



# **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**

**HAUTE 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	22-30
4 Données comptables et financières	31-39
5 Informations sur les biens immobilisés	40-53
6 Engagements nécessaires à la continuité du service public	54-55
...	

## 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 :**

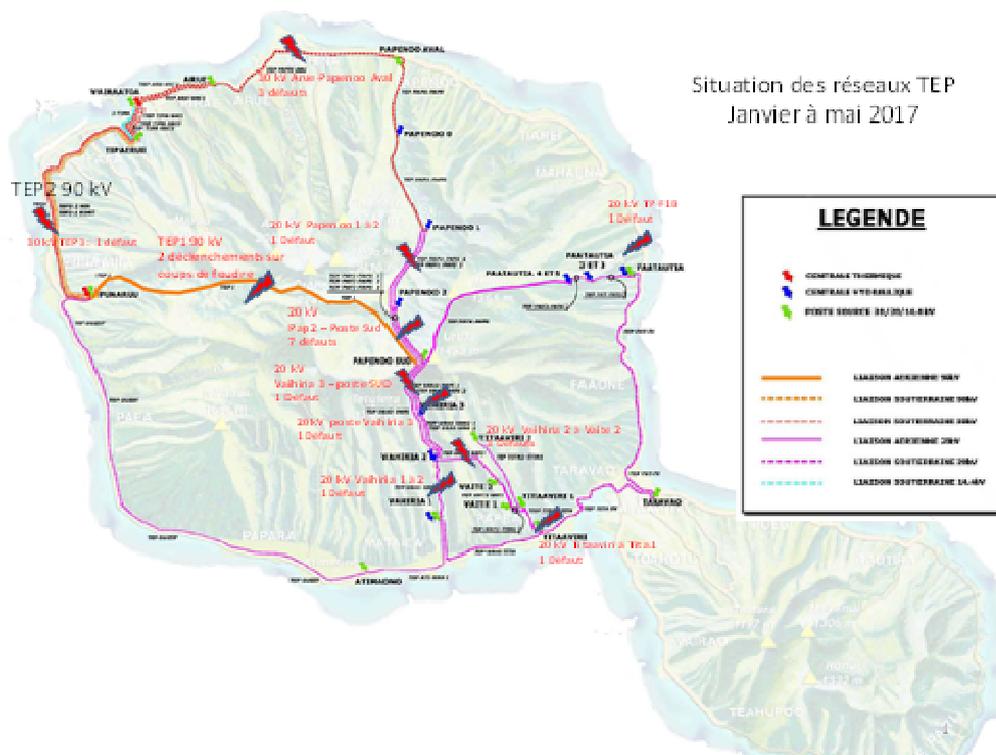
Le sujet de la compensation des pertes de Transport (TEP) devra aussi rapidement être abordé avec l'autorité concédante. Au 1er septembre 2017, date d'augmentation de la redevance de transport TEP à son niveau maximum de 2,75 F CFP, MARAMA NUI a cessé d'émettre des avoirs sur l'indemnisation desdites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

		Haute Papenoo	
<b>Techniques</b>	<b>Pluviometrie</b>	mm	8 828
	<b>Disponibilité des ouvrages</b>		99,60%
	<b>Production sortie d'alternateurs</b>		
	- exercice	kWh	59 171 141
	- moyenne historique	kWh	59 934 878
	<b>Production vendue</b>		
	- exercice	kWh	57 881 155
- rendement		97,8%	
- contractuelle	kWh	57 327 431	
<b>Financiers</b>	<b>Chiffre d'Affaires Net Energie</b>	k XPF	767 897
	<b>Ecart sur prévisionnel (Art16.2)</b>		
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	36 469
	- variation de l'exercice	k XPF	1 963
	<b>Patrimoine Immobilier</b>	k XPF	9 906 512
	<b>travaux réalisés</b>		
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	29 224
	- Dépenses d'améliorant	k XPF	165 611
	<b>Besoin de renouvellement</b>	k XPF	4 497 212
	<b>Fonds de maintenance des conduites forcées</b>		
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	1 032 626	
- consommation sur l'exercice	k XPF	87 370	
<b>Indemnité de fin de concession</b>	k XPF	3 478 176	
<b>Developpement durable</b>	<b>Formation</b>		
	- nb d'heures dispensées		0
	<b>Sécurité</b>		
	- nb de visites préventives de sécurité	Toute société	19
	- nb d'AT hors trajet		0
	<b>Environnement</b>		
- économie de fuel en m3	m3	13 409	
- réduction de CO2 en Tonnes	T	46 626	
- 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

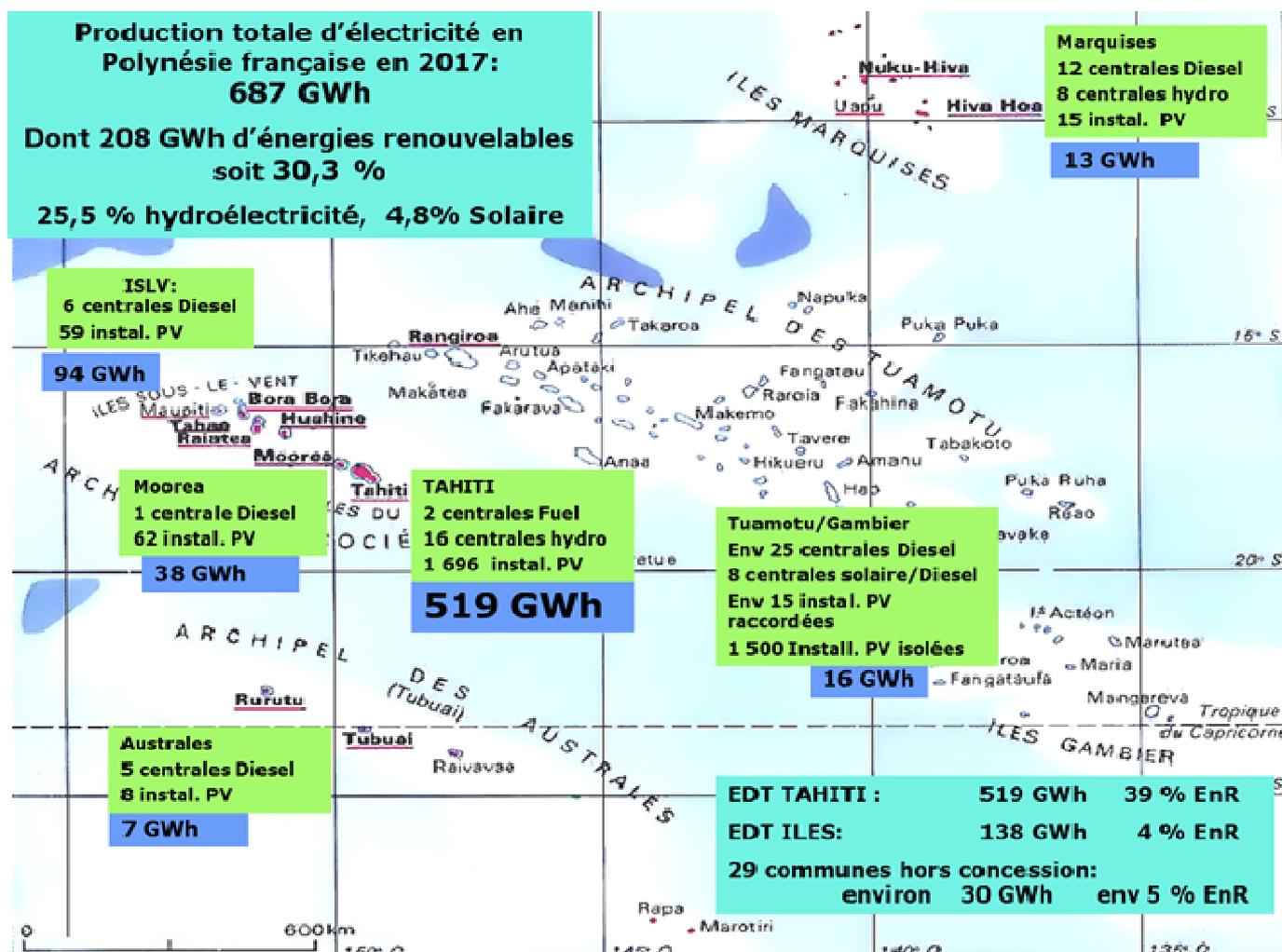
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

