



Rapport de Gestion



Version finale

Conseil d'Administration TEP – 23 mars 2026

Table des matières

FAITS MARQUANTS 2025.....	4
2025 ACTIVITES TECHNIQUES	5
I. Ingénierie	5
1.1. Bouclage 30 000 volts du Sud de l'île de Tahiti	5
1.2. Renouvellement des infrastructures	10
1.3. Amélioration Bouclage 90 000 volts Nord.....	12
1.4. Autres travaux :.....	13
1.5. Récapitulatif des programmes en cours.....	17
1.6. Difficultés rencontrées	18
II- Maintenance du réseau de transport.....	20
2.1. Organisation et ressources humaines.....	20
2.2. Les contrats de Maintenance préventives.....	21
2.3. La Gestion des actifs	21
2.4. Performance du processus Maintenance.....	22
2.5. Les incidents sur le réseau de transport	24
III- Transition énergétique.....	24
2.1. Exploitation différée des installations photovoltaïques AAP1 :.....	24
2.2. Développement outil EMS : Energy Management System.....	28
2.3. Rachat de l'énergie des fermes photovoltaïques raccordées au réseau de transport :	30
2.4. Suivi des pertes TEP sur le réseau de transport	30
2.5. Demandes de raccordement des installations photovoltaïques – AAP tranche 2 :	31
2.6. Dévoiements et travaux tiers impactant le réseau TEP.....	32
2.7. Dévoiements des réseaux TEP en cours / à venir :	39
2.8. Travaux à poursuivre et à venir sur 2026 :	44
IV- Exploitation du réseau de transport	46
4.1. Gestion des accès au réseau de transport.....	46
4.2. Traitement des incidents du Réseau Public de Transport en 2025	47
4.3. Déclaration d'intention de commencement de travaux (DICT).....	47
V- Conduite du réseau de transport	48
5.1. Généralités.....	48
5.2. Pilotage des deux fermes solaires raccordées au réseau de transport.....	48
5.3. Suivi de la performance – Indicateurs de conduite	50
5.4. Production.....	50
5.5. Consommation.....	52
5.6. Incidents.....	53
5.7. Energie Non Distribuée (END) et Temps de Coupure Equivalent (TCE) 2025	53
5.8. Analyse des incidents de 2025	54
VI- Responsabilité d'équilibre	55
6.1. Marche industrielle des fermes de l'AAP1.....	55
6.2. Données nécessaires à l'action du responsable d'équilibre	57
6.3. Services systèmes proposés par Marama Nui.....	57
6.4. Site 3 à Papenoo.....	57
6.5. Arrêt de la centrale Vairaatoa et proposition d'un « site 3-light »	58
6.6. Appel à Projet n°2.....	58
6.7. Etude ARTELIA et stockage centralisé	59
6.8. STEP Marama Nui	60
VII- Informatique administrative, télécommunication, téléconduite & informatique industrielle	60
7.1. Réorganisation du service informatique en 2024	60
7.2. Pôle Informatique Bureautique	60
7.3. Pôle Informatique Industrielle et Support Télécom	61
7.4. Focus sur les Télécoms.....	62

7.5. Focus sur la Téléconduite, SCADA.....	63
7.6 Un bilan positif et des défis à venir.....	64
ACTIONNARIAT.....	65
Tableau récapitulatif de l'actionnariat TEP au 31.12.2025	65
RESSOURCES HUMAINES.....	66
I- Une croissance maîtrisée.....	66
II- Les formations et le maintien des compétences.....	66
III- Performances sociales- Indicateurs.....	67
ASPECTS JURIDIQUES - LITIGES.....	68
SITUATION FINANCIERE.....	68
I. Compte de résultat - Un Résultat satisfaisant légèrement supérieur aux prévisions initiales.....	68
1.1. Chiffre d'Affaires.....	68
1.2. Redevances.....	69
1.3. Autres Produits.....	69
1.4. Autres Achats et Charges Externes.....	70
1.5. Des Dotations aux Amortissements en augmentation.....	71
1.6. Un résultat exceptionnel en hausse.....	72
II. Bilan financier.....	73
II.1 - Poursuite des programmes d'investissements	73
II.2 - Actif net circulant.....	73
II.3 - Capitaux propres.....	75
II.4 - Provisions pour risques et charges	76
II.5 - Diminution des dettes de 1.419MXPF en 2024 à 1.378MXPF en 2025.....	76
II.6 - Dette financière.....	76
III. Produits constatés d'avance.....	77
IV. Eléments caractéristiques des 5 derniers exercices.....	78
V. Compte de Résultat 2025.....	79
EVENEMENTS SURVENUS APRES LA CLOTURE DE L'EXERCICE	79

FAITS MARQUANTS 2025



2 657 MXP

Chiffre d'Affaire



371 MXP

Résultat net



205 MW

Capacité raccordée RPT



483,96 GWh

Production injectée



22,4 km

Nouveaux câbles 30 kV

(+ 24,5 km Fibre Optique)



1,80 %

Pertes réseau moyenne sur le RPT



650

650 fiches travaux cloturées en maintenance



41

Collaborateurs

2025 | ACTIVITES TECHNIQUES

I. Ingénierie

Après une année 2024 marquée par la mise en service de la Boucle NORD TEP 90 000 Volts, TEP poursuit son engagement, dans le développement et la modernisation du réseau de transport de Tahiti.

1.1. Bouclage 30 000 volts du Sud de l'île de Tahiti

Orientée par le schéma directeur, la boucle Sud 30 000 Volts poursuit son développement, pour la sécurisation du réseau de transport d'énergie dans le Sud de l'île, l'implantation de nouveaux producteurs solaires, et l'amélioration de l'écoulement de la production hydraulique dans les vallées intérieures.

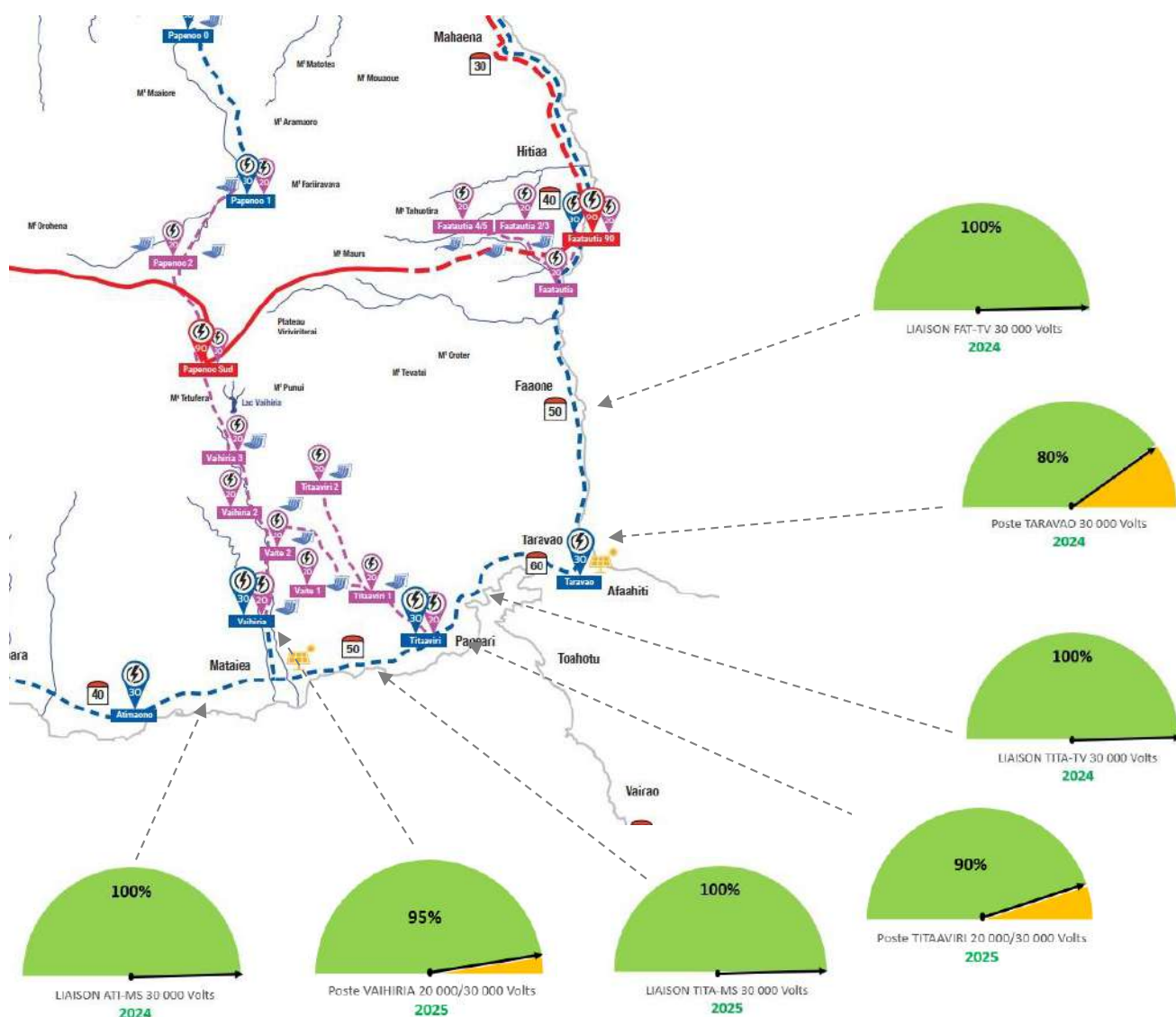


Tableau récapitulatif des mètres (en ml) de réseaux neufs posés depuis 2024 :

Types d'ouvrage	2024	2025	TOTAL
Câble 30 000 volts (torsade)	18 323	4 096	22 419
Câble Fibre optique	8 984	15 553	24 537

CREATION DU POSTE VAIHIRIA 30KV 95%

Budget de 370 MXPf

- > Création d'un nouveau poste source 30kV accueillant 4 cellules HTA 30kV, un transformateur 10 MVA 20/30kV ainsi que les équipements 20kV du poste Vaihiria 1 existant ;
- > Le projet a fait l'objet de plusieurs marchés et commandes concernant :
 - o Une mission de Maîtrise d'œuvre pour la conception et la réalisation : 14 MXPf ;
 - o La fourniture de cellules 30kV et de relais de protection : 21 MXPf ;
 - o La fourniture d'un transformateur 10 MVA 20/30kV : 51 MXPf ;
 - o La réalisation de travaux de génie civil : 135 MXPf ;
 - o L'installation d'équipements électriques HT et BT : 44 MXPf ;
- > A fin 2025, le bâtiment a été **terminé et réceptionné avec des réserves**, et la **conformité octroyée** par l'urbanisme. Les équipements HT et BT ont été livrés et installés sur site ;





CREATION DU POSTE TITAAVIRI 30KV 90%

Budget de 180 MXPF

- > Installation de 4 cellules HTA 30kV dans le poste existant, et création d'une loge destinée à l'installation d'un transformateur 10 MVA 20/30kV ;
- > Le projet a fait l'objet de plusieurs marchés et commandes concernant :
 - o Une mission de Maîtrise d'œuvre pour la conception et la réalisation : 5 MXPF ;
 - o La fourniture de cellules 30kV et de relais de protection : 21 MXPF ;
 - o La fourniture d'un transformateur 10 MVA 20/30kV : 51 MXPF ;
 - o La réalisation de travaux de génie civil : 40 MXPF ;
 - o L'installation d'équipements électriques HT et BT : 18 MXPF ;
- > Mise en service faite le 26 septembre 2024 ;
- > A fin 2024, la loge a été terminée avec des réserves. Les équipements HT et BT ont été livrés et installés sur site ;
- > A fin 2025, le bâtiment a été réceptionné sans réserve et la conformité octroyée par l'urbanisme ;
- > Les phases de modernisation de la partie Contrôle/commande et de renouvellement de la clôture seront réalisées sur 2026.

p



EXPLOITATION DU POSTE TARAVAO EN 30KV 80%

Budget de 126.5 MXP

- › Renouvellement de la rame 1 existante, composée de cellules « Normaclad » obsolètes, par un tableau HTA bi-tension 20kV/30kV, afin de pouvoir exploiter le poste de Taravao en 30kV ;
- › Ajout d'une cellule supplémentaire sur la rame 2 existante, permettant de raccorder la centrale solaire Mahana O' Hiupe de 10 MW en antenne sur le poste Taravao ;
- › Le projet a fait l'objet de plusieurs marchés et commandes concernant :
 - La fourniture de cellules 30kV et de relais de protection : 26 MXP ;
 - La modification GC du bâtiment, la pose de fourreaux dans l'enceinte du poste et l'installation d'équipements électriques HT et BT : 9 MXP ;
- › Mise en service faite le 26 septembre 2024 ;
- › La phase de modernisation de la partie Contrôle/commande sera réalisée sur 2026.

Liaisons SUD 30kV 100%

- > Renouvellement des liaisons en 30kV entre les postes de ATIMAONO 30kV et de FAATAUTIA 90/30/20kV ;
- > Un marché (0731/C/22) a été signé pour la fourniture câbles 30kV pour un montant de : **81 MXPF** ;
- > La pose du réseau HTA 30kV du Sud de Tahiti a été terminée en mars 2025, soit plus de 22 km ;
- > La pose du réseau FO du Sud de Tahiti a été terminée en février 2025, soit plus de 24 km.

Liaison 30kV ATI-VAH 100% Budget de 85 MXPF	Liaison 30kV VAH-TIT 100% Budget de 320 MXPF	Liaison 30kV TIT-TV 100% Budget de 450 MXPF	Liaison 30kV FAT-TV 100% Budget de 25 MXPF
> La stratégie a été modifiée par la pose de la nouvelle liaison 30kV ATI-MS ; > La liaison 20kV ATI-VAH existante sera reprise pour son passage en 30kV ; > Une Maîtrise d'œuvre pour le suivi des travaux a été commandée au bureau d'étude SPEED : 2,5 MXPF ; > Un marché a été signé pour la réalisation des travaux de tirage HT et FO pour un montant de : 16,6 MXPF ; > Mise en service faite le 26 septembre 2024 ; > Le projet est clôturé en 2025.	> La stratégie a été modifiée par la pose de la nouvelle liaison 30kV TITA-MS ; > La liaison HTA VAH-TITA n'a pas fait l'objet d'un renouvellement ; > Une Maîtrise d'œuvre pour la conception et la réalisation a été commandée au bureau d'étude SPEED : 20,5 MXPF ; > Des marchés ont été signés pour la réalisation des travaux de génie civil pour un montant de : 188 MXPF ; > Plusieurs marchés ont été signés pour la réalisation des travaux de tirage HT et FO pour un montant de : 8,8 MXPF ; > La liaison FO a été tirée au cours du 1^{er} trimestre 2025 ; > Mise en service faite le 25 mars 2025 ;	> Une Maîtrise d'œuvre pour la conception et la réalisation a été commandée au bureau d'étude SPEED : 20,5 MXPF ; > Des marchés ont été signés pour la réalisation des travaux de génie civil pour un montant de : 378 MXPF ; > Plusieurs marchés ont été signés pour la réalisation des travaux de tirage HT et FO pour un montant de : 14 MXPF ; > Mise en service faite le 26 septembre 2024 ; > La liaison FO a été tirée au cours du 1^{er} trimestre 2025 ; > Le projet est clôturé en 2025.	> Environ 1 km de câble HT 30kV a été tiré depuis le nouveau poste de Faatautia 90/30/20kV vers le poteau à l'entrée de servitude du Poste FAT RDC, en attente de raccordement sur la ligne FAT-TV pour l'exploitation en 30kV ; > Les travaux GC consistaient à récupérer un fourreau libre TPCØ200 existant à l'entrée de la servitude de la vallée FAATAUTIA pour pouvoir raccorder le câble existant arrivant de Taravao vers le nouveau poste Faatautia 30kV ; > Mise en service faite le 1^{er} novembre 2024 ; > Le projet est clôturé en 2025.

-
- > Le projet est clôturé en 2025.
-

1.2. Renouvellement des infrastructures

POSTE TIPAERUI 30 kV 100%

Budget de 285 MXP

- > Fourniture des armoires terminée
- > Les travaux de raccordement des armoires ont débuté au 1^{er} trimestre 2021 et sont terminés.
- > Travaux de GC se sont achevés au 1^{er} trimestre 2024
- > Installation des nouvelles cellules s'est achevée au 2^{ème} trimestre 2024
- > Raccordements BT et essais avec Superviseur du constructeur réalisés au 2^e semestre 2025
- > Mise en service du tableau prévue sur 2026, avec basculement progressif des ouvrages tout en assurant la continuité de service du poste.

RENOUVELLEMENT DES LIGNES ET POSTES VALLEES 70%

Budget de 1 588 MXP

POSTES 70%

Le renouvellement des cellules en « Postes Vallée » est prévu en fonction du planning d'exploitation du producteur Marama Nui (disponibilité des jeux de barres)

- > Renouvellement du jeu de barre au Poste de Faatautia 2, mise en service au mois de mai 2022
 - > Renouvellement du jeu de barre au Poste de Vaite 1, mise en service au mois de décembre 2022
 - > Sur 2023 :
 - > Renouvellement du jeu de barre au Poste de Vaite 2, mise en service en août 2023.
 - > Sur 2025 :
 - > Renouvellement du jeu de barre au Poste de Vaihiria 2, mise en service en Septembre 2025.
 - > Renouvellement du jeu de barre au Poste de Vaihiria 3, mise en service en Octobre 2025.
-



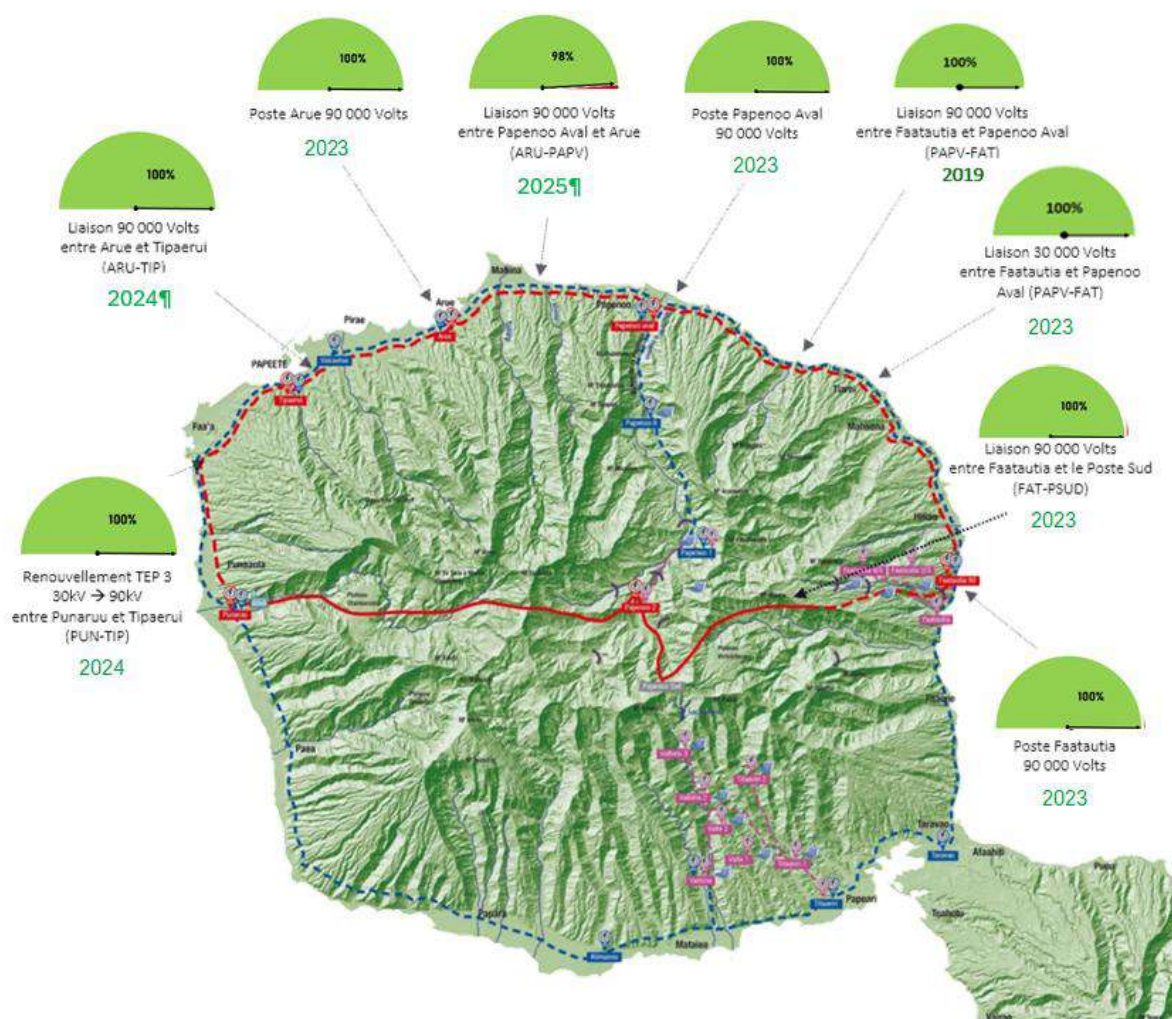
LIGNES 50%

- > Renouvellement du tronçon souterrain de 650 ml de la liaison Vaihiria 2 – Vaite 2 (côté Vaihiria 2), terminé en novembre 2022
- > [Sur 2023](#) :
- > Marché de renouvellement poteaux n°750/C/23 signé pour 20,4 MXPF, pour les liaisons Vaite 1 – Vaite 2 et Vaite 2 – Vaihiria 2
- > Renouvellement anticipé d'un tronçon de 250 ml de la liaison Vaihiria 2-Vaihiria 3, en mai 2023.
- > Renouvellement anticipé d'un tronçon de 250 ml de la liaison Vaihiria 3-PSud,
- > [Sur 2024](#) :
- > Les études de renouvellement des liaisons des vallées de Titaaviri et de Vaihiria ont été lancées.
- > Le dossier d'appel d'offre pour les travaux GC de Tita-Tita1 a été lancé au dernier trimestre 2024. L'analyse des offres et l'attribution ont été réalisés, en janvier 2025.
- > [Sur 2025](#) :
- > Réception de l'ensemble des fournitures (câbles et accessoires de raccordement HTA et fibres optiques) destinées au renouvellement des lignes en vallées.
- > Renouvellement Liaisons Titaaviri – Titaaviri 1 HTA et FO. Les travaux de génie civil sont terminés. Les câbles HTA et fibres optiques ont été tirés et sont en attente de raccordement.
- > Renouvellement Liaisons en vallée de Vaihiria. Début des travaux de génie civil : réalisation des tranchées, pose des fourreaux, ainsi que construction des chambres de tirage et jonctions.
- > Renouvellement Liaison Vaite 1 – Vaite 2
Remplacement des poteaux bois par des poteaux métallique, identifiés VT8, VT9, VT14, VT15, VT18, VT19, VT21, VT25, VT26, VT27 renouvelés.



Vue aérienne du chantier de renouvellement poteaux.

1.3. Amélioration Bouclage 90 000 volts Nord



INSTALLATION DU TR422P A PUNARUU -> Taux d'achèvement 95% Budget de 100 MXPf

- › Dans le cadre de la sécurisation du réseau de Transport, TEP a installé un deuxième transformateur 32 MVA 30/90kV en redondance du TR421P de Punaruu 90 000 volts. Les travaux de réalisation de la fosse sont terminés.
- › Marché commandé à Engie Services pour le génie civil, le transport du transformateur et son raccordement : 26.1 MXPf ;
- › Travaux de génie civil terminés ;
- › Transformateur en place sur la fosse et assemblage terminés.
- › Bretelle HTA tirée vers le vide technique de Pun30.
- › Installation des accessoires HT terminée.
- › Raccordements BT entamés sur 2024, se sont terminés sur 2025.
- › Cellule HTA commandée. Livraison retardée à fin du 1er semestre 2024 et entreposée en stock.
- › Armoire de commande BT commandée pour 11,5 MXPf et en cours d'installation sur site en fin 2024.
- › Depuis fin 2024, le transformateur peut être mis sous tension en cas de problème sur le TR421P.
- › En parallèle, les travaux d'installation d'une cellule supplémentaire sur le tableau de Punaruu 30kV sont prévus sur 2026, avec mise en service de l'ouvrage sur des départs dédiés côtés 90kV et 30kV.

Postes 90 000 Volts de Arue 100%, Papenoo Aval 100%, et Faatautia 100%
Budget de 2 980 MXPF

- › Une Maîtrise d'œuvre pour la conception et réalisation des infrastructures des 3 postes a été réalisée avec le bureau d'étude SPEED.
- › Le foncier est maîtrisé sur les 3 sites.
- › Un marché de conception-réalisation a été signé et réparti en 3 lots, comme détaillé ci-dessous.
- › Les équipements HTA 30 000 volts des postes d'ARUE et de FAATAUTIA ont été installés fin 2022.
- › Le projet a bénéficié d'un financement « Contrat de projets » pour un montant de 1 300 MXPF
- › Réalisation du basculement des TR211A et TR212A sur le nouveau tableau Arue 30kV.
- › Prévision de basculement des ouvrages restants de ARU-VAI1, ARU-VAI 2 et ARU-PAPV 30kV sur le nouveau tableau TEP.

