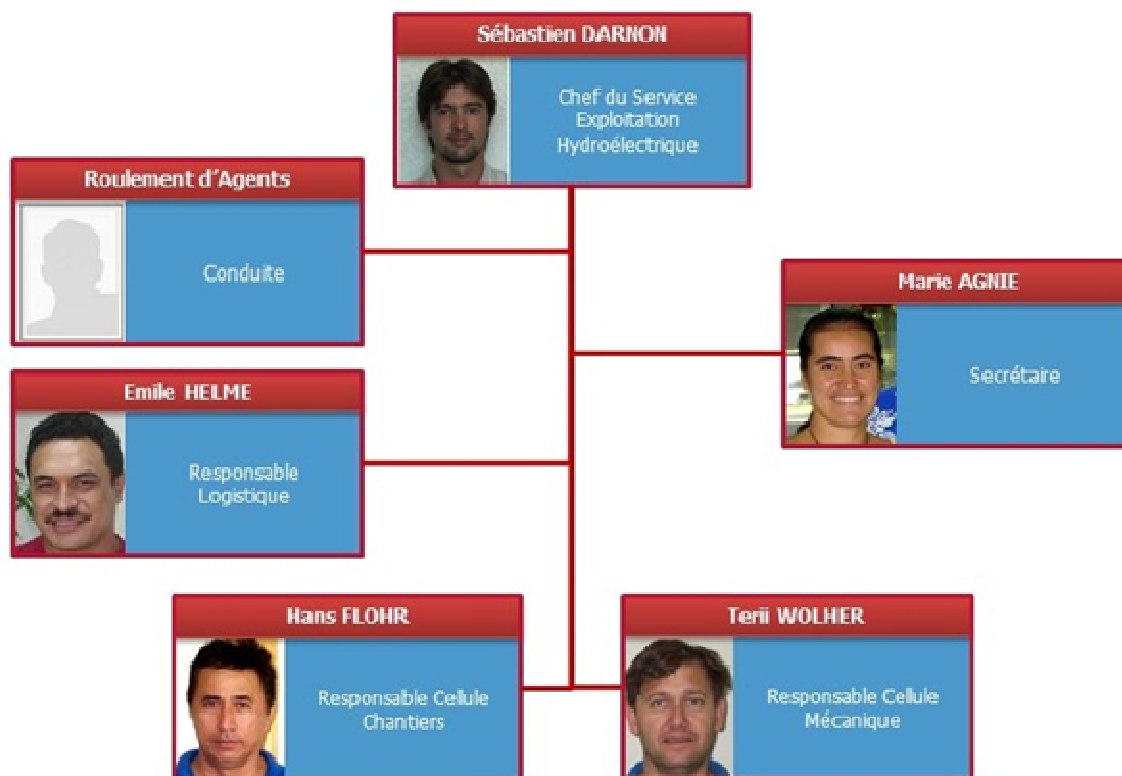
Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque.

Pour le pôle énergie, il réalise en sous-traitance des opérations de maintenance des moteurs dans les îles et sur Tahiti des travaux sur les réseaux.

2.2.3 Les moyens affectés à la concession

Les moyens humains et matériels du groupe implantés en Polynésie et dédiés à l'hydro-électricité 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 23 salariés organisé 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 environs 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.

MARAMA NUI a également réalisé des études avancées en 2008-2009, en vue de la réalisation d'un projet hydroélectrique neuf dans la vallée de Vaiiha, à Faaone. En cas de volonté politique de réaliser cet aménagement fondamental pour l'autonomie énergétique du Pays, MARAMA NUI disposera de tous les atouts pour présenter l'offre la plus performante et la plus respectueuse de l'environnement, en faisant bénéficier le service public de son expérience

A ce jour MARAMA NUI exploite 15 barrages et 13 centrales, répartis sur 5 vallées de Tahiti, pour une puissance installée totale de 47,2 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.

