



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**

TITAAVIRI

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2017

1 ex : Ministère de l'Energie

1 ex : Service de l'Energie



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	38-48
6 Engagements nécessaires à la continuité du service public	49-50
...	

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 :

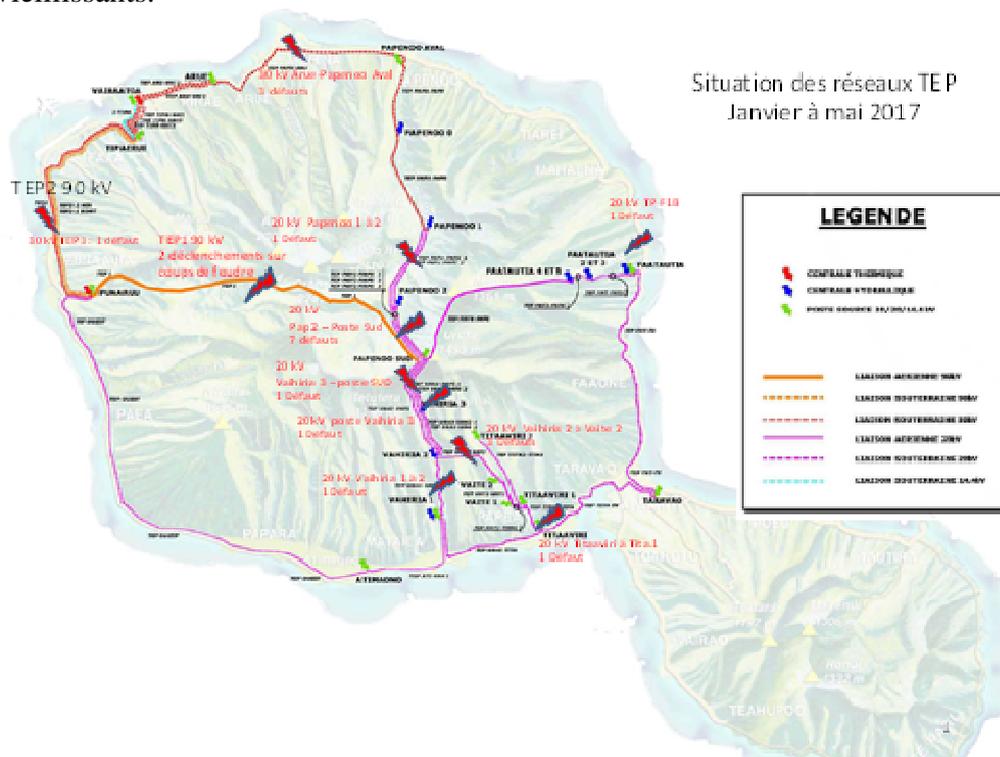
Le sujet de la compensation des pertes de Transport (TEP) devra aussi rapidement être abordé avec l'autorité concédante. Au 1er septembre 2017, date d'augmentation de la redevance de transport TEP à son niveau maximum de 2,75 F CFP, MARAMA NUI a cessé d'émettre des avoirs sur l'indemnisation desdites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

		Titaaviri	
Techniques	Pluviometrie	mm	9 673
	Disponibilité des ouvrages		99,80%
	Production sortie d'alternateurs		
	- exercice	kWh	21 069 327
	- moyenne historique	kWh	17 197 021
	Production vendue		
	- exercice	kWh	20 598 768
- rendement		97,8%	
- contractuelle	kWh	16 166 470	
Financiers	Chiffre d'Affaires Net Energie	k XPF	230 646
	Ecart sur prévisionnel (Art16.2)		
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	81 457
	- variation de l'exercice	k XPF	-35 055
	Patrimoine Immobilier	k XPF	2 618 346
	travaux réalisés		
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	9 590
	- Dépenses d'améliorant	k XPF	144 541
	Besoin de renouvellement	k XPF	999 879
	Fonds de maintenance des conduites forcées		
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	179 200	
- consommation sur l'exercice	k XPF	10 078	
Indemnité de fin de concession	k XPF	1 277 137	
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		4 775	
- réduction de CO2 en Tonnes		16 602	
- 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