### 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.

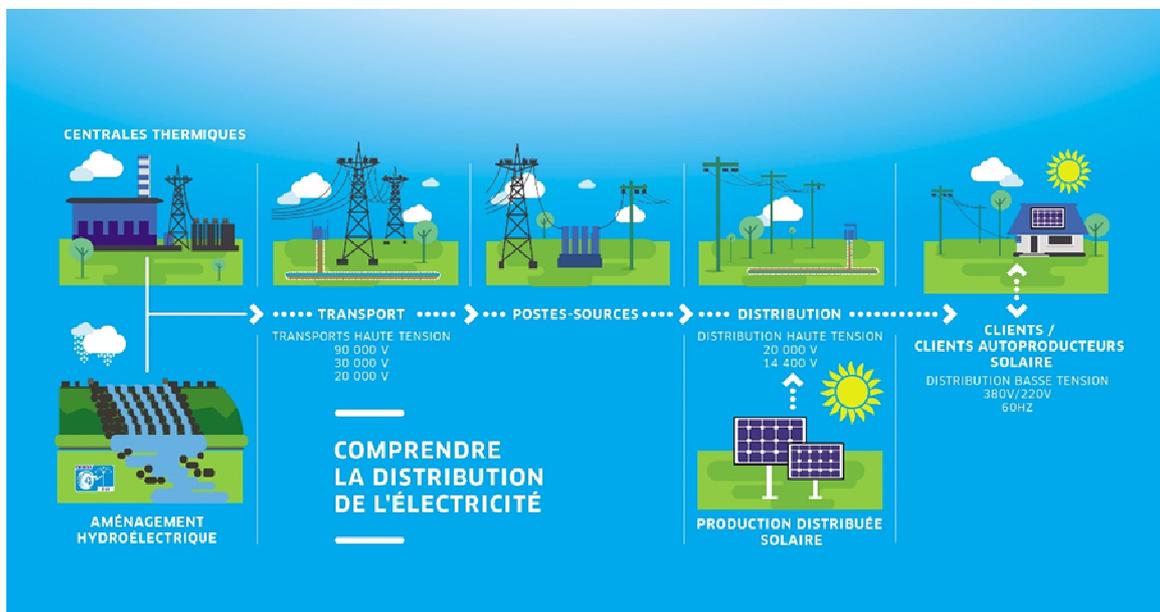
Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

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

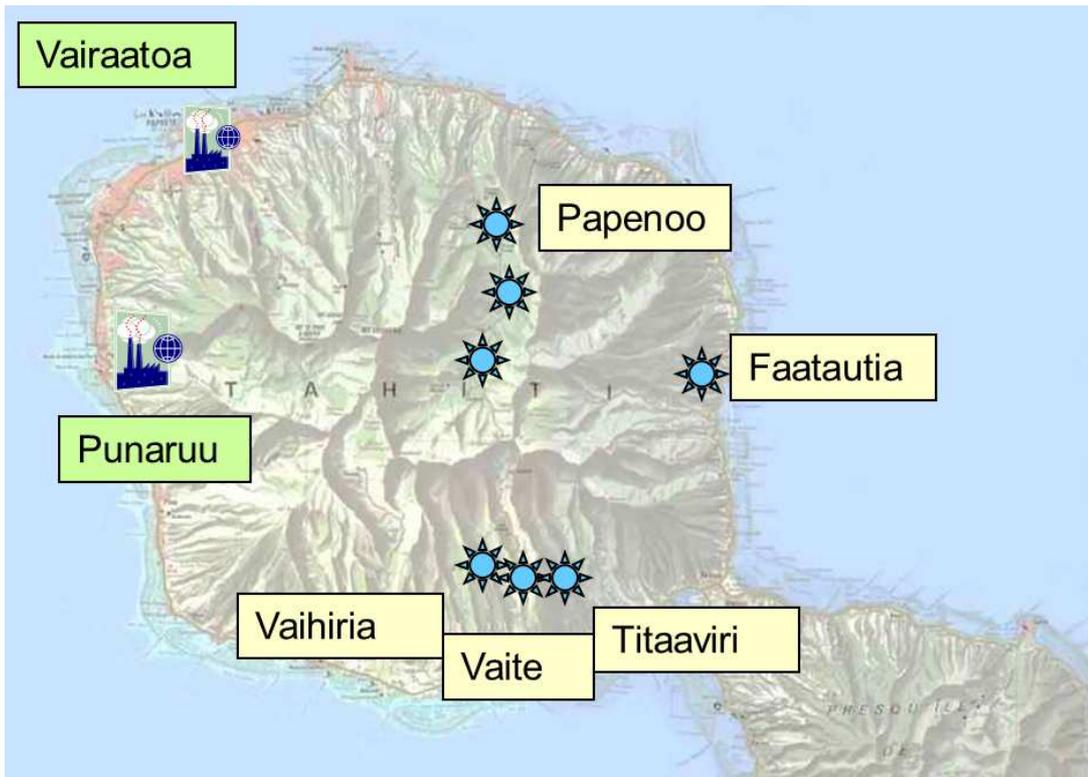
Le système comprend trois activités principales, la production d'électricité, son transport et sa distribution.



### 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		
<b>2 Centrales thermiques</b>	<b>147,0 MW</b>	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		
<b>16 Centrales hydroélectriques</b>	<b>46,3 MW</b>	172,6 GWh	33,24%
<b>1,727 Installations photovoltaïques:</b>	<b>28,2 MWcrète</b>	11,0 GWh	2,12%
		17,5 GWh	3,37%
<b>Total</b>		<b>519,3 GWh</b>	<b>100,00%</b>



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

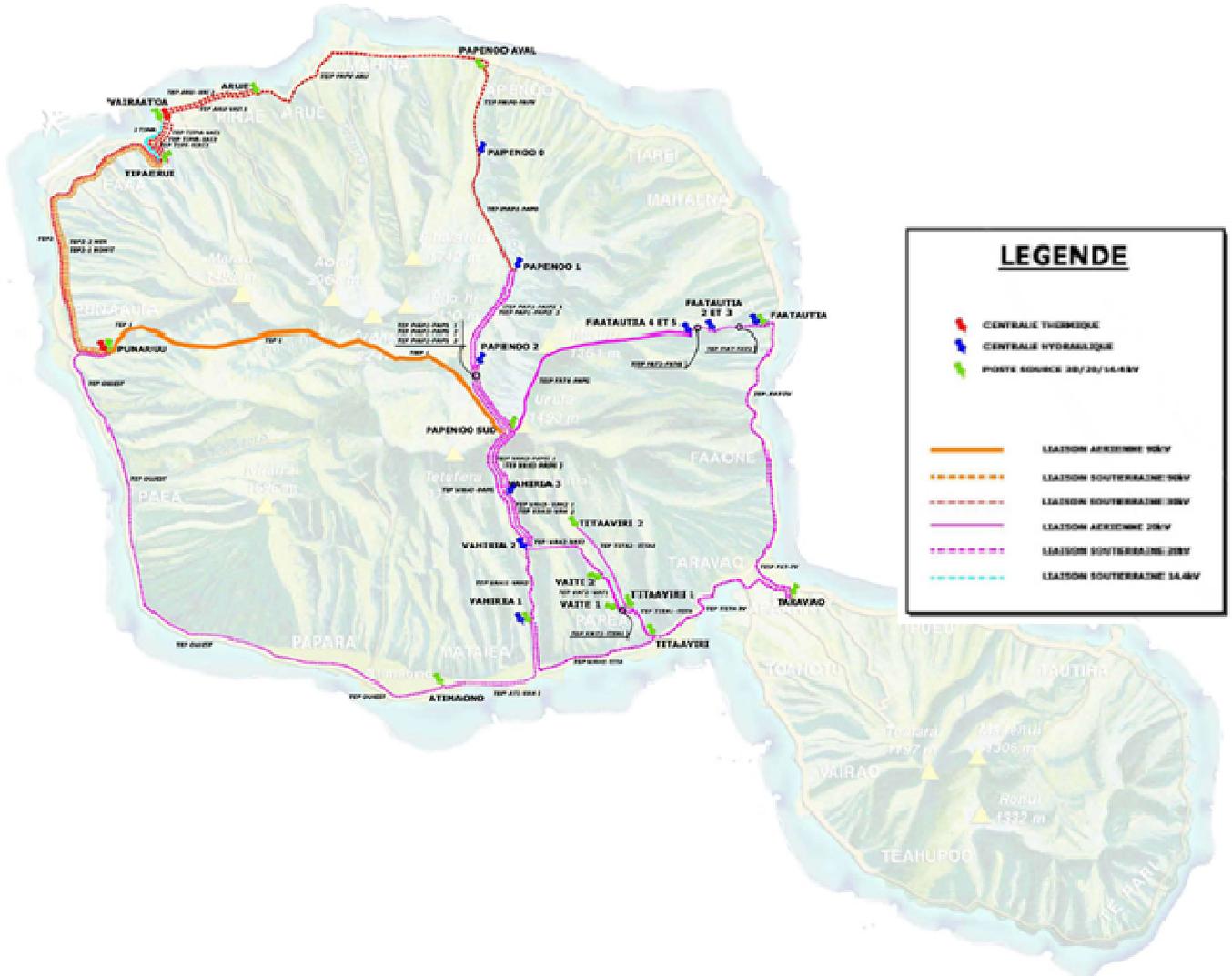
- Le développement des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.