L'activité de MARAMA NUI ne produit pratiquement aucun déchet, et repose sur des ouvrages qui pour leur majorité ont une durée de vie supérieure à 50 ans.

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 a ainsi fait réaliser par une doctorante, Mme Herehia HELME, l'étude la plus aboutie sur le cycle de reproduction des anguilles du Pacifique Sud. Cette étudiante, devenue employée de la société, a notamment pour tâche de vérifier la bonne application des programmes de préservation de la biodiversité de l'entreprise.



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. En 2017, elles ont reçu la visite de M. LECORNU, secrétaire d'État à la transition écologique et solidaire, en présence du gouvernement de la Polynésie française. Cette visite ministérielle a été l'occasion pour le secrétaire d'Etat de saluer l'avance de la Polynésie française en matière d'énergies renouvelables sur la métropole et les DOM-TOM, grâce notamment à son parc hydroélectrique.

M. LECORNU, secrétaire d'État à la transition écologique et solidaire,
en présence du gouvernement de la Polynésie française



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 2020-2021 avec des réalisations annuelles, entièrement locales pouvant atteindre 700 MF.

Système d'information et moyens matériels

MARAMA NUI dispose de moyens techniques optimum, avec notamment :

- Des moyens de télécommunication techniques et vocaux entre le centre technique de Taravao et l'ensemble des vallées et des sites hydroélectriques (Faisceaux hertziens, fibres optiques, réseaux cuivre, terminaux satellitaires, réseau VHF)
- Un système d'information avancé, incluant GMAO, logiciel de conduite "Vaimana", modèles de prévisions de pluviométrie et de production
- Deux bunkers anticycloniques abritant les serveurs informatiques et les terminaux de conduite au standard data center
- Un ensemble d'outillages spécialisés (robot d'inspection et de réparation de conduite forcée,

Au travers du rattachement de Marama Nui au groupe Engie les concessions de Marama Nui bénéficient directement des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan des services techniques :

- Travaux réseaux
- Etudes
- Suivi du patrimoine

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

2.3 LE CADRE JURIDIQUE ET CONTRACTUEL

2.3.1 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 »

2.3.2 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

- Tarif en vigueur
- Production vendue d'hydroélectricité et chiffre d'affaires correspondant
- Production vendue et Chiffre d'Affaires
 - ✓ Pluviométrie
 - ✓ Disponibilité des ouvrages
 - ✓ Production Brute d'hydroélectricité
 - ✓ Production vendue
 - ✓ Chiffre d'Affaires
- Bilan d'exploitation
 - ✓ Incidents majeurs de l'année 2017
 - ✓ 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° 204 CM	14,34 F /kWh

En raison de la carence du concédant, aucune des actualisations tarifaires contractuellement dues n'a fait l'objet depuis le 25 février 2016 d'un arrêté du conseil des ministres.

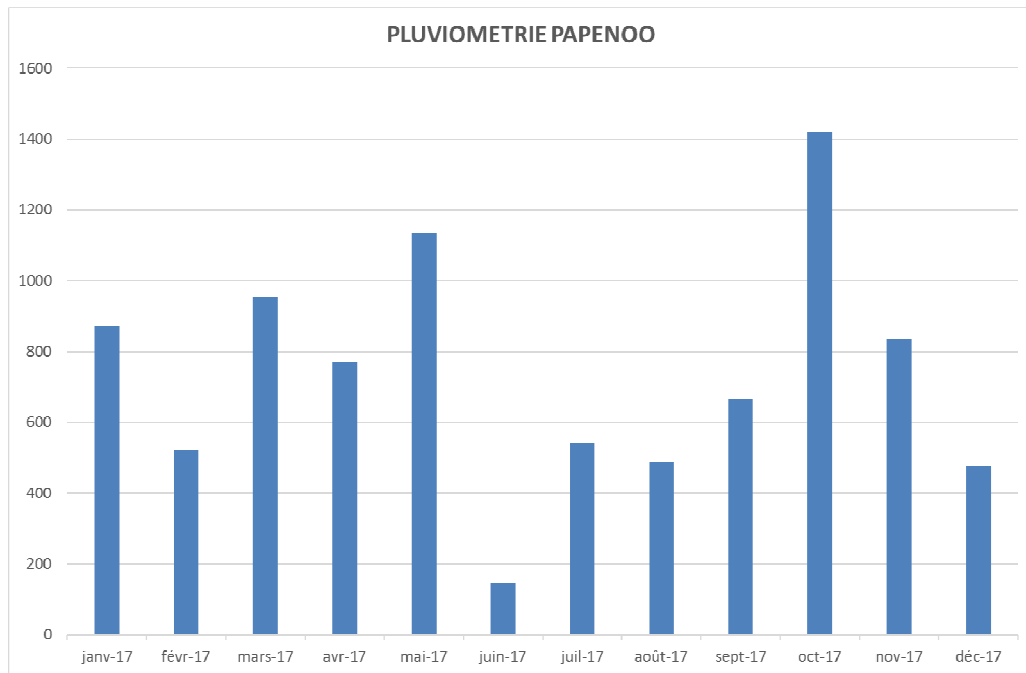
Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