1.4. Autres travaux :

Travaux sur la liaison aérienne traversière Punaruu – Papenoo SUD – Faatautia

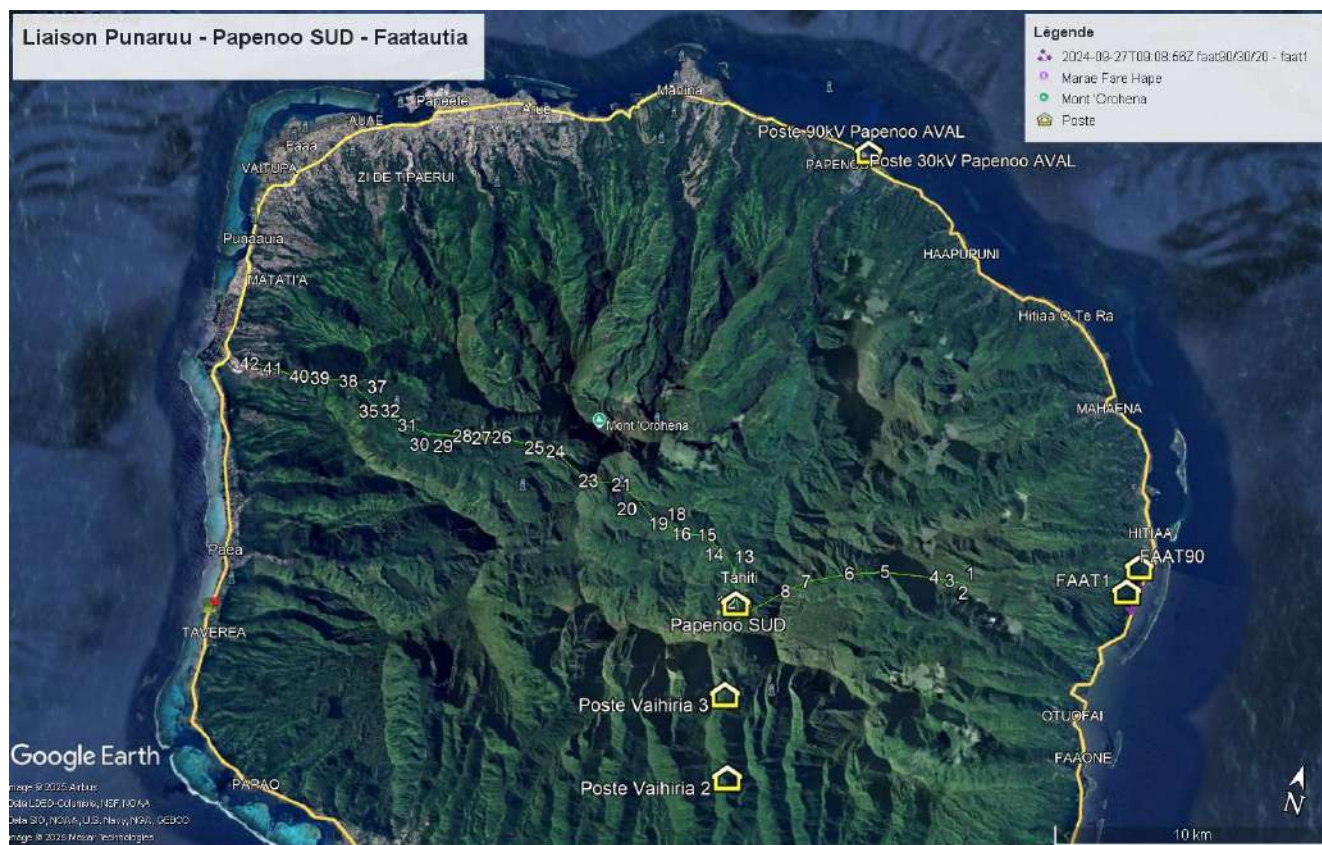
La particularité de ces travaux réside dans leur mode d'accès, qui s'effectue exclusivement par voie hélicoptérée. La ligne traverse l'île de Tahiti et constitue la boucle NORD 90 000 volts du réseau TEP.

La liaison est aujourd'hui équipée, dans son câble de garde, de fibres optiques permettant d'améliorer l'exploitation et la conduite du réseau TEP par télécommande à distance de ses ouvrages, notamment le poste de Papenoo SUD, situé au cœur de la vallée.

Implantée en pleine vallée, dans un environnement tropical caractéristique de Tahiti, la ligne doit s'intégrer dans un milieu naturel riche en faune et en flore. Elle fait donc l'objet d'un entretien régulier, en raison notamment d'une corrosion avancée liée à son exposition permanente aux conditions climatiques (ensoleillement, pluies, air salin et forte humidité tout au long de l'année).

Les travaux d'amélioration réalisés en 2025 sur la ligne aérienne ont été les suivantes :

- Remplacement des paliers de fixations au Pylône 7
- Réparations des conducteurs portée 12-11 et 17-16
- Remplacement des chaines d'ancrage au Pylône 23
- Remplacement des fers plats sur la charpente au Poste Papenoo SUD (situé en plein centre de l'île de Tahiti)
- Installation de capteurs Meggers pour de la supervision de la liaison TEP1 au Pylône 23



Pylône 23, remplacement
chaîne d'ancrage



Pylône 7 Remplacement
des paliers de fixations



Portée 12-11 Réparation conducteur



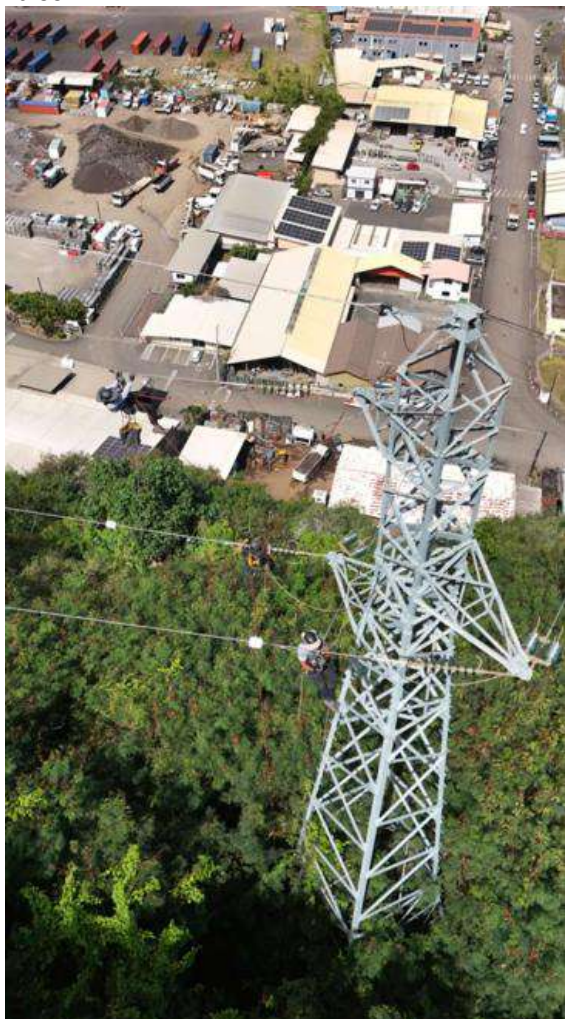
Poste Papenoo SUD



Remplacement des fers plats sur la charpente



Pylône 43, mise en place de capteurs MEGGER pour études et supervision de la liaison TEP 1.



Pylône 44 mise en place de capteurs MEGGER pour études et supervision de la liaison TEP 1.

1.5. Récapitulatif des programmes en cours

Désignations	Date de début	Date de fin ou prévisionnelle	Montant commandé 2025
Poste Tipaerui 30kV (Renouvellement)	2017	2026	276 442 506
Postes et Lignes Vallées (Renouvellement)	2018	2026	519 242 755
Liaison 30kV ATI-VAH	2022	2024	68 821 056
Liaison 30kV VAH-TIT	2022	2025	296 422 820
Liaison 30kV TIT-TRV	2022	2024	481 062 669
Exploitation en 30kV Faatautia-Taravao	2022	2024	2 513 414
Création Poste Vaihiria 30kV	2021	2025	337 328 025
Création Poste Titaaviri 30kV	2021	2025	182 907 641
Exploitation Poste Taravao en 30kV	2022	2026	65 649 239
Installation du TR422P à Punaruu	2021	2026	95 745 186
Poste Papenoo 2 90kV + PSUD	2022	2027	279 206 757
Papenoo 2 - Cellules 20kV (Renouvellement)	2022	2027	102 104 122
TOTAL			2 707 446 190

Les principales entreprises avec lesquelles **TEP** a poursuivi le développement de ses infrastructures en 2025 par domaine :

Domaines	Entreprises	
Etudes/Suivi	> SPEED > NDA > LTPP	> SOCOTEC > DELTA Polynésie
Génie Civil	> ECI / BTP > Polynésie VRD > MT Designer & Construction > MV Services > Huin Topo > ADS insonorisation	> BOYER > Heitirautea > OBTP > Acropol/Tahiti nui Hélicoptères > Moana Services
Haute Tension / Basse Tension	> Cegelec Polynésie > Actemium > Engie Services > Axians Polynésie > Capelec > Yune Tung > SEEE Polynésie > Megger	> General Electric > Schneider Electric > Mashinenfabrik Reinhausen > Prysmian > ABB > RTE-i > Actia
Divers	> Te hi'o > CESI > J.A Cowan	> TTI

1.6. Difficultés rencontrées

Météorologie :

En vallée, les conditions météorologiques sont restées particulièrement pluvieuses tout au long de l'année 2025. Cette situation a fortement impacté les travaux de tranchées ainsi que les opérations de tirage des câbles HTA et des fibres optiques, notamment en vallées de Titaaviri et Vaihiria.

Travaux héliportés :

En 2025, les travaux héliportés nécessaires à l'entretien et à l'amélioration de la ligne aérienne traversière Punaruu – Papenoo SUD – Faatautia ont de nouveau été fortement contraints par les moyens disponibles localement.

Tahiti Nui Hélicoptères, unique prestataire local habilité à réaliser des opérations de levage héliporté, ne dispose dans sa flotte que d'un seul appareil de type B2 « Écureuil ». Cet hélicoptère permet un levage limité à environ 800 kg, capacité variable selon les conditions d'intervention, notamment en vallée. À titre d'exemple, les opérations au niveau du pylône 23, situé en crête, présentent un accès particulièrement technique en raison des vents de cisaillement fréquents.

Les principaux événements contraignants rencontrés sont les suivants :

- Limitation du quota d'heures de vol quotidiennes, réduisant le nombre de rotations possibles, principalement en raison des impératifs de maintenance de l'appareil ;
- Pannes survenant en cours de mission ;
- Accès aux pylônes situés en crête devant être réalisés très tôt le matin, en raison d'une couverture nuageuse rapide. Certains pylônes peuvent rester ennuagés toute la journée, empêchant l'acheminement des moyens matériels et humains. Des dispositions de sécurité doivent alors être prévues, incluant la possibilité de bivouac sur site ;
- Mobilisation de l'hélicoptère sur d'autres missions prioritaires, pouvant entraîner des interruptions d'intervention pour TEP. Cette situation peut présenter des risques lorsque les travaux sont en cours (par exemple, en cas de discontinuité temporaire du câble) ;
- Contraintes météorologiques générales ;
- Contraintes liées à l'exploitation et à la conduite du réseau TEP, la liaison traversière ayant pour fonction principale d'assurer l'écoulement de l'énergie hydro produite dans les vallées.

En résumé, la disponibilité d'un appareil spécifiquement dédié aux travaux d'entretien de la ligne traversière constitue un élément déterminant pour la sécurisation, la continuité et l'efficacité de cette mission stratégique.

Fournitures :

En 2025, les délais d'approvisionnement à l'international ont globalement montré une nette amélioration.

Toutefois, certaines fournitures stratégiques demeurent soumises à des délais importants, notamment les cellules HTA, avec un délai moyen d'environ 40 semaines, sous réserve d'intégration au bon moment dans les chaînes de production en cours.

Par ailleurs, les coûts sont fortement dépendants de l'évolution des matières premières. Ces variations font maintenant l'objet de clauses spécifiques, encadrant la validité des offres dans le cadre des appels d'offres et consultations fournisseurs.

Enfin, depuis 2024 et encore en 2025, l'approvisionnement en agrégats et en bitume a été affecté par plusieurs épisodes de pénurie, impactant directement la réalisation de nos travaux.

Défauts liaisons vallée de Vaihira

L'année 2025 a de nouveau été marquée par la multiplication des défauts sur la liaison Vaihira 2 – Vaihira 3 – Papenoo SUD, dont le vieillissement avancé fragilise l'exploitation du réseau.

Ces incidents ont entraîné à plusieurs reprises l'impossibilité de réaliser des coupures programmées pour des travaux sur d'autres ouvrages TEP, notamment pour la Direction de l'Équipement (DEQ) ou pour des producteurs (Mana Solar, Mahana O' huipe, Marama Nui)

L'enjeu demeure double : assurer l'écoulement de l'énergie produite tout en garantissant la sûreté du système électrique de Tahiti.

Le projet de renouvellement des liaisons et des postes en vallée de Vaihira se poursuit et permettra de résorber cette faiblesse identifiée du réseau TEP.

Par ailleurs, la mise en service de la boucle Nord 90 000 volts apporte une souplesse d'exploitation supplémentaire et contribue à l'amélioration continue du réseau.

Afin de sécuriser l'exploitation et de permettre la réalisation des travaux programmés sur d'autres ouvrages, TEP a procédé au renouvellement anticipé des deux liaisons entre Vaihira 2 et Vaihira 3, au niveau du PK10 (vallée de Vaihira).

Les défauts récurrents observés sur cette section provoquaient en effet la déconnexion des petites vallées raccordées au réseau TEP.

Le renouvellement des postes Vaihira 2 et Vaihira 3 améliorent significativement la réactivité de l'exploitation. Les nouveaux équipements, désormais dotés de disjoncteurs et télécommandables depuis le dispatching TEP de Punaaru, permettent une meilleure identification et un isolement plus rapide des défauts, renforçant ainsi la continuité et la sécurité d'alimentation des vallées concernées.



Renouvellement Anticipé liaisons Vaihira 2-Vaihira 3 et Vaihira 2 – Papenoo SUD. (PK10, VAH3)

II- Maintenance du réseau de transport

2.1. Organisation et ressources humaines

En 2025, le service maintenance de TEP assure la disponibilité et la fiabilité des installations constituant le réseau de transport d'énergie électrique en Polynésie. Sa mission principale consiste à garantir le bon fonctionnement et la pérennité des ouvrages exploités.

le service maintenance est structuré autour d'une équipe composée de sept agents techniques, d'un gestionnaire de stocks et d'un responsable de service.

2.2. Les contrats de Maintenance préventives

TEP assure le suivi et la gestion de plusieurs contrats de maintenance relatifs aux différents équipements et infrastructures du réseau. En 2025, quatorze contrats étaient en cours d'exécution, et ont fait l'objet d'un pilotage régulier afin de garantir la conformité des prestations et la qualité des interventions.

Ils sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Prestataires	Désignations
AMERIS	Contrôle annuel des Systèmes Sécurité Incendie (SSI)
ARGOS	Contrôle annuel des extincteurs
ACTEMIUM	Contrôle annuel des systèmes de vidéosurveillance
ACTEMIUM	Contrôle annuel des systèmes de contrôle d'accès
YUNE TUNG	Contrôle annuel des systèmes « Alimentations de secours »
TAHITI INGENIERIE	Contrôle annuel des systèmes « Anti-pollution Hydrocarbures »
POLYDIESEL	Contrôle mensuel du groupe électrogène (Poste Punaruu 90kV)
MAOHI FROID	Contrôle annuel des systèmes de climatisation des postes électriques
PHACEO	Contrôle annuel des systèmes de climatisation des locaux TEP
TETIARAHI DESIRE	Débroussaillage mensuel des postes côtiers
MOANA SERVICES	Elagage trimestriel des postes en vallée
ENVIROPOL	Gestion des déchets - récupération et traitement Hangar Papeete
POLYDIESEL	Contrôle annuel de la tireuse hydraulique de câble
BIO3D	Traitement des nuisibles (postes et bureaux TEP)

2.3. La Gestion des actifs

La révision des gammes de maintenance a été engagée afin de rationaliser le temps dédié aux opérations de maintenance préventive. Cette démarche s'est appuyée sur une réévaluation de la périodicité des actions à mener et sur une planification plus équilibrée des interventions dans le temps.

Cette optimisation a contribué à accroître la performance des opérations préventives, tout en libérant des ressources pour renforcer les actions de maintenance corrective. Elle s'inscrit également en complémentarité avec les projets de renouvellement conduits par le service d'ingénierie de TEP.

L'ensemble de ces mesures a permis d'améliorer la répartition des moyens, d'optimiser l'organisation du travail et d'accroître la capacité de réponse du service face aux aléas techniques.

Pour rappel :

Maintenance regroupée sur l'ensemble des appareils d'une même cellule
Cela concerne les tâches de maintenance réalisées par le groupement de postes sur un cycle de 12 ans : un même ordre de travail doit regrouper l'ensemble des opérations des matériels HT, et CC le cas échéant, de la cellule.
L'ordre de travail CONTROLE CELLULE à 3 ans et 9 ans. Il regroupe l'ensemble des tâches d'un Contrôle à réaliser sur les appareils et matériels de la cellule. Ces tâches incluent les Contrôles CC des paliers autres qu'électromécaniques. Le CONTROLE cellule est généralement réalisé sur un ouvrage retiré de la conduite des réseaux.
L'ordre de travail VERIFICATION CELLULE à 6 ans. Il regroupe l'ensemble des tâches d'une Vérification à réaliser sur les appareils et matériels de la cellule. La VERIFICATION cellule est généralement réalisée sur un ouvrage consigné.
L'ordre de travail REVISION CELLULE à 12 ans. Il regroupe l'ensemble des tâches d'une Révision à réaliser sur les appareils et matériels de la cellule. La REVISION cellule est généralement réalisée sur un ouvrage consigné.

2.4. Performance du processus Maintenance

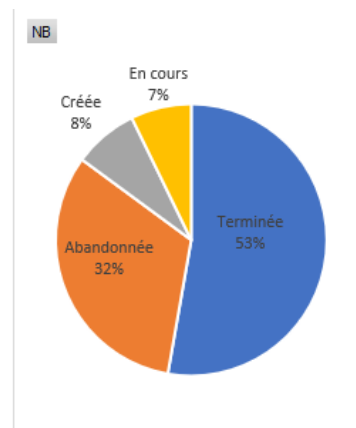
À partir du premier trimestre 2025, l'équipe de maintenance a temporairement suspendu certaines opérations de maintenance préventive afin de se concentrer sur la mise en service des nouveaux postes électriques de TEP.

Les interventions correctives et curatives ont, quant à elles, été maintenues sans interruption, assurant ainsi la continuité et la fiabilité du réseau électrique.

Cette priorisation a permis de concilier le déploiement de nouvelles infrastructures avec le maintien de la qualité de service pour les installations existantes.

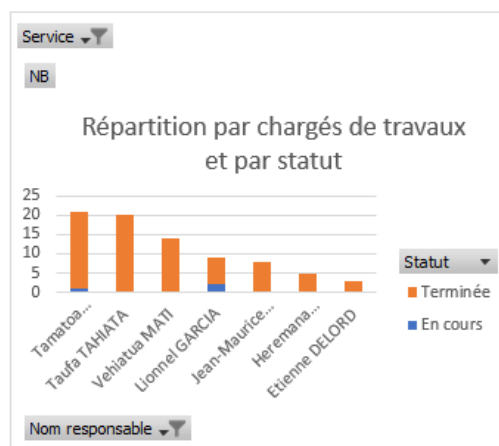
► Nombre de FT par agent et par état d'avancement

CREATION PAR		CLÔTURE PAR		REPARTITION	
AGENT	NB	AGENT	NB	STATUT	NB
Lionnel GARCIA	477	(vide)	307	Terminée	343
Taufa TAHIATA	31	Lionnel GARCIA	142	Abandonnée	210
CORIM	25	Jean-Maurice KAIMUKO	43	Créée	50
Tamatoa TEHAHE	24	Taufa TAHIATA	42	En cours	47
Teihotua TUUHIA	24	Tamatoa TEHAHE	29	Total général	650
Jean-Maurice KAIMUKO	16	Teihotua TUUHIA	20		
Vehiatua MATI	8	Vehiatua MATI	16		
Taufa adm TAHIATA	4	Heremana CHOUNE	11		
Ravea TEPA	4	Michael MANEA	9		
Etienne DELORD	2	Antonio FATEATA	8		
Total général	615	Nohoarii NORDMAN	7		
		Damien GUICHET	6		
		Taufa adm TAHIATA	3		
		Taokia BARFF	2		
		Juen TIORI	2		
		Ravea TEPA	2		
		Hereura PORLIER	1		
		Total général	650		



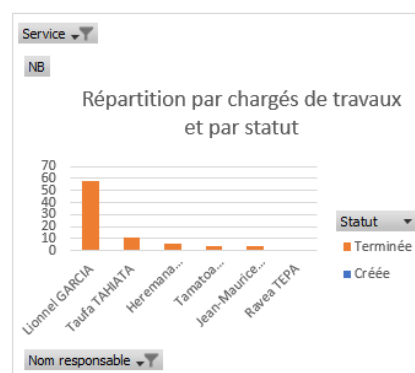
► FT Correctives

NB	Statut actuel			
AGENT	En cours	Terminée	Total général	
Tamatoa TEHAHE	1	20	21	
Taufa TAHIATA		20	20	
Vehiatua MATI		14	14	
Lionnel GARCIA	2	7	9	
Jean-Maurice KAIMUKO		8	8	
Heremana CHOUNE		5	5	
Etienne DELORD		3	3	
Total général	3	77	80	



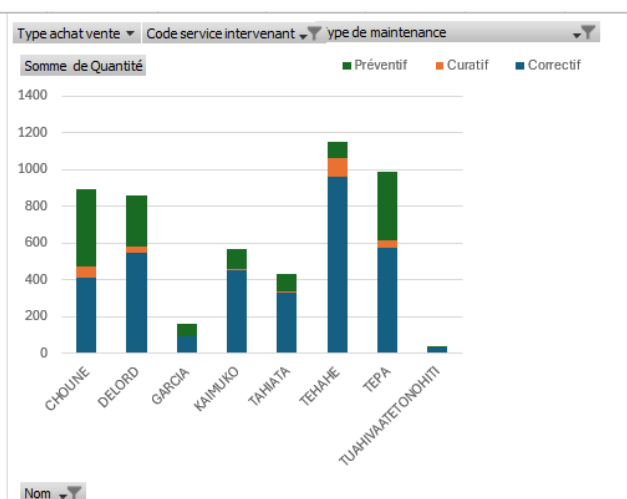
► FT Préventives

NB	Statut actuel			
AGENT	Créée	Terminée	Total général	
Lionnel GARCIA	1	57	58	
Taufa TAHIATA		11	11	
Heremana CHOUNE		6	6	
Tamatoa TEHAHE		4	4	
Jean-Maurice KAIMUKO		4	4	
Ravea TEPA		1	1	
Total général	1	83	84	



► Temps passés par type de maintenance et par agent

Type achat vente	IMO			
Code service intervenant	(Plusieurs éléments)			
Somme de Quantité	Type de maintenance			
Nom	Correctif	Curatif	Préventif	Total général
CHOUNE	409	61	421	891
DELORD	546,5	33	280	859,5
GARCIA	93	1	64,5	158,5
KAIMUKO	451	11	104,5	566,5
TAHIATA	329,5	10	92,5	432
TEHAHE	963,5	99,5	88,5	1151,5
TEPA	573,5	42	376	991,5
TUAHIVAATETONOHITI	29	5	1	35
Total général	3395	262,5	1428	5085,5



En 2025, malgré la réduction temporaire des opérations de maintenance préventive, les interventions correctives ont continué à limiter l'impact sur le fonctionnement du réseau, assurant ainsi une réactivité élevée face aux incidents.

Le service de maintenance a réussi à maintenir un équilibre plus stable entre les actions correctives et préventives par rapport à l'année précédente. Cette évolution a favorisé une gestion plus proactive des équipements, intégrant efficacement les interventions imprévues et optimisant l'utilisation des ressources.

Grâce à cette approche, l'équipe de maintenance a pu répondre rapidement aux urgences, tout en préservant la stabilité et la continuité du réseau, malgré les contraintes opérationnelles rencontrées.

2.5 Les incidents sur le réseau de transport

En 2025, les incidents sur le réseau de transport d'un point de vue matériels se sont stabilisés, notamment grâce au renouvellement des lignes électriques, dont une part importante est encore en cours de réalisation dans la zone sud.

Cette évolution positive illustre les efforts engagés pour moderniser les infrastructures et améliorer l'efficacité de la gestion des interventions.

La poursuite des travaux et le renforcement des actions préventives devraient contribuer durablement à accroître la fiabilité du réseau, tout en améliorant l'expérience des usagers et la qualité du service.

Ces incidents sont répartis comme suit :

8 Incidents sur défaut lignes en 2025 dont :

- 0 dans la partie Nord
- 8 sur la partie SUD

L'analyse des incidents met en évidence que l'origine des dysfonctionnements est exclusivement liée à des défaillances matérielles et principalement dans les vallées de Vaihiria et Papenoo.