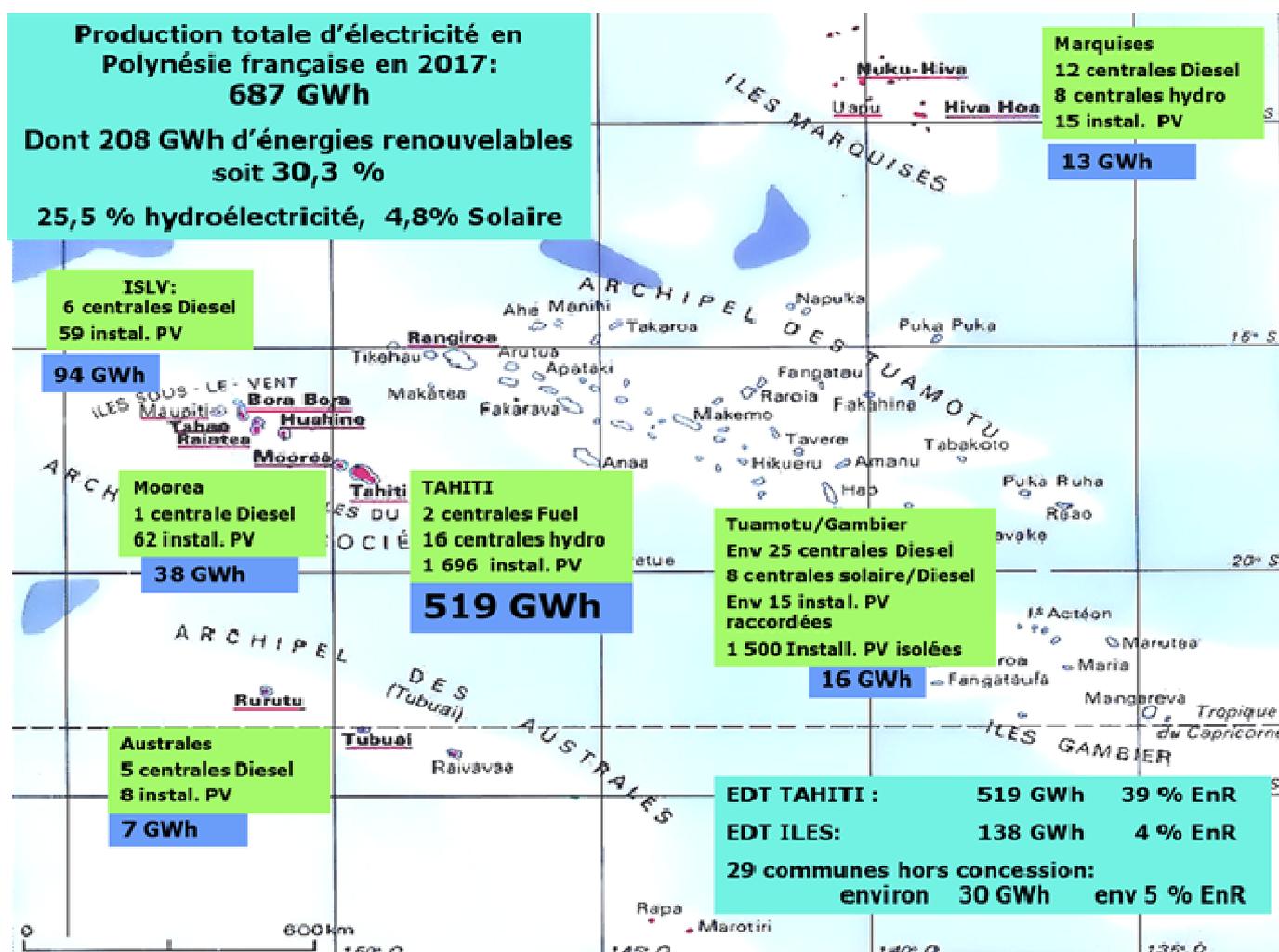
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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.

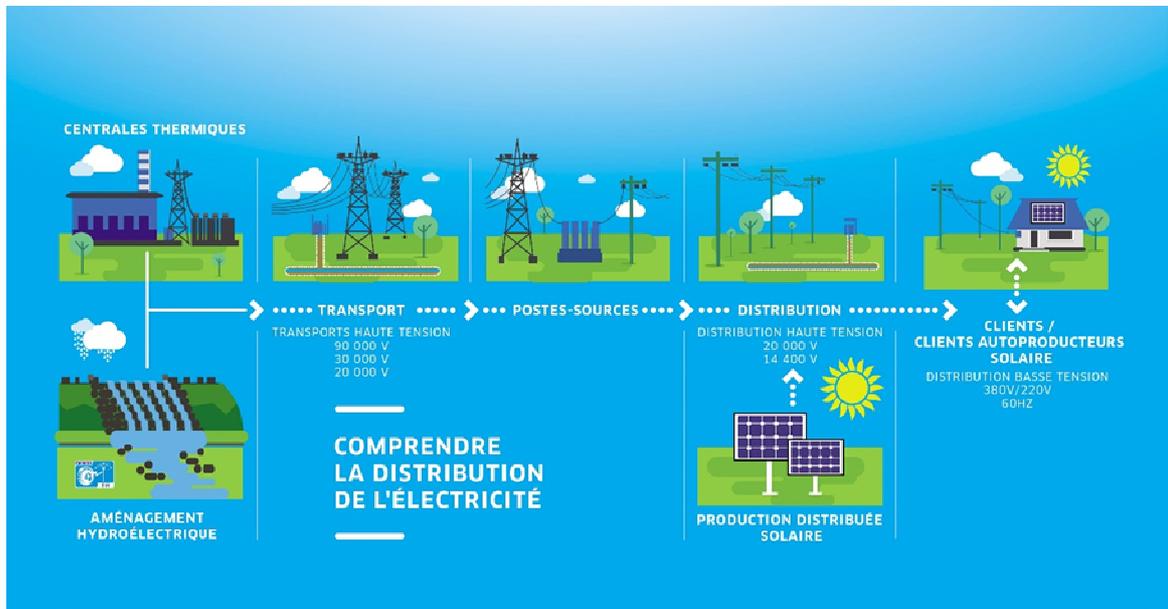
Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

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

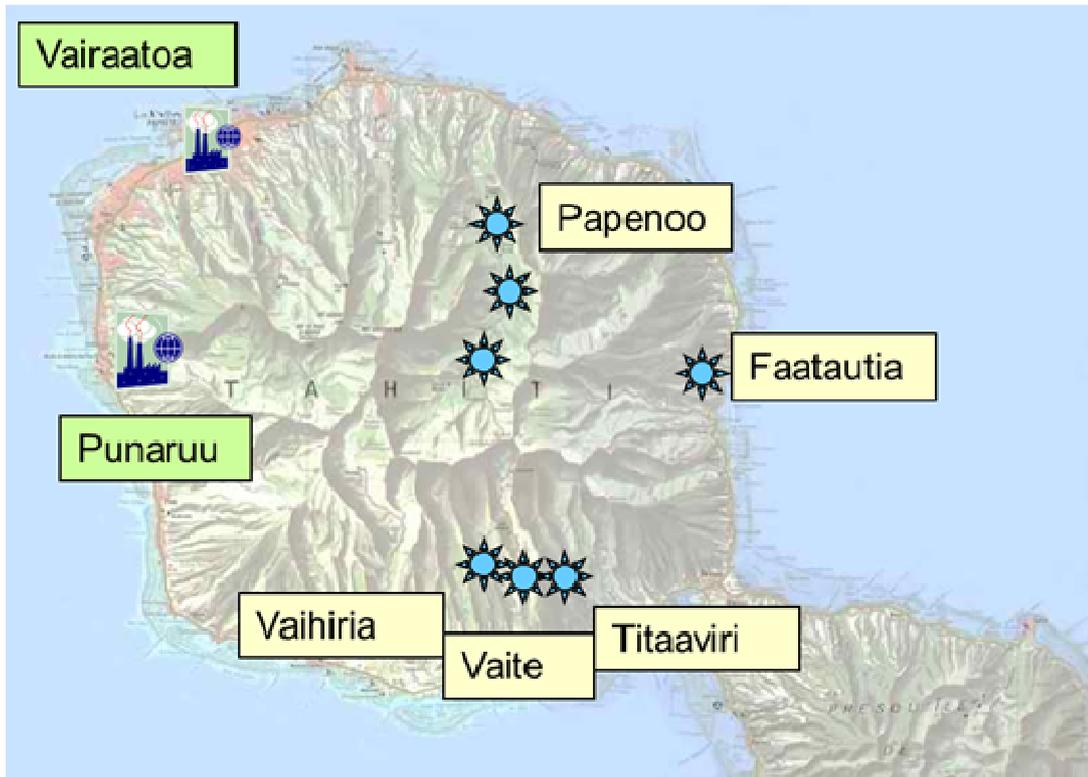
Le système comprend trois activités principales, la production d'électricité, son transport et sa distribution.



