

Schéma Directeur des Energies des Iles Marquises

Rapport de synthèse des résultats

Commune de Tahuata



16 Novembre 2020

Contexte global et objectif

Contexte de la production et distribution d'électricité des îles Marquises

- Une production électrique fortement carbonée et dépendante d'importations d'énergie fossile
- Des ressources énergétiques contrastées selon les îles :
 - Deux îles avec une production hydroélectrique prépondérante, déjà opérationnelle
 - Deux îles avec une ressource biomasse significative
 - Des potentiels éoliens fortement contraints par la morphologie des îles
- Une gestion de la production et distribution d'électricité variée selon les communes, avec :
 - 3 communes en fin de concession s'interrogeant sur les choix à prendre à court terme
 - 2 communes en régie
- Des configurations des systèmes électriques variées, avec :
 - des réseaux électriques distribués à l'échelle de zones habitées ou de vallées
 - des micro-réseaux alimentant une zone urbanisée
 - des sites isolés

Contexte global et objectif

Objectifs de l'étude

Contribuer à apporter des réponses aux questions suivantes :

- Quels enjeux / contraintes pour un mix entre 75 à 100 % EnR à 2040 ?
- Quel parc optimisé ? Répartition géographique ?
- Enjeu économique (LCOE) ?
- Quels besoins en infrastructure réseau ?
- Quels besoins en moyens d'équilibrage et services systèmes ?

Sommaire

- **Contexte global et objectif**
- **Contexte spécifique à la commune**
- **Etat des lieux**
 - Analyse du système électrique actuel
 - Analyse de la demande
 - Analyse des potentiels ENR
- **Scénarisation**
 - Principes de la scénarisation
 - Paramétrage des scénarios
 - Résultats du scénario n°1
 - Résultats du scénario n°2
- **Etudes de sensibilité**
- **Conclusions**

Contexte spécifique de la commune de Tahuata

La commune de Tahuata exploite en Régie la production et la distribution d'électricité de l'île.
La production d'électricité est principalement assurée par des groupes électrogènes. Une centrale hydroélectrique est en cours de mise en service sur Hanatetena.

Enjeux :

- La maîtrise des budgets communaux avec l'enjeu d'une part EnR la plus forte possible pour réduire le coût des approvisionnement en carburant
- Une volonté du conseil municipal de maintenir un coût d'accès à l'électricité le moins couteux possible que ce soit sur le prix d'électricité ou les coûts de raccordement au réseau pour les habitants de l'île

A prendre en compte :

- Capacité de financement des investissements sur des moyens de production EnR pour réduire la dépendance au pétrole de l'île
- Capacité de financement des travaux de renouvellement des réseaux

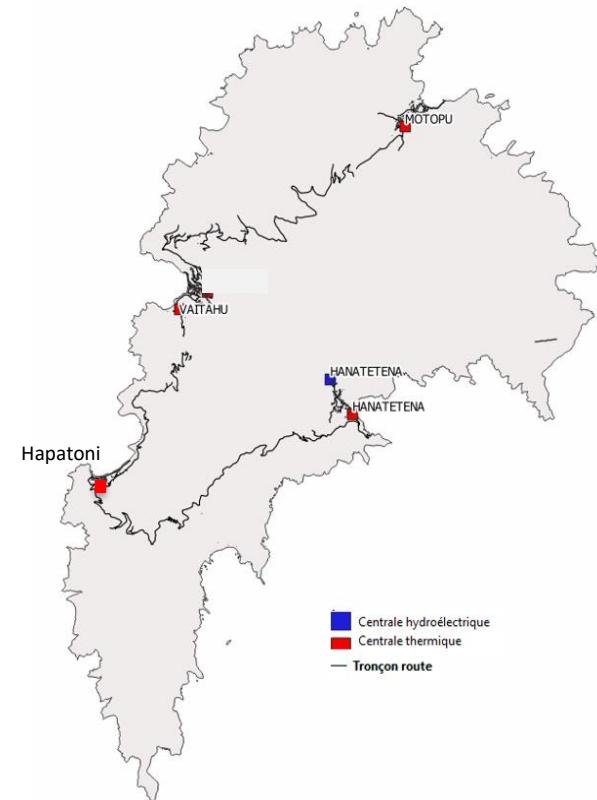
Analyse du système électrique actuel

Configurations présentes

- 4 vallées (Vaitahu, Hapatoni, Motopu et Hanatena) alimentées par leurs propres moyens de production
- Réseau de distribution au sein des vallées mais pas d'interconnexion électrique entre vallées