À noter qu'aucun incident majeur n'a été recensé en 2025

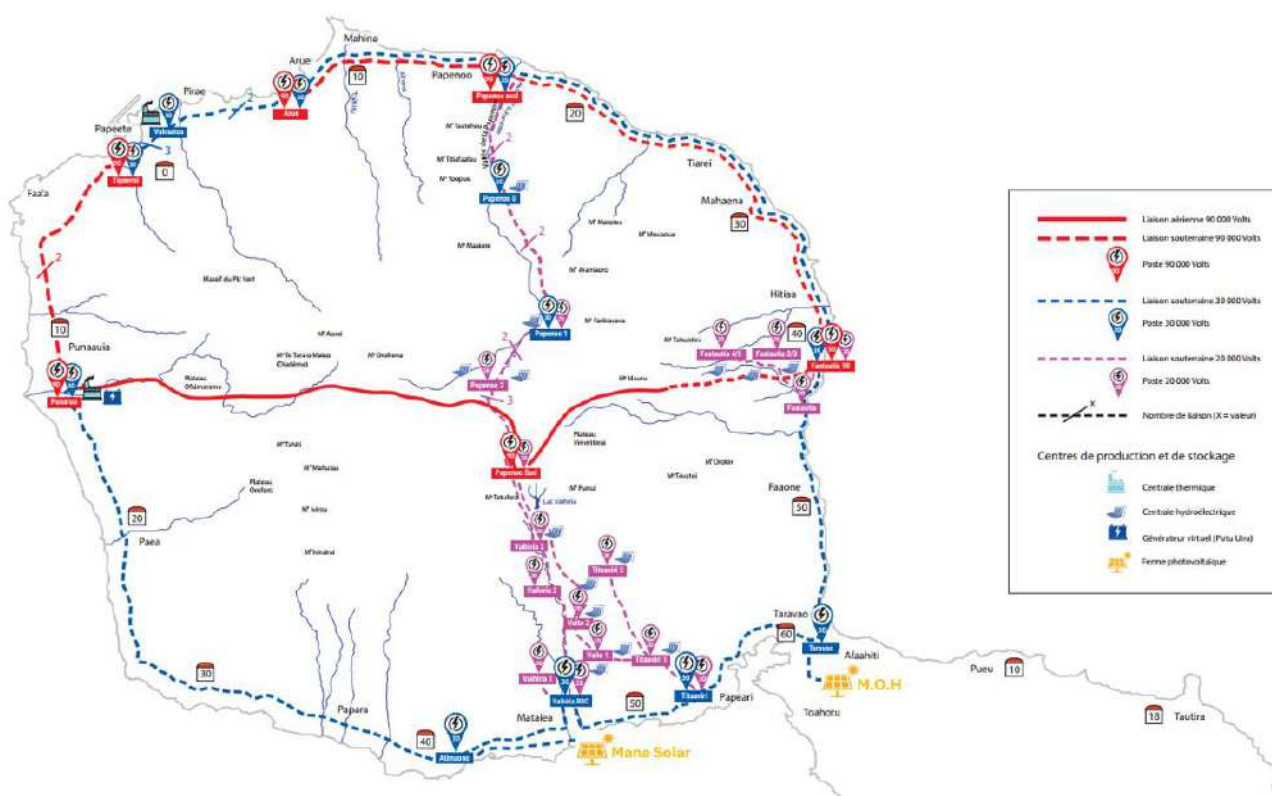
III- Transition énergétique

2.1. Exploitation différée des installations photovoltaïques AAP1 :

En avril 2021, le Pays a lancé un appel à projets portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques avec stockage sur l'île de Tahiti. Les candidats MANASOLAR, MAHANA O'HIUPE et ITO NUI (2 projets : FARE-MERI et FARE-GOUWE) ont été désignées lauréats.

	Localisation	P installée (MWc)	Capacité de stockage nominal (MWh)	P max injectée sur le réseau (MW)	Prix de rachat du kWh (CFP)	Raccordé sur réseau
MAHANA O HIUPE	TARAVAO - AFAAHITI	10,659	13,045	8	17,49	Transport
MANA SOLAR	TEVA I UTA – MATAIEA	10,764	17	10	19	Transport
FARE MERI	TARAVAO - AFAAHITI	6,006	9,732		20,49	Distribution
FARE GOUWE	TARAVAO - AFAAHITI	2,991	4,866		20,69	Distribution

Sur la carte ci-dessous, on peut voir la localisation des centrales photovoltaïques lauréates de l'AAP1, raccordées au réseau de transport sur l'île de Tahiti.



À la suite de la mise en service des 4 fermes photovoltaïques en décembre 2024, un groupe de travail réunissant TEP, EDT, la DPE et le MEF a été créé en janvier 2025. Ce groupe se réunit tous les mois afin d'assurer le suivi technique, financier et administratif des projets, d'examiner les problèmes d'exploitation et de placement, d'éprouver et faire évoluer, au besoin, les règles définies par l'arrêté n°62 CM.

Lors de ces réunions, TEP présente un rapport mensuel pour chaque ferme photovoltaïque raccordée au réseau de transport. Ce rapport comprend notamment :

L'énergie injectée/soutirée, ainsi que l'énergie facturée et les montants correspondants

Les pertes de production pour convenance du réseau (écrêtage ou déconnexion)

Les événements marquants du mois

Les éventuels manquements du producteur et les pénalités financières associées.

Un rapport annuel a également été réalisé pour l'année 2025 pour chacune des fermes photovoltaïques, présentant les indicateurs globaux (énergie comptabilisée, perte de production, écrêtage/découplage), selon le modèle transmis par la DPE.

Ci-dessous un extrait des rapports annuels pour MANASOLAR et MAHANA O HIUPE

MANASOLAR

I. Indicateurs globaux

Indicateurs	Annuels	
Énergie injectée	13 598.48	MWh
Énergie soutirée	292.4	MWh
Énergie facturée	13 306.1	MWh
Montant facturé	266 777 340	XPF HT

Perte de production pour convenance du réseau	
Nombre de jours avec perte de production ($SOC \geq 95\%$)	12 jours
Énergie perdue	35.72 MWh
Compteur Neff	3.32 heures
Dont indisponibilité du réseau	0.46 heures
Dont découplages/écrêtages	2.86 heures

II. Événements de l'année

- Écrêtages/découplages pour convenance du réseau :

Mois	Nombre de jours avec perte de production	Énergie perdue (MWh)	Compteur Neff (Heures)
Janvier	-	-	-
Février	-	-	-
Mars	-	-	-
Avril	2	16.6	1.543.167
Mai	-	-	-
Juin	-	-	-
Juillet	4	8.8	0.817
Août	3	1.1	0.104
Septembre	-	-	-
Octobre	1	0.3	0.028
Novembre	2	8.9	0.827
Décembre	-	-	-

Soit 3,32 heures seulement, alors que la franchise contractuelle est de 110 heures...

MAHANA O HIUPE

I. Indicateurs globaux

Indicateurs	Annuels	
Énergie injectée	15 607.9	MWh
Énergie soutirée	249.4	MWh
Énergie facturée	15 358.6	MWh
Montant facturé	268 622 216	XPF HT

Perte de production pour convenance du réseau

Nombre de jours avec perte de production (SOC $\geq$ 95%)	5 jours
Énergie perdue	30.14 MWh
Compteur Neff	2.828 heures
Dont indisponibilité du réseau	0.646 heures
Dont découplages/écrêtages	2.182 heures

II. Événements de l'année

• Écrêtages/découplages pour convenance du réseau :

Mois	Nombre de jours avec perte de production	Énergie perdue (MWh)	Compteur Neff (Heures)
Janvier	-	-	-
Février	-	-	-
Mars	-	-	-
Avril	2	23.10	2.167
Mai	-	-	-
Juin	-	-	-
Juillet	2	6.88	0.646
Août	-	-	-
Septembre	-	-	-
Octobre	1	0.16	0.015
Novembre	-	-	-
Décembre	-	-	-

Là encore, une durée de coupure de 2,83 heures, quand la franchise contractuelle est de 110 heures.

2.2. Développement outil EMS : Energy Management System

En parallèle, TEP a commencé à mettre en place un outil, permettant de suivre en temps réel les fermes photovoltaïques avec stockage.

Dans le cadre de ses missions de Responsable d'Équilibre (RE), TEP est tenue de fournir un rapport mensuel et annuel pour chaque producteur photovoltaïque, conformément aux attentes de l'arrêté n°62 CM.

Pour répondre à cette obligation et améliorer le pilotage ainsi que la centralisation des données, TEP a décidé de déployer un outil automatisé de suivi dédié. Cet outil permet :

- de centraliser les données de chaque ferme PV en temps réel ;
- de générer automatiquement les rapports mensuels et annuels pour chaque producteur ;
- de suivre la performance et les événements marquants de chaque installation.

Pour sa réalisation, TEP a fait appel à deux prestataires, Actia et Energy Pool, afin de favoriser la concurrence et garantir la meilleure qualité de service.

EMS ACTIA 70%

Coût de la prestation 10.8MXPF

- Mise en service de l'outil et déploiement opérationnel de l'outil en mars 2025
- Prise en main de l'outil par TEP en mars 2025
- Ajustements et développements toujours en cours sur certains éléments non bloquants (affichage graphique)
- Développement du module de génération automatisée des rapports en cours.

A titre d'exemple, visualisation de MAHANA O'HUPE sur l'interface de l'EMS :

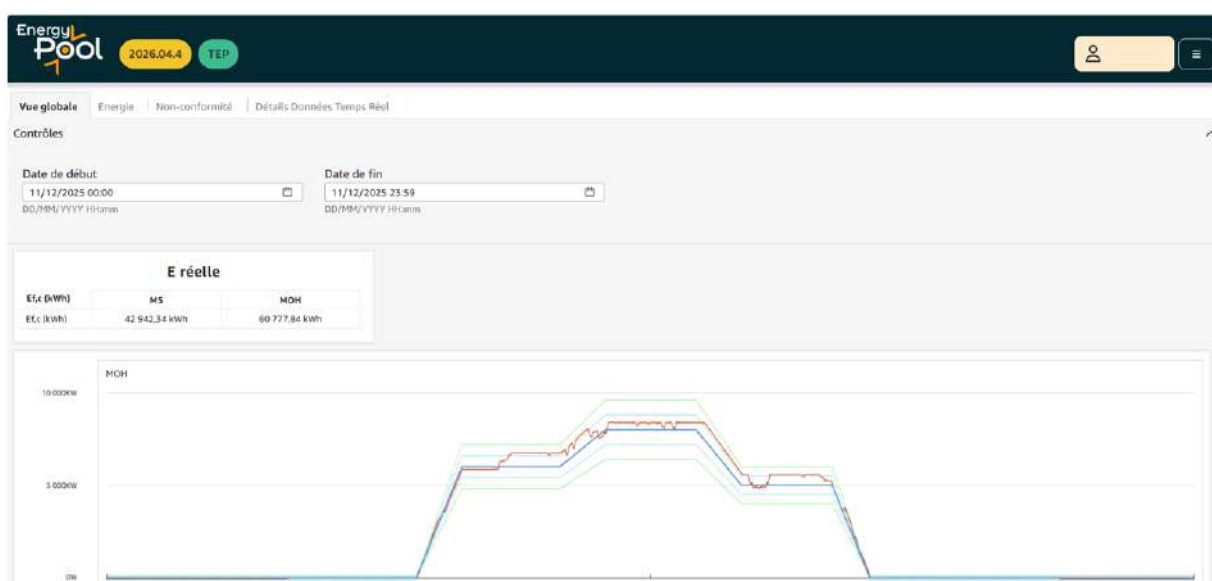


EMS ENERGY POOL 100%

Coût de la prestation 10.7MXPf

- Installation du matériel et communication à distance réalisés en août 2025 pour la récupération des données par Energy Pool.
- Suivi et échange mensuel sur les règles à appliqués conformément à la réglementation de l'A62CM
- Prise en main de l'outil par TEP en septembre 2025
- Développements complémentaires en cours afin d'intégrer l'ensemble des moyens de production au sein de l'outil. L'objectif final est de disposer d'un outil d'aide à la décision capable de proposer un schéma optimisé de placement d'énergie en fonction de leur disponibilité.

A titre d'exemple, visualisation de la courbe de production du 11/12/2025 pour MAHANA O'HIUPE sur l'interface de l'EMS :



2.3. Rachat de l'énergie des fermes photovoltaïques raccordées au réseau de transport :

Dans le cadre des contrats conclus avec les lauréats de l'AAP1, TEP assure le suivi administratif et contractuel du rachat de l'énergie produite par les fermes photovoltaïques raccordées au réseau de transport.

Le 1^{er} jour ouvré de chaque mois, TEP procède à la télérelève du compteur contractuel de chaque installation. Après vérifications, les données sont transmises au producteur pour l'établissement de la facture correspondante, sur la base du tarif fixé lors de l'appel à projets.

La facture émise par le producteur est ensuite transmise à EDT, en tant que consommateur final de l'énergie.

2.4. Suivi des pertes TEP sur le réseau de transport

Dans le cadre du suivi des pertes sur le réseau de transport, TEP procède également, le 1^{er} jour ouvré de chaque mois, à la télérelève des compteurs contractuels permettant de mesurer les flux de production et de consommation.

Ce suivi technique était déjà réalisé par TEP il y a quelques années maintenant. Depuis la mise en place du contrat de pertes avec EDT en mars 2025, ces calculs s'inscrivent désormais dans un cadre contractuel formalisé.

Après récolte de toutes les données, TEP procède au calcul des pertes, en analysant l'écart entre l'énergie injectée sur le réseau et l'énergie soutirée.

Il est à noter que certains compteurs, notamment ceux situés sur sites de production hydraulique en vallée, ne disposant pas de système de télérelève, font l'objet d'une relève manuelle sur site chaque 1^{er} jour ouvré du mois.

Ci-après figure un tableau récapitulatif des données mensuelles 2025 relatives aux énergies injectées, soutirées et aux pertes constatées sur le réseau de transport. La dernière ligne représentant le taux de pertes mensuel ainsi que le taux annuel moyen.

2025		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre		Total	Total Mars-Déc
Energie injectée sur le RT	MWh	42 021	38 916	43 351	42 788	42 583	39 832	38 624	38 656	38 342	40 669	38 614	41 735		486 132	405 194
Thermique	MWh	22 885	24 226	23 358	20 195	25 598	20 316	27 219	29 531	27 093	20 375	17 056	18 360	57%	276 213	229 101
Hydro	MWh	16 209	11 440	16 929	20 809	14 770	17 695	8 965	6 428	8 479	17 256	18 843	20 722	37%	178 543	150 895
Solaire	MWh	2 771	3 055	2 870	1 667	2 114	1 735	2 257	2 450	2 546	2 775	2 480	2 485	6%	29 206	26 435
Solaire issue de la distribution	MWh	144	179	156	96	90	61	165	229	208	236	194	115	0%	1 873	1 550
Putu Uira	MWh	12	17	30	14	3	20	14	13	10	21	36	48	0%	240	211
Poste TEP (aux TEP alimenté par dist)	MWh			7	6	7	5	5	5	5	6	5	6	0%	57	57
Energie soutirée du RT	MWh	41 187	38 482	42 594	41 946	41 795	39 145	37 945	37 986	37 610	39 838	37 880	40 964		477 371	397 702
Distribution	MWh	40 831	38 139	42 179	41 589	41 493	38 721	37 569	37 627	37 254	39 453	37 510	40 553	99,1%	472 917,9	393 948,3
Punaruu		9 690	8 909	9 966	9 861	10 040	9 171	8 821	8 781	8 623	9 242	8 902	9 525			
Tipaerui		8 679	7 430	9 251	8 978	8 928	8 322	8 083	8 129	8 038	8 684	8 167	8 638			
Vairaatoa		10 075	9 492	10 181	10 123	10 007	9 504	9 281	9 307	9 421	9 814	9 022	9 841			
Arue		4 701	4 425	4 961	4 818	4 805	4 439	4 296	4 341	4 208	4 462	4 255	4 837			
Papenoo aval		2 318	2 124	2 343	2 255	2 305	2 170	2 230	2 240	2 192	2 233	2 214	2 360			
Atimaono 30kV		1 334	1 231	1 403	1 300	1 059	1 213	1 208	1 199	1 208	1 230	1 179	1 336			
Atimaono 20kV		987	875	1 059	1 002	1 232	861	940	879	894	965	896	992			
Taravao		3 048	3 653	3 015	3 252	3 117	3 042	2 711	2 752	2 670	2 825	2 874	3 024			
Faatautia		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Thermique (aux directs)	MWh	189	188	209	170	139	213	169	168	168	196	156	186	0,45%	2 151,2	1 773,9
Hydro (aux directs)	MWh	25	29	25	17	27	21	39	49	38	22	16	16	0,07%	322,4	268,6
Solaire (aux directs)	MWh	48	46	43	43	43	57	53	39	50	38	41	41	0,11%	541,8	448,4
Putu Uira (charge et aux)	MWh	96	80	107	97	63	104	88	77	73	102	132	140	0,24%	1 160,0	984,7
Postes TEP (aux gene)	MWh			30	31	29	28	27	26	26	27	25	29	0,06%	278,1	278,1
Autre poste TEP (aux tep facturation Mnu)	MWh	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	0,01%	66	54
Pertes TEP Transport	MWh	834	434	758	843	788	687	679	670	732	831	734	770		8 761	7 492
Liaisons, TR et aux TEP (aux gene)		1,98%	1,12%	1,75%	1,97%	1,85%	1,72%	1,76%	1,73%	1,91%	2,04%	1,90%	1,85%		1,80%	1,85%

Sur l'ensemble de l'année 2025, on comptabilise un taux moyen de pertes de 1,80%.

Sur la période contractuelle (à compter de mars 2025), le taux moyen de pertes s'élève à 1,85%.

2.5. Demandes de raccordement des installations photovoltaïques – AAP tranche 2 :

À la suite du premier appel à projets lancé par le Pays, un deuxième appel à projets (AAP tranche 2) a été ouvert le 12 février 2025, avec une date limite de remise des candidatures fixée au 4 août 2025.

Dans ce cadre, la TEP a été sollicitée par plusieurs candidats pour l'établissement de propositions techniques et financières (PTF) relatives au raccordement de leurs projets au réseau de transport.

Propositions techniques et financières réalisées :

Deux candidats ont sollicité la TEP :

Pacific ENR, pour un projet de raccordement de 6 MWc situé sur la commune de Mahina ;

SUNZIL Polynésie Services, pour deux projets distincts situés à Papara :

- PAPARA 1 avec une centrale photovoltaïque de 13 MWc ;
- PAPARA 2 avec une centrale photovoltaïque de 6 MWc.

Ces deux projets sont implantés sur des parcelles distinctes, bien que situées côte à côte.

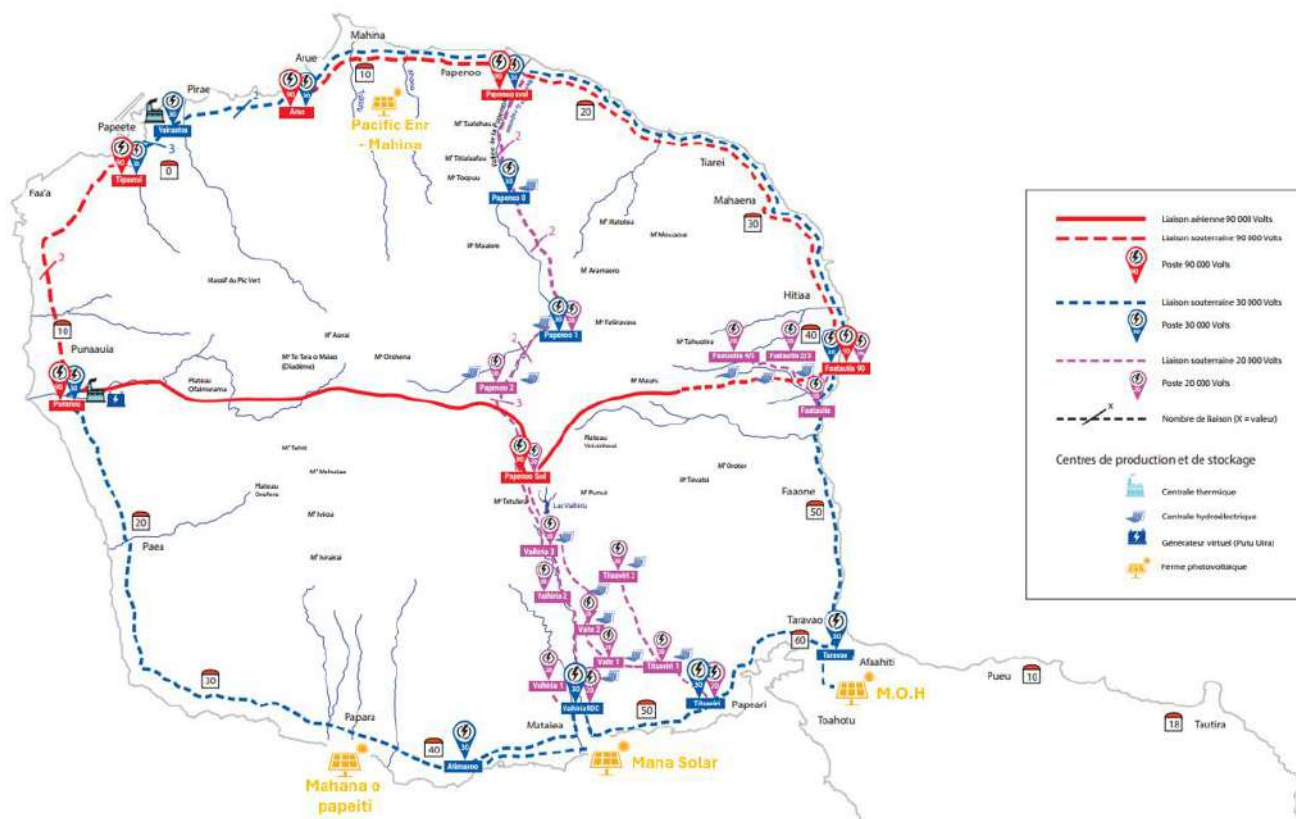
Désignation des lauréats de l'AAP2 :

À l'issue de la procédure, 4 projets ont été désignés lauréats :

Candidat	Nom du projet	Localisation	Puissance (MWc)	Raccordé sur réseau
Pacific ENR	Pacific ENR Mahina	MAHINA	6,692	Transport
Engie Renouvelables Polynésie	Papara Chèvres	PAPARA	5,0	Distribution
Engie Renouvelables Polynésie	EDT Puurai	FAAA	1,042	Distribution
Sunzil Polynésie Services	Mahana O Papeiti	PAPARA	6,544	Transport

Il est à noter que le projet lauréat Sunzil (6,54 MWc) correspond au projet PAPARA 2 (6 MWc) mentionné précédemment. Le projet PAPARA 1 de 13 MWc présenté par Sunzil n'a pas été retenu.

La carte ci-dessous présente les centrales photovoltaïques raccordées au réseau de transport, incluant les anciens lauréats de l'AAP1 et les deux nouveaux lauréats de l'AAP2 sur l'île de Tahiti.



Suite des opérations :

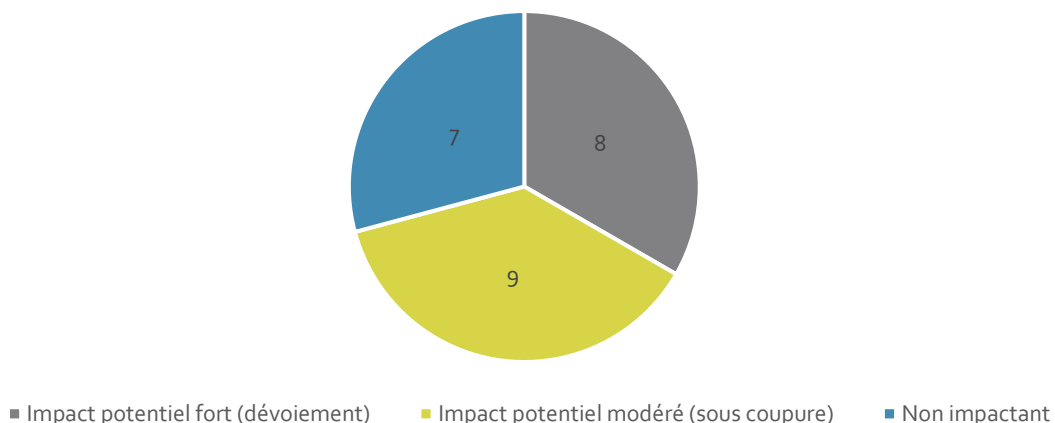
La prochaine étape concerne le raccordement au réseau de transport des deux projets lauréats concernés. Elle débutera par l'élaboration et la signature des conventions de raccordement et d'exploitation, suivies de la réalisation des travaux, des essais et de la mise en service des installations.