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

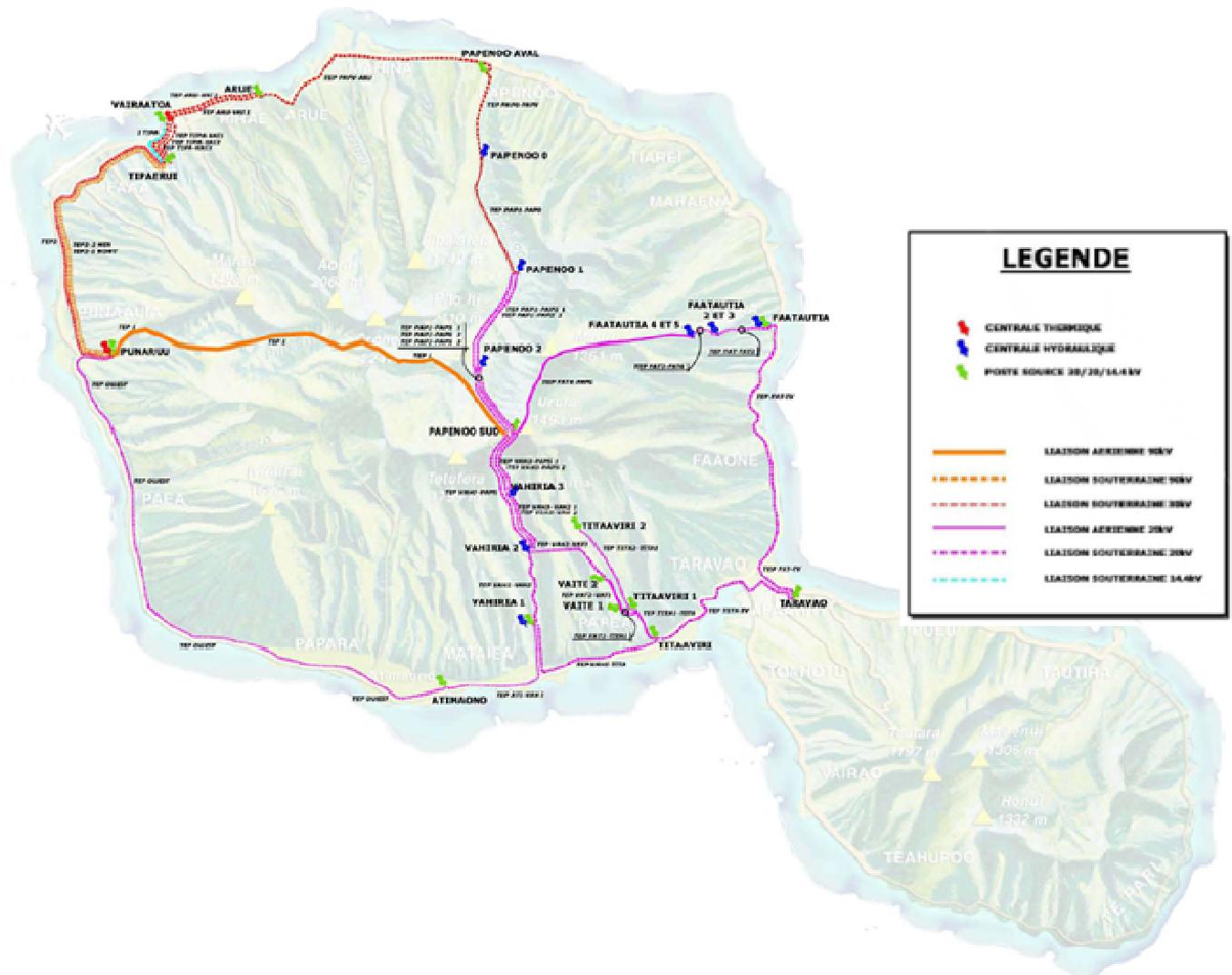
- Le développement des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.

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.