#### 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.

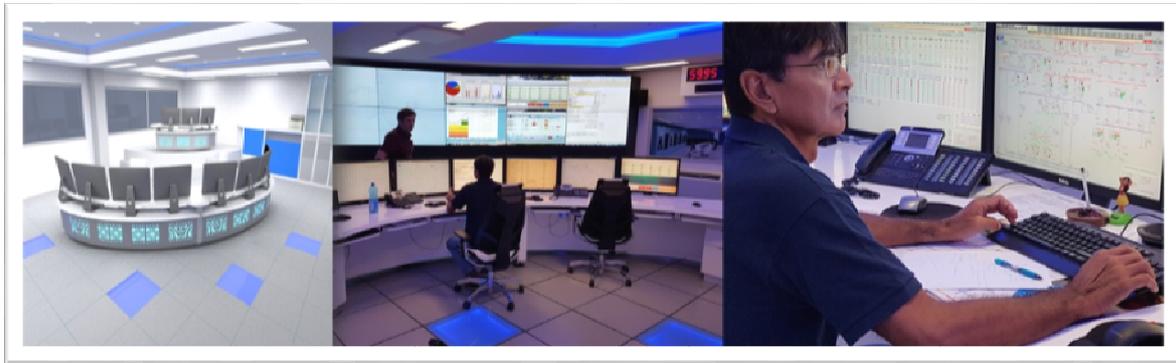
### 2.1.2.3 La distribution d'électricité

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

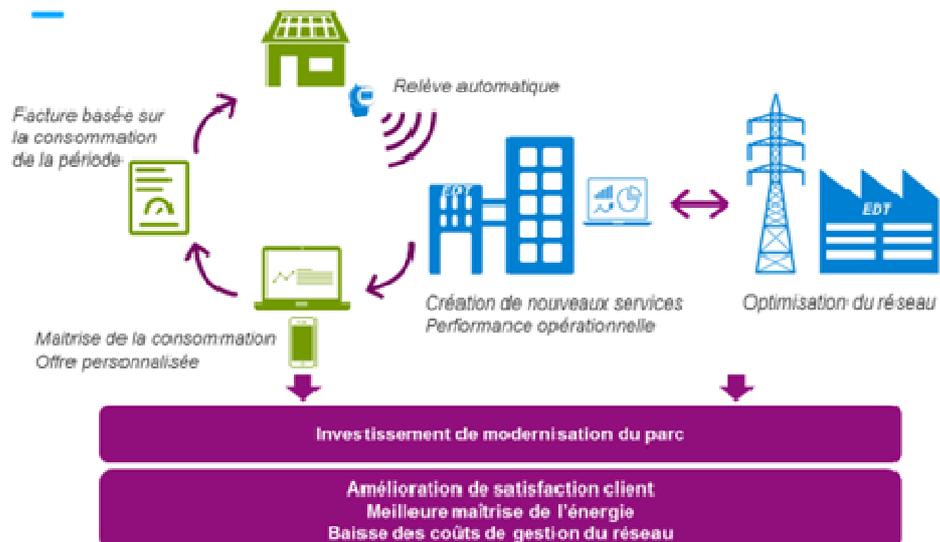
- 1 Diminuer les coûts de gestion clientèle
- 2 Soutenir le développement des filières renouvelables
  - Gestion automatisée des factures producteurs
  - Gestion dynamique possible des productions ENR (Modèles B to T)
  - Déploiement des V.E favorisé
- 3 Avoir un service public de l'électricité plus 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 auprès Prof. Smart Grid

3

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



09/10/2017

Présentation auprès Prof. Smart Grid

4



## **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.

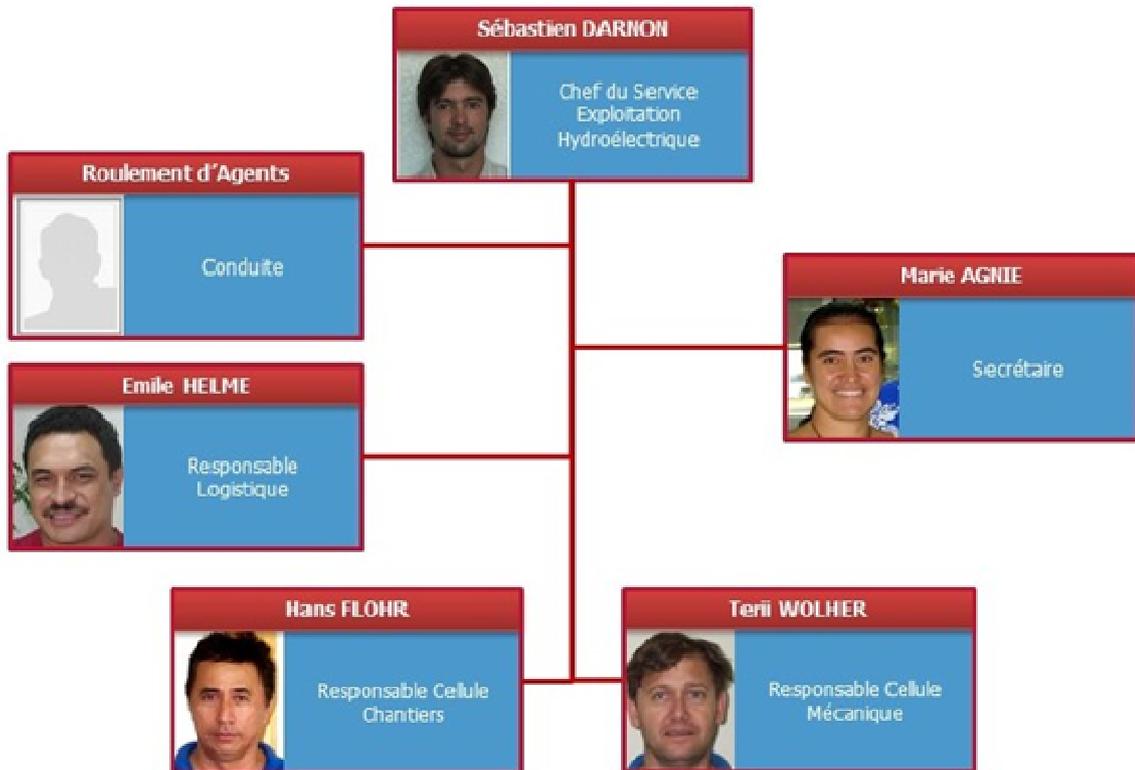
Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque.

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 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.