2.6. Dévoiements et travaux tiers impactant le réseau TEP

Activités sur 2025

La transmission des plans des réseaux TEP dans le cadre de projets par un tiers :

Demandes de transmission de plans de réseaux TEP



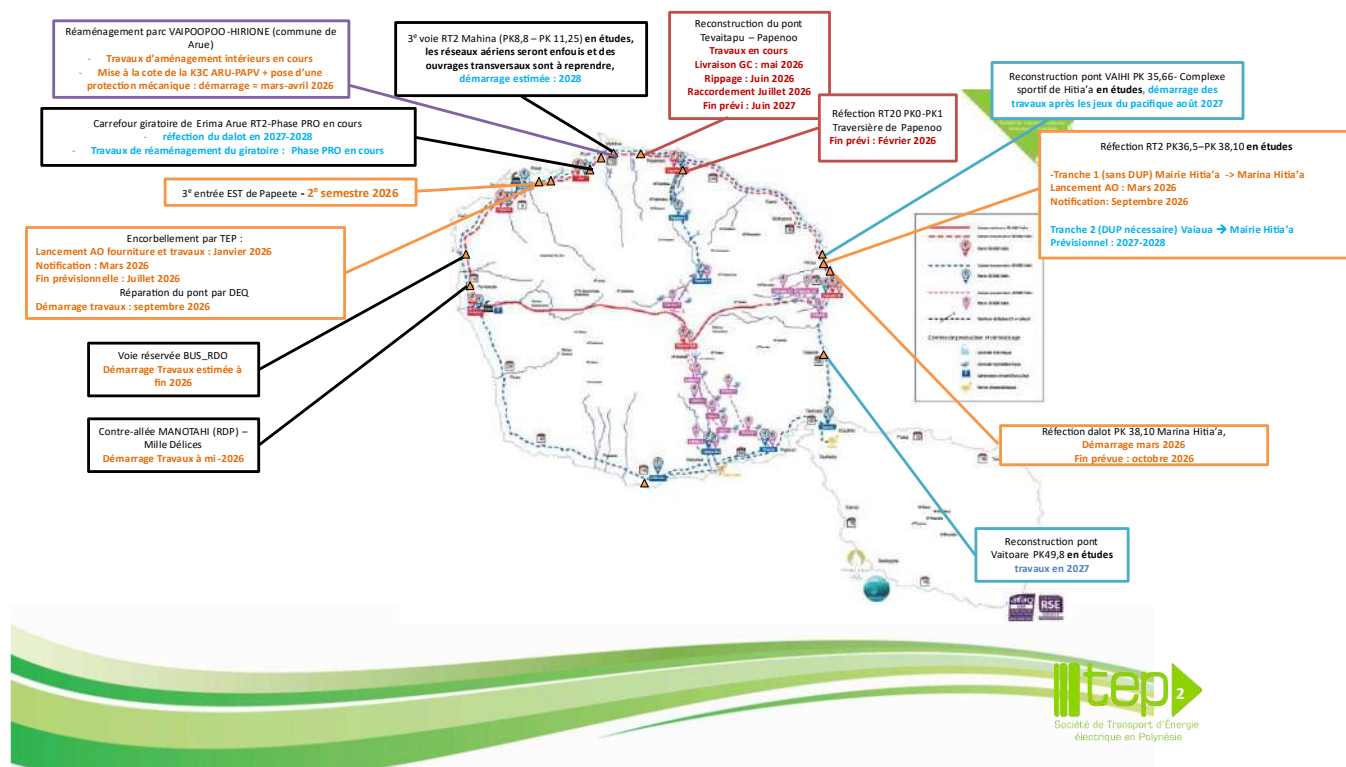
Le tiers ayant un projet de construction impliquant potentiellement le réseau TEP, nous adresse une demande de transmission des plans de nos réseaux susceptibles de se trouver dans l'emprise des futurs travaux.

Une étude d'impact est alors lancée selon le potentiel impact :

TECHNIQUE
ECONOMIQUE
ECOLOGIQUE
CONTINUITE DE SERVICE

Afin d'éviter les surcoûts et anticiper au maximum les impacts, TEP et le tiers modélisent le projet en phase « Etudes ». Le tiers est accompagné tout au long du projet, tout le temps qu'il implique le réseau TEP.

La Direction de l'Équipement est le principal maître d'ouvrage ayant des travaux impactant le réseau TEP
Cartographie des projets avec impacts avérés :



Cartographier permet de modéliser un programme de coupure (indisponibilité réseau) et de dévoiements de 2025 à 2028.

Dévoiements du réseau TEP réalisés :

Reconstruction du pont de la rivière VAIAUA

Maîtrise d'Ouvrage : **Direction de l'Équipement**

Maîtrise d'œuvre : H2O Ingénierie

Localisation : PK 36.5 – RT2 / Commune de Hitia'a

Liaisons impactées : PAPV-FAAT 90 ; PAPV-FAAT 30 (HTA / HTB / FO)

Durée des travaux TEP y/c Génie Civil (forage dirigé et chambres) : 4 mois

Date de remise en service : Février 2025

Budget : **41,7 MXP**

La Direction de l'Équipement a sollicité TEP dans le cadre de son projet de reconstruction du Pont de la rivière VAIAUA pour réaliser le dévoiement des réseaux pris dans l'emprise du projet. Elle assume les travaux de VRD et de raccordement.

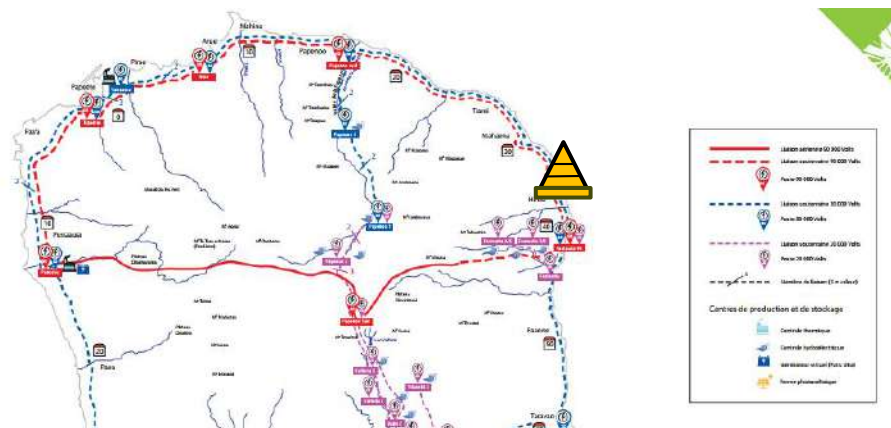


Figure 1 - Jonctions HTB 90kV



Figure 2 - Pont de la rivière VAÏAUA après travaux

Difficultés rencontrées :

- Chaussée étroite qui rend difficile le passage de tous les réseaux et l'implantation des pieux du futur pont
- Temps d'approvisionnement et la MO spécialisée extérieure
- Radier des chambres, posé peu profond
- Besoin constant d'épuisement de l'eau dans les chambres pendant les travaux (proximité avec la mer)
- Rigidité de manœuvre des câbles 90kV – 630mm²

Remplacement de la Conduite Forcée VAH3

Maîtrise d'Ouvrage : **MARAMA NUI**

Maîtrise d'œuvre : MANTA Polynésie – Ingénierie et Conseil

Localisation : Vallée de Vaihiria – Rte Traversière / Commune de Teva i Uta

Liaisons impactées : VAH2-PSUD ; VAH3-PSUD (HTA)

Longueur dévoiement : 160 ml

Durée des travaux y/c GC : 5 mois

Date de remise en service : Mars 2025

Budget : **5,7 MXPF**

C'est dans le cadre du Projet de renouvellement de la conduite forcée du Producteur MARAMA NUI, située dans la zone de la centrale Vaihiria 3 ; que nous avons été sollicités pour dévier 2 liaisons torsadées aériennes, ce qui permettra de laisser la place aux infrastructures dont ils auront besoin.

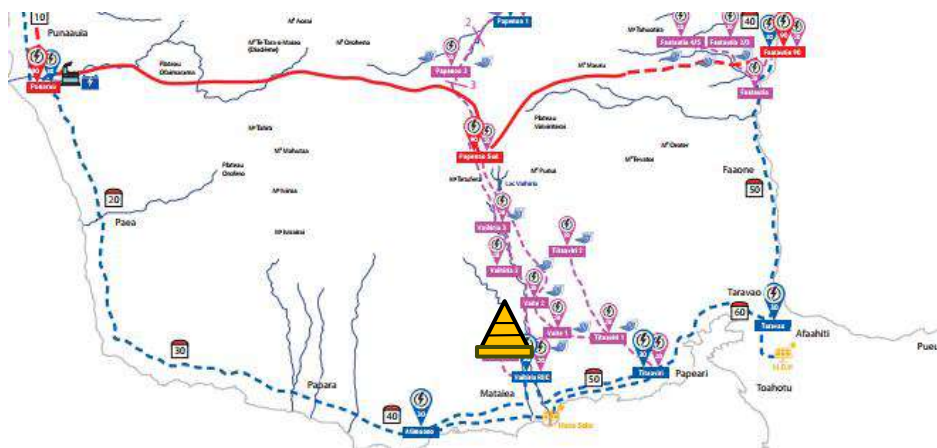


Figure 3 - Zone de dévoiement en plein vallée / Vaihiria



Figure 4 - Réalisation d'une structure autoportée / Passage de la rivière

Difficultés rencontrées :

- Conditions météorologiques
- Moyens de communication restreint
- Blocage de la voie de circulation fréquentée nécessaire
- Coactivité avec le Maître d'Ouvrage du Projet

Les travaux de dévoiement ont permis à TEP de renouveler un tronçon de 130 ml de VAH2-PSUD et 160ml de VAH3-PSUD dont 2 x 115 ml de câble torsadé posé en aérien, prévu pour le franchissement de la rivière. Aujourd'hui, le passage se fait par encorbellement autoporté au droit du « Pont des Fuites du lac » sur la RT. La contrainte météorologique n'existe plus sur ce tronçon.

Ils ont permis également d'anticiper sur le projet de renouvellement des liaisons en vallée : Pose de réserves, etc.

DALOT PK 32.37 – Papara (Marché réfection de 4 dalots c/ouest)

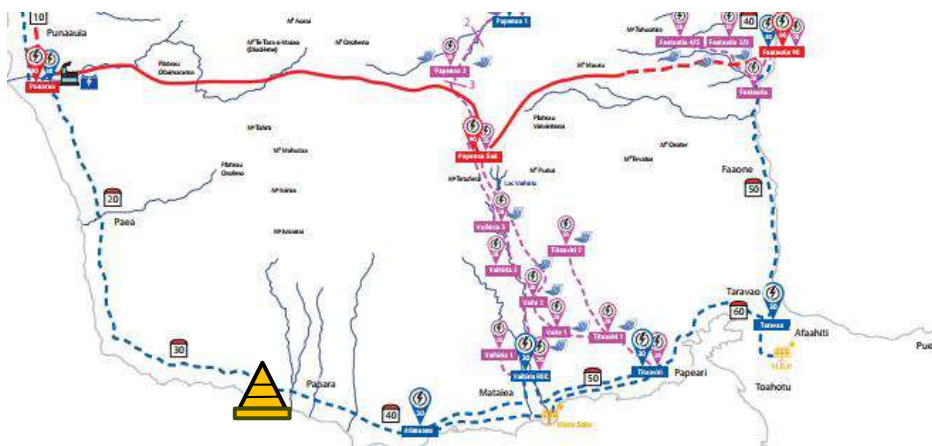
Maîtrise d'Ouvrage : **Direction de l'Équipement**

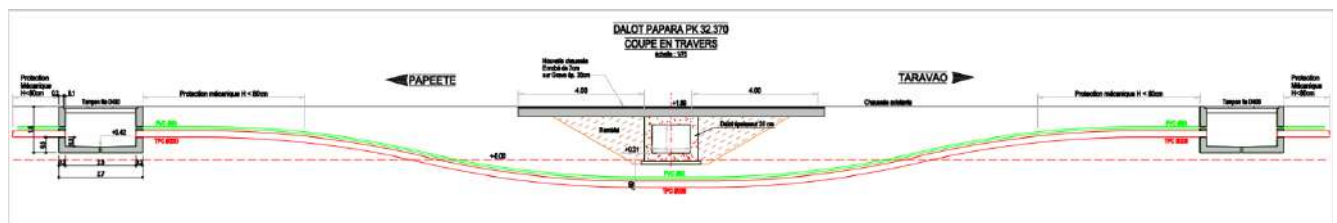
Maîtrise d'œuvre : INFRA+
Localisation : RT1 Ouest – PK 32.37 / Commune de Papara
Liaisons impactées : ATI-PUN 30kV (HTA / FO)
Longueur dévoiement : 70 ml
Durée des travaux y/c GC : 6mois
Date de remise en service : Juin 2025

Budget : **2,9 MXPF**

Dans le cadre du Projet de « réfection de dalots sur la RT1 Ouest », dont le présent est situé au PK 37.7 – Papara / Restaurant NUUTERE, la Direction de l'Équipement a besoin que TEP dévoie son réseau. Il s'agit du 4^e dévoiement de cette liaison depuis 2024 :

- Reconstruction du pont de VAIAOA PK 18 – Punaauia
- Reconstruction du dalot PK 25.49 – Paea
- Reconstruction du pont de TEPUNA PK 37.7– Papara





Difficultés rencontrées :

- Proximité avec la mer
- Besoin constant d'épuisement de l'eau présent dans les chambres pour réaliser les travaux
- Proximité avec le Trafic routier
- Coactivité entre prestataires

2.7. Dévoiements des réseaux TEP en cours / à venir :

Reconstruction du pont de la rivière Tevaitapu

Maîtrise d'Ouvrage : **Direction de l'Équipement**

Maîtrise d'œuvre : INFRA+

Localisation : RT2 Est / Commune de Papeenoo

Liaisons impactées : ARU-PAPV 90 ; ARU-PAPV 30 (HTA / HTB / FO)

Longueur dévoiement : 170 ml

Durée prévisionnelle des travaux y/c GC : 5mois

Date de remise en service prévisionnelle : Juillet 2026

Budget : **59,6 MXPF**

Dans le cadre de la reconstruction du pont de la rivière Tevaitapu au PK 15 c'est, le Maître d'Ouvrage sollicite TEP pour réaliser le dévoiement de son réseau posé en encorbellement c/amont. Il s'agit du même cas que le dévoiement réalisé en 2025 sur VAIAUA PK 36.5 (voir au précédent paragraphe).

La principale difficulté est le type de câble impacté : du câble 90kV en 630mm² de section qui nécessite de poser de très grandes chambres de 9ml de long sur un encombrement étriqué. Actuellement les travaux GC sont en cours.

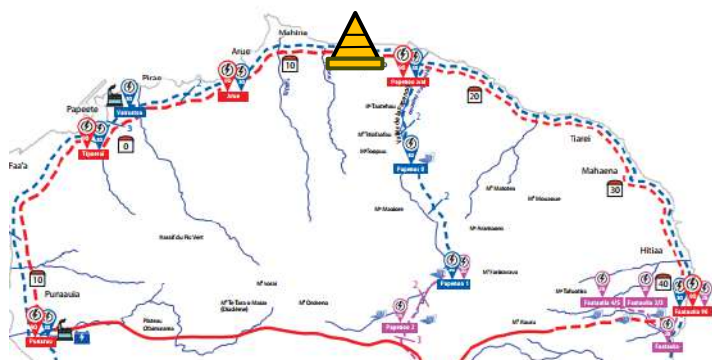


Figure 8 - Travaux de sondage des réseaux



Figure 9 - Pont de la rivière Tevaitapu

Difficultés rencontrées :

- Proximité avec la mer, le trafic routier
- Coactivité entre prestataires
- Temps d'approvisionnement et la MO spécialisée extérieure
- Rigidité de manœuvre des câbles 90kV – 630mm²
- Espace limité de l'accotement : les chambres TEP nécessite une signalisation routière spécifique (alternat)

Réaménagement de la RT2 Mahina tranche 2 (dévoisement à la suite d'un incident) PK 11.2 – Pont Ahonu

Maîtrise d'Ouvrage : **Direction de l'Équipement**

Maîtrise d'œuvre : H2O Ingénierie

Localisation : RT2 Est / PK 11.2 – Pont de la rivière Ahonu / Commune de Mahina

Liaisons impactées : ARU-PAPV 90kV ; ARU-PAPV 30kV (HTB / HTA / FO)

Longueur dévoiement : 15 ml

Durée des travaux y/c GC : 3 mois

Date de remise en service : Octobre 2025

Budget : **2 MXPF**

À la suite d'un incident survenu lors de travaux à proximité du réseau TEP, au PK 12.3, l'entreprise titulaire du marché lancé par la DEQ a blessé notre liaison Fibre Optique reliant ARUE et PAPENOO.

Des travaux de dévoiement ont été nécessaires pour remettre en service la liaison Fibre Optique. Une levée de réserves est prévue en 2026 avec notre prestataire en Fibre Optique.

Figure 10 - Lieu de l'incident / constat sur site

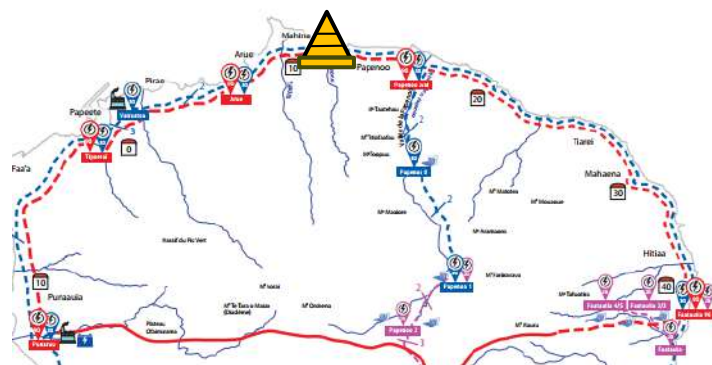


Figure 11 - Travaux de dévoiement en cours

Difficultés rencontrées :

- Proximité avec le trafic routier
- Coactivité entre prestataires
- Mobilisation d'agents TEP
- Impact sur la conduite du réseau
- Travaux à impact modéré réalisés :

Gare routière de Outumaoro

Maîtrise d'Ouvrage : **Direction des Transports Terrestres**

Maîtrise d'œuvre : ETIK

Localisation : RT1 Ouest / Commune de Punaauia

Liaisons impactées : TEP 5 (PUN-TIP 90 / FO)

Moyen(s) TEP mobilisé(s) / Dispositions : Mobilisation d'un surveillant électrique

Dans le cadre du projet de construction de la gare routière de Outumaoro – Commune de Punaauia, TEP a été sollicité pour la mise en œuvre de la solution de mise à la cote d'une chambre K1C, lui appartenant, pour les besoins du projet de la DTT.



Figure 10 - K1C TEP impactée (mise à la cote)

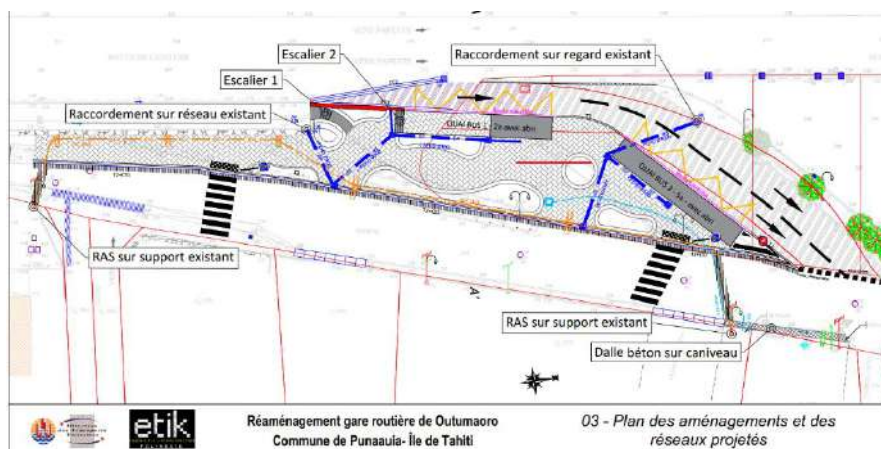
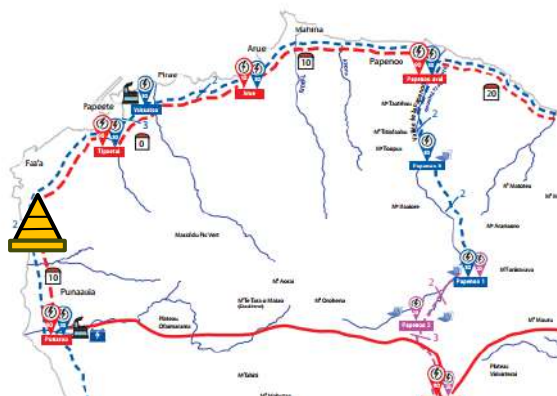


Figure 11 - Plan aménagements et réseaux projetés



Maîtrise d'Ouvrage : **Direction de l'Équipement**

Maîtrise d'œuvre : H2O Ingénierie

Localisation : RT2 Est / PK 11.2 – Pont de la rivière Ahonu / Commune de Mahina

Liaisons impactées : ARU-PAPV 90kV ; ARU-PAPV 30kV (HTB / HTA / FO)

Moyen(s) TEP mobilisé(s) / Dispositions : Mobilisation d'un agent d'exploitation pour l'identification / Coupure du réseau

Ce projet est mentionné dans le paragraphe précédent pour l'incident sur la liaison FO TEP qui a nécessité un dévoiement, il a sollicité TEP également sur une zone pour travaux à proximité et identification visuelle des réseaux TEP (la reconstruction du dalot AHAVINI au PK11,9.

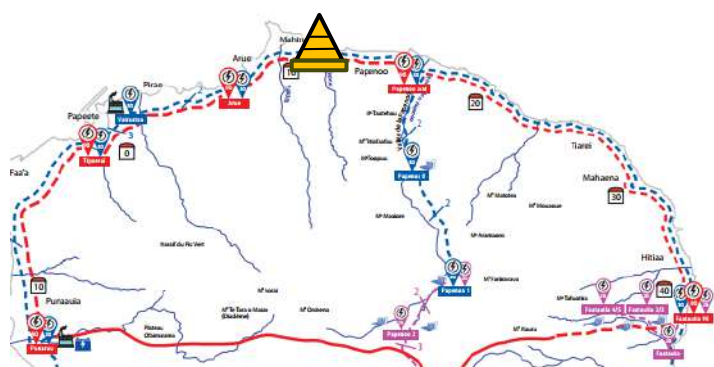


Figure 12 - Dalot Ahavini au PK 11.9



Figure 13 - Réseau découvert à identifier

Difficultés rencontrées :

- Proximité avec le trafic routier
- Coactivité entre prestataires
- Mobilisation d'agents TEP

Maîtrise d'Ouvrage : **Direction de l'Équipement**

Maîtrise d'œuvre : H2O Ingénierie

Localisation : RT20 Rte traversière / Commune de Papenoo

Liaisons impactées : PAPV-PAP0 n°1 et n°2 (HTA / FO)

Moyen(s) TEP mobilisé(s) / Dispositions : Mobilisation d'agent d'exploitation TEP / Coupure du réseau durant 1 mois

Le Projet de réfection mené par la DEQ nous a été présenté, tardivement, en phase travaux. Ce qui a généré un réaménagement de planning et parfois une surcharge sur le plan de charge de TEP. Leur concernant : du retard sur leur planning d'exécution.

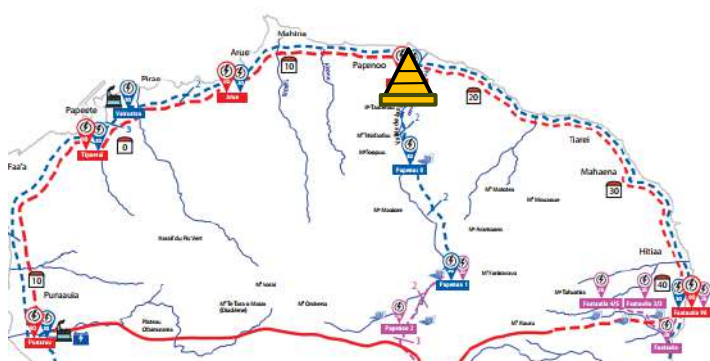


Figure 14 – Pose réseau EP en parallèle et à proximité du réseau TEP

Difficultés rencontrées :

- Proximité avec le trafic routier
- Pas d'anticipation de la part du MOA et de son MOE
- Conditions météorologiques
- Mobilisation d'agents TEP

2.8. Travaux à poursuivre et à venir sur 2026 :

Fourniture et réalisation d'une structure autoportée sur le pont de la Fautau (DEQ)

Reconstruction du pont de la rivière Fautau (DEQ) : Fin prévisionnelle → juillet 2026

Des travaux de réparation du pont de la rivière Fautau sur la RT7 étant programmés, la DEQ a demandé à TEP de désolidariser la structure porteuse de ses câbles, structure qui est aujourd'hui accrochée en encorbellement au tablier du pont.

TEP a donc entamé des travaux de modification de cette structure en encorbellement (réduction de section, désolidarisation, création d'une structure autoportée).



Figure 15 - Encorbellement modifié

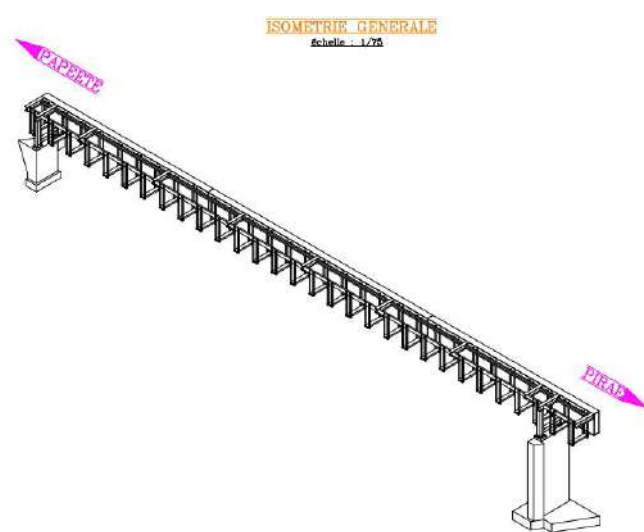


Figure 16 - Géométrie de la structure autoportée

Marché n°884/C/26 lancé fin 2025.