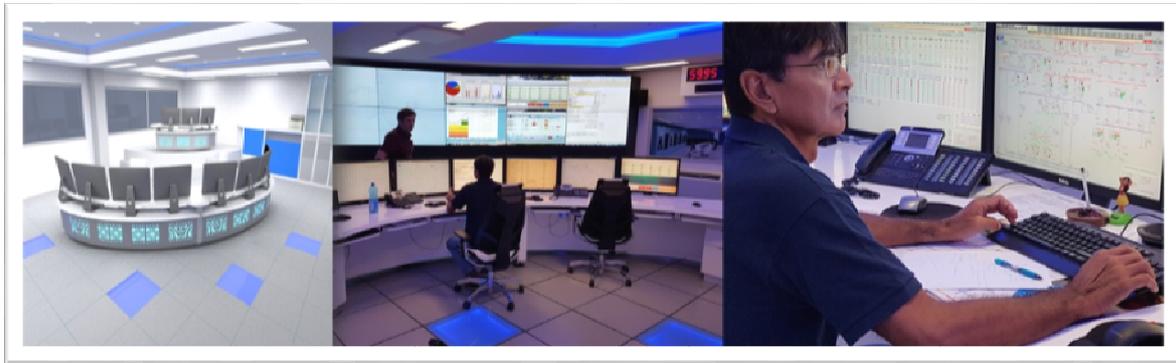
2.1.2.3 La distribution d'électricité

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

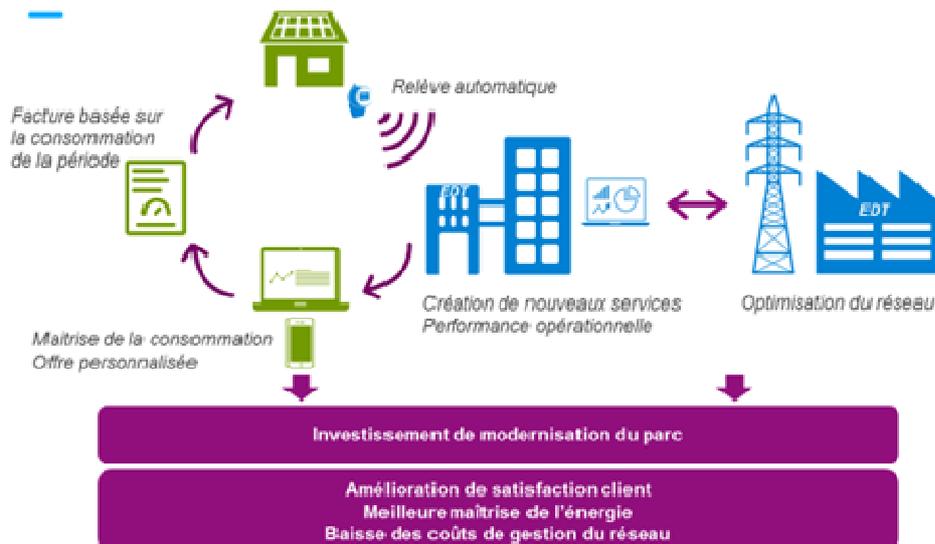
- 1 Relevé à distance des compteurs
- 2 Facturation sur consommation réelle
- 3 Mettre en service, couper ou adapter la puissance d'un compteur
 - Changement à distance, directement, en temps réel
- 4 Améliorer la maîtrise de la conso
 - Suivi de sa consommation à partir d'un site internet ou d'un téléphone 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.

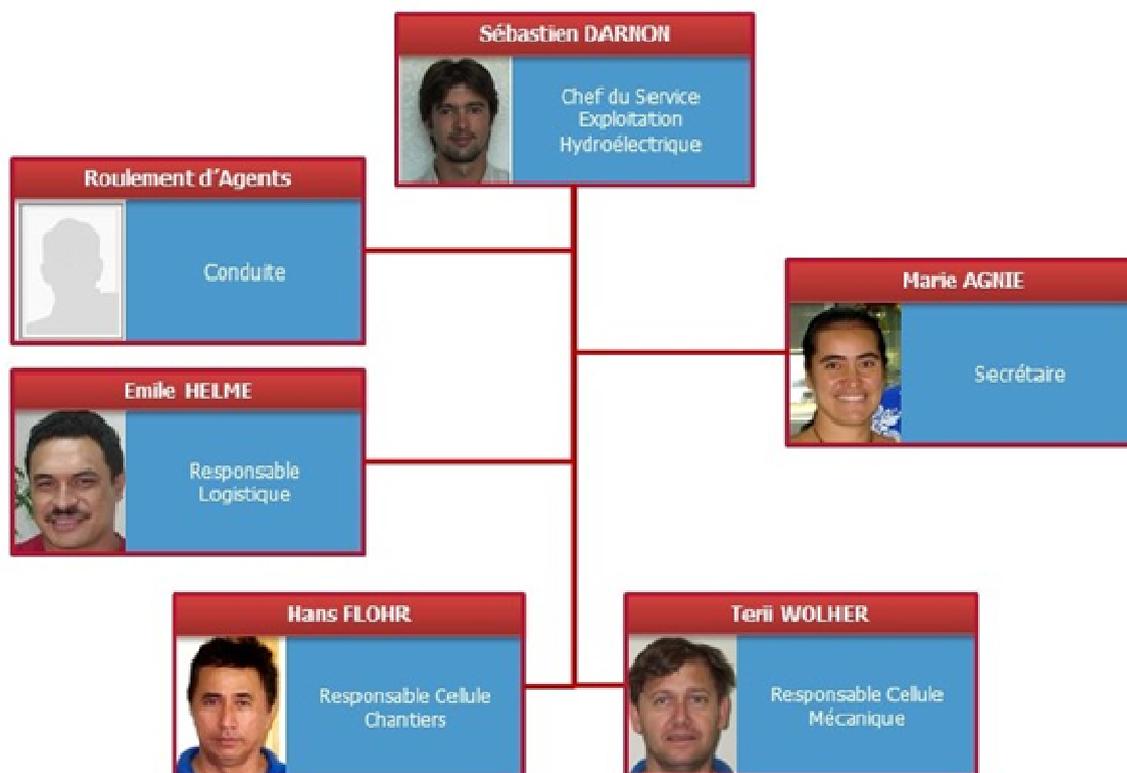
Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque.