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

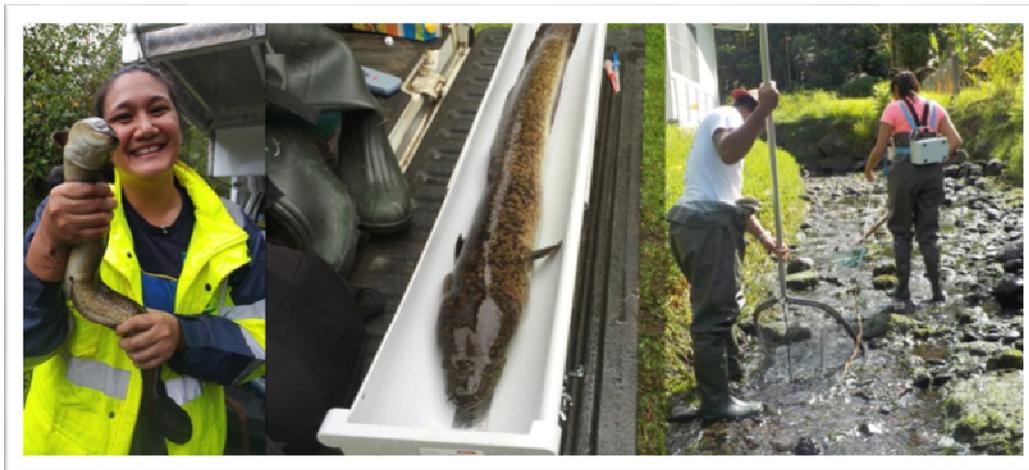
## Une énergie propre et locale

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 m<sup>3</sup> de fuel environ, et réduit ainsi les émissions dans l'atmosphère de 130.000 tonnes de CO<sub>2</sub> et autres gaz à effet de serre.

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.



### 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.

### Systeme 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 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 Haute Papeno'o a été confiée par la Polynésie française à MARAMA NUI, par une convention du 18 décembre 1989 pour une durée initiale de 46 ans, devant prendre fin le 31 décembre 2035.

Un premier avenant, en date du 19 janvier 1998, a prolongé de 10 ans la durée de la concession (portée au 31 décembre 2045), 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 Haute Papeno'o comprend notamment 2 centrales, dénommées « Papeno'o 1 », « Papeno'o 2 », et 1 retenue principale.

### **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
<b>25.02.2016</b>	<b>Arrêté n° 204 CM</b>	<b>13,82 F / kWh</b>

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.

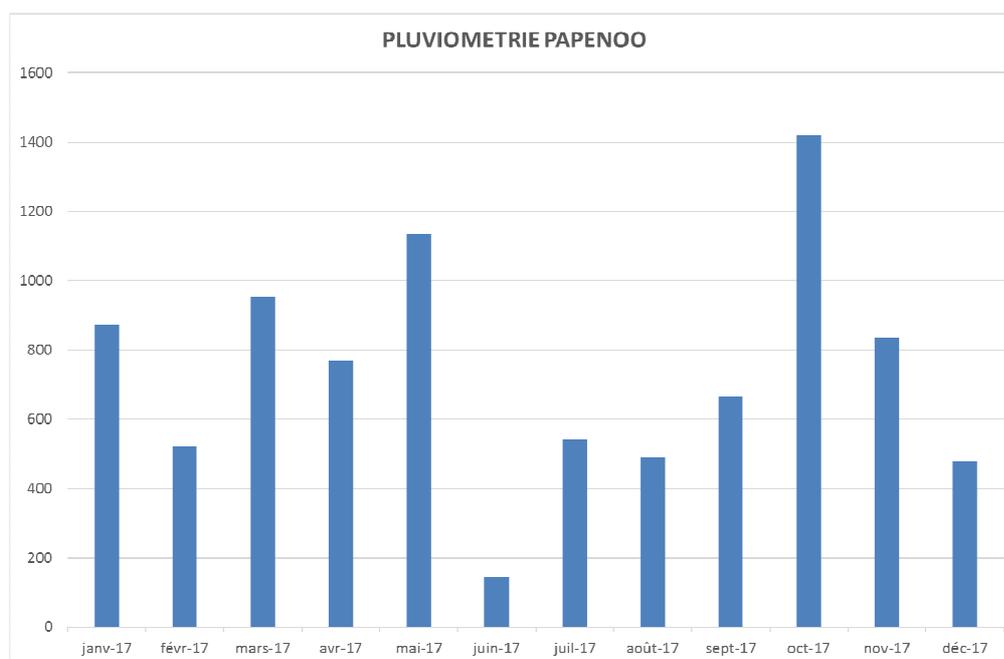
Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	13,82
restitution taxe foncière	-0,46
actualisation au 01/03/2016	0,01
Tarif au 01/03/2016	13,37
actualisation au 01/03/2017	0,02
Tarif au 01/03/2017	13,39
baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,39
Tarif au 01/09/2017	13,00

## 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 et un mois de décembre un peu bas.



Graphique de pluviométrie

### 3.2.2 Disponibilité des ouvrages

La disponibilité de la vallée est restée correcte, à 99,6 % (hors arrêts programmés). Là aussi les problèmes de la vallée de Vaitamanu impactent fortement la disponibilité en haute papenoo

Papenoo 1T1	99,2%	99,6%
Papenoo 1T2	99,8%	
Papenoo 2T1	99,7%	
Papenoo 2T2	99,7%	
Papenoo 2T3	99,0%	

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

DEPUIS LA MISE EN EXPLOITATION DES OUVRAGES

(Sortie alternateurs)

	PAPENOO 1	PAPENOO 2	SOUS TOTAL PAPENOO
1981			
1982			
1983			
1984			
1985			
1986			
1987			
1988			
1989			
1990			
1991			
1992			
1993			
1994		29 778 500	29 778 500
1995		33 671 700	33 671 700
1996	29 376 100	34 744 300	64 120 400
1997	29 390 200	34 408 300	63 798 500
1998	33 110 500	36 032 900	69 143 400
1999	20 998 500	24 309 700	45 308 200
2000	29 249 700	31 128 900	60 378 600
2001	27 437 700	30 132 400	57 570 100
2002	21 172 500	24 713 100	45 885 600
2003	22 345 020	25 867 720	48 212 740
2004	27 761 120	32 729 860	60 490 980
2005	22 280 160	26 229 690	48 509 850
2006	29 216 870	32 949 730	62 166 600
2007	29 273 190	35 891 600	65 164 790
2008	27 942 530	32 516 270	60 458 800
2009	25 455 316	31 118 286	56 573 602
2010	39 135 480	44 778 390	83 913 870
2011	32 505 337	35 900 000	68 405 337
2012	27 401 546	31 261 393	58 662 939
2013	25 780 471	28 056 421	53 836 892
2014	29 103 011	32 976 969	62 079 980
2015	28 201 136	33 023 762	61 224 898
2016	29 245 466	34 800 511	64 045 977
2017	28 118 492	31 052 649	59 171 141
<b>moy réelle à 2017</b>	<b>27 931 834</b>	<b>32 003 044</b>	<b>59 934 878</b>
<b>Ecart / Moyenne</b>	<b>1%</b>	<b>-3%</b>	<b>-1%</b>

La production de l'exercice est inférieure sur la concession de -1 % à la moyenne historique avec 59,1 GWh de produit sur l'année par rapport à 59,9 GWh depuis l'origine. A noter que la production annuelle 2017 est supérieure de +3 % par rapport à la valeur contractuelle de 57.3 GWh.

### 3.2.4 Production « vendue »

Sur l'exercice et en raison de la consommation des auxiliaires des centrales la production vendue s'élève à **57 881 155 KWh**.

	Tarifs Janv - Fev	Tarif Mars - Aout	Tarifs Sept - Dec	2017
Production brute (sortie alternateur)				59 171 141 kWh
- Consommation des auxiliaires				-1 289 986 kWh
Production vendue	9 470 045 kWh	24 355 444 kWh	24 055 666 kWh	57 881 155 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 **767 896 825 XPF**

	Tarifs Janv - Fev	Tarif Mars - Aout	Tarifs Sept - Dec	2017
Production brute (sortie alternateur) - Consommation des auxiliaires				59 171 141 kWh -1 289 986 kWh
<b>Production vendue</b>	<b>9 470 045 kWh</b>	<b>24 355 444 kWh</b>	<b>24 055 666 kWh</b>	<b>57 881 155 kWh</b>
Tarif de vente du kWh	13,37 XPF	13,39 XPF	13,00 XPF	13,23 XPF
Vente à EDT	126 519 801 XPF	326 119 395 XPF	303 676 464 XPF	756 315 660 XPF
Vente à la TEP			9 617 863 XPF	9 617 863 XPF
<b>Chiffre affaires énergie</b>	<b>126 519 801 XPF</b>	<b>326 119 395 XPF</b>	<b>313 294 327 XPF</b>	<b>765 933 524 XPF</b>
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)				1 963 301 XPF
<b>Chiffre affaires Net énergie</b>				<b>767 896 825 XPF</b>