Statut actuel : Consultation en cours

Fin de travaux prévisionnel : Fin juillet 2026

Budget : **65 MXPF**

Reconstruction du dalot PK 38.10 – Commune de Hitia'a:

Maîtrise d'Ouvrage : **Direction de l'Équipement**

Maîtrise d'œuvre : H2O Ingénierie

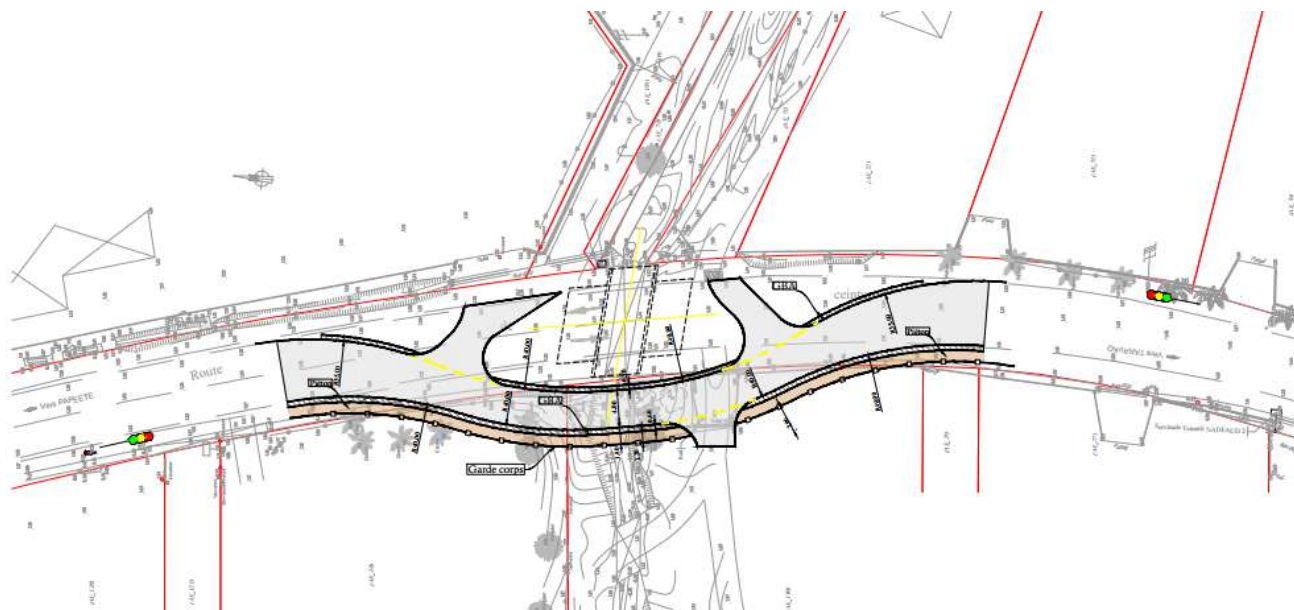
Localisation : RT2 Est PK 38.10 / Commune de Hitia'a

Liaisons impactées : PAPV-FAAT 90 ; PAPV-FAAT 30 (HTA / HTB / FO)

Apriori, la reconstruction du dalot impacte le réseau TEP.

La période de préparation en cours (travaux préparatoires), va déterminer la solution technique à envisager (du pire au meilleur des cas) :

Dévoisement des réseaux TEP
Approfondissement des réseaux TEP
Protection mécanique des réseaux TEP
Pas d'incidence sur les réseaux TEP



Réfection de la RT 2 Est Tranche 1 – Commune de Hitia'a (PK 37.3 – PK 38.10)

Maîtrise d'Ouvrage : **Direction de l'Équipement**

Maîtrise d'œuvre : H2O Ingénierie

Localisation : RT2 Est 36.5 – PK 38.10 / Commune de Hitia'a

Liaisons impactées : PAPV-FAAT 90 ; PAPV-FAAT 30 (HTA / HTB / FO)

Estimation du montant des travaux : 41.6 MXPF

Début prévisionnel des travaux : Septembre 2026



IV- Exploitation du réseau de transport

Le service exploitation oriente ses activités selon trois grands axes qui sont : la gestion des accès au réseau de transport, la gestion des incidents en temps réel, et le traitement des DICT.

4.1. Gestion des accès au réseau de transport

En 2025, après la mise en service de la boucle nord 90 kV, TEP a poursuivi la mise en service des nouveaux ouvrages sur le réseau de transport. Sur le réseau 30 kV, TEP a terminé la liaison qui a permis de mettre en coupure d'artère le Pose De Livraison « MANA SOLAR », entre les postes 30 kV ATIMAONO et TITAAVIRI. Les coupures pour travaux à proximité ou les dévoiements ont aussi occupé une bonne partie de notre planning de coupure (Pont VAIAUA ,etc.)

L'année 2025 a également été un défi sur la gestion des accès, et mises en sécurité, pour les travaux impactant les producteurs solaires, qui avaient encore besoin d'accompagnement, notamment sur les règles de sécurité et d'exploitation en points frontière.

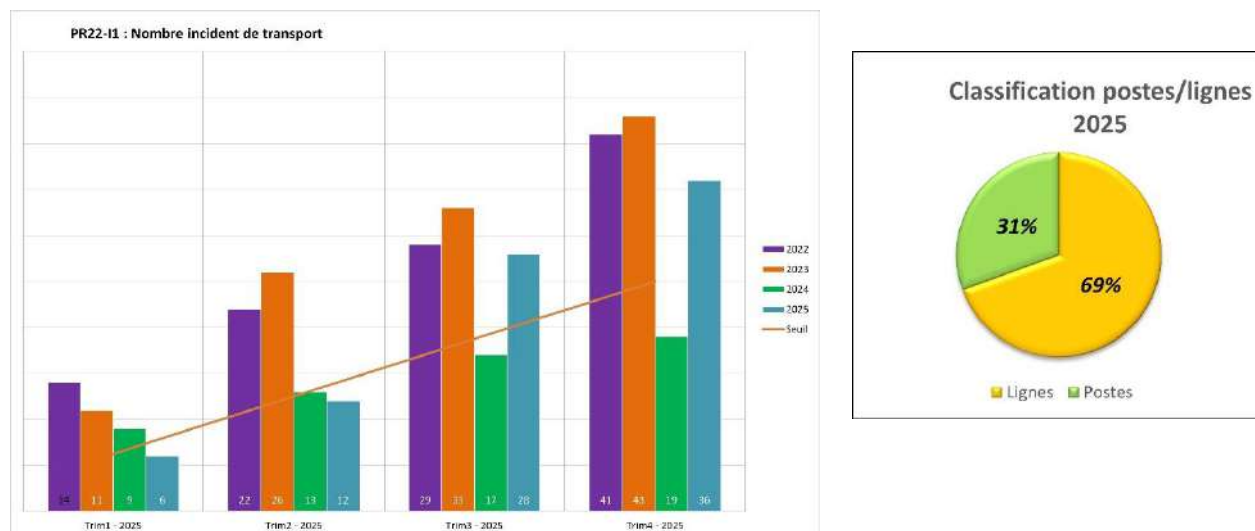


Double jeu de barres 30kV au poste ARUE



4.2. Traitement des incidents du Réseau Public de Transport en 2025

Certaines lignes du réseau de transport sont en fin de vie, notamment dans la vallée de VAIHIRIA. Ces incidents sur les lignes représentent 69% des incidents sur le RPT.

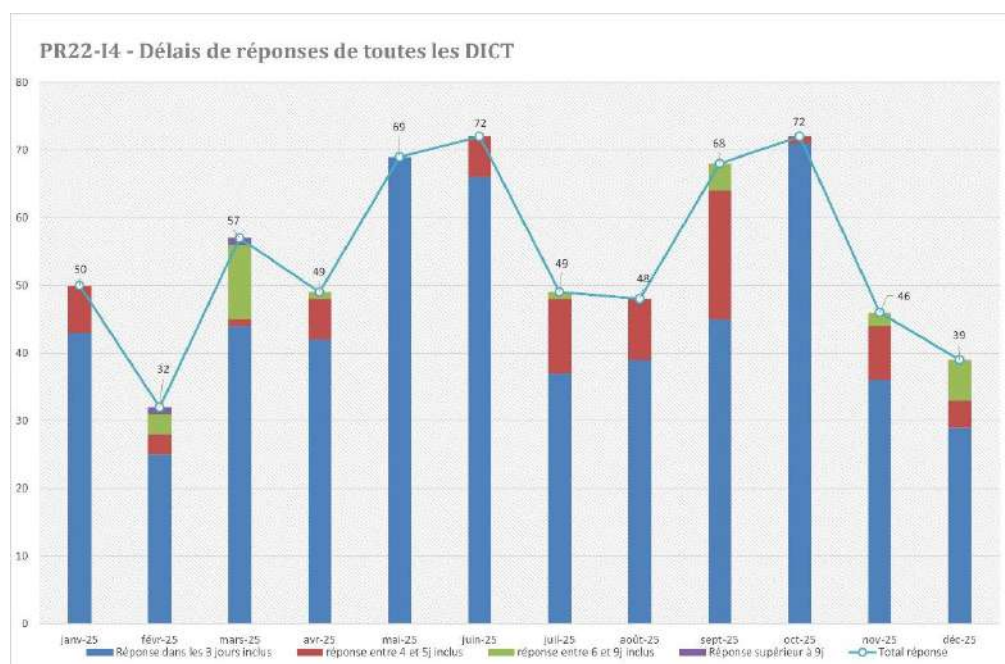


Répartition des incidents postes et lignes

Graphique de report des incidents entre 2021 et 2024.

4.3. Déclaration d'intention de commencement de travaux (DICT)

Le dernier axe est la gestion des Déclarations d'Intention de Commencement de Travaux, avec une augmentation de 11.6% des demandes entre 2024 et 2025. L'arrivée du nouvel agent en charge des DICT à permis d'améliorer nos délais de traitement des demandes dans les 3 jours dès réception, passant de 79% en 2024 à 84% en 2025. Notre priorité reste de contribuer à la sécurité de toute entreprise travaillant sur le domaine public en répondant dans les meilleurs délais aux DICT.



Graphique des délais de traitement des DICT sur l'année 2025.

V- Conduite du réseau de transport

5.1. Généralités

Le service de Conduite occupe une position centrale dans la gestion du Réseau Public de Transport (**RPT**). Il constitue l'organe opérationnel chargé de la supervision en temps réel du réseau, garantissant à chaque instant l'équilibre, la stabilité et la sécurité de l'acheminement de l'électricité sur l'ensemble du périmètre géré par TEP.

Au quotidien, les équipes de conduite assurent la gestion dynamique des flux d'énergie, en tenant compte des variations permanentes de la production et de la consommation. Leur mission s'inscrit dans un environnement de plus en plus complexe, marqué par la diversification des sources d'énergie, l'augmentation de la part des énergies renouvelables et l'exigence accrue de fiabilité du système électrique.

Les principales missions du service de Conduite sont :

- **Surveillance permanente et pilotage du réseau**, à travers des outils de supervision performants permettant d'anticiper les dérives, de prévenir les incidents et d'intervenir rapidement en cas d'anomalie.
- **Gestion en temps réel des flux**, afin de maintenir l'équilibre instantané entre production et consommation, condition indispensable à la stabilité de fréquence et de tension du réseau.
- **Optimisation de l'insertion des différentes sources d'énergie** (thermique, hydraulique, photovoltaïque), en lien étroit avec le gestionnaire de l'équilibre, pour assurer une exploitation économiquement et techniquement optimale.
- **Coordination des interventions sur le réseau**, qu'il s'agisse d'opérations programmées (travaux, maintenances) ou d'actions curatives à la suite d'incidents.
- **Gestion des incidents et rétablissement du service**, avec pour objectif de limiter au maximum l'impact sur les utilisateurs et de réduire les temps d'indisponibilité.
- **Mise en service et intégration des nouvelles infrastructures**, telles que les postes électriques et les fermes de production renouvelable, accompagnant ainsi l'évolution et la modernisation du réseau.

Par son action continue, le service de Conduite garantit la stabilité et la fiabilité du RPT.

L'année 2025 est la cinquième année consécutive, depuis la reprise de la gestion du Réseau Public de Transport. Ce cap illustre la consolidation progressive des méthodes d'exploitation, la montée en maturité des équipes, et le renforcement des outils de pilotage.

Cette année représente également le troisième anniversaire de la mission de Responsable d'Équilibre (RE) confiée à TEP. Cette responsabilité engage particulièrement l'entreprise, sur sa capacité à garantir l'équilibre global du système électrique, en coordination avec l'ensemble des acteurs concernés.

Dans ce contexte, l'équipe de Conduite a dû poursuivre l'adaptation de ses pratiques aux évolutions structurelles du réseau, tant sur le plan technique qu'organisationnel.

5.2. Pilotage des deux fermes solaires raccordées au réseau de transport

L'intégration des deux fermes solaires raccordées au réseau de transport a constitué un enjeu majeur pour l'exploitation du RPT. Ces nouvelles capacités de production renouvelable représentent une avancée

significative pour la transition énergétique du territoire, mais elles induisent également de nouvelles contraintes opérationnelles.

La production photovoltaïque est par nature intermittente et dépendante des conditions météorologiques. Cette variabilité impose une gestion beaucoup plus fine et réactive du réseau.

Les principales contraintes identifiées ont été :

- **L'intermittence de la production solaire**, nécessitant un suivi en temps réel particulièrement attentif et des ajustements dynamiques de la répartition de charge.
- **La coordination étroite avec le dispatching d'EDT ENGIE, Gestionnaire d'Équilibre (GE)**, afin de garantir une injection maîtrisée de l'énergie produite, et d'éviter tout déséquilibre sur le réseau de transport.
- **L'adaptation des outils de supervision**, incluant le déploiement ou l'amélioration d'algorithmes de prévision et d'optimisation, permettant d'anticiper les variations de production.

Cette intégration a nécessité une montée en compétence des équipes, tant sur le plan technique que sur l'analyse des données de production. Grâce à cette adaptation progressive des procédures et des outils, l'insertion des capacités solaires s'est opérée dans des conditions satisfaisantes, contribuant à renforcer la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique, tout en maintenant la sécurité du système.

2. Renforcement du dialogue avec le gestionnaire de l'équilibre pour le placement des énergies

L'augmentation de la part des énergies renouvelables a profondément transformé les modalités de pilotage de l'équilibre entre production et consommation. La variabilité accrue impose une coordination renforcée entre les différents acteurs du système électrique.

Dans ce cadre, le service Conduite a intensifié son dialogue avec le gestionnaire de l'équilibre, afin d'optimiser le placement des énergies disponibles.

Les principaux défis ont été :

- **L'évolution des stratégies de placement de l'énergie**, avec une priorisation plus fine des moyens de production en fonction de la demande, des contraintes réseau et des prévisions météorologiques.
- **Une coordination accrue entre les acteurs du réseau**, impliquant des échanges plus fréquents, des ajustements en temps réel et des décisions rapides pour éviter congestions, pertes d'énergie ou risques pour la stabilité du système.
- **L'adaptation permanente des plans de production**, afin de garantir un approvisionnement fiable malgré les fluctuations parfois brutales de la production renouvelable.

Ce renforcement du dialogue opérationnel a permis d'améliorer la réactivité collective, et de consolider la maîtrise de l'équilibre global du réseau.

5.3. Suivi de la performance – Indicateurs de conduite

Afin de mesurer et d'objectiver la performance du service Conduite, plusieurs indicateurs structurants sont suivis et analysés régulièrement.

Taux de Pertes

Le Taux de Pertes permet d'évaluer l'efficacité du réseau de transport. Il est calculé à partir :

- De l'énergie injectée sur le réseau de transport ;
- De l'énergie soutirée du réseau.

L'écart observé reflète les pertes techniques inhérentes au transit de l'électricité. Le suivi de cet indicateur permet d'identifier d'éventuelles dérives et d'optimiser les conditions d'exploitation.

Énergie Non Distribuée (END)

L'END mesure l'impact énergétique des incidents. Son calcul repose sur :

- La durée de chaque coupure ;
- La puissance interrompue au moment du défaut.

Cet indicateur permet de quantifier précisément les conséquences des incidents sur la continuité d'alimentation.

Temps de Coupure Équivalent (TCE)

Depuis 2023, un nouvel indicateur a été mis en place : le Temps de Coupure Équivalent (TCE), en remplacement du Temps Moyen de Coupure (TMC).

Le TCE est calculé à partir de l'END de chaque coupure, pondérée par la puissance moyenne transitant sur le réseau. Il offre une vision plus représentative de l'impact réel des incidents sur le système de transport.

Cet indicateur est comparable au TMC (Temps Moyen de Coupure par Client), publié par le Distributeur d'Électricité, permettant ainsi de mettre en perspective la performance du transport par rapport à celle de la distribution.

Rappel des définitions :

ED	Energie Distribuée = énergie fournie aux transformateurs abaisseurs de la distribution
PMDA	Puissance Moyenne Distribuée Annuelle (année N) = ED (année N-1) / nb heures annuelles (année N-1)
END	Energie Non Distribuée = Puissance coupée x Temps de coupure
TCE	Temps de Coupure Equivalent = END / PMDA

5.4. Production

La puissance du parc de production raccordé directement au RPT en fin d'année 2025 est de **205 MW**. Elle se divise en **133 MW** d'origine thermique (*centrales de Punaruu et de Vairaatoa*), **50 MW** d'origine hydraulique (*centrales situées dans les vallées de VAITE, TITAAVIRI, PAPENOO, FAATAUTIA et VAIHIRIA*) et **21 MW** d'origine solaire (Mahana o hiupe et Manasolar raccordées au RPT fin 2024)

205 MW :
puissance
directement
raccordée
au RPT



~ 65%
Thermique

Punaruu
Vairaatoa



~ 25 %
Hydroélectricité

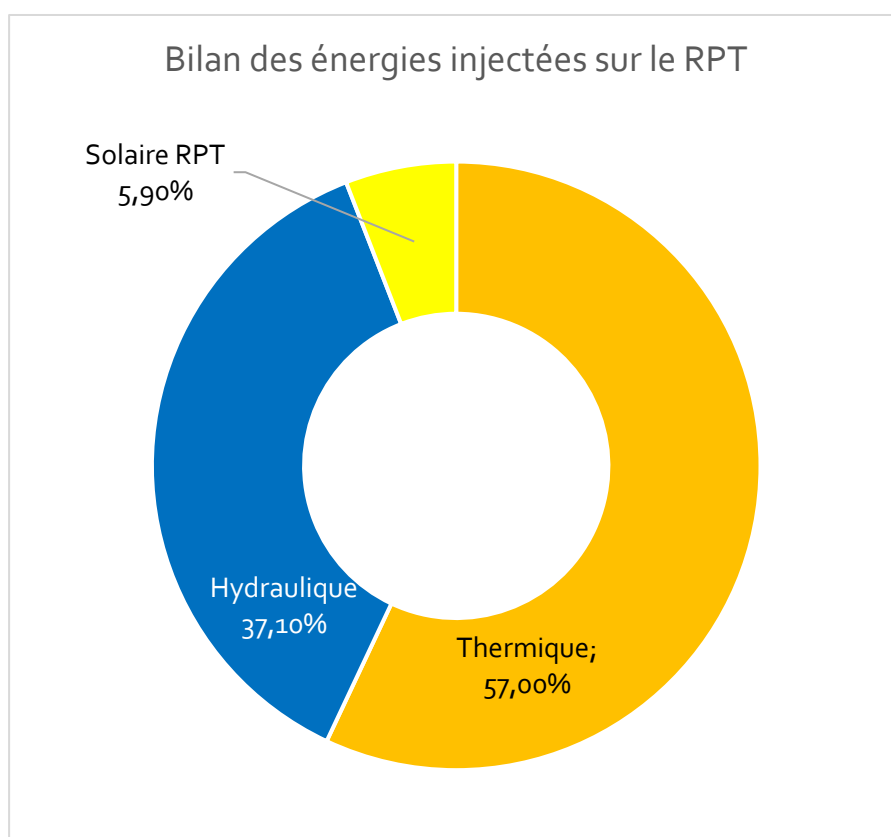
5 vallées



~ 25 % (soit ~ 21 MW)
raccordées aux RPT et
~ 30 MWe raccordées aux
RPD
Absorption par le RPD
Autoconsommation des
producteurs

La production totale brute d'électricité injectée au RPT en 2025 a été d'environ **483,96 GWh¹** soit une **légère diminution de 0,25%** par rapport à 2024 (**485,19 GWh**) répartis comme suit :

- La filière hydraulique représente **37 %** de l'énergie totale en 2025 ; elle atteint un volume de **178,54 GWh**. Soit une **diminution de près de 6 %** par rapport à l'année 2024 (190,85 GWh).
- La filière thermique constitue **57 %** du total ; elle atteint un volume de **276,21 GWh** en 2025. Soit une **diminution de 5%** par rapport à 2024 (291,31 GWh).
- La filière photovoltaïque représente **6 %** de l'énergie totale en 2025 ; elle atteint un volume de **29,21 GWh**. La comparaison à 2024 ne pourra pas être significative car les premières fermes n'ont été raccordées sur le réseau transport que fin novembre 2024.



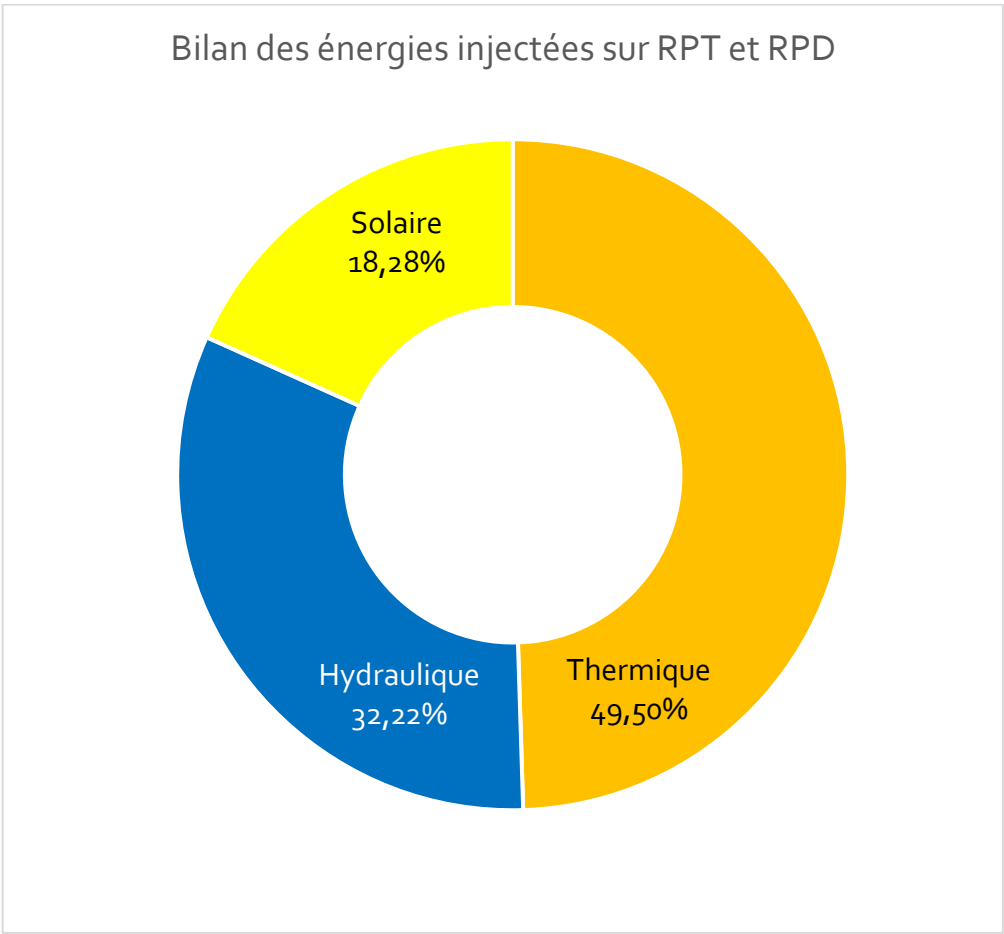
Sur les 29,21 GWh d'origine solaire, 1,87 GWh (6%) proviennent de la distribution, par remontée depuis le poste source TARAVAO auquel sont connectées les fermes ITO-NUI (en distribution)

Ci-dessous, un tableau donnant la répartition de l'énergie injectée sur le RPT par mois pour l'année 2025.