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

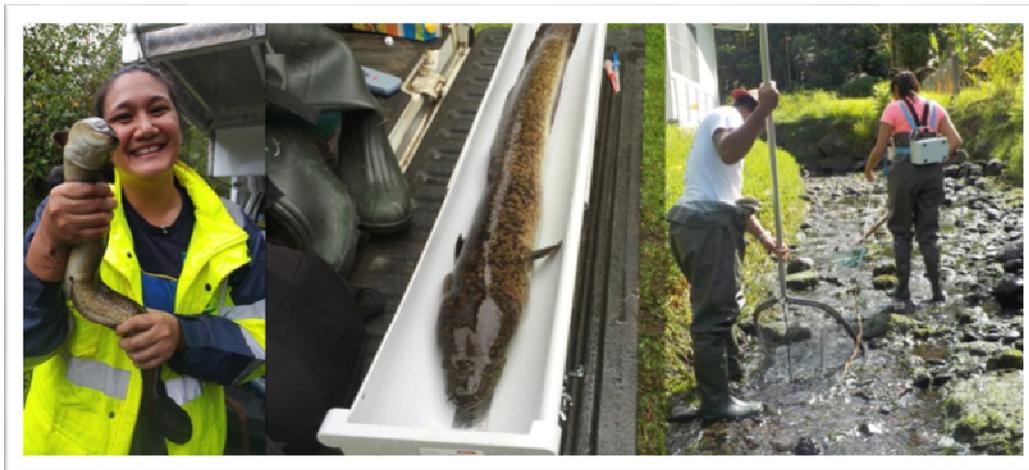
Une énergie propre et locale

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'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 Titaaviri a été confiée par la Polynésie française à MARAMA NUI, par une convention du 9 août 1988 pour une durée initiale de 40 ans 1/2, devant prendre fin le 31 décembre 2028.

Un premier avenant, en date du 19 janvier 1998, a prolongé de 12 ans la durée de la concession (portée au 31 décembre 2040), 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 Tita'aviri comprend notamment 2 centrales, dénommées « Tita'aviri 1 » et « Tita'aviri 2 », et 2 retenues principales.

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
 - 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	13,18 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.

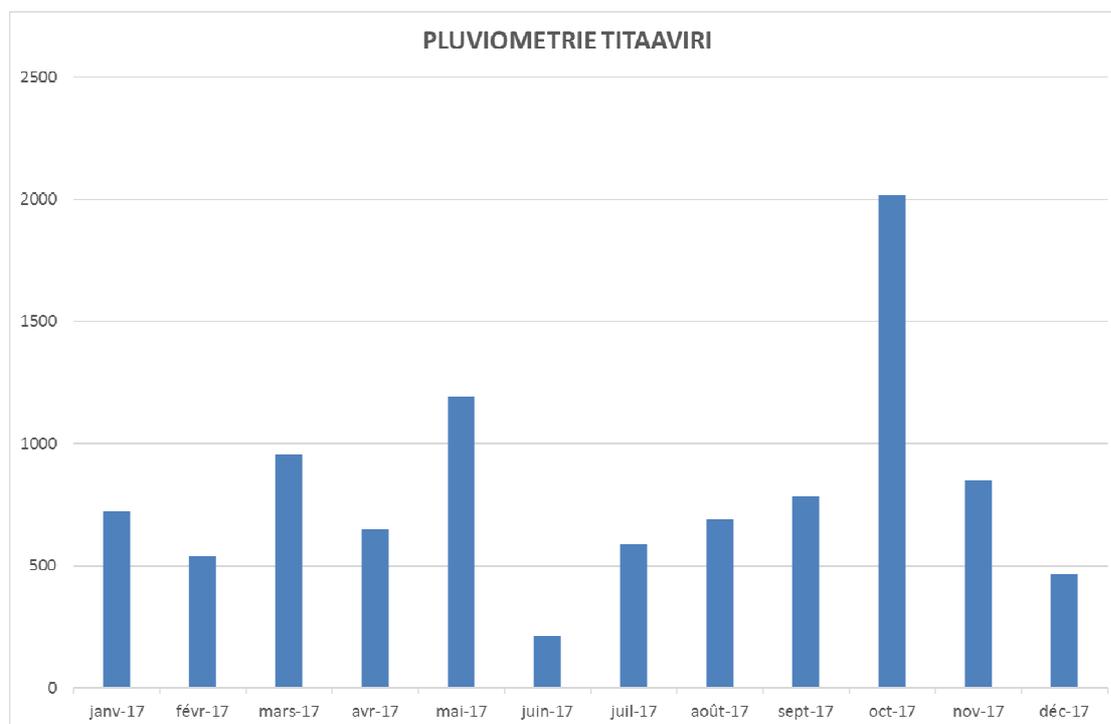
Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	13,18
restitution taxe foncière	-0,42
actualisation au 01/03/2016	0,02
Tarif au 01/03/2016	12,78
actualisation au 01/03/2017	0,02
Tarif au 01/03/2017	12,8
baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,39
Tarif au 01/09/2017	12,88

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 septembre. A noter un mois d’octobre record et un mois de décembre sec.



Graphique de pluviométrie

3.2.2 Disponibilité des ouvrages

La disponibilité de la vallée est restée excellente, à 99,8 % (hors arrêts programmés).

Titaaviri 1A	99,9%	99,8%
Titaaviri 1B	99,0%	
Titaaviri 2	100,0%	

3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

DEPUIS LA MISE EN EXPLOITATION DES OUVRAGES
(Sortie alternateurs)

	TITAAVIRI 1	TITAAVIRI 2	Vallée TITAAVIRI
1981			
1982			
1983			
1984			
1985			
1986			
1987			
1988			
1989			
1990	11 741 100	6 463 700	18 204 800
1991	10 792 400	6 167 800	16 960 200
1992	12 049 600	6 635 400	18 685 000
1993	11 093 800	5 821 300	16 915 100
1994	10 819 720	5 013 500	15 833 220
1995	12 464 380	5 457 200	17 921 580
1996	11 049 650	5 372 800	16 422 450
1997	10 756 370	4 968 600	15 724 970
1998	14 053 380	7 312 500	21 365 880
1999	8 622 035	4 699 000	13 321 035
2000	10 129 665	5 675 800	15 805 465
2001	10 700 342	5 705 700	16 406 042
2002	8 644 660	4 739 000	13 383 660
2003	8 354 870	4 579 370	12 934 240
2004	9 950 160	5 799 610	15 749 770
2005	10 035 260	5 901 170	15 936 430
2006	11 466 560	6 434 510	17 901 070
2007	11 448 670	6 327 000	17 775 670
2008	10 029 000	5 608 860	15 637 860
2009	10 877 874	6 302 988	17 180 862
2010	13 472 052	8 065 420	21 537 472
2011	11 568 202	6 466 612	18 034 814
2012	11 118 657	6 263 412	17 382 069
2013	10 963 800	6 111 256	17 075 056
2014	10 635 442	6 468 631	17 104 073
2015	10 756 409	6 351 693	17 108 102
2016	14 566 614	7 573 768	22 140 382
2017	13 654 188	7 415 139	21 069 327
moy réelle à 2017	11 136 245	6 060 776	17 197 021
Ecart / Moyenne	23%	22%	23%