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

3.2 PRODUCTION VENDUE ET CHIFFRE D’AFFAIRES CORRESPONDANT

3.2.1 Pluviométrie

La pluviométrie est restée élevée les 5 premiers mois de l’année. Nous avons ensuite connu une période très sèche en juin avant un retour à des conditions plus pluvieuse en juillet. A noter un mois d’octobre record.



Graphique de pluviométrie

3.2.2 Disponibilité des ouvrages

La disponibilité de la vallée est restée excellente, à 99,9 % (hors arrêts programmés).

Papenoo OT1	99,9%	99,9%
Papenoo OT2	99,8%	

3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

DEPUIS LA MISE EN EXPLOITATION DES OUVRAGES
(Sortie alternateurs)

	Moyenne Papenoo
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
moy réelle à 2017	24 642 250
Ecart / Moyenne	10%

La production de l'exercice est supérieure sur la concession de +10 % à la moyenne historique avec 27.04 GWh de produit sur l'année par rapport à 24.64 GWh depuis l'origine. A noter que la production annuelle 2017 est supérieure de +16 % par rapport à la valeur contractuelle de 23.3GWh.

3.2.4 Production « vendue »

Sur l'exercice et en raison de la consommation des auxiliaires des centrales la production vendue s'élève à **26 472 436 KWh**.

	Tarif Janv - Fev	Tarif Mars - Aout	Tarif Sept - Dec	2017
Production brute (sortie alternateur)				27 046 653 kWh
- Consommation des auxiliaires				-574 217 kWh
Production vendue	4 344 717 kWh	10 689 025 kWh	11 438 694 kWh	26 472 436 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.

Avenant 2 du 29 décembre 2015 article 11 : Pertes de transport

Les Parties rappellent qu'historiquement, et conformément à la logique métier qui prévoit une incitation de l'opérateur de transport à l'optimisation de ses réseaux, les sociétés MARAMA NUI et Transport d'Electricité en Polynésie (TEP) sont liées par un contrat, suivant lequel la seconde rembourse à la première les pertes subies par son énergie au cours de son transit sur le réseau de transport haute tension de Tahiti.

A la demande de la Polynésie française, et dans le cadre d'un accord global entre les professionnels du secteur, MARAMA NUI accepte d'assumer financièrement et à titre temporaire les pertes subies par sa production électrique sur le réseau de transport de la TEP, le temps qu'une augmentation du tarif de transport de l'énergie électrique en haute tension permette à cette dernière d'assumer elle-même les pertes intervenues sur son réseau.

A ce titre, les factures mensuelles de pertes émises par MARAMA NUI dans le cadre du contrat en cours, feront l'objet d'un avoir de montant équivalent, tant que le présent engagement sera en vigueur.