### 3.3 BILAN D'EXPLOITATION

#### 3.3.1 Incidents majeurs

##### Vaitamanu

L'éboulement de 2016 dans la vallée de Vaitamanu a entraîné un transport solide très important qui a eu pour effet la destruction du captage Vaitamanu côte 400, les bouchages des turbines Papenoo 2 et de la conduite du captage Vaitamanu côte 200 à Papenoo 1, et la nécessité d'un curage important de la retenue côte 85. Cette vallée a déjà été plusieurs fois touchée par ce genre de phénomène. Le captage a été remis en service le 30/11/2017



*Vue aval du captage Vaitamanu côte 400 en cours de réhabilitation*



*Captage Vaitamanu en service après la première grosse crue de l'année 2018*

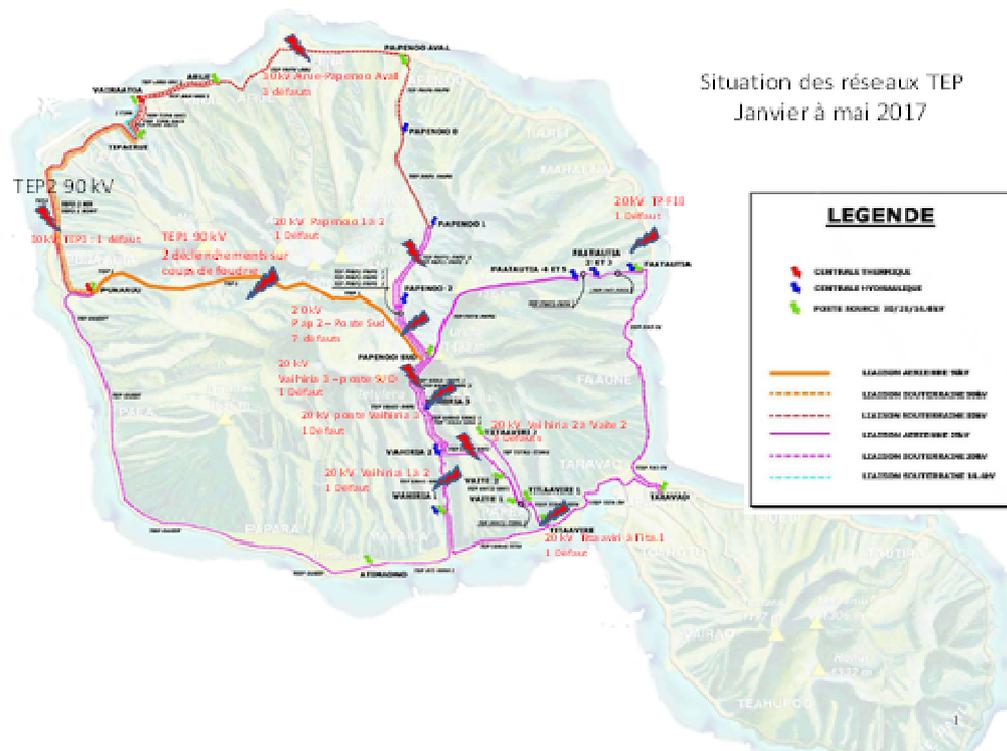
## Écoulement de l'énergie

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.





### **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 :	7 676 666 XPF/an HT
Suivi des barrages et des grilles :	3 013 400 XPF/an HT
Nettoyage des centrales :	400 000 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	17 801 772
Polydiesel	travaux Sous traités: Production	4 517 481

### 1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe 6 :

ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ 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	HAUTE PAPENOO (1&2)		
	2017 Concession	2017 social	2016
Immobilisations concédées	9 906 512 144	9 906 512 144	9 727 200 041
Immobilisations privées	211 933 136	211 933 136	207 721 198
Immobilisations financières	16 044 132	16 044 132	13 104 726
Immobilisations en-cours	233 612 173	233 612 173	185 363 229
Avances et acomptes			
Total Immobilisations brutes	10 368 101 585	10 368 101 585	10 133 389 194
Amortissements	-4 938 932 451	-5 040 793 768	-4 872 206 185
Immobilisations nettes	5 429 169 134	5 327 307 817	5 261 183 008
Stock	71 685 624	71 685 624	66 960 468
Provisions de stock	-5 968 760	-5 968 760	-4 096 880
Net	65 716 864	65 716 864	62 863 588
Créances clients	144 818 019	144 818 019	73 702 282
Autres créances	53 409 008	53 409 008	29 663 036
Charges constatées d'avance	854 331	854 331	2 625 459
Total créances d'exploitation	199 081 358	199 081 358	105 990 777
Provisions créances	-1 227 858	-1 227 858	-1 334 579
Créances nettes	197 853 500	197 853 500	104 656 199
Placement et trésorerie			
<b>Disponibilités ou C/C du concessionnaire</b>			
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>5 692 739 498</b>	<b>5 590 878 181</b>	<b>5 428 702 795</b>
PASSIF	HAUTE PAPENOO (1&2)		
	2017 Concession	2017 social	2016
Capital			
Réserves			
RAN			
RESULTAT	149 504 937	195 465 110	169 360 053
Capitaux propres	149 504 937	195 465 110	169 360 053
Amort caducité, ATO, PRU	1 962 273 251	1 962 273 251	2 072 306 313
Provision pour renouvellement			528 966 555
Passif de renouvellement	78 470 347		
Fonds de maintenance conduites forcées	1 032 626 114	1 032 626 112	945 255 616
Autres provisions pour risques et charges	19 171 727	19 171 727	11 975 944
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation	549 300 553	568 211 288	
S/T capitaux propres et provisions	3 791 346 929	3 777 747 488	3 727 864 481
<b>C/C du concessionnaire (emprunt)</b>	<b>1 737 785 973</b>	<b>1 649 524 109</b>	<b>1 524 738 878</b>
Emprunt et dettes			
Fournisseurs	64 243 823	64 243 823	50 393 448
Dettes fiscales et sociales	61 257 323	61 257 323	58 955 950
Autres dettes	38 105 450	38 105 439	39 079 232
PCA			
S/T emprunts et dettes	163 606 596	163 606 585	176 099 436
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>5 692 739 498</b>	<b>5 590 878 181</b>	<b>5 428 702 795</b>

### 4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	HAUTE PAPENOO (1&2)		
	2017 Concession	2017 social	2016
<b>CA "net" Energie</b>	<b>767 896 813</b>	<b>767 896 813</b>	<b>772 194 228</b>
Ventes hydro (à EDT)	756 315 645	756 315 645	805 980 977
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	9 617 867	9 617 867	4 645 732
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	1 963 301	1 963 301	-38 432 480
Production moyenne (de l'origine à 2017)	59 934 878	59 934 878	59 967 311
kWh vendus	57 881 155	57 881 155	63 658 799
Prix de vente moyen du kWh	13,27	13,27	12,13
<b>Maintenance - Conduite exploitation</b>	<b>-274 401 751</b>	<b>-274 401 751</b>	<b>-201 344 541</b>
Achats et charges externes-M	-378 195 756	-378 195 756	-136 329 006
Exploitation Déléguée	-94 728 537	-94 728 537	-86 941 204
Production immobilisée	212 201 977	212 201 977	15 134 718
Provision remise en état / grosses réparations			2 835 280
Provision Stock	-9 037 028	-9 037 028	6 963 737
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-4 061 683	-4 061 683	-3 360 160
Exceptionnel	-580 724	-580 724	352 092
<b>Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-215 773 439</b>	<b>-150 116 048</b>	<b>-260 601 879</b>
AT, Caducité, PR			-240 119 535
Amortissement Concédé	-139 631 658	-133 038 065	
Passif de Renouvellement	-78 470 347	527 932 792	
Reprise lissée caducité	70 081 187	70 081 187	
Reprise Lissée provision pour risque	19 617 877	-525 728 423	
Dot.fonds Conduites forcées	-87 370 498	-87 370 498	-87 370 496
Exceptionnel		-1 993 041	66 888 152
<b>Impôts et taxes</b>	<b>-6 703 034</b>	<b>-6 703 034</b>	<b>203 260</b>
Patente	-3 764 169	-3 764 169	-3 668 893
Autres	-28 802	-28 802	-31 079
Provision	2 910 039	-2 910 039	3 903 194
Exceptionnel	-25	-25	38
<b>Structure</b>	<b>-38 180 313</b>	<b>-38 180 313</b>	<b>-45 192 970</b>
Achats et charges externes	-26 227 462	-26 227 462	-32 655 424
Exploitation Déléguée	-4 972 513	-4 972 513	-9 246 782
Amortissement des biens privés de structure	-2 719 738	-2 719 738	-2 275 801
Provisions	-4 260 600	-4 260 600	-1 014 964
Autres produits et charges			
Exceptionnel			
<b>Financier</b>	<b>-29 259 794</b>	<b>-29 259 794</b>	<b>-33 315 164</b>
Intérêts sur emprunt bancaire			529 432
Autres produits et charges financières	-3 785 219	-3 785 219	
Rémunération C/C du concessionnaire	-25 474 575	-25 474 575	-33 844 596
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>203 578 481</b>	<b>269 235 872</b>	<b>231 942 934</b>
Impôt société	-54 073 544	-73 770 762	-62 582 881
<b>Résultat net - concessions</b>	<b>149 504 937</b>	<b>195 465 110</b>	<b>169 360 053</b>