La production de l'exercice est supérieure sur la concession de +23 % à la moyenne historique avec 21.06 GWh de produit sur l'année par rapport à 17.19 GWh depuis l'origine. A noter que la production annuelle 2017 est supérieure de 30 % par rapport à la valeur contractuelle de 16.16 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 **20 598 768 KWh**.

	Tarifs Janv - Fev	Tarif Mars - 15 juin	Tarif 16 juin - aout	Tarifs Sept - Dec	2017
Production brute (sortie alternateur)					22 140 382 kWh
- Consommation des auxiliaires					-1 541 613 kWh
Production vendue	3 362 852 kWh	6 282 705 kWh	2 859 456 kWh	8 093 755 kWh	20 598 768 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 **230 646 250 XPF**

	Tarifs Janv - Fev	Tarif Mars - 15 juin	Tarif 16 juin - aout	Tarifs Sept - Dec	2017
Production vendue	3 362 852 kWh	6 282 705 kWh	2 859 456 kWh	8 093 755 kWh	20 598 768 kWh
Tarif de vente du kWh	12,78 XPF	12,80 XPF	13,27 XPF	12,88 XPF	12,90 XPF
Vente à EDT	42 909 992 XPF	80 418 624 XPF	37 944 981 XPF	101 234 456 XPF	262 508 052 XPF
Vente à la TEP				3 193 240 XPF	3 193 240 XPF
Chiffre affaires énergie	42 909 992 XPF	80 418 624 XPF	37 944 981 XPF	104 427 696 XPF	265 701 293 XPF
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)					-35 055 043 XPF
Chiffre affaires Net énergie					230 646 250 XPF



3.3 BILAN D'EXPLOITATION

3.3.1 Incidents majeurs

Aucun incident majeur n'a eu lieu sur Titaaviri en 2017

3.3.2 Actions Sécurité Environnement

Aucune action n'a été réalisée sur Titaaviri en 2016.

3.3.3 Contrats pluriannuels de prestation

Les contrats suivants sont actifs sur la vallée en 2017 :

Elagage des sites :	1 890 192 XPF/an HT
Suivi des barrages et des grilles :	610 116 XPF/an HT
Nettoyage des centrales :	166 666 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	3 017 148
Polydiesel	travaux Sous traités: Production	73 725

1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe 6 :

ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE 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 ».

4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	TITAAVIRI		
	2017 Concession	2017 social	2016
CA "net" Energie	230 646 214	230 646 214	222 489 602
Ventes hydro (à EDT)	262 508 020	262 508 020	267 765 781
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	3 193 237	3 193 237	1 126 198
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-35 055 043	-35 055 043	-46 402 377
Production moyenne (de l'origine à 2017)	17 197 021	17 197 021	17 123 986
kWh vendus	20 598 769	20 598 769	21 722 104
Prix de vente moyen du kWh	11,20	11,20	10,24
Maintenance - Conduite exploitation	-84 775 801	-84 775 801	-66 405 647
Achats et charges externes-M	-114 878 024	-114 878 024	-45 971 063
Exploitation Déléguée	-31 968 903	-31 968 903	-35 928 027
Production immobilisée	43 878 398	43 878 398	12 162 983
Provision remise en état / grosses réparations			
Provision Stock	19 560 631	19 560 631	4 069 496
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-1 131 005	-1 131 005	-944 794
Exceptionnel	-236 898	-236 898	205 757
Amortissement des actifs de concession	-35 260 925	-33 609 287	-61 112 264
AT, Caducité, PR			-51 671 907
Amortissement Concédé	-36 024 332	-45 534 784	
Passif de Renouvellement	-21 222 970	146 527 146	
Reprise lissée caducité	23 271 523	22 397 654	
Reprise Lissée provision pour risque	7 029 066	-145 233 413	
Dot.fonds Conduites forcées	-8 314 212	-8 314 212	-10 078 255
Exceptionnel		-3 451 678	637 898
Impôts et taxes	-2 854 547	-2 854 547	8 651 962
Patente	-2 011 954	-2 011 954	-1 469 600
Autres	-7 613	-7 613	-7 874
Provision	-834 973	-834 973	10 129 425
Exceptionnel	-7	-7	11
Structure	-14 298 830	-14 298 830	-12 895 126
Achats et charges externes	-10 888 650	-10 888 650	-9 324 931
Exploitation Déléguée	-1 426 755	-1 426 755	-2 640 468
Amortissement des biens privés de structure	-760 938	-760 938	-639 899
Provisions	-1 222 487	-1 222 487	-289 828
Autres produits et charges			
Exceptionnel			
Financier	-12 952 010	-12 952 010	-11 664 959
Intérêts sur emprunt bancaire			151 182
Autres produits et charges financières	-1 086 087	-1 086 087	
Rémunération C/C du concessionnaire	-11 865 923	-11 865 923	-11 816 141
Résultat avant impôt	80 504 101	82 155 739	79 063 568
Impôt société	-20 126 025	-20 538 934	-19 765 892
Résultat net - concessions	60 378 076	61 616 805	59 297 676