Le deuxième alinéa du présent article prend effet à la date d'entrée en vigueur du présent avenant. Il restera en vigueur jusqu'au jour où les pertes de transport seront à nouveau assumées par la TEP. Dès la fin du mécanisme temporaire prévu au deuxième alinéa, le tarif du kWh défini à l'article 16 du Cahier des Charges sera diminué de plein droit, à due concurrence de l'impact correspondant.



L'engagement de MARAMA NUI au titre du deuxième alinéa du présent article est conditionné par le maintien en vigueur des articles 16, 23, 26-1 et 27 du cahier des charges dans leur rédaction issue du présent avenant. Toute résiliation ou résolution, amiable ou judiciaire de l'un desdits articles, ou toute modification, met fin dans les mêmes conditions au dit alinéa.

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 **336 062 035 XPF**

	Tarif Janv - Fev	Tarif Mars - Aout	Tarif Sept - Dec	2017
Production vendue	4 344 717 kWh	10 689 025 kWh	11 438 694 kWh	26 472 436 kWh
Tarif de vente du kWh	13,77 XPF	13,80 XPF	13,40 XPF	13,63 XPF
Vente à EDT	59 826 753 XPF	147 508 545 XPF	148 834 215 XPF	356 169 513 XPF
Vente à la TEP			4 756 047 XPF	4 756 047 XPF
Chiffre affaires énergie	59 826 753 XPF	147 508 545 XPF	153 590 263 XPF	360 925 561 XPF
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)				-24 863 526 XPF
Chiffre affaires Net énergie				336 062 035 XPF



3.3 BILAN D'EXPLOITATION

3.3.1 Incidents majeurs

Aucun incident n'est survenu sur la vallée de la moyenne Papenoo.

3.3.2 Actions Sécurité Environnement

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 cette thèse. 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, la jeune docteure a été engagée afin de suivre l'impact environnemental des aménagements hydroélectriques. Cette Etude a été menée sur les vallées de la Papenoo.

3.3.3 Contrats pluriannuels de prestation

Les contrats suivants sont actifs sur la vallée en 2017 :

Elagage des sites :	1 003 334 XPF/an HT
Suivi des barrages et des grilles :	158 600 XPF/an HT
Nettoyage des centrales :	399 999 XPF/an HT



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 COMPTABILITE APPROPRIEE

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

1.1) – La séparation des activités

Marama Nui possède une seule activité, celle de la fourniture d'hydroélectricité

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.

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 tel que pratiqué pour l'exploitation déléguée MN/EDT.

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 ...

1.5) – La non compensation des produits et des charges

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

1.6) – La justification du périmètre de charges

Non applicable car Marama Nui possède une seule activité, la production d'hydroélectricité.

1.7) – La permanence des méthodes

La mise en œuvre d'une nouvelle méthode « économique de calcul des charges d'amortissement a nécessité l'ajout des lignes suivantes :

- Amortissements concédés
- Passif de renouvellement
- Reprise lissée caducité
- Reprise lissée provision pour risques et charges

Les reclassements et impacts sont précisés en commentaire des comptes de bilan et de résultat

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.

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 2017, le tableau suivant présente les montants pour les parties liées.

Libellé	Description	Total Concession
Engie Services	travaux sous traité : réseaux et facility Management	461 236
Polydiesel	travaux Sous traités: Production	338 850

1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe 6 :

ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC



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

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

Le Résultat Net est présenté pour chaque concession

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

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

N/A

4.2 METHODOLOGIE ET CLES DE REPARTITION 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 tel que pratiqué 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 (0)		
	2017 Concession	2017 social	2016
Immobilisations concédées	3 853 958 040	3 853 958 040	3 854 758 040
Immobilisations privées	83 928 243	83 928 243	82 136 573
Immobilisations financières	6 596 551	6 596 551	5 357 443
Immobilisations en-cours	18 095 000	18 095 000	17 763 474
Avances et acomptes			
Total Immobilisations brutes	3 962 577 834	3 962 577 834	3 960 015 530
Amortissements	-1 922 978 878	-1 969 780 268	-1 901 749 520
Immobilisations nettes	2 039 598 956	1 992 797 566	2 058 266 010
Stock	27 888 058	27 888 058	26 535 529
Provisions de stock	-2 322 043	-2 322 043	-1 623 538
Net	25 566 015	25 566 015	24 911 991
Créances clients	66 233 746	66 233 746	33 133 293
Autres créances	24 427 062	24 427 062	13 335 192
Charges constatées d'avance	351 259	351 259	1 073 334
Total créances d'exploitation	91 012 067	91 012 067	47 541 819
Provisions créances	-561 571	-561 571	-599 968
Créances nettes	90 450 496	90 450 496	46 941 852
Placement et trésorerie			
Disponibilités ou C/C du concessionnaire	324 678 999	321 714 059	327 162 145
TOTAL ACTIF	2 480 294 465	2 430 528 136	2 457 281 998
PASSIF	MOYENNE PAPENOO (0)		
	2017 Concession	2017 social	2016
Capital			
Réserves			
RAN			
RESULTAT	147 363 721	125 720 081	129 192 248
Capitaux propres	147 363 721	125 720 081	129 192 248
Amort caducité, ATO, PRU	1 608 811 363	1 608 811 363	1 657 563 222
Provision pour renouvellement			159 994 486
Passif de renouvellement	32 828 409		
Fonds de maintenance conduites forcées	407 239 327	407 239 327	398 192 380
Autres provisions pour risques et charges	7 882 463	7 882 463	4 895 979
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation	155 288 766	159 994 486	
S/T capitaux propres et provisions	2 359 414 050	2 309 647 720	2 349 838 315
C/C du concessionnaire (emprunt)			
Emprunt et dettes			
Fournisseurs	16 413 808	16 413 808	17 199 580
Dettes fiscales et sociales	25 185 974	25 185 974	24 102 240
Autres dettes	79 280 633	79 280 633	52 143 666
PCA			
S/T emprunts et dettes	120 880 416	120 880 416	107 443 683
TOTAL PASSIF	2 480 294 465	2 430 528 136	2 457 281 998

4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	MOYENNE PAPENOO (0)		
	2017 Concession	2017 social	2016
CA "net" Energie	336 062 031	336 062 031	337 866 850
Ventes hydro (à EDT)	356 169 502	356 169 502	372 427 940
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	4 756 055	4 756 055	2 071 292
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-24 863 526	-24 863 526	-36 632 382
Production moyenne (de l'origine à 2017)	24 642 250	24 642 250	24 515 702
kWh vendus	26 472 436	26 472 436	28 618 186
Prix de vente moyen du kWh	12,69	12,69	11,81
Maintenance - Conduite exploitation	-80 067 168	-80 067 168	-56 113 161
Achats et charges externes-M	-79 674 891	-79 674 891	-36 573 592
Exploitation Déléguée	-28 216 181	-28 216 181	-27 468 916
Production immobilisée	31 324 957	31 324 957	6 489 798
Provision remise en état / grosses réparations			1 151 720
Provision Stock	-1 779 211	-1 779 211	1 538 697
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-1 607 510	-1 607 510	-1 328 666
Exceptionnel	-114 333	-114 333	77 798
Amortissement des actifs de concession	-39 414 961	-69 490 006	-88 226 173
AT, Caducité, PR			-98 165 132
Amortissement Concédé	-50 997 184	-108 375 478	
Passif de Renouvellement	-32 828 409	159 994 486	
Reprise lissée caducité	48 751 859	48 751 859	
Reprise Lissée provision pour risque	4 705 720	-159 994 486	
Dot.fonds Conduites forcées	-9 046 947	-9 046 947	-17 406 106
Exceptionnel		-819 440	27 345 065
Impôts et taxes	-6 580 240	-6 580 240	-435 484
Patente	-5 372 561	-5 372 561	-2 018 878
Autres	-11 205	-11 205	-12 316
Provision	-1 196 464	-1 196 464	1 595 695
Exceptionnel	-10	-10	15
Structure	-10 118 206	-10 118 206	-18 445 193
Achats et charges externes	-5 246 084	-5 246 084	-13 350 117
Exploitation Déléguée	-2 044 451	-2 044 451	-3 780 249
Amortissement des biens privés de structure	-1 075 923	-1 075 923	-899 891
Provisions	-1 751 748	-1 751 748	-414 935
Autres produits et charges			
Exceptionnel			
Financier	638 145	638 145	620 171
Intérêts sur emprunt bancaire			
Autres produits et charges financières	-1 556 295	-1 556 295	216 441
Rémunération C/C du concessionnaire	2 194 440	2 194 440	403 730
Résultat avant impôt	200 519 601	170 444 557	175 267 011
Impôt société	-53 155 880	-44 724 476	-46 074 763
Résultat net - concessions	147 363 721	125 720 081	129 192 248