2025		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre		Total
Energie injectée sur RPT	MWh	41 865,30	38 720,56	43 157,53	42 671,75	42 482,82	39 746,06	38 440,11	38 408,75	38 118,37	40 406,19	38 378,95	41 566,18		483 962,57
Thermique	MWh	22 884,79	24 226,46	23 358,40	20 195,35	25 598,28	20 315,95	27 218,87	29 531,05	27 093,11	20 375,08	17 055,71	18 359,55	57%	276 212,60
Hydraulique	MWh	16 209,26	11 439,59	16 928,67	20 809,02	14 770,12	17 695,13	8 964,71	6 427,57	8 478,86	17 256,16	18 842,90	20 721,53	37%	178 543,50
Solaire sur RPT	MWh	2 771,25	3 054,51	2 870,47	1 667,39	2 114,41	1 734,99	2 256,52	2 450,13	2 546,41	2 774,95	2 480,34	2 485,10	6%	29 206,48

D'un point de vue énergie globale sur l'année 2025 en y intégrant la production d'énergie d'origine renouvelable injecté sur le réseau de distribution, la répartition est la suivante :

- La filière hydraulique représente **32,2 %** de l'énergie totale en 2025 ; elle atteint un volume de **178,54 GWh**. Soit une **diminution de près de 6 %** par rapport à l'année 2024 (190,85 GWh).
- La filière thermique constitue **49,5 %** du total ;
- La filière photovoltaïque représente **18,3 %** de l'énergie totale en 2025



5.5. Consommation

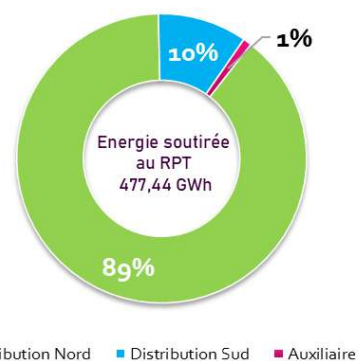
La quantité d'énergie soutirée sur le RPT pour 2025 a été de **477,44 GWh**. Ci-dessous une répartition de l'énergie soutirée sur le RPT par mois pour l'année 2025.

2025		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre		Total
Soutirage Total	MWh	41 193,71	38 487,73	42 599,67	41 951,59	41 800,83	39 150,95	37 950,40	37 991,25	37 614,48	39 842,95	37 884,42	40 969,30		477 437,28
Zone Nord	MWh	36 795,79	33 610,45	38 105,43	37 334,97	37 143,21	34 818,32	33 918,05	33 996,00	33 690,03	35 663,84	33 739,12	36 536,56	89%	425 351,78
Zone Sud	MWh	4 034,90	4 528,47	4 074,04	4 253,57	4 349,53	3 902,77	3 650,93	3 630,80	3 563,87	3 789,65	3 770,87	4 016,72	10%	47 566,12
Auxiliaire	MWh	363,01	348,82	420,20	363,05	308,09	429,86	381,42	364,45	360,58	389,46	374,43	416,02	1%	4 519,38

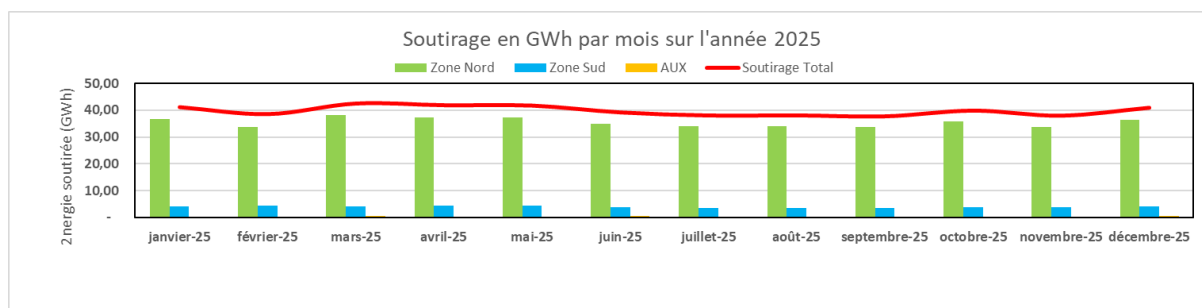
Cette quantité d'énergie soutirée est répartie en deux zones :

- La zone Nord représentant la majorité de la consommation d'énergie de Tahiti avec **89%** soit **425,25 GWh**; on note une **baisse de 1%** par rapport à 2024 (429,65 GWh)
- La zone Sud, avec les postes de TARAVAO et d'ATIMAONO, représente **10%** de cette énergie soit **47,57 GWh**; on note une **bonne diminution de 11,7%** par rapport à 2024 (53,87 GWh)
- L'énergie soutirée par les auxiliaires des différents postes représente **1%** soit **4,52 GWh**; on note une **augmentation de 2,92 %** par rapport à 2024 (3,53 GWh)

Répartition Nord/Sud Energies totales soutirées



Une représentation mensuelle du soutirage permet de mesurer la saisonnalité des consommations :



Ces résultats sont très satisfaisants. Ils témoignent, d'une part, de l'efficacité du réseau de transport et d'autre part, une optimisation de l'exploitation et de la conduite du RPT.

5.6. Incidents

En 2025, **21** incidents ont affecté le RPT, dont **3** avec incidence clientèle.

En 2024, **16** incidents ont affecté le RPT, dont seulement **2** avec incidence clientèle.

En 2023, il y avait également **36** incidents, dont **15** avec incidence clientèle.

5.7. Energie Non Distribuée (END) et Temps de Coupure Equivalent (TCE) 2025

END = 16,82 MWh - suivi - contre 0,47 MWh en 2024 et 4,82 MWh en 2023

TCE = 18'17" - objectif 15' - contre 00'30" en 2024 et 5'21" en 2023

Le tableau ci-après résume la situation de 2025 :

	ED	PMDA	TOTAL		NORD		SUD		VAIRAATO		TIPAERUI		ARUE		PUNARUI		PAPENOO-AVAL		ATIMAONO		TARAVAO	
	MWh	MWh	TCE	END	TCE	END	TCE	END	TCE	END	TCE	END	TCE	END	TCE	END	TCE	END	TCE	END	TCE	END
			hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh
2022	472 518	54,48	0:14:39	13,30	0:00:00	0,00	0:14:39	13,30	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:05:17	4,79	0:09:23	8,51
2023	478 225	53,64	0:05:21	4,82	0:00:14	0,21	0:05:06	4,60	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:14	0,21	0:02:54	2,62	0:02:12	1,98		
2024	481 522	54,59	0:00:30	0,47	0:00:00	0,00	0:08:27	0,31	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:08:27	0,31	0:00:00	0,00
2025	477 371	55,20	0:18:17	16,82	0:05:15	4,83	0:13:02	11,95	0:05:15	4,83	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:06:52	6,28	0:06:10	5,67

Calcul Blackout: 2023 non pris en compte

ED : Energie Distribuée = énergie fournie aux transformateurs abaisseurs de la distribution
PMDA : Puissance Moyenne Distribuée Annuelle (année N) = ED (année N-1) / nb heures annuelles (année N-1)
END : Energie Non Distribuée = Puissance coupée x Temps de coupure
TCE : Temps de Coupure Equivalent = END / PMDA

L'objectif en **TCE de 15 minutes**, dépassé pour 2025 hors événements exceptionnels, est reconduit pour 2026.

5.8. Analyse des incidents de 2025

Classification des 21 incidents répertoriés en 2025 :

- Défauts 20 kV liés à la vétusté du réseau en vallée (principalement Vaihiria) : 8
- Défauts liés à une défaillance de protection (principalement en 30 kV) : 8
- Défauts 30 kV (dus à des défaillances sur des boîtes de jonction) : 4
- Défaut 90 kV sur la SELF de ARUE lié à une protection trop sensible : 1

Les principales actions correctives mises en œuvre sont les suivantes :

- Poursuite du programme d'investissement sur le réseau « intérieur » 20 kV (2026 -2027)
- Remplacement des Diff-SOLKOR défaillantes et/ou sensibles
- Insensibilisation des protections « surcharge thermique » sur les SELFS
- Maintenance générale des protections différentielles (dont contrôle approfondi)

En ce qui concerne l'impact de ces incidents sur la clientèle, l'accroissement de l'énergie non distribuée et du temps moyen de coupure en 2025 par rapport à 2024 sont essentiellement dus à deux incidents :

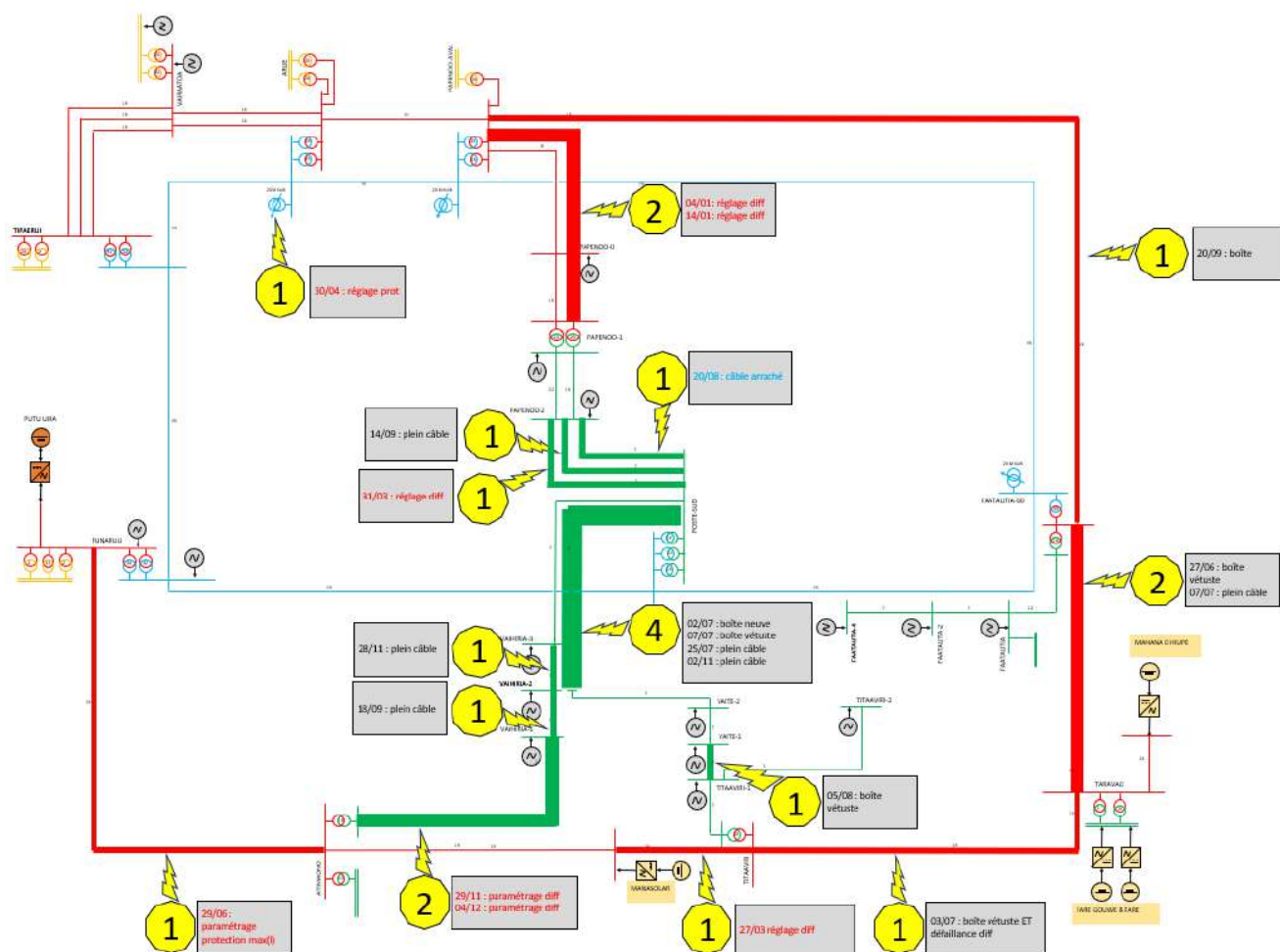
- Un incident survenu le jeudi 3 juillet à 11h40, l'incident est lié au mauvais réglage d'une protection sur la ligne Titaaviri-Punaru 30 kV ayant entraîné la perte d'alimentation au poste de Taravao, ainsi qu'un défaut de libellé sur cette même protection, ce qui a fait perdre beaucoup de temps au renvoi. Par ailleurs, cet incident a aussi généré le déclenchement « par sympathie » d'une protection du groupe G2P de la Punaru (déclenchement du groupe par mauvais réglage de la protection) qui a entraîné le délestage de clients au poste de Vairaatoa.
- Un incident survenu le dimanche 29 juin à 11h20, où la protection de surcharge sur la ligne Atimanao – Punaru 30 kV a déclenché pour cause de surproduction des centrales solaires.

Le premier cas est imputable à TEP qui a lancé une campagne corrective de calcul de la valeur de réglage des protections et une vérification/correction des paramètres des protections (dont la justesse des libellés).

Dans le second cas, il s'avère que la surcharge de production aurait pu être identifiée et anticipée par des simulations de situations réseau, lors d'études prévisionnelles. Le résultat de ces simulations aurait pu permettre de lancer des actions préventives (schéma de réseau et/ou limitation de la production solaire).

Compte tenu des actions correctives mises en œuvre, ce type d'incident ne devrait plus se reproduire à l'avenir.

Le graphique ci-dessous permet de visualiser le positionnement et l'occurrence de ces défauts :



VI- Responsabilité d'équilibre

Rappel : le code de l'énergie confie au gestionnaire du réseau de transport la responsabilité de l'équilibre depuis janvier 2022. L'une des motivations de cette disposition est de garantir un traitement équitable et non discriminatoire de tous les producteurs d'électricité.

6.1. Marche industrielle des fermes de l'AAP1

Rappel : 2024 aura été l'année du raccordement des fermes solaires de l'AAP1

- MANASOLAR (MS), raccordée fin septembre au RT pour essais, en exploitation commerciale depuis le 3 décembre 2024
- MAHANA O HIUPE (MOH), raccordée mi-septembre au RT pour essais, en exploitation commerciale depuis le 11 décembre 2024
- ITO NUI, dont les 2 fermes raccordées au RD ont débuté leur exploitation commerciale depuis le 17 décembre 2024

Rappelons que conformément à la loi (A62CM), les IPP (Independent Power Producer) envoient chaque jour au RE (TEP) leurs prévisions de production sous forme de plateaux, avec initialement deux possibilités quotidiennes de mise à jour, en fonction de l'évolution de l'irradiation.

- Le RE (TEP) contrôle MS et MOH
- Le GE (EDT) contrôle ITO NUI
- Le RE centralise les données prévisionnelles
- RE et GE s'échangent des données de temps réel et prennent des décisions concertées

Dès le mois de janvier, des réunions mensuelles ont été organisées entre RE, GE et DPE (COPIL-IPP), sous l'égide du MEF. En plus de la lecture du bilan mensuel d'activité (document réglementaire), l'objectif de ces réunions a été d'établir un RETEX de l'activité de placement liée aux IPP et de chercher des pistes d'amélioration pour la conduite, l'exploitation, et la gestion de l'équilibre, quitte à modifier le texte de loi (A62CM).

Deux réunions ont été organisées dans l'année, en présence des représentants des IPP, afin de recueillir leurs doléances et de communiquer sur les pistes d'amélioration vues en COPIL-IPP.

Depuis la fin du premier trimestre 2025, les IPP participent activement et avec assiduité aux réunions de placement du jeudi après-midi.

Leur insertion dans le mix a considérablement modifié la gestion de l'équilibre. Notamment, il a fallu adapter le placement de l'hydroélectricité, qui doit bien souvent s'effacer en journée – parfois totalement – pour laisser place au solaire (particulièrement vrai les week-ends en situation clear-sky). La production globale hydro ne s'en est pas trouvée diminuée pour autant...

Rapidement, au terme des premiers mois de fonctionnement, on a constaté que les IPP avaient de grosses difficultés à tenir leurs prévisions. De très nombreux dépassements (non-conformités à la loi) ont été constatés, et la solution qui consistait à les sanctionner en les déconnectant s'est révélée être contreproductive (perte d'ENR dans le mix, obligation de démarrer un autre moyen de production pour compenser, en général d'origine thermique, etc.).

Aussi, le COPIL-IPP a proposé de transformer les sanctions de déconnexion par des sanctions financières. Cette proposition devra faire l'objet d'une modification de l'A62 et de la signature d'avenants aux contrats d'achat en 2026.

En outre, l'expérience des premiers mois aidant, de la souplesse a été rajoutée dans l'A62. Entre autres, les IPP ont maintenant la possibilité de proposer un quatrième plateau (ce qui peut être utile au système, notamment pour participation à la pointe du soir), les règles d'envoi des fichiers de prévision ont été clarifiées, le décompte des non-conformités se fait mensuellement, avec remise à zéro en fin de mois, etc.

Il est à noter que le MEF a été clément en décrétant un moratoire sur les pénalités normalement dues par les IPP en 2025, même en tenant compte des assouplissements concédés en cours d'année. Gageons que nous trouverons un juste équilibre en 2026 !

La situation de conflit d'intérêt dans laquelle se trouvait le Directeur Général de Marama Nui, devenu par surcroît Directeur Général de ITO NUI en 2025, a été résolue : il n'intervient plus dans les décisions quotidiennes de placement de l'énergie.

6.2. Données nécessaires à l'action du responsable d'équilibre

Pour mener à bien ses missions de conduite des réseaux et de contrôle équitable des producteurs, le RE doit avoir accès en temps réel à des paramètres indispensables aux prises de décision :

- Niveau des bassins (donnée qui conditionne le caractère fatal de l'hydro)
- Puissance des machines hydro (P et Q)
- Modes de régulation (P et Q) des machines hydro

TEP relance régulièrement, sans réponse, le producteur hydro. Malgré l'intervention du MEF et la promesse du Directeur Général de Marama Nui de nous fournir des éléments probants en milieu d'année, rien n'a été communiqué en 2025. Tant que ces éléments ne nous seront pas communiqués, en bonne et due forme et en temps réel, nous considérons que l'hydro ne revêt jamais le caractère fatal, donc prioritaire, qui lui serait normalement dû en situation de débordement. Cette décision a été officialisée en milieu d'année et reste en vigueur tant que nos demandes au producteur hydro n'auront pas été satisfaites.

Notons que le même Directeur Général, mais cette fois sous la casquette ITO NUI, ne remet pas les données temps réel de SOC de ses installations solaires au GE. Une demande du RE a été faite au GE afin d'obtenir ces données, avec l'appui de la DPE.

6.3. Services systèmes proposés par Marama Nui

Mi-décembre 2024, Marama Nui a proposé des services systèmes directement à son autorité concédante. Ces services systèmes sont :

- Création de réserve primaire par l'hydro
- Gestion automatique du niveau des bassins (Remarque : ce n'est pas un service système)
- Lissage du PV fatal par l'hydro

TEP s'est saisi de ce sujet, a répondu au producteur hydro en février 2025, qui n'a pas encore daigné répondre. En la matière, c'est le RE qui sera prescripteur et demandeur de services systèmes.

Notons toutefois, malgré cette discourtoisie de son Directeur Général, que Marama Nui joue le jeu du nouveau mix énergétique, en modulant sa puissance, en s'effaçant si nécessaire, en participant à la pointe du soir, en faisant de la réserve secondaire (lissage des variations du solaire fatal...)

6.4. Site 3 à Papenoo

Rappel : TEP a produit dès 2024 une PTF de raccordement en coupure d'artère 30 kV d'un troisième site de production thermique EDT sur les terrains de TNT à Papenoo. Aussi TEP a sollicité l'administration afin de participer aux débats techniques et économiques concernant ce site 3. D'autant plus qu'EDT a proposé d'y installer un stockage centralisé pour compenser le solaire, idée que défend TEP depuis plusieurs années maintenant.

Il est clair que ce BESS, même financé par EDT, devra être piloté de manière centralisée par le RE, qui devra donc prendre part aux discussions de mise en œuvre de son contrôle commande (EMS – PMS / Energy Management System – Power Management System).

TEP a émis son avis sur la pertinence technique et économique de ce site, notamment sur son positionnement en altitude qui ne semble pas approprié à un tel site industriel (surcoût pour réaliser une piste lourde, surcoût pour monter le carburant, etc.).

Notons que les discussions autour du site 3 n'ont guère avancé en 2025, jusqu'au coup de théâtre de l'arrêt soudain de la centrale de Vairaatoa en fin d'année !

6.5. Arrêt de la centrale Vairaatoa et proposition d'un « site 3-light »

À la suite d'un audit de sécurité du groupe ENGIE, EDT a décidé de mettre hors exploitation la TAC (Turbine à Combustion) de la Vairaatoa, en novembre 2025. L'arrêt de la TAC, seul actif de production encore opérationnel dans la centrale, signifie l'arrêt de la centrale.

La TAC contribuait à la réserve secondaire de puissance servant au lissage du solaire fatal. Sans elle, ce sont les groupes de Punaruu qui compensent (accentuant les risques de fatigue mécanique), et dans une moindre mesure, les turbines hydro. Le BESS PUTU UIRA pourrait être sollicité, mais il semble qu'il n'ait pas été conçu pour cela (il fonction en réserve primaire pure, avec une bande morte de fréquence dans laquelle il ne réagit pas aux variations).

TEP a été sollicité par la DPE à l'occasion d'une contreexpertise du site. Nous pensons, à l'instar de l'expert mandaté par le Pays, qu'une réhabilitation du site est possible, et par voie de conséquence une remise en service de la TAC. Après tout le concessionnaire ne doit-il pas maintenir en bon état de fonctionnement les sites qui lui sont confiés, et ce jusqu'au terme de son contrat de concession ?

Pourtant, pour pallier ce problème, EDT a proposé d'installer un nouveau site de production à Punaruu, à proximité de PUTU UIRA, qui serait composé de :

- 6 groupes thermiques rapides de 1 MW
- 1 BESS de 5 MW – 10 MWh

EDT, qui présente ce site comme les prémices du site-3 dont on a parlé plus haut, doit se rapprocher de TEP afin d'obtenir une PTF de raccordement, préliminaire indispensable et réglementaire avant toute décision d'investissement.

EDT doit en outre justifier l'installation d'un BESS à proximité de ses groupes, et surtout en expliquer sa finalité. En particulier, si ce BESS était destiné à des services systèmes globaux, alors, mêmes remarques que pour le BESS envisagé sur le site-3, il devrait être placé sous la conduite du Responsable d'Equilibre (via son EMS global), en tant que BESS centralisé.

6.6. Appel à Projet n°2

Malgré les recommandations de TEP de ne pas associer de stockage aux IPP, mais de favoriser dès à présent l'implantation d'un stockage centralisé, recommandations fondées sur un benchmark international, sur l'avis de la communauté scientifique, notamment les préconisations de la CRE, le Pays a décidé de lancer un AAP2 en tous points identiques à l'AAP1.

Les lauréats de cet AAP sont les mêmes que les exploitants des trois IPP actuelles :

- EDT-ENGIE (ITO NUI) avec deux fermes raccordées à Papara et Puurai
- Le groupe MOUX (PACIFIC ENR) avec une ferme raccordée à Mahina
- Le groupe Siu/Sunzil avec une ferme raccordée à Papara

TEP a émis des remarques sur les fermes situées à Papara, qui viennent s'insérer à la limite des capacités du réseau dans cette zone, et risquent donc d'être pénalisées (écrêtage) en cas d'indisponibilité d'une liaison 30 kV dans le sud.

On peut s'attendre à une mise en exploitation de ces fermes vers la fin de l'année 2027.

6.7. Etude ARTELIA et stockage centralisé

A la demande de l'administration, L'ADEME a relancé une étude de développement et d'insertion des EnR, de manière globale, sur l'île de Tahiti. Le titulaire du marché d'étude est ARTELIA. Il s'agira d'apporter des réponses aux questions suivantes :

- Quelles sont les conditions requises pour l'atteinte des objectifs énergétiques fixés par la Polynésie française et, plus loin, de son autonomie énergétique ?
- A quelle échéance ?
- Quel serait alors le parc de production et de stockage optimal ?
- Quelle serait la répartition géographique des moyens de production et de stockage ?
- Quel serait le coût moyen de l'électricité (LCOE) et son impact sur le système de compensation ?
- Quels seraient les besoins en termes d'infrastructure de réseau ?
- Quels seraient les besoins en moyens d'équilibrage et de services système ?

Le premier comité de pilotage s'est tenu début 2025, en présence du MEF, de la DPE, du HC, de l'ADEME, d'EDT et de TEP. A noter que la nécessité du stockage centralisé – leitmotiv de TEP depuis 2023 – semble enfin faire l'unanimité maintenant...

Les premiers résultats d'études, qui devaient tomber vers octobre 2025, n'ont été remis qu'en janvier 2026.

Les résultats de l'étude doivent apporter aux décideurs et parties prenantes une vision des investissements à réaliser et permettre d'identifier les potentiels EnR à mobiliser, afin que sur cette base, ils puissent déterminer les mesures à engager pour desserrer les éventuelles contraintes limitant leur accès.

Si l'on souhaite développer la zone « sud » (les environs de Taravao), il sera nécessaire :

- Soit de créer une liaison 90 kV entre Faatautia et Taravao avec un poste 90 kV à Taravao
- Soit de doubler les liaisons 30 kV entre Faatautia et Taravao, et éventuellement entre Atimaono et Punaruu

Principalement pour des raisons d'accès au foncier, plus facile que partout ailleurs sur l'île de Tahiti, il est fort probable que cette zone sud soit le siège d'un développement de nouveaux moyens de production, qu'ils soient solaires ou hydro.

A l'instar de l'étude RTEi de 2023, cette nouvelle étude ARTELIA, dont on attend des résultats vers mars, 2026 proposera donc (ou non...) des renforcements et/ou des développements de réseau, ainsi que le dimensionnement et le positionnement de BESS.