Enjeux

- Risques sécurité exploitation (personnels non habilités, risques électriques immédiats sur certains ouvrages, volet sécurité-environnement)
- Consommation spécifique des groupes élevée sur plusieurs vallées
- Mise en service centrale hydroélectrique Hanatetena



Analyse du système électrique actuel

Problématiques d'exploitation rencontrées

- Un réseau électrique vétuste avec des besoins de renouvellement à hauteur de (estimation EDT - 2016):

VAITAHU	HANATETENA	HAPATONI
75%	25%	10%

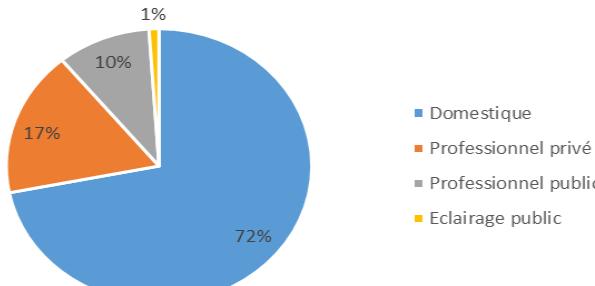
Pour un investissement de 40,3 millions de FCP HT (corrigé 2020 sur base inflation moyenne 1,5 %)

Enjeux

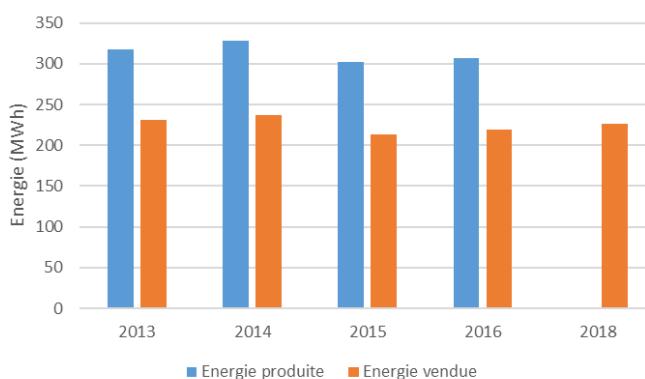
- Investissement renouvellement des réseaux électriques
- Remplacement des comptages

Analyse de la demande

Répartition de la consommation - Vaitahu



Energie produite et vendue, Vaitahu



Consommation :

- 74 % due aux usages domestiques
- ⇒ Consommation stable sur les dernières années
- 195 abonnés en 2019 soit 3,4 habitants par foyer

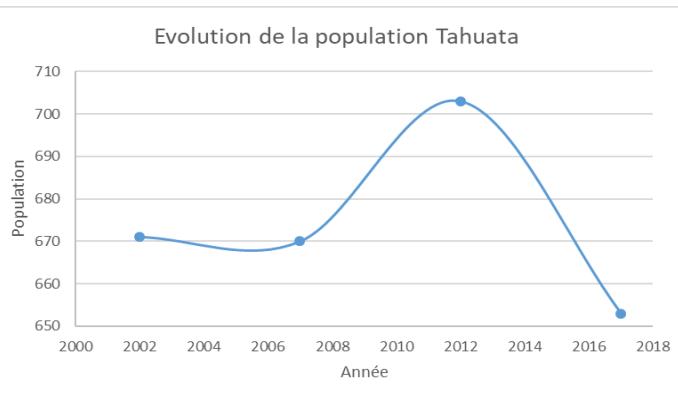
Année	Vaitahu	Motopu	Hanatetena	Hapatoni
Consommation moyenne (kWh/client.mois):	152	157	147	167

Remarques :

- Manque d'historique de consommation
- Ecart de l'ordre de 30 % entre consommation et production => erreur de comptage
- Surconsommation pompage sur Motopu et Hapatoni => enjeu de maîtrise des durées de fonctionnement

Analyse de la demande

Déterminants de la demande



Evolution de la population & Nombre d'abonnés :

- Pas de tendance à l'évolution ou de baisse sur les 20 dernières années -> hypothèse population stable

Nombre d'habitants par foyer

- 3,4 hab / foyer en moyenne – similaire aux autres îles

Consommation par mois par foyer et par vallée en 2017

Année	Vaitahu	Motopu	Hanateten a	Hapatoni
Consommation moyenne (kWh/client.mois):	152	157	147	167

- Un peu en dessous de la moyenne des autres îles (170 kWh/client et mois)

Analyse de la demande

Projets impactant la demande

Projets engagés:

Vaitahu :

Bâtiment frigorifique de 6m³ : consommation de 30 kWh/jour

Deux magasins supplémentaires : même consommation que le premier, c'est-à-dire 32,5 MWh/an soit 89 kWh/jour chacun.