4.3.3 Commentaires sur les comptes

Bilan

1 Amortissement

En 2016 ce poste regroupait l'amortissement des biens sur leur durée de vie de sorte à faire apparaître la Valeur économique de l'ensemble des biens gérés et ce quel que soit leur mode de financement

En 2017 ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant

Remarque : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

2 Les provisions pour renouvellement antérieurement comptabilisées ont été reprise, une provision pour risque a été dotée à due concurrence, **4** celle-ci est reprise de manière lissée sur la durée résiduelle de la concession.

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

Compte de résultat

Les écarts entre le résultat « 2017 social » et « 2017 Concession » sont liés à la méthode économique des charges calculée qui lisse sur la durée résiduelle de la concession les charges d'amortissement et de renouvellement à venir.

En résultat sur cette concessions la charge nette d'amortissement passe de - 69 MF à - 39 MF

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

	2016	Acquisition	Cession	Transfert	2017
	3 854 758 040	-	-	- 800 000	3 853 958 040
Pièces sécurité	46 477 641		-		46 477 641
Bâtiment	286 955 251		-		286 955 251
Turbine	256 935 992		-		256 935 992
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		-		69 600 176
Droits incorporels de concession	800 000			- 800 000	-
	3 854 758 040	-	-	- 800 000	3 853 958 040