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 -33.6 MF à -35.2 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
	2 464 514 873	154 131 065	-	300 000	2 618 345 938
Pièces sécurité	17 920 970	-	-		17 920 970
Terrain	45 000 000	-	-		45 000 000
Bâtiment	84 081 703	-	-		84 081 703
Turbine	172 036 397	-	-		172 036 397
Elec de Puissance	59 732 975	9 590 449	-		69 323 424
Elec de Commande	49 623 734	-	-		49 623 734
Telecom	7 875 842	-	-		7 875 842
Barrage & composants associés	1 472 948 646	-	-		1 472 948 646
Pistes & Ponts	94 342 098	-	-		94 342 098
Conduites Forcées	402 014 520	-	-		402 014 520
Appendice	44 082 425	144 540 616	-		188 623 041
Autre composant	14 555 563	-	-		14 555 563
Droits incorporels de concession	300 000			300 000	-
	2 464 514 873	154 131 065	-	300 000	2 618 345 938

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	TITAA AUTRES B	9 822 875	9 822 875	-
Autre composant	TITAAVIRI 2 GUES	4 732 688	801 109	3 931 579
Total Autre composant		14 555 563	10 623 984	3 931 579
Barrage & composants associés	TITAA ETANCHEITE T1	8 754 858	8 754 858	-
Barrage & composants associés	TITAA ETANCHEITE T2	33 337 380	33 337 380	-
Barrage & composants associés	TITAAVIRI CAPTAGE	832 027 633	358 578 260	473 449 373
Barrage & composants associés	REHAB BARRAGE TITAAVIR 2	517 855 425	24 556 127	493 299 298
Barrage & composants associés	TERRASSE+GC TITA 2	80 973 350	1 453 368	79 519 982
Total Barrage & composants associés		1 472 948 646	426 679 993	1 046 268 653
Bâtiment	TITAA GENIE CIVIL A	16 256 186	11 162 660	5 093 526
Bâtiment	TITAA TOITURE A	3 243 813	3 243 813	-
Bâtiment	TITAA GENIE CIVIL 2	16 256 186	11 162 660	5 093 526
Bâtiment	TITAA TOITURE 2	3 243 813	3 243 813	-
Bâtiment	TITAA GENIE CIVIL B	16 998 743	10 421 925	6 576 818
Bâtiment	TITAA TOITURE B	3 391 985	3 391 985	-
Bâtiment	TITAA BLOC SANITAIRE 2	1 200 000	220 928	979 072
Bâtiment	TITAA BLOC SANITAIRE 1 A	2 740 000	183 513	2 556 487
Bâtiment	GENIE CIVIL TITAAVIRI 2	20 750 977	431 352	20 319 625
Total Bâtiment		84 081 703	43 462 649	40 619 054
Conduites Forcées	TITAA CONDUITES AB	104 298 948	74 332 555	29 966 393
Conduites Forcées	TITAA CONDUITES 2	297 715 572	201 442 197	96 273 375
Total Conduites Forcées		402 014 520	275 774 752	126 239 768
Appendice	TITAA PROT CATHODIQUE	2 790 652	1 819 988	970 664
Appendice	GRILLE TITAAVIRI 1	24 461 939	1 620 517	22 841 422
Appendice	VANNES BARRAGE TITAAVIR 2	16 829 834	1 049 527	15 780 307
Appendice	HYDROMAX TITAAVIRI 1	144 540 616	1 311 572	143 229 044
Total Appendice		188 623 041	5 801 604	182 821 437

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2017	VNC 31/12/2017
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE TITA1A	3 330 936	3 330 936	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. TITA 2	5 337 310	5 337 310	-
Elec de Commande	AUTOMATE TITA 2	1 667 909	1 667 909	-
Elec de Commande	PROTECTION TITA 2	1 334 327	1 334 327	-
Elec de Commande	CABLAGES TITA 2	3 335 819	3 335 819	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. TITA1B	5 528 901	5 528 901	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION TITA1B	1 382 225	1 382 225	-
Elec de Commande	AUTOMATE TITA 1B	1 727 782	1 727 782	-
Elec de Commande	PROTECTION TITA 1B	1 382 225	1 382 225	-
Elec de Commande	CABLAGES TITA 1B	3 455 563	3 455 563	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. TITA1A	10 661 717	924 016	9 737 701
Elec de Commande	AUTOMATE TITA 1A	2 958 782	641 069	2 317 713
Elec de Commande	PROTECTION TITA 1A	2 509 813	543 792	1 966 021
Elec de Commande	CABLAGES TITA 1A	4 351 833	377 158	3 974 675
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION TITA1A	658 592	131 718	526 874
Total Elec de Commande		49 623 734	31 100 750	18 522 984
Elec de Puissance	TITAA ALTERNATEUR A	19 751 815	19 751 815	-
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE TITA 2	3 335 819	3 335 819	-
Elec de Puissance	TITAA ALTERNATEUR B	6 902 464	6 902 464	-
Elec de Puissance	TITAA TRANSFORMATEUR B	3 839 020	2 353 699	1 485 321
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE TITA 1B	3 455 563	3 455 563	-
Elec de Puissance	TITAA TRANSFORMATEUR 2	5 666 660	1 975 839	3 690 821
Elec de Puissance	TITAA GENERATRICE 2	6 330 934	2 673 059	3 657 875
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE TITA 1A	6 449 691	558 974	5 890 717
Elec de Puissance	TITAA TRANSFORMATEUR A	4 001 009	153 094	3 847 915
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE TITA 1A	9 590 449	208 859	9 381 590
Total Elec de Puissance		69 323 424	41 369 185	27 954 239
Pièces sécurité	PCE SECU 00122 ALTERNAT.	2 563 741	732 498	1 831 243
Pièces sécurité	PCE SECU 00631 ALTERNAT.	9 702 380	3 234 126	6 468 254
Pièces sécurité	PCE SECU 00538 TRANSFO HT	2 514 477	718 422	1 796 055
Pièces sécurité	PCE SECU 00513 TRANSFO HT	3 140 372	1 046 790	2 093 582
Total Pièces sécurité		17 920 970	5 731 836	12 189 134
Pistes & Ponts	TITAAVIRI PISTE	94 342 098	57 744 455	36 597 643
Total Pistes & Ponts		94 342 098	57 744 455	36 597 643
Telecom	TITAAVIRI FAISCEAU OUEST	7 875 842	5 502 248	2 373 594
Total Telecom		7 875 842	5 502 248	2 373 594
Terrain	TITAAVIRI TERRAIN PAPEARI	45 000 000	-	45 000 000
Total Terrain		45 000 000	-	45 000 000
Turbine	TITAA TURBINE A	17 523 707	12 033 033	5 490 674
Turbine	TITAA TURBINE 2	26 903 342	18 473 765	8 429 577
Turbine	TITAA ROUE 2	10 177 859	10 177 859	-
Turbine	TITAA TURBINE B	39 394 516	24 152 768	15 241 748
Turbine	TITAA ROUE B	10 642 767	10 642 767	-
Turbine	ROUE TITAAVIRI 1	8 595 610	859 561	7 736 049
Turbine	LIGNE ARBRE/SUPPORT TIT1A	46 375 800	4 444 347	41 931 453
Turbine	AUT COMP HYDRAULIQ TITA1A	12 422 796	1 190 518	11 232 278
Total Turbine		172 036 397	81 974 618	90 061 779
TOTAL TITAAVIRI		2 618 345 938	985 766 074	1 632 579 864