### **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 150 MF à 215 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<sup>er</sup> établissement

5.6.1 Le réalisé de l'année

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

5.7 Méthode lissée des charges calculées

5.8 Indemnité de fin de concession

## 5.1 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

	2016	Acquisition	Cession	Transfert	2017
	9 727 200 041	194 834 977	- 13 722 874	- 1 800 000	9 906 512 144
Pièces sécurité	64 195 609	-	-		64 195 609
Bâtiment	519 474 251	36 933 234	-		556 407 485
Turbine	424 643 679	36 332 367	-		460 976 046
Elec de Puissance	303 678 798	45 929 961	- 6 849 683		342 759 076
Elec de Commande	92 896 099	8 872 314	-		101 768 413
Telecom	45 818 665	-	-		45 818 665
Barrage & composants associés	3 065 638 506	-	-		3 065 638 506
Pistes & Ponts	1 195 423 550	45 607 830	-		1 241 031 380
Conduites Forcées	3 807 412 158	-	-		3 807 412 158
Appendice	123 740 545	21 159 271	-		144 899 816
Autre composant	82 478 181	-	- 6 873 191		75 604 990
Droits incorporels de concession	1 800 000			- 1 800 000	-
	<b>9 727 200 041</b>	<b>194 834 977</b>	<b>- 13 722 874</b>	<b>- 1 800 000</b>	<b>9 906 512 144</b>

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

## 5.2 SITUATION DES BIENS 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 AUTRES C1	29 420 983	29 420 983	-
Autre composant	PAP CANAL D'AMENE	46 184 007	14 240 067	31 943 940
<b>Total Autre composant</b>		<b>75 604 990</b>	<b>43 661 050</b>	<b>31 943 940</b>
Barrage & composants associés	PAP ETANCHEITE TAHINU	81 993 694	81 993 694	-
Barrage & composants associés	PAP ETANCHEITE VAINAVENAV	29 054 822	29 054 822	-
Barrage & composants associés	HT PAPENOO CAPTAGE	2 848 272 437	1 052 127 701	1 796 144 736
Barrage & composants associés	PAP VAITUORU GROS OEUVRE	37 503 199	11 563 487	25 939 712
Barrage & composants associés	PAP VAITUORU GEOMEMBRANES	38 640 484	23 828 296	14 812 188
Barrage & composants associés	PAP ETANCHEITE TAHINU	20 538 870	5 648 192	14 890 678
Barrage & composants associés	AMENAGEMENT CAPTAGE E5	7 600 000	681 348	6 918 652
Barrage & composants associés	MODIF° CAPTAGE PAPENOO 1	2 035 000	364 604	1 670 396
<b>Total Barrage &amp; composants associés</b>		<b>3 065 638 506</b>	<b>1 205 262 144</b>	<b>1 860 376 362</b>
Bâtiment	PAP GENIE CIVIL C2	256 906 264	157 031 488	99 874 776
Bâtiment	PAP GENIE CIVIL C1	198 503 442	111 098 166	87 405 276
Bâtiment	PAP TOITURE C1	10 398 922	10 398 922	-
Bâtiment	PAP GENIE CIVIL C1	4 610 171	465 423	4 144 748
Bâtiment	GENIE CIVIL CENTRALE PAP2	4 261 380	82 663	4 178 717
Bâtiment	ESCALIERS BALUSTRADE PAP2	848 834	49 398	799 436
Bâtiment	RENOVAT° TOITURE PAP2	43 945 238	2 557 369	41 387 869
Bâtiment	GENIE CIVIL CENTRALE PAP1	36 826 902	192 659	36 634 243
Bâtiment	ESCALIERS,REMBARDES PAP1	106 332	1 669	104 663
<b>Total Bâtiment</b>		<b>556 407 485</b>	<b>281 877 757</b>	<b>274 529 728</b>
Conduites Forcées	PAP CONDUITES C2	1 475 381 018	861 492 067	613 888 951
Conduites Forcées	PAP CONDUITES C1	2 332 031 140	1 256 147 694	1 075 883 446
<b>Total Conduites Forcées</b>		<b>3 807 412 158</b>	<b>2 117 639 761</b>	<b>1 689 772 397</b>
Appendice	PAP PROT CATHODIQUE	12 557 935	8 189 960	4 367 975
Appendice	COANDA I PAPENOO 1	5 696 088	1 439 012	4 257 076
Appendice	COANDA J PAPENOO 1	10 374 514	2 444 256	7 930 258
Appendice	GRILLE VAINAVENAVE PAPENO	25 279 599	6 003 905	19 275 694
Appendice	MODIF° CAPTAGE PAPENOO 2	2 460 000	440 750	2 019 250
Appendice	MODIF°CAPTAGE PAPENOO 2	2 340 000	419 250	1 920 750
Appendice	VANNE VAITAMANU PAPENOO 2	4 625 997	713 175	3 912 822
Appendice	GRILLE COANDA G1	2 823 765	364 736	2 459 029
Appendice	VANNE VIDANGE TAHINU	22 469 033	2 808 630	19 660 403
Appendice	VANNE VAINAVENAVE PAP 2	25 726 745	2 251 090	23 475 655
Appendice	VANNE CAPTAGE MAROTO PAP1	4 648 435	271 159	4 377 276
Appendice	VANNE CAPTAGE G PAPENOO1	4 738 434	276 409	4 462 025
Appendice	HYDRAULIQUE, AIR COMPRI ME	2 422 158	76 029	2 346 129
Appendice	GRILLE CAPTAGE G PAP 1	6 299 180	78 740	6 220 440
Appendice	GRILLE CAPTAGE VAITAMANU	12 437 933	27 640	12 410 293
<b>Total Conduites Forcées</b>		<b>144 899 816</b>	<b>25 804 741</b>	<b>119 095 075</b>

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2017	VNC 31/12/2017
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP2T1	4 746 102	4 469 429	276 673
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP2T2	4 746 102	4 469 429	276 673
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP2T1	1 186 526	1 186 526	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP2T2	1 186 525	1 186 525	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP2T3	1 186 525	1 186 525	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP2T1	3 559 577	3 559 577	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP2T2	3 559 577	3 559 577	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP2T3	3 559 577	3 559 577	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP2 T1	1 483 157	1 483 157	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP2 T2	1 483 157	1 483 157	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP2 T3	1 483 157	1 483 157	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP2 T1	1 186 525	1 186 525	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP2 T2	1 186 525	1 186 525	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP2 T3	1 186 525	1 186 525	-
Elec de Commande	CABLAGE PAP2 T1	2 966 314	2 793 393	172 921
Elec de Commande	CABLAGE PAP2 T2	2 966 314	2 793 393	172 921
Elec de Commande	CABLAGE PAP2 T3	2 966 314	2 793 393	172 921
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP1T1	7 306 329	6 073 479	1 232 850
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP1T1	1 826 582	1 826 582	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP1T2	1 826 582	1 826 582	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP1T1	5 479 747	5 479 747	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP1T2	5 479 747	5 479 747	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP1 T1	2 283 228	2 283 228	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP1 T1	1 826 582	1 826 582	-
Elec de Commande	CABLAGE PAP1 T1	4 566 456	3 795 925	770 531
Elec de Commande	CABLAGE PAP1 T2	4 566 456	3 795 925	770 531
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISME P2T3	5 833 454	836 128	4 997 326
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP1T2	7 868 793	669 722	7 199 071
Elec de Commande	AUTOMATE PAP1 T2	1 691 455	359 904	1 331 551
Elec de Commande	PROTECTION PAP1 T2	1 702 189	362 188	1 340 001
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISME PAP1	4 036 930	50 686	3 986 244
Elec de Commande	AUTOMATE PAPERNOO 1	1 614 772	50 686	1 564 086
Elec de Commande	PROTECTIONS PAPERNOO 1	817 446	25 659	791 787
Elec de Commande	CABLAGES PAPERNOO 1	2 403 166	30 173	2 372 993
<b>Total Elec de Commande</b>		<b>101 768 413</b>	<b>74 339 333</b>	<b>27 429 080</b>