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 NECESSAIRES A 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 31/12/2017	VNC 31/12/2017
Autre composant	PAP DEGRILLEUR HYDRAU 0	11 827 267	11 827 267	-
Autre composant	PAP AUTRES CENT 0	57 772 909	57 772 909	-
Total Autre composant		69 600 176	69 600 176	-
Barrage & composants associés	MOY PAPENOO CAPTAGE	285 889 185	88 000 515	197 888 670
Total Barrage & composants associés		285 889 185	88 000 515	197 888 670
Bâtiment	PAP GENIE CIVIL 0	272 670 945	138 477 971	134 192 974
Bâtiment	PAP TOITURE 0	14 284 306	14 284 306	-
Total Bâtiment		286 955 251	152 762 277	134 192 974
Conduites Forcées	PAP CONDUITES C0	2 443 865 067	1 174 951 704	1 268 913 363
Total Conduites Forcées		2 443 865 067	1 174 951 704	1 268 913 363
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP0T1	2 089 240	2 089 240	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP0T2	2 089 240	2 089 240	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP0T1	6 267 722	6 267 722	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP0T2	6 267 722	6 267 722	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAPO T1	2 611 551	2 611 551	-
Elec de Commande	PROTECTION PAPO T1	2 089 241	2 089 241	-
Elec de Commande	CABLAGE PAPO T1	5 223 101	3 651 146	1 571 955
Elec de Commande	CABLAGE PAPO T2	5 223 101	3 651 146	1 571 955
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISME POT1	4 731 789	662 452	4 069 337
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP0T2	12 949 805	1 066 200	11 883 605
Elec de Commande	AUTOMATE PAPO T2	2 189 456	450 664	1 738 792
Elec de Commande	PROTECTION PAPO T2	1 234 558	254 114	980 444
Total Elec de Commande		52 966 526	31 150 438	21 816 088
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR CENT 0	47 292 998	38 106 905	9 186 093
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR CENT 0	47 292 998	38 106 905	9 186 093
Elec de Puissance	PAP TRANSF CENTRALE 0	10 824 952	5 497 533	5 327 419
Elec de Puissance	PAP TRANSF CENTRALE 0	10 824 952	5 497 533	5 327 419
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0	790 674	401 547	389 127
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0	584 596	296 888	287 708
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0	584 596	296 888	287 708
Elec de Puissance	ARMOIRE AUXILIAIRE PAPO	7 834 652	5 476 720	2 357 932
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAPO T1	10 446 202	7 302 292	3 143 910
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAPO T2	10 446 202	7 302 292	3 143 910
Total Elec de Puissance		146 922 822	108 285 503	38 637 319
Pièces sécurité	PCE SECU 00536 ALTERNAT.	27 447 947	6 334 140	21 113 807
Pièces sécurité	PCE SECU 01252 ROUE P0	8 084 749	1 865 712	6 219 037
Pièces sécurité	PCE SECU 03602 TRANSFO HT	3 928 863	906 660	3 022 203
Pièces sécurité	PCE SECU 00537 TRANSFO HT	7 016 082	1 619 094	5 396 988
Total Pièces sécurité		46 477 641	10 725 606	35 752 035
Pistes & Ponts	MOY PAPENOO PISTE	264 345 380	81 369 042	182 976 338
Total Pistes & Ponts		264 345 380	81 369 042	182 976 338
Turbine	PAP TURBINE 1 CENTRALE 0	114 698 627	58 250 554	56 448 073
Turbine	PAP ROUE 1 CENTRALE 0	13 769 369	13 769 369	-
Turbine	PAP TURBINE 2 CENTRALE 0	114 698 627	58 250 554	56 448 073
Turbine	PAP ROUE 2 CENTRALE 0	13 769 369	13 769 369	-
Total Turbine		256 935 992	144 039 846	112 896 146
TOTAL MOYENNE PAPENOO		3 853 958 040	1 860 885 107	1 993 072 933

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 FORCEES

Ce fonds a été mis en place par l'avenant 3 du 29 décembre 2018, 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

Aucun travaux n'a été imputée sur ces fonds dans l'exercice

5.5 DEPENSES DE RENOUVELLEMENT

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

- Bâtiments
- Turbines
- Electricité de puissance
- Electricité 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 31/12/2016	2 186 593 416
réalisé	-
réajusté	7 700 578
reste à faire au 31/12/2017	2 194 293 994

	Total Renouvellement
Bâtiment	564 184 359
Turbine	525 925 817
Elec de Puissance	472 264 134
Elec de Commande	180 465 353
Telecom	-
Composants associés aux barrages	-
Ponts	-
Appendice	-
Autre composant	451 454 331
	2 194 293 994

5.5.2 Le réalisé de l'année

Aucun investissement de renouvellement fait en 2017

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

	2018	2019	2020	Total Renouvellement
Bâtiment	27 000 000	20 000 000		564 184 359
Turbine	27 500 000	30 000 000	75 000 000	525 925 817
Elec de Puissance				472 264 134
Elec de Commande	7 500 000			180 465 353
Telecom				-
Composants associés aux barrages				-
Ponts				-
Appendice				-
Autre composant				451 454 331
	62 000 000	50 000 000	75 000 000	2 194 293 994

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 impact sur l'exercice, 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 **32 828 409 XPF**

5.4 DEPENSES DE 1er ETABLISSEMENT

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.

Réfection de la berge érodée protégeant la conduite forcée à la cote 40. Mise en place d'un enrochement et de béton percolé.



5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

RAS

5.7 METHODE RELATIVE AUX CHARGES CALCULEES

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 apour 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.