Néanmoins, TEP a proposé de ne pas attendre ces résultats, en présentant rapidement un projet de BESS centralisée destinée à compenser la montée du solaire en toiture (>50 MWc installés début 2025), mais également à proposer des service système de lissage et d'EOD. Ce BESS serait attaché au poste de Faatautia, raccordée en 30 kV. Ce projet présente plusieurs avantages :

- Disponibilité du foncier
- Proximité des zones de production du sud (dans le cadre d'une fonctionnalité de stockage de l'énergie produite – EOD)

- Raccordement à un poste 90 kV (facilité d'évacuation de la puissance vers les zones de consommation)

Le BESS proposé par TEP aura une puissance de 20 MW avec 40 MWh de stockage à 15 ans (soit environ 30 MW et 60 MWh à sa mise en service). Ce dimensionnement, tout du moins en puissance, est en adéquation avec les résultats préliminaires de l'étude ARTELIA. En outre, TEP a lancé une étude de calcul de l'écrêtage attendu avec un tel dimensionnement, étude menée par un bureau d'étude local, en liaison avec RTEi.

Parallèlement, TEP lance un projet d'EMS global, destiné à piloter l'ensemble des actifs de production dans l'avenir, en jouant sur le contrôle du stockage centralisé (on rappelle que ce stockage peut être disséminé sur le réseau, et que c'est son contrôle qui est centralisé, justement par l'EMS global). Pour ce faire TEP est en cours de test avec deux prestataires, qui ont déjà développé les systèmes de pilotage des fermes solaires en service.

A noter que le SCADA, soumis à des règles particulières de sécurité, est traité comme une entité distincte de l'EMS global.

6.8. STEP Marama Nui

Marama Nui a proposé directement à son autorité concédante l'installations de STEP dans les vallées hydro existantes :

- Baby STEP à Titaaviri-2
- Mama STEP à Papenoo-2
- Big Mama STEP entre les vallées de Vaiiha et le bassin AB de Faatautia

Pour l'instant, seul le projet Baby-STEP à Titaaviri a été retenu, et Marama Nui s'est rapproché de TEP pour obtenir une cession de la liaison 20 kV allant de la centrale Titaaviri-1 à la centrale Titaaviri-2. Des négociations sont en cours entre TEP et Marama Nui sur cette question.

VII- Informatique administrative, télécommunication, téléconduite & informatique industrielle

7.1. Réorganisation du service informatique en 2024

L'activité informatique, englobait les domaines Industriel, Télécom et Bureautique.

Au cours de l'année 2024, le service informatique a fait l'objet d'une réorganisation, afin d'optimiser son fonctionnement et d'adapter ses ressources aux besoins évolutifs de l'entreprise.

Cette restructuration a été motivée par plusieurs facteurs, notamment le départ du responsable du service au dernier trimestre de l'année.

Face à cette transition, il était essentiel de redéfinir les responsabilités et d'établir une organisation plus efficace. Ainsi, le service a été scindé en deux pôles distincts, chacun ayant des missions spécifiques et complémentaires.

7.2. Pôle Informatique Bureautique

Au cours de l'exercice, TEP a poursuivi la modernisation et le renforcement de son système d'information bureautique.

Un audit du SI bureautique a été réalisé par un prestataire de confiance. À ce jour, environ **85 % des préconisations** ont été mises en œuvre. Les actions restantes, notamment la mise en place du **tiering** et d'un **SIEM**, sont programmées pour 2026.

Par ailleurs, TEP a engagé l'évolution de sa gestion des terminaux et des postes de travail à travers le déploiement de **Microsoft Intune**, solution plus intégrée à l'annuaire d'entreprise. Ce déploiement s'accompagne également de la mise en place de **Remote Help**, destiné à remplacer progressivement l'outil actuel d'assistance à distance.

L'infrastructure de stockage a également fait l'objet d'un renouvellement avec le remplacement de **quatre NAS** assurant l'hébergement des données de l'entreprise, ainsi que celles liées aux prévisions d'IPP.

En parallèle, les travaux préparatoires au **renouvellement de l'architecture système Nutanix** se sont poursuivis, avec un dossier d'appel d'offres en cours de finalisation.

TEP a également engagé la préparation de plusieurs projets structurants de cybersécurité et de continuité de service, parmi lesquels :

- la mise en place d'un **SIEM** et de services associés (**SOC / SOAR**), avec un dossier d'appel d'offres en cours de rédaction ;
- la mise en place d'une **redondance actif routeur FAI et pare-feu sur site distant**, également en cours de préparation.

Enfin, des actions de **sensibilisation aux risques d'usurpation de données par courrier électronique** ont été menées au travers de campagnes de simulation. Ces exercices permettent de mieux cibler les actions de sensibilisation dans le cadre d'une dynamique d'amélioration continue.

Systèmes d'information – SPL

Les activités informatiques de la SPL ont principalement porté sur la **maintenance courante** des équipements et logiciels, ainsi que sur l'**assistance aux utilisateurs**.

7.3. Pôle Informatique Industrielle et Support Télécom

Le Pôle Informatique Industrielle et Support Télécom constitue un maillon essentiel du bon fonctionnement du réseau de transport d'énergie en Polynésie française. Intégré à l'organisation opérant pour le transporteur d'énergie TEP en Polynésie, ce pôle assure la continuité, la performance et la sécurité des systèmes industriels qui permettent la supervision et le pilotage du réseau électrique.

L'équipe Informatique Industrielle intervient sur l'ensemble des environnements informatiques industriels liés à l'exploitation du réseau. Elle a en charge la gestion, l'administration, la maintenance et l'évolution des outils de téléconduite ainsi que du système SCADA, véritables cœurs numériques de la conduite du réseau. Ces systèmes permettent la remontée d'informations en temps réel depuis les postes électriques, la visualisation des états du réseau, ainsi que l'envoi de commandes nécessaires à son exploitation en toute sécurité.

En parallèle, le pôle assure la responsabilité de l'infrastructure télécom industrielle, incluant les réseaux de communication filaires (notamment fibre optique) et les équipements actifs associés. Cette infrastructure constitue le support indispensable aux échanges de données entre les postes électriques, le centre de conduite et les différents outils métiers.

Les missions de l'équipe couvrent ainsi :

- L'administration et la sécurisation des serveurs et équipements industriels ;

- La maintenance préventive et curative des systèmes de téléconduite ;
- Le suivi et la fiabilisation des liaisons de communication ;
- L'accompagnement des projets d'ingénierie et de modernisation du réseau.

Compte tenu du caractère stratégique des installations supervisées, l'équipe participe au dispositif d'astreinte afin de garantir une continuité de service 24h/24 et 7j/7. Cette organisation permet d'assurer une réactivité optimale en cas d'incident impactant les systèmes industriels ou les télécommunications, contribuant ainsi à la sûreté d'alimentation électrique du territoire.

7.4. Focus sur les Télécoms

Le réseau de transport d'électricité constitue une infrastructure vitale pour le territoire. Il assure l'acheminement de l'énergie depuis les sites de production vers les zones de consommation, en garantissant stabilité, qualité et sécurité d'alimentation. Dans un contexte marqué par le développement massif des énergies renouvelables et par l'exigence croissante de pilotage en temps réel, la performance des systèmes de communication devient un enjeu stratégique.

La fiabilité des échanges de données entre les postes électriques, le centre de conduite et les systèmes d'aide à la décision conditionne directement la capacité à exploiter le réseau de manière optimale. À ce titre, les liaisons en fibre optique constituent aujourd'hui le socle technologique de l'infrastructure télécom industrielle.

La fibre optique offre en effet :

- Une transmission de données à très haut débit, compatible avec les exigences de supervision en temps réel ;
- Une latence extrêmement faible, indispensable pour les automatismes et la protection du réseau ;
- Une forte immunité aux perturbations électromagnétiques, particulièrement adaptée aux environnements électriques ;
- Un haut niveau de sécurité et de fiabilité.

Le déploiement et la modernisation progressive des liaisons fibre optique représentent un investissement structurant pour l'avenir. Ils permettent :

- Une amélioration significative de l'efficacité opérationnelle ;
- Une réduction des coûts liés aux interventions correctives ;
- Une meilleure évolutivité face aux futures innovations technologiques ;
- Une capacité accrue à intégrer de nouveaux ouvrages et de nouvelles sources de production renouvelable.

Au cours du mois d'octobre, une formation spécialisée en fibre optique a été dispensée en interne, qui a constitué une étape importante dans la professionnalisation et la montée en compétence.

Cette formation a permis d'apporter un regard renouvelé sur les méthodes de maintien en condition opérationnelle du parc fibre optique. Les thématiques abordées ont notamment porté sur :

- Les bonnes pratiques de maintenance préventive des infrastructures fibre ;

- Les méthodes avancées de mesures en réflectométrie (OTDR), permettant une localisation précise des défauts ;
- Les techniques de photométrie pour l'analyse des pertes et l'évaluation de la qualité des liaisons ;
- L'interprétation fine des courbes de mesure afin d'anticiper les dégradations.

Au-delà de l'aspect technique, cette formation a également été l'occasion de réaliser une revue approfondie du parc matériel existant. Un état des lieux des équipements de mesure a été mené afin d'identifier les compléments nécessaires, tant en termes d'outillage que d'accessoires spécifiques, pour garantir une autonomie et une efficacité accrues lors des interventions.

Un travail a également été engagé sur la formalisation de nos exigences techniques dans les cahiers des charges des marchés publics. L'objectif est d'y intégrer de manière plus précise :

- Les critères de performance attendus ;
- Les procédures de contrôle et de recette des installations ;
- Les exigences en matière de documentation et de traçabilité ;
- Les modalités d'exécution des prestations, y compris pour les interventions ponctuelles dites « à la carte ».

Cette démarche vise à renforcer la maîtrise technique des projets, à sécuriser les prestations réalisées par des tiers et à garantir un niveau d'exigence homogène sur l'ensemble des opérations.

L'avenir du transport d'électricité repose sur une infrastructure de communication résiliente, évolutive et sécurisée. La fibre optique en constitue le socle technologique, capable d'accompagner les transformations profondes du système énergétique, et de répondre aux défis de demain.

7.5. Focus sur la Téléconduite, SCADA

Au cours de l'année écoulée, l'équipe Informatique Industrielle a été fortement mobilisée pour assurer le maintien en condition opérationnelle des équipements de téléconduite et du système SCADA. Ces outils représentent le cœur du dispositif de supervision et de contrôle du réseau de transport d'électricité.

Maintien opérationnel et fiabilisation des équipements

L'équipe a assuré une surveillance continue des équipements déployés sur l'ensemble du réseau, en veillant à leur disponibilité et à leur performance.

Les actions menées ont notamment inclus :

- La maintenance préventive des RTU (Remote Terminal Units) et des passerelles de communication, afin de réduire les risques de défaillance ;
- La vérification régulière des flux de données entre les postes électriques et le centre de conduite ;
- Des interventions curatives rapides en cas d'anomalie, avec un objectif constant de réduction des temps d'indisponibilité ;
- La mise à jour des configurations et des firmwares lorsque cela était nécessaire.

Cette démarche proactive a permis de limiter les incidents majeurs, et d'améliorer progressivement la robustesse globale du système.

Évolution et adaptation du SCADA

En parallèle du maintien opérationnel, l'équipe a poursuivi les évolutions du système SCADA afin de l'adapter aux transformations du réseau.

Les principales actions ont porté sur :

- L'intégration de nouveaux postes électriques, impliquant la mise en service de nouveaux RTU et la configuration des liaisons de communication ;
- L'adaptation des synoptiques et des bases de données pour refléter les nouvelles topologies du réseau
- L'optimisation des performances globales du système.

Ces évolutions ont permis de maintenir la cohérence entre le développement physique du réseau et son environnement numérique de supervision.

Mise en place d'un EMS au BCC_TEP

Dans le cadre de l'évolution des outils d'exploitation, un premier EMS (Energy Management System) a été mis en place au BCC_TEP.

De manière générale, un EMS est un système informatique avancé destiné à assister les chargés de conduite dans la gestion en temps réel du réseau électrique. Il permet notamment :

- Le suivi dynamique des flux d'énergie ;
- L'analyse prévisionnelle des production/consommation ;
- L'optimisation des consignes de conduite ;
- L'aide à la décision en situation normale ou dégradée.

L'EMS déployé a pour objectif principal d'assister le chargé de conduite dans la gestion en temps réel des fermes solaires raccordées au réseau de transport. Dans un contexte de forte pénétration des énergies renouvelables, cet outil contribue à sécuriser l'équilibre du système électrique.

L'équipe a assuré l'intégration complète de ce nouvel outil dans l'architecture existante du réseau industriel, en veillant :

- À la compatibilité avec les systèmes de téléconduite et le SCADA ;
- Au respect strict des règles de cybersécurité industrielle ;
- À la bonne circulation des données entre les différentes briques logicielles.

Depuis sa mise en service, un échange régulier est maintenu avec le fournisseur, afin d'adapter et d'enrichir progressivement les fonctionnalités de l'EMS en fonction des besoins opérationnels identifiés.

7.6 Un bilan positif et des défis à venir

Malgré un effectif restreint, le Pôle Informatique Industrielle et Support Télécom a su faire preuve d'un engagement constant et d'une grande adaptabilité. L'équipe a répondu aux nombreuses sollicitations des services Ingénierie, Transition Énergétique, Maintenance et Conduite, en apportant un support technique réactif et structuré.

Les actions menées ont notamment porté sur :

- L'accompagnement des évolutions du réseau, avec la prise en compte des nouvelles contraintes opérationnelles ;
- La mise à jour rigoureuse des configurations des systèmes industriels ;
- Le support technique quotidien aux équipes terrain et au centre de conduite ;
- La résolution rapide des incidents afin de garantir une supervision optimale ;
- Une collaboration étroite avec les autres services, favorisant l'anticipation des besoins et la cohérence des projets.

L'année écoulée démontre la capacité de l'équipe à maintenir un haut niveau de service dans un contexte d'évolution rapide du réseau et des outils. Les défis à venir resteront nombreux : montée en puissance des énergies renouvelables, renforcement des exigences en cybersécurité, modernisation des infrastructures et optimisation continue des performances.

L'engagement, la résilience et la montée en compétence de l'équipe constitueront des leviers essentiels pour accompagner ces transformations, avec un objectif constant : garantir un réseau de transport d'électricité sûr, performant et durable.

ACTIONNARIAT

Tableau récapitulatif de l'actionnariat TEP au 31.12.2025

Actionnaires- Administrateurs	Nombre d'action	%	Actionnaire depuis
Polynésie Française	134 991	75%	1 985
M. Warren DEXTER M. Mike COWAN M. Ueva HAMBLIN			
RTE International	44 999	25%	2022
Mme Veronika MILEWSKI M. Philippe MICHAL	1		2023
Actionnaires sans mandat Social	Nombre d'action	%	Actionnaire depuis
Succession Alban ELLACOTT	4		1987
M. Jacques TEUIRA	2		2001
M. Dominique AUROY	1		1985
Succession Roger DOOM	1		1986
Succession Tinomana EBB	1		1985
	180 000		100%

RESSOURCES HUMAINES

I- Une croissance maîtrisée



3 recrutements ont été réalisés dont :

- 2 techniciens informatique et télécommunications au 1^{er} trimestre 2025 en CDI
- 1 agent d'exploitation chargé des DICT en avril 2025 en CDI

1 renouvellement de CDD de novembre et décembre 2025 (2 mois) du chef de projet junior au service Transition Energétique

TEP a reçu 4 stagiaires durant l'année 2025 au service Transition Energétique :

- | 1 stagiaire en Licence Pro ERME à l'Université de Polynésie française (mars à juin)
- | 1 stagiaire en 1^{ère} BTS électrotechnique au Lycée Tuianu Le Gayic de Papara (avril à juin)
- | 1 stagiaire en Licence 2 Physique Chimie à l'Université de Polynésie française (juillet à août)
- | 1 stagiaire en modélisation de la demande des véhicules électrique sur l'île de Tahiti (projection 2030) – Etude des solutions de pilotage de la charge (octobre 2025 à février 2026)

2 démissions :

- | 1 agent Responsable RSE et Communication, a démissionné le 1^{er} juin 2025 à l'issus de son congé sans solde.
- | 1 agent Chargé d'affaires au service Transition Energétique, a démissionné le 31 décembre 2025 à l'issus de son congé sans solde.

II- Les formations et le maintien des compétences

Le plan de formation est coconstruit avec l'ensemble des parties prenantes internes, en intégrant les enjeux de développement de l'entreprise, les obligations de formation dans le domaine de la Santé et Sécurité au travail et les attentes des collaborateurs énoncées lors des entretiens annuels.

Le plan de formation 2025 a répondu aux axes suivants :

- > Assurer ses missions actuelles et futures ;

- › Développer les compétences des collaborateurs dans le cadre de leurs métiers ;
- › Donner l'opportunité aux collaborateurs de se former en fonction de l'appréciation de leurs besoins.

Cette année est marquée par une formation d'accompagnement de certains responsables technique en management chez RTE-i et RTE.

III- Performances sociales- Indicateurs

N°	Indicateurs	2023	2024	2025
RH1	Effectifs moyens (nbr de collaborateur)	41	40	41
RH2	Age moyen	39	40.5	40.3
RH3	Effectif employé	0	0	0
RH4	Effectif agent de maîtrise	21	25	27
RH5	Effectif cadre	20	16	15
RH6	Effectif personnel handicapé	0	0	0
RH7	Masse salariale (MXPF)	396	366	413
RH8	Coût moyen collaborateur (MXPF/collaborateur)	9.6	9.2	10
RH9	Effectif ayant une astreinte	12	14	14
RH10	Heures travaillées totales	83 955	83 457	87 068
RH11	Heures supplémentaires	1585	1 759	1 519
RH12	Temps moyens travaillées mensuellement (Temps global au mois/effectif ; en heures) (RH10/12) /RH1	170	174	177
RH13	Heures de formations prévues au plan de formation (heures)	1 296	1 961	2 344
RH14	Heures de formations réalisés (heures)	1 172	406	2 340
RH15	Nombres moyens d'heures de formations réalisées par collaborateurs (RH14/RH1)	29	10	57
RH16	Nombre total d'heures de formation corrélées à la S&ST	546	0	0
RH17	Coût de formation budgété (MXPF)	13	10	21
RH18	Coût de formation réalisé (MXPF)	10.7	1.6	14.5
RH19	Coût de formation annuel par collaborateur (réalisé) (MXPF/collaborateur) (RH18/RH1)	0.26	0.04	0.35
RH20	Nombre d'AT mortel	0	0	0
RH21	Nombre d'AT avec arrêt (nbr)	0	0	0
RH22	Nombre d'Accident du trajet avec arrêt	0	0	0
RH23	Nombre de jours d'arrêts suivant un AT (Jours d'arrêts cumulés)	0	0	0
RH24	Taux de fréquence (RH21/RH10)	0	0	0
RH25	Taux de gravité (RH23/RH10)	0	0	0
RH26	Nombre d'autres événements indésirables signalés		/	/
RH27	Absentéisme (maladie + accident) (Jours cumulés)	199	125	93
RH28	Taux d'absentéisme (RH27/RH1)	4.85	3.18	2.26
RH29	Maladies professionnelles (Déclaration & reconnaissance)	0	0	0
RH30	Nombre de représentants du personnel	4	4	4
RH31	Nombre de réunion DP	11	12	12

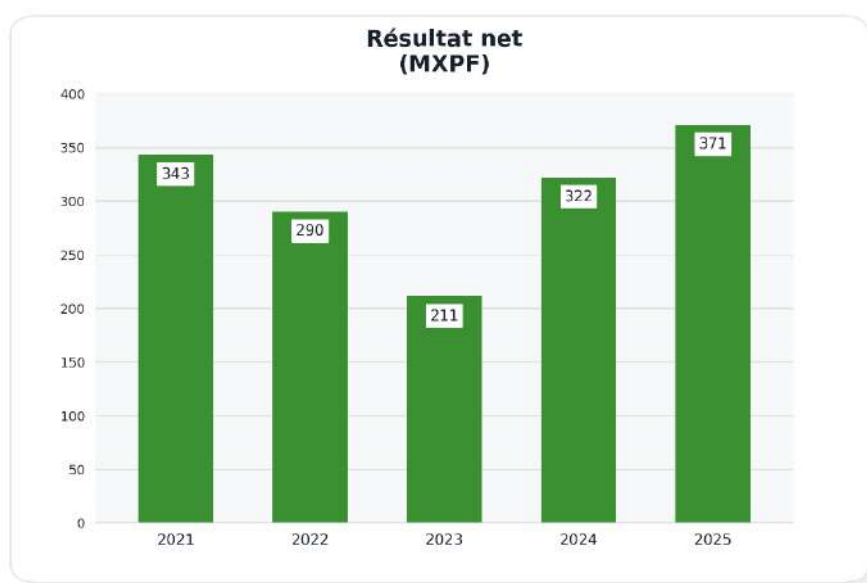
ASPECTS JURIDIQUES - LITIGES

Voir dossier CA.

SITUATION FINANCIERE

I. Compte de résultat - Un Résultat satisfaisant légèrement supérieur aux prévisions initiales

Le résultat net de l'exercice 2025 est bénéficiaire de 371MXPF. L'évolution du résultat net comptable depuis les 5 derniers exercices est détaillée ci-dessous :



1.1. Chiffre d'Affaires

La composition du Chiffre d'Affaires 2025 de TEP a évolué.

En effet, suite aux contrats d'achat d'Energie Solaire conclus fin 2024 avec MAHANA O'HUPE et MANASOLAR, et avec le contrat de vente de cette Energie à EDT, un produit supplémentaire a été constaté sur une année pleine en 2025. A ce montant s'ajoute le produit lié à l'augmentation tarifaire, passé de 3.03F à 3.43F, conformément à l'arrêté du 13 février 2025, applicable à compter du 1er mars 2025. Cette hausse de 0.4F est destinée à la couverture du coût des Pertes de transport.

NB : L'impact de ces produits supplémentaires ne concernera que la présentation du Chiffre d'Affaires annuel, des charges équivalentes sont également comptabilisées. Il n'y a donc aucun impact sur le résultat de la société.

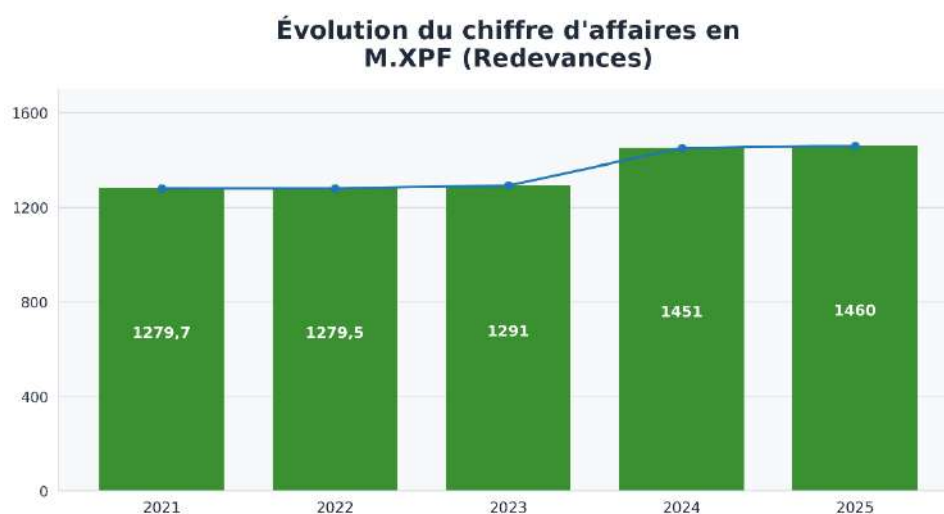
Et enfin, après plusieurs années de sollicitations auprès d'EDT, TEP a reçu l'information sur la valorisation de l'Energie en compteur au 31/12/2025, Energie consommée due mais pas encore facturée aux abonnés.

Le tableau ci-dessous reprend un comparatif entre 2024 et 2025 :

	2024	2025
Produits des ventes (Redevance) au tarif de 3,03	1 451 464 849	1 460 118 950
au tarif de 0,4 pour la couverture des pertes		146 644 219
NRJ en compteur	0	117 043 333
Vente (après achat) de l'Énergie issue des solaristes	50 021 924	521 437 804
C.A BRUT	1 501 486 773	2 245 244 306
retraitement des Pertes	0	-146 644 219
retraitement de l'achat de l'Énergie solaire	-50 021 924	-521 437 804
C.A NET (pour comparaison)	1 451 464 849	1 577 162 283

1.2. Redevances

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de la seule part Redevance, hors majoration (depuis 2025) pour couvrir les pertes.