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2017	VNC 31/12/2017
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C2	42 507 544	40 906 215	1 601 329
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C2	42 507 544	40 906 215	1 601 329
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C2	42 507 544	40 906 215	1 601 329
Elec de Puissance	PAP TRANSFORMATEUR C2	7 253 806	4 433 817	2 819 989
Elec de Puissance	PAP TRANSFORMATEUR C2	7 253 806	4 433 817	2 819 989
Elec de Puissance	PAP TRANSFORMATEUR C2	7 253 806	4 433 817	2 819 989
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C2	737 909	451 037	286 872
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C2	593 926	363 034	230 892
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C2	593 926	363 034	230 892
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C2	593 926	363 034	230 892
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP2 T1	5 932 628	5 586 786	345 842
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP2 T2	5 932 628	5 586 786	345 842
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP2 T3	5 932 628	5 586 786	345 842
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C1	43 792 333	38 756 246	5 036 087
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C1	43 792 333	38 756 246	5 036 087
Elec de Puissance	PAP TRANSFORMATEUR C1	6 872 243	3 846 251	3 025 992
Elec de Puissance	PAP TRANSFORMATEUR C1	6 872 243	3 846 251	3 025 992
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C1	760 213	425 476	334 737
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C1	611 878	342 456	269 422
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C1	611 878	342 456	269 422
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP1 T1	9 132 911	7 591 848	1 541 063
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP1 T2	9 132 911	7 591 848	1 541 063
Elec de Puissance	ARMOIRE AUXILIAIRE PAP 2	5 648 551	320 085	5 328 466
Elec de Puissance	ARMOIRE AUXILIAIRE PAP 1	10 487 290	174 788	10 312 502
Elec de Puissance	ALTERNATEUR BT PAPERNOO 1	27 451 121	574 440	26 876 681
Elec de Puissance	TRANSFORMATEUR PAPERNOO 1	1 532 463	12 026	1 520 437
Elec de Puissance	CONVERTISSEUR PUISSANCE	6 459 087	202 744	6 256 343
<b>Total Elec de Puissance</b>		<b>342 759 076</b>	<b>257 103 754</b>	<b>85 655 322</b>
Pièces sécurité	PCE SECU 00578 ALTERNAT.	17 247 156	4 311 789	12 935 367
Pièces sécurité	PCE SECU 00652 ALTERNAT.	27 331 123	7 453 944	19 877 179
Pièces sécurité	PCE SECU 01253 ROUE P1	6 138 267	1 534 566	4 603 701
Pièces sécurité	PCE SECU 01254 ROUE P2	8 593 497	8 593 497	-
Pièces sécurité	PCE SECU 00573 TRANSFO HT	4 885 566	1 221 390	3 664 176
<b>Total Pièces sécurité</b>		<b>64 195 609</b>	<b>23 115 186</b>	<b>41 080 423</b>
Pistes & Ponts	HP PONT VAITUORU METALLIQ	30 548 382	30 548 382	-
Pistes & Ponts	HP PAPERNOO PISTE	942 092 230	348 000 887	594 091 343
Pistes & Ponts	MP PONT VAITAMANU METAL	10 417 069	8 120 557	2 296 512
Pistes & Ponts	MP PONT VAITAMANU BETON	11 545 940	4 758 263	6 787 677
Pistes & Ponts	MP PONT VAINAVENAVE METAL	10 897 367	6 092 573	4 804 794
Pistes & Ponts	MP PONT COTE 45 METAL	46 182 810	23 924 220	22 258 590
Pistes & Ponts	MP PONT COTE 45 BETON	46 182 810	15 974 724	30 208 086
Pistes & Ponts	PAPERNOO PISTE MAROTO	67 637 560	10 414 327	57 223 233
Pistes & Ponts	PONT VAITAPAA HP METAL	16 164 657	2 047 523	14 117 134
Pistes & Ponts	PONT VAITAPAA HP BETON	13 754 725	1 317 227	12 437 498
Pistes & Ponts	PONT GUE TAHINU BETON PAP	24 234 222	201 952	24 032 270
Pistes & Ponts	PONT GUE TAHINU METAL PAP	21 373 608	284 981	21 088 627
<b>Total Pistes &amp; Ponts</b>		<b>1 241 031 380</b>	<b>451 685 616</b>	<b>789 345 764</b>
Telecom	FAISCEAU HERTZIEN PAPERNOO	45 818 665	17 360 183	28 458 482
<b>Total Telecom</b>		<b>45 818 665</b>	<b>17 360 183</b>	<b>28 458 482</b>
Turbine	PAP TURBINE 1 C2	68 685 503	41 983 351	26 702 152
Turbine	PAP ROUE 1 T1 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP ROUE 2 T1 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP TURBINE 2 C2	68 685 503	41 983 351	26 702 152
Turbine	PAP ROUE 1 T2 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP ROUE 2 T2 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP TURBINE 3 C2	68 685 503	41 983 351	26 702 152
Turbine	PAP ROUE 1 T3 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP ROUE 2 T3 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP TURBINE 1 C1	76 101 257	42 592 258	33 508 999
Turbine	PAP ROUE 1 C1	10 594 774	10 594 774	-
Turbine	PAP TURBINE 2 C1	76 101 257	42 592 258	33 508 999
Turbine	PAP ROUE 2 C1	10 594 774	10 594 774	-
Turbine	DISTRIBUTEUR TURBINE PAP1	12 110 789	190 072	11 920 717
Turbine	ROUE TURBINE PAPERNOO 1	24 221 578	380 144	23 841 434
<b>Total Turbine</b>		<b>460 976 046</b>	<b>278 089 441</b>	<b>182 886 605</b>
<b>TOTAL HAUTE PAPERNOO</b>		<b>9 906 512 144</b>	<b>4 775 938 966</b>	<b>5 130 573 178</b>

### **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

<b>HAUTE PAPENOO - PAPENOO 1</b>					
<b>Année</b>	<b>Années restantes avant fin de la</b>	<b>Fonds de maintenance au 1/01/N</b>	<b>Dotation</b>	<b>Reprise</b>	<b>Fonds de maintenance au 31/12/N</b>
2016	29	475 192 922	31 126 903		506 319 825
2017	28	506 319 825	31 126 903		537 446 727

<b>HAUTE PAPENOO - PAPENOO 2</b>					
<b>Année</b>	<b>Années restantes avant fin de la</b>	<b>Fonds de maintenance au 1/01/N</b>	<b>Dotation</b>	<b>Reprise</b>	<b>Fonds de maintenance au 31/12/N</b>
2016	29	382 692 198	56 243 593		438 935 791
2017	28	438 935 791	56 243 593		495 179 385

<b>TOTAL HAUTE PAPENOO</b>					
<b>Année</b>	<b>Années restantes avant fin de la concession</b>	<b>Fonds de maintenance au 1/01/N</b>	<b>Dotation</b>	<b>Reprise</b>	<b>Fonds de maintenance au 31/12/N</b>
2016	29	857 885 120	87 370 496	0	945 255 616
2017	28	945 255 616	87 370 496	0	1 032 626 112

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**

<b>Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice</b>	
<b>reste à faire au 31/12/2016</b>	4 436 296 823
réalisé	- 29 224 403
réajusté	90 139 276
<b>reste à faire au 31/12/2017</b>	4 497 211 696

	<b>Total Renouvellement</b>
Bâtiment	980 025 491
Turbine	980 587 901
Elec de Puissance	877 341 725
Elec de Commande	359 850 088
Telecom	186 503 779
Composants associés aux barrages	442 158 819
Ponts	387 688 040
Appendice	199 277 216
Autre composant	83 778 638
	<b>4 497 211 696</b>