7 nouvelles construction de logement d'habitation (programme OPH) prévu dès 2021

Motopu :

L'école est fermée et transférée sur Vaitahu : suppression de la part de consommation de l'école (275 kWh/an)

Pompe : enjeu de maîtrise d'énergie impliquant une diminution de la consommation de 27 MWh/an par mise en œuvre comptage

Projet de mise à disposition de logement pour 10 familles : ajout de 10 fois 157 kWh/mois, soit 18840 kWh/an

Hanatetena :

Pas de projet en cours

Hapatoni :

Pompe : enjeu de maîtrise d'énergie impliquant une diminution de la consommation observée sur les dernières années de 8,5 MWh/an.

Projets potentiels:

Hapatoni :

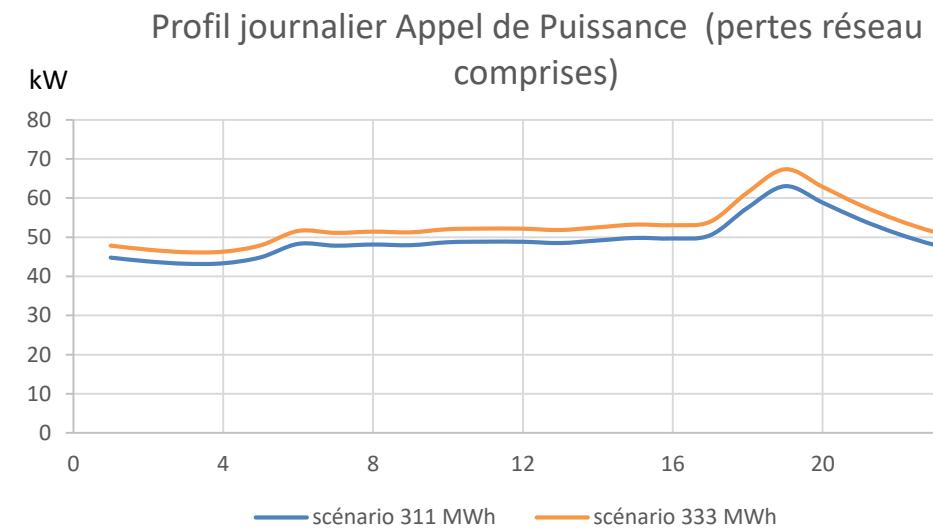
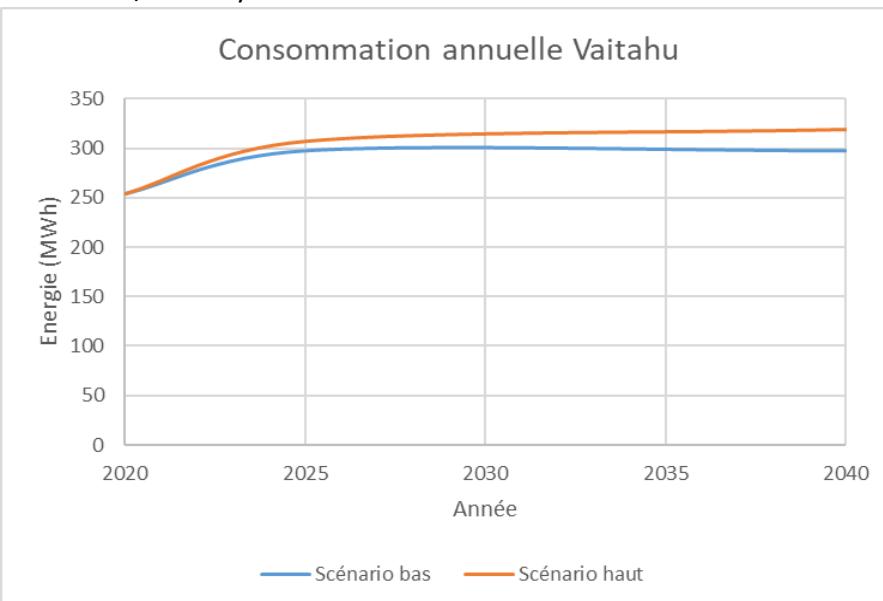
Ouverture d'une épicerie locale : base petite épicerie avec consommation estimée à 16 kWh/jour soit 6 MWh à l'année (50 % magasins bourg Vaitahu)

Scénario d'évolution de la demande

Vallée de Vaitahu

Scénario tendanciel, prenant en compte les projets retenus et considérant du reste que la consommation à l'échelle des différentes vallées reste stable. Prise en compte maîtrise des durées de fonctionnement des pompes.