- Les opérateurs sujets à une obligation de maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations peuvent anticiper le surcoût des immobilisations qu'elles jugent devoir renouveler avant le terme du contrat de délégation. Ce surcoût est appréhendé au travers d'une provision pour renouvellement.

5.7.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, 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 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.

5.7.3 Impact sur l'exercice

La nouvelle méthode a été mise en place de manière prospective sans retraitement du passé

Le montant global des investissements au bilan au 31/12/2017, déduction faite des investissements financés par les tiers ou le concédant et de l'indemnité de fin de concession est amorti sur la durée de la concession.

La dotation de l'exercice correspond à cette base amortissable, diminuée des charges calculées déjà comptabilisées, divisée par la durée résiduelle de la concession

Cette méthode permet l'obtention d'une charge annuelle « économique » dans la mesure où pour un patrimoine géré constant la charge annuelle « d'amortissement » est identique sur toute la durée de la concession. Elle diffère de l'amortissement linéaire des biens sur leur durée de vie (§5.2 patrimoine géré).

Amortissement des biens au bilan	
Vo cloture	3 853 958 040
- IFC biens au bilan cumulé	(323 735 738)
base amortissable	3 530 222 302
doté à l'ouverture	1 796 318 037 (A)
Amortissement	<u>1 796 318 037</u>
reste à amortir	1 733 904 265
nb années restantes	34
dotation exercice	50 997 184 (B)
dotations cumulées	1 847 315 221 (A) + (B)

Le cout du programme de renouvellement valorisé à date de renouvellement, déduction faite de l'indemnité de fin de concession le cas échéant, des amortissements techniques déjà constitués au 31/12/2016 est lissé sur la durée restante de la concession soit 34 ans au 01/01/2017.

Les provisions de renouvellement antérieurement constituées pour **159 994 486 XPF** ont été reprises et redotées en risques et charges lesquelles sont reprises linéairement sur la durée résiduelle de la concession pour un montant de **4 705 720 XPF**

Détermination du passif de renouvellement		
Besoin évalué 31/12/2016	2 186 593 416	
Ajustement du besoin 2017	7 700 578	
IFC Prévis. sur renouvellement	(1 078 128 074)	
doté à l'ouverture		(A)
PR		
PRU		
reste à doter	1 116 165 920	
nb années restantes	34	
dotation exercice	32 828 409	(B)
reprises sur trvx renouvellement	-	©
Passif de renouvellement	32 828 409	(A) + (B) + ©

Reprise lissée caducité art LP4		
caducité cpt 229 ouverture	1 657 563 222	(A)
Caducité	<u>1 657 563 222</u>	
reprise lissée	(48 751 859)	(B)
caducité cpt 229 clôture	1 608 811 363	(A) + (B)
Reprise lissée Prov risque		
doté à l'ouverture	159 994 486	(A)
PR	<u>159 994 486</u>	
dotation exercice	(4 705 720)	(B)
Provision pour risque	155 288 766	(A) + (B)

5.8 INDEMNITES 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 31/12/2017 et non renouvelables	Total IFC
Pièces sécurité	-	-	-
Bâtiment	358 497 828	-	358 497 828
Turbine	311 908 349	-	311 908 349
Elec de Puissance	252 951 213	-	252 951 213
Elec de Commande	57 899 568	-	57 899 568
Telecom	-	-	-
Barrage & composants associés	-	52 779 943	52 779 943
Pistes & Ponts	-	48 802 596	48 802 596
Conduites Forcées	-	222 153 198	222 153 198
Appendice	-	-	-
Autre composant	96 871 116	-	96 871 116
TOTAL MOYENNE PAPENOO	1 078 128 074	323 735 738	1 401 863 811

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 hydro-électrique 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 indirects de production ainsi que les Frais généraux du concessionnaire

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 :

CONCESSION	PRIX DU KWH (en F CFP)
Moyenne Papenoo	14,34

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, multiplié 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’Energie 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 engagé auprès du concédant et a effet au 1er 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.