### **5.5.2 Le réalisé de l'année**

<b>Comparaison renouvellement réalisé-renouvellement prévu</b>				
		réalisé	valeur de renouvellement prévu	écart
Elec de Puissance	Renouvellement Armoire Auxiliaire (PAP1)	10 487 290	7 726 688	36%
Appendice	Rehabilitation Grille Captage G (PAP1)	6 299 180	6 299 180	0%
Appendice	Rehabilitation Grille Captage Vaitamanu (PAP2)	12 437 933	12 437 933	0%
		<b>29 224 403</b>	<b>26 463 801</b>	10%

### **Renouvellement des vannes de pied de la Papenoo 2 turbine 3**



*Nouvelles vannes en place*

Les vannes de pied de la turbine P2T3 ont été remplacées par un modèle plus résistant aux corps étrangers et plus faciles à entretenir. Le retour d'expérience étant bon, ce modèle sera étendu aux 2 autres turbines Papenoo 2

#### **5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans**

	2018	2019	2020	Total Renouvellement
Bâtiment	52 000 000			980 025 491
Turbine		25 000 000	45 000 000	980 587 901
Elec de Puissance				877 341 725
Elec de Commande				359 850 088
Telecom				186 503 779
Composants associés aux barrages	42 500 000	25 000 000	10 000 000	442 158 819
Ponts		10 000 000	20 000 000	387 688 040
Appendice	47 000 000	30 000 000		199 277 216
Autre composant				83 778 638
	<b>141 500 000</b>	<b>90 000 000</b>	<b>75 000 000</b>	<b>4 497 211 696</b>

#### **5.5.4 La dotation de l'exercice**

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

Le calcul du reste à doter figure au point 5.7 Méthode relative aux charges calculées § 5.7.3 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 **79.004.883 XPF**

## 5.6 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.

		renouvellement	améliorant	total
Elec de Puissance	Renouvellement Armoire Auxiliaire (PAP1)	10 487 290		10 487 290
Pistes & Ponts	Pont Gue Tahinu Beton (PAP1)		24 234 222	24 234 222
Pistes & Ponts	Pont Gue Tahinu Metalique (PAP1)		21 373 608	21 373 608
Bâtiment	Hydromax VLH (GC PAP1)		36 826 902	36 826 902
Bâtiment	Escaliers, Rembardes (PAP1)		106 332	106 332
Turbine	Distributeur Turbine (PAP1)		12 110 789	12 110 789
Turbine	Route Turbine (PAP1)		24 221 578	24 221 578
Elec de Puissance	Alternateur BT (PAP1)		27 451 121	27 451 121
Elec de Puissance	Transformateur (PAP1)		1 532 463	1 532 463
Elec de Puissance	Convertisseur Puissance		6 459 087	6 459 087
Elec de Commande	Armoire Automatismes (PAP1)		4 036 930	4 036 930
Elec de Commande	Automate (PAP1)		1 614 772	1 614 772
Elec de Commande	Protections (PAP1)		817 446	817 446
Elec de Commande	Cablages (PAP1)		2 403 166	2 403 166
Appendice	Hydraulique, Air comprime		2 422 158	2 422 158
Appendice	Rehabilitation Grille Captage G (PAP1)	6 299 180		6 299 180
Appendice	Rehabilitation Grille Captage Vaitamanu (PAP2)	12 437 933		12 437 933
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS HAUTE PAPANOO:</b>		<b>29 224 403</b>	<b>165 610 574</b>	<b>194 834 977</b>

### Mise en place du pont Tahinu

Un pont identique au modèle habituellement utilisé a été mis en place pour garantir l'accès à l'ouvrage en cas de crue.



### **Hydromax VLH Papenoo 1**

La turbine a été mise en exploitation le 18/09/2017.

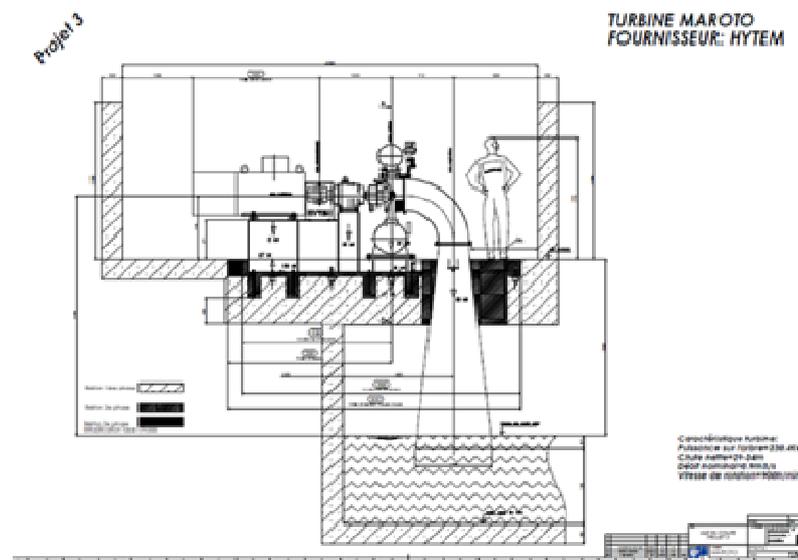
La turbine VLH a fait l'objet de la visite du secrétaire d'état à la transition écologique et solidaire le 13/09/2017. La production a été de 210 000 kWh sur les 3 derniers mois de l'année 2017 et 293 000 kWh sur les 4 premiers mois 2018 et, cela, conformément aux prévisions.



*Mise en place turbine*

### **Hydromax turbine Maroto**

La turbine a été commandée en 2017 mais le fournisseur a fait défection. Le nouveau turbinier sélectionné s'est engagé à livrer pour septembre 2018. Il y a un risque de retard sur ce projet de quelques mois (début 2019 au lieu de mi 2018). La turbine est en cours de fabrication.



### **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 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.

*- 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).

<b>Amortissement des biens au bilan</b>	
Vo cloture	9 906 512 144
- IFC biens au bilan cumulé	(1 242 881 476)
base amortissable	8 663 630 668
doté à l'ouverture	<b>4 614 312 594 (A)</b>
Amortissement <u>4 614 312 594</u>	
reste à amortir	4 049 318 074
nb années restantes	29
dotation exercice	<b>139 631 658 (B)</b>
dotations cumulées	<b>4 753 944 252 (A) + (B)</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 29 ans au 01/01/2017.

Les provisions de renouvellement antérieurement constituées, pour **568 918 430 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 **19 617 877 XPF**

<b>Détermination du passif de renouvellement</b>		
Besoin évalué 31/12/2016		4 436 296 823
Ajustement du besoin 2017		90 139 276
IFC Prèvis. sur renouvellement		(2 235 294 494)
doté à l'ouverture		(A)
	PR	
	PRU	
reste à doter		2 291 141 605
nb années restantes		29
dotation exercice		79 004 883 (B)
reprises sur trvx renouvellement		(534 535) (C)
Passif de renouvellement		78 470 347 (A) + (B) + (C)
<b>Reprise lissée caducité art LP4</b>		
caducité cpt 229 ouverture		2 032 354 438 (A)
	Caducité	<u>2 032 354 438</u>
reprise lissée		(70 081 187) (B)
caducité cpt 229 clôture		1 962 273 251 (A) + (B)
<b>Reprise lissée Prov risque</b>		
doté à l'ouverture		568 918 430 (A)
	PR	<u>568 918 430</u>
dotation exercice		(19 617 877) (B)
Provision pour risque		549 300 553 (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	682 839 257	22 556 907	705 396 164
Turbine	611 371 787	-	611 371 787
Elec de Puissance	391 870 210	447 761	392 317 971
Elec de Commande	86 435 166	-	86 435 166
Telecom	58 792 856	-	58 792 856
Barrage	29 873 744	573 730 059	603 603 803
Pistes	206 813 108	226 534 893	433 348 000
Conduites Forcées	84 213 582	419 611 856	503 825 439
Autre composant	83 084 783	-	83 084 783
<b>TOTAL HAUTE PAPENOO</b>	<b>2 235 294 494</b>	<b>1 242 881 476</b>	<b>3 478 175 969</b>

## 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 indirectes 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<sup>er</sup> mars 2016, par des tarifs différenciés par concessions :

CONCESSION	PRIX DU KWH (en F CFP)
Haute Papenoo	13,82

#### 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 :

- 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.
- 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.