Scénario haut prenant en hypothèse l'ensemble des projets identifiés et une augmentation de la consommation pour atteindre une consommation de 170kWh/mois.foyer.



Hypothèse de pertes réseaux (technique et commerciale) : 28 % (base estimation EDT – 2016)

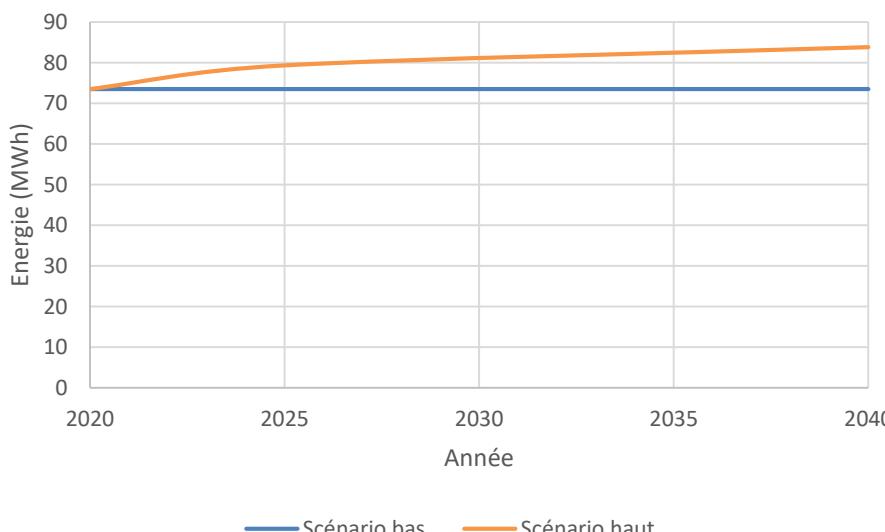
Scénario d'évolution de la demande

Vallée de Hanatetena

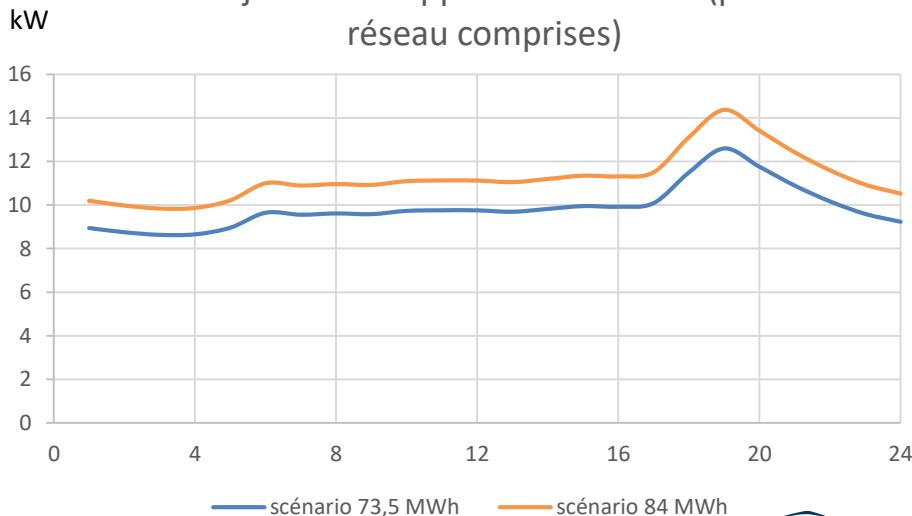
Scénario tendanciel, prenant en compte les projets retenus et considérant du reste que la consommation à l'échelle des différentes vallées reste stable. Prise en compte maîtrise des durées de fonctionnement des pompes.

Scénario haut prenant en hypothèse l'ensemble des projets identifiés et une augmentation de la consommation pour atteindre une consommation de 170kWh/mois.foyer.

Consommation annuelle Hanatetena



Profil journalier Appel de Puissance (pertes réseau comprises)