1.3. Autres Produits

Les autres produits bruts de 73MXPF sont détaillés ci-dessous :

	Produit brut	ch. directes AACE	valorisation heures TEP	Produit net
Assistances aux îles	8	2		6
Dévoiements	62	34	6	22
PTF	1			1
Divers	3			3
	73,24	35,64	6,28	31,3

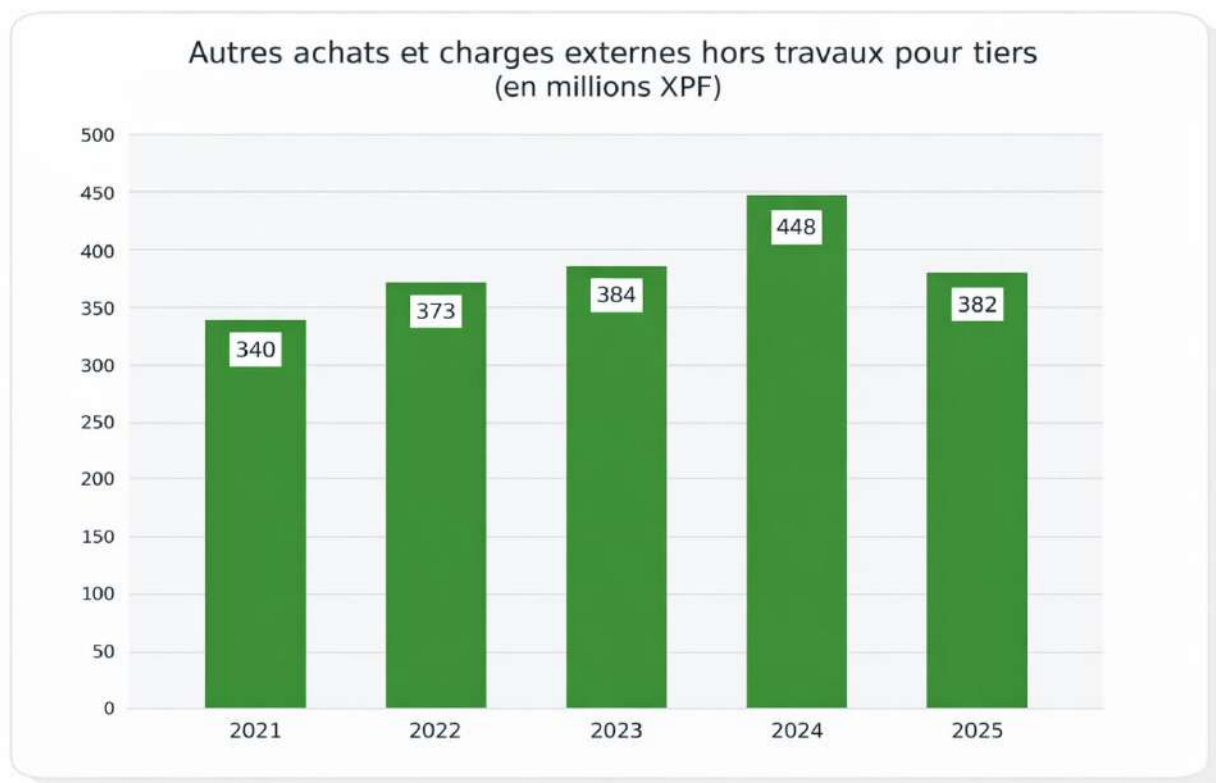
1.4. Autres Achats et Charges Externes

Sur le total AACE, nous notons une diminution de 15% par rapport à 2024,

Sans le poste de charges pour tiers, nous sommes à +5.5% entre 2024 et 2025.

Le poste « formation » a été important en 2025, augmentation justifiée par le cycle de requalification périodique des agents, en matière de sécurité d'intervention sur les sites sensibles et dangereux....

	2021	2022	2023	2024	2025
Achats non stockés de matières et fournitures	20	23	23	22	22
Indemnité sur non écoulement de l'hydro	0	4	0	0	
travaux pour tiers (dévoiements, solaristes)	13	14	2	121	36
Loyers et charges locatives	35	38	42	45	45
Entretiens et réparations	9	8	11	14	17
Maintenance	16	21	26	21	26
Entretien des réseaux TEP	94	95	107	122	128
Assurances	56	57	58	16	17
QSE, Communications et dons	13	18	31	29	19
Formations	24	13	12	2	23
Etudes et recherches	22	44	36	20	13
Honoraires	22	11	7	6	9
Missions, réceptions	11	19	22	24	22
Frais Téléphone/internet	5	4	4	4	3
Commissions et frais bancaires	1	2	2	2	0
Transport de matériel	0	0	0	0	
Divers	1	1	1	1	2
Autres achats et charges externes	340	373	384	448	382
TOTAL hors travaux pour tiers	327	359	382	327	346



1.5. Des Dotations aux Amortissements en augmentation

Les dotations aux amortissements sont en nette augmentation de 17%, ceci s'expliquant par l'impact des mises en services de programmes faisant partie de la boucle Nord et du renouvellement des Postes et Liaisons de la zone Sud. Les ouvrages ayant été mis en service principalement en fin d'année. L'impact total des mises en services 2024/2025 sera en plein exercice dès 2026. La part des amortissements des investissements mis en service en 2025 est de 8MXPF, en année pleine la dotation est de l'ordre de 50MXPF.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS			
	2023	2024	2025
Amortissement des immobilisations incorporelles	8 392 564	7 093 834	6 209 377
Amortissement des immobilisations corporelles du concessionnaire	47 636 984	46 264 381	50 664 677
Amortissement des immobilisations concédées	409 174 681	521 251 034	616 067 711
	465 204 229	574 609 249	672 941 765

NB : des immobilisations sont sorties par anticipation du au programme de renouvellement des Postes et Liaisons en Vallées. Une dotation exceptionnelle de 8.6MXPF a été constatée.

Ci-dessous le tableau synthétique des mises en service 2025

AMORTISSEMENTS						
	Montants Bruts	TVA à reverser	Montant base amort	Amort 2025	HT	TVA
POSTES	485 650 273	52 354 053	532 004 326	492 829	443 447	49 382
LIAISONS	546 535 411	58 653 198	605 188 609	7 477 513	6 803 043	674 470
MONITORING	127 772 054	13 819 826	141 591 880	26 221	23 662	2 559
COMPTAGES	18 831 223	2 036 785	20 868 008	3 864	3 487	377
	1 172 788 961	126 863 863	1 299 652 824	8 000 427	7 273 639	726 788
				8 000 427		

1.6. Un résultat exceptionnel en hausse

Le résultat exceptionnel est de 146.497.367XPF sur 2025, contre un résultat de 94.734.387XPF sur 2024. Ce résultat est essentiellement composé des écritures de traitement des crédits d'impôts, et également les écritures de sortie du litige avec le groupe EDT Engie sur des dossiers en litige depuis 2019.

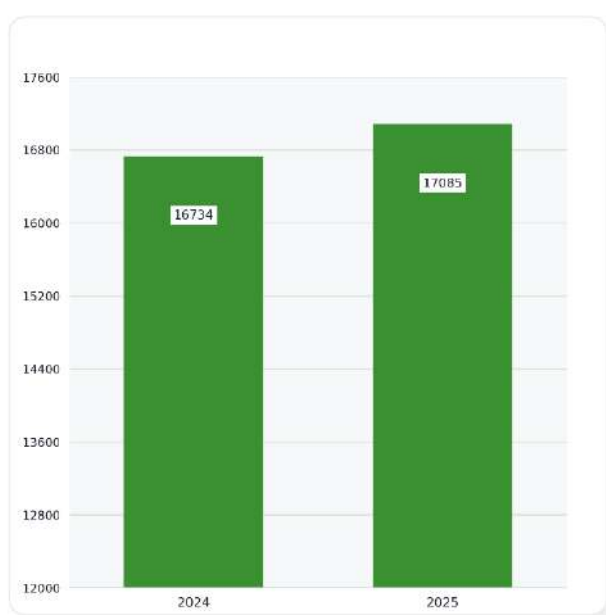
A noter sur 2025, la sortie du programme Moorea Reef (défiscalisation pour crédit d'impôt), et une nouvelle souscription de 30MXPF pour le projet HITIHITI Bungalows.

II. Bilan financier

En 2025 les programmes de renouvellements se sont poursuivis, pour la zone Sud. Les accroissements ont été de l'ordre de 1.000MXPF, Les amortissements sont de 616MXPF, et les encours de 1.102MXPF, à fin 2025

II.1 - Poursuite des programmes d'investissements

Actif net immobilisé



II.2 – Actif net circulant

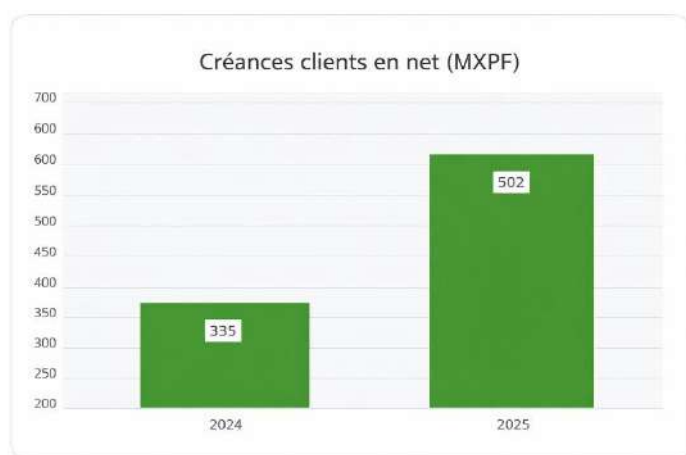
L'actif net circulant au titre de l'exercice 2025 diminue de 574MXPF par rapport à celui de l'exercice 2024. Il s'élève à 1.442MXPF au 31 décembre 2025, contre 2.015MXPF à fin 2024.

La baisse s'explique principalement par la part des disponibilités qui varie de 1.550MXPF à 808MXPF.

Pour rappel, la TEP a contracté en 2024, un nouvel emprunt auprès de l'AFD de 1.133MXPF sur une durée de 25 ans au taux de 3.16%.

La mobilisation s'est faite en un seul tirage, ce qui a permis de fixer le taux du moment à 3.16%, pour toute la période.

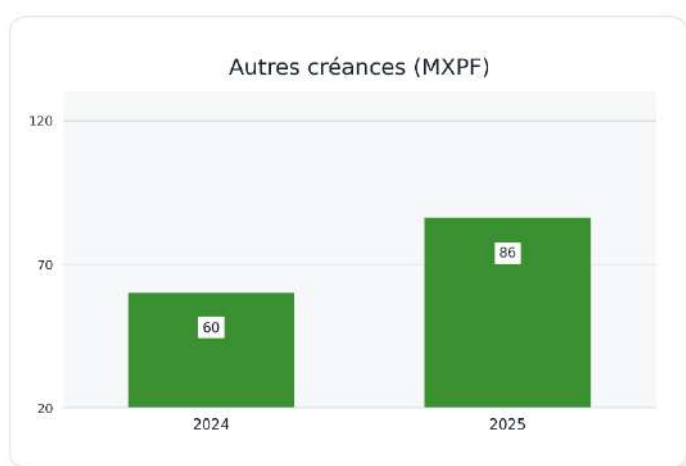
Les créances nettes ont augmenté



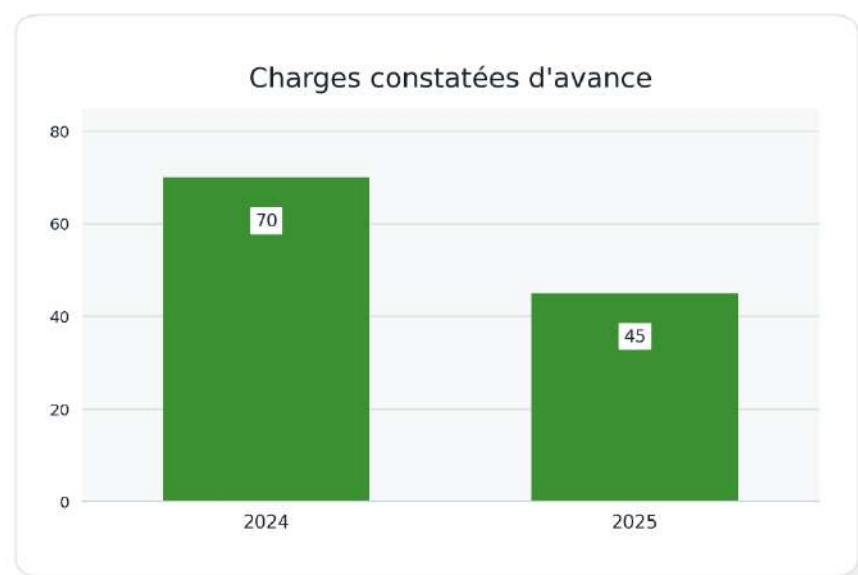
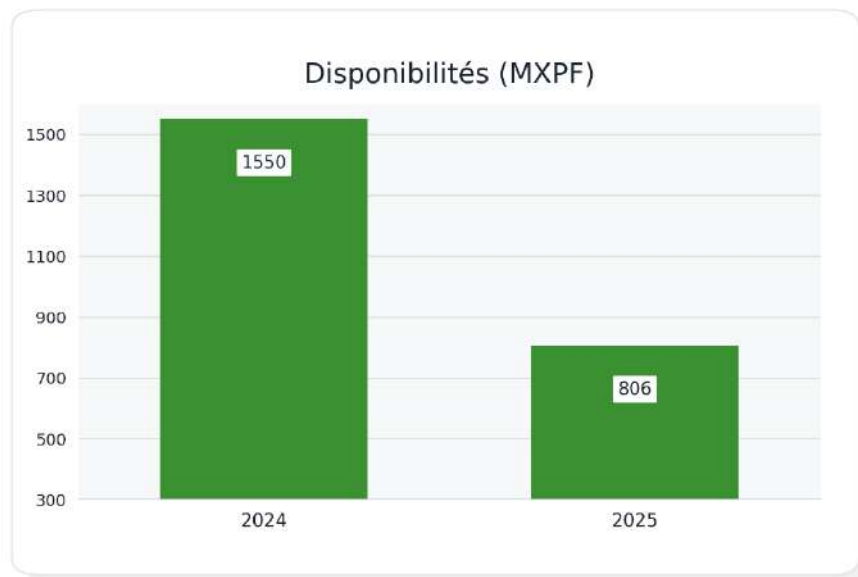
Cette augmentation fait suite au constat d'un produit en fin d'année au titre de l'énergie en compteur, donnée transmise par EDT Engie, représentant l'énergie non encore facturée aux abonnés, et le fait que la redevance ait augmenté.

Les autres créances sont passées de 60MXPF à 86MXPF.

Le delta concerne principalement l'indemnité de 28MXPF attendue sur le débouclage du dossier LTPP.



Les disponibilités sont passées de 1.550MXPF à 808MXPF, du fait de l'avancement des travaux.



Les charges constatées d'avance sont composées de :

- Crédit de défiscalisation 2025 non utilisé : 30MXPF
- Différentes charges annuelles pour 15MXPF

II.3 - Capitaux propres

Le capital social se compose de 180.000 actions pour une valeur nominale de 10.000XPF. Toutes les actions sont de même rang et confèrent les mêmes droits.

L'affectation du résultat de l'exercice 2024, de 321.634.406 XPF, a été décidée en Assemblée générale du 30 juin 2025 comme suit :

Affectation de 5% à la réserve légale	16 081 720
Distribution de dividendes	128 700 000
En report à nouveau	176 852 686
	321 634 406

Les capitaux propres au 31 décembre 2025 s'élèvent à 4.476.259.321XPF hors subventions, et à 9.533.980.839XPF, subventions comprises.

II.4 – Provisions pour risques et charges

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution des provisions pour 2023 à 2025 :

En avril 2025, un accord a été trouvé entre EDT et TEP et les litiges antérieurs ont été clôturés.

En millions XPF	2023	2024	2025
Indemnité Black Out 2019	25	25	0
Indemnité pour non écoulement énergie EDT/Marama Nui	8,1	12,8	0
Indemnité Black Out 2023-EDT	13	13	0
Indemnité Black Out 2023-Marama Nui	2,1	2,1	0
Franchise BDM -suite Black Out Novembre 2023	3	3	3
Franchise RC - suite Black Out novembre 2023	6	6	6
Litiges Fonciers	13,1	13,1	23
Dossier Electrisé (juridiction civile)			17
	70,3	75	49,04

II.5 - Diminution des dettes de 1.419MXPF en 2024 à 1.378MXPF en 2025

On note une légère diminution de 41MXPF entre 2024 et 2025, qui s'explique par une diminution des encours des fournisseurs.

II.6 – Dette financière

Le montant des emprunts et dettes auprès des établissements de crédit est de 6.281.594.976XPF à fin 2025, et se décompose comme suit :

	Année de souscription	Date début	Montant du Prêt	Capital restant dû 2025	A -1an	A+1an et -5ans	A+5ans
Emprunt B.T.	2017	2017	165 000 000	33 226 741	16 460 050	16 766 691	0
Emprunt B.T.	2017	2017	270 000 000	58 058 488	28 761 358	29 297 130	0
Emprunt B.T.	2018	2018	190 000 000	61 438 553	21 981 324	39 457 229	0
Emprunt B.T.	2018	2020	238 500 000	164 871 648	15 398 713	63 952 986	85 519 949
Emprunt B.T.	2020	2020	500 000 000	352 853 170	32 242 665	96 734 292	223 876 213
Emprunt B.T. (PGE)	2020	2020	300 000 000	0	0	0	0
Emprunt consortial	2022	2022	1 050 000 000	947 015 850	43 135 824	199 607 609	704 272 417
Emprunt consortial	2022	2023	900 000 000	859 397 340	33 704 704	161 638 461	664 054 175
Emprunt consortial	2022	2024	600 000 000	600 000 000	21 116 105	92 222 914	486 660 981
<i>Sous-Total Banque de Tahiti</i>				3 076 861 790	212 800 743	699 677 312	2 164 383 735
Emprunt SOC	2018	2018	1 053 900 000	466 117 029	89 996 453	376 120 576	0
Emprunt consortial	2022	2022	450 000 000	401 287 912	18 609 259	86 112 870	296 565 783
Emprunt consortial	2022	2023	600 000 000	567 383 149	22 655 178	98 447 096	446 280 875
Emprunt consortial	2022	2024	400 000 000	400 000 000	14 077 403	61 481 943	324 440 654
<i>Sous-Total SOCREDO</i>				1 834 788 090	145 338 293	622 162 485	1 067 287 312
Emprunt FED V	1988	1989	123 865 679	15 812 989	6 288 693	9 524 296	0
Emprunt FED VI	1990	1990	80 760 251	18 468 829	3 619 644	14 849 185	0
<i>Sous-Total FED</i>				34 281 818	9 908 338	24 373 481	0
Emprunt B.P.	2016	2016	160 000 000	32 171 035	15 901 074	16 269 961	0
Emprunt AFD -2018	2018	2018	715 990 045	214 797 131	71 599 045	143 198 086	0
Emprunt AFD - 2024	2024	2024	1 133 651 549	1 065 632 458	45 346 062	181 384 248	838 902 148
<i>Sous-total AFD</i>				1 280 429 589	116 945 107	324 582 334	838 902 148
TOTAL			8 931 667 524	6 258 532 322	500 893 555	1 687 065 573	4 070 573 195
Intérêts courus				23 062 654	23 062 654		
				6 281 594 976	523 956 208	1 687 065 573	4 070 573 195
Débloques annuels.....				582 817 858			
Remboursement en capital.....				559 089 778			

La tranche 2024 de l'emprunt consortial SOC/BT, de 1.000MXPf, a été totalement mobilisée à fin 2025 à hauteur de 583MXPf.

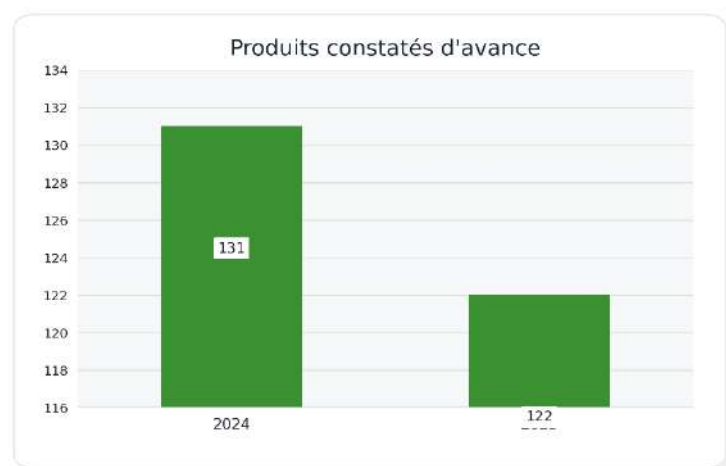
L'emprunt PGE est totalement remboursé à fin 2025.

Le niveau de remboursement du capital a été de 559MXPf sur 2025.

III. Produits constatés d'avance

Ce poste est principalement composé des écritures de crédits en défiscalisation et du fonds de régulation relatif à la formule tarifaire.

Il est ainsi passé de 131MXPf en 2024 à 122MXPf en 2025.



IV. Eléments caractéristiques des 5 derniers exercices

	2025	2024	2023	2022
SITUATION FINANCIERE EN FIN D'EXERCICE				
a) Capital social	1 800 000 000	1 800 000 000	1 800 000 000	1 800 000 000
b) Nombre de titres créés	180 000	180 000	180 000	180 000
RESULTAT GLOBAL DES OPERATIONS EFFECTUEES				
a) Chiffre d'affaires net	2 245 244 306	1 501 486 773	1 299 870 015	1 344 448 748
b) Bénéfice avant impôt, amortissements et provisions	690 104 379	869 781 419	645 902 147	631 076 463
c) Impôt sur les bénéfices	132 449 690	107 322 844	67 517 875	92 680 624
d) Bénéfice après impôt, amortissements et provisions	371 475 606	321 634 406	211 105 392	290 050 874
e) Montant des bénéfices distribués dans l'année	128 700 000	80 100 000		
RESULTAT DES OPERATIONS REDUITES A UNE SEULE ACTION				
a) Bénéfice avant impôt, mais avant amortissements et provisions	3 834	4 832	3 588	3 506
b) Bénéfice après impôt, amortissements et provisions	2 064	1 787	1 173	1 611
c) Dividendes versés par action	715	445		
PERSONNEL				
a) Nombre de salariés	41	40	41	41
b) Montant de la masse salariale	413 059 560	389 626 964	412 050 980	376 976 438
c) Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux				

V. Compte de Résultat 2025

COMPTE DE RESULTAT	Budget 2025-CA 123 du 12/11/2024	Visée 2025-CA 125 du 12/11/2025	2025-CA 126 du 23/3/2026
PRODUITS D'EXPLOITATION	1 884 224 710	2 598 388 670	2 657 914 338
<i>produits des ventes</i>	1 599 906 859	2 238 225 828	2 245 244 306
<i>dont redevances hors pertes et NRJ en compteur</i>		1 460 460 000	1 460 118 950
<i>dont NRJ en compteur</i>		116 600 000	117 043 333
<i>dont couverture des pertes</i>		150 948 852	146 644 219
<i>dont revente d'Energie -Producteurs solaires</i>	0	510 216 976	521 437 804
<i>dont autres produits</i>	10 000 000	25 787 963	37 605 177
<i>dont reprise de la caducité</i>	254 317 851	254 317 851	254 317 851
<i>dont production immobilisée</i>	20 000 000	30 000 000	32 105 010
<i>dont gestion de la régulation</i>		31 595 291	31 853 449
<i>dont droit à redevance supplémentaire</i>			
<i>dont RAP et Transfert de Charges</i>		18 461 737	56 788 545
CHARGES D'EXPLOITATION	1 457 789 706	2 108 280 464	2 164 146 366
<i>Achat Energie Producteurs solaires</i>	0	510 216 976	521 437 804
<i>Pertes s/réseau de Transport</i>		150 948 852	146 644 219
<i>Autres Achats et Charges Externes *</i>	295 691 149	331 563 961	346 613 120
<i>dont maintenance des réseaux</i>	95 940 000	124 842 673	128 154 706
<i>Autres Impôts et taxes</i>	30 186 669	27 168 797	26 087 801
<i>Charges de personnel</i>	417 962 600	413 293 242	412 559 560
<i>DAP</i>	713 949 288	674 350 715	703 423 986
<i>dont Amortissements techniques</i>	711 949 288	672 350 715	672 941 765
<i>dont PIDR</i>	2 000 000	2 000 000	3 460 073
<i>dont Litige Terres</i>			9 940 000
<i>dont risque sur Affaire Electrifié</i>			17 000 000
<i>Perte définitive sur créance</i>	0	737 921	7 379 876
<i>dont factures EDT/Marama nul non recevables</i>			
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	426 435 004	490 108 206	493 767 972
PRODUITS FINANCIERS	10 000 000	23 760 000	27 952 576
CHARGES FINANCIERS	186 410 515	161 620 125	164 292 617
RÉSULTAT FINANCIER	-176 410 515	-137 860 125	-136 340 041
RÉSULTAT COURANT	250 024 489	352 248 081	357 427 931
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	266 628 151	152 555 104	146 497 366
<i>dont reprise de subventions</i>	166 219 472	158 164 067	164 791 428
<i>dont reprise sur compte de régulation AV3</i>	100 408 679		
<i>dont reprise provision (créance)</i>		178 562 078	178 795 852
- <i>dont écritures de crédit d'impôt</i>	0	-59 598 202	-58 979 753
- <i>dont charges et produits s/exercice antérieur</i>			-4 664 793
- <i>dont pertes sur créances antérieures (EDT)</i>		-124 572 839	-125 310 760
<i>dont cession d'actifs</i>	0	0	517 992
- <i>dont DAP exceptionnelles pour renouv Actif</i>			-8 652 600
RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	516 652 639	504 803 185	503 925 297
IMPOT SUR LES BENEFICES +CSI	154 995 792	132 710 381	132 449 690
RESULTAT DE L'EXERCICE	361 656 848	372 092 803	371 475 606

EVENEMENTS SURVENUS APRES LA CLOTURE DE L'EXERCICE

Le protocole de sortie du litige avec LTPP a été signé par TEP courant mars 2026.

Le traitement de la sortie a été appréhendée dans les comptes dès 2025, avec la reprise de la provision de 35MFXPF, le produit à recevoir de 28MFXPF et la perte sur créance de 7MFXPF.