5.3 SUIVI DU PROGRAMME CONTRACTUEL D'INVESTISSEMENTS

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

5.4 FONDS DE MAINTENANCE DES CONDUITES FORCÉES

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

TITAAVIRI					
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	24	159 043 617	10 078 255		169 121 872
2017	23	169 121 872	10 078 255	-1 764 046	177 436 082

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	961 159 881
réalisé	- 9 590 449
réajusté	48 309 370
reste à faire au 31/12/2017	999 878 802

	Total Renouvellement
Terrain	-
Bâtiment	136 964 684
Turbine	337 097 160
Elec de Puissance	134 485 321
Elec de Commande	130 122 760
Telecom	19 747 854
Composants associés aux barrages	160 504 474
Ponts	-
Appendice	26 746 380
Autre composant	54 210 169
	999 878 802

5.5.2 Le réalisé de l'année

Comparaison renouvellement réalisé-renouvellement prévu		
Elec de Puissance	Complément Renouvellement Armoire Puissance (TITA 1A):	réalisé 9 590 449
		9 590 449

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

Plan de renouvellement				
	2018	2019	2020	Total Renouvellement
Terrain				-
Bâtiment				136 964 684
Turbine	40 000 000	35 000 000		337 097 160
Elec de Puissance				134 485 321
Elec de Commande	2 000 000	5 000 000		130 122 760
Telecom				19 747 854
Composants associés aux barrages	55 000 000			160 504 474
Ponts				-
Appendice				26 746 380
Autre composant				54 210 169
	97 000 000	40 000 000	-	999 878 802

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 **21 622 572 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 Puissance (TITA 1A):	9 590 449		9 590 449
Appendice	Hydromax Titaaviri 1 conduite:		144 540 616	144 540 616
	TOTAL INVESTISSEMENTS TITAAVIRI:	9 590 449	144 540 616	154 131 065

Réhabilitation du barrage de Titaaviri 2

La première phase de réhabilitation du barrage de Titaaviri 2 est terminée. Elle concernait la mise aux normes du remblai, de la crête, du déversoir et des vannes. Une seconde phase concernant le pied intérieur de l'ouvrage, la prise d'eau sera mise en œuvre dans les années à venir.



Vue du barrage de Titaaviri 2 depuis l'aval

Hydromax

La deuxième conduite a été mise en exploitation le 15/06/2017. Le gain mesuré en 2017 et ce malgré les divers problèmes rencontrés est de 12% de puissance supplémentaire sur l'ensemble de la vallée



Raccordement des 2 conduites

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

RAS

5.6 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		2 618 345 938
- IFC biens au bilan cumulé		(786 051 845)
base amortissable		1 832 294 093
doté à l'ouverture		967 710 118 (A)
	Amortissement	943 682 968
	Caducité Terrain	<u>24 027 150</u>
reste à amortir		864 583 975
nb années restantes		24
dotation exercice		36 024 332 (B)
dotations cumulées		1 003 734 450 (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 24 ans au 01/01/2017.

Les provisions de renouvellement antérieurement constituées pour **168 697 592 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 **7 029 066XPF**

Détermination du passif de renouvellement

Besoin évalué 31/12/2016	961 159 881	
Ajustement du besoin 2017	48 309 370	
IFC Prèvis. sur renouvellement	(490 527 533)	
doté à l'ouverture		(A)
PR		
PRU		
reste à doter	518 941 718	
nb années restantes	24	
dotation exercice	21 622 572	(B)
reprises sur trvx renouvellement	(399 602)	(C)
Passif de renouvellement	21 222 970	(A) + (B) + (C)

Reprise lissée caducité art LP4

caducité cpt 229 ouverture	558 516 556	(A)
Caducité	<u>558 516 556</u>	
reprise lissée	(23 271 523)	(B)
caducité cpt 229 clôture	535 245 033	(A) + (B)

Reprise lissée Prov risque

doté à l'ouverture	168 697 592	(A)
PR	<u>168 697 592</u>	
dotation exercice	(7 029 066)	(B)
Provision pour risque	161 668 526	(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	-	-	-
Terrain	-	81 969 001	81 969 001
Bâtiment	92 769 747	13 713 051	106 482 798
Turbine	233 979 196	-	233 979 196
Elec de Puissance	42 255 983	2 530 939	44 786 922
Elec de Commande	45 509 030	-	45 509 030
Telecom	-	-	-
Barrage & composants associés	41 625 472	540 067 592	581 693 064
Pistes & Ponts	-	13 848 342	13 848 342
Conduites Forcées	-	35 509 997	35 509 997
Appendice	19 812 830	96 713 641	116 526 471
Autre composant	14 575 276	2 257 010	16 832 286
TOTAL TITAAVIRI	490 527 533	786 609 573	1 277 137 106

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)
Titaaviri	13,18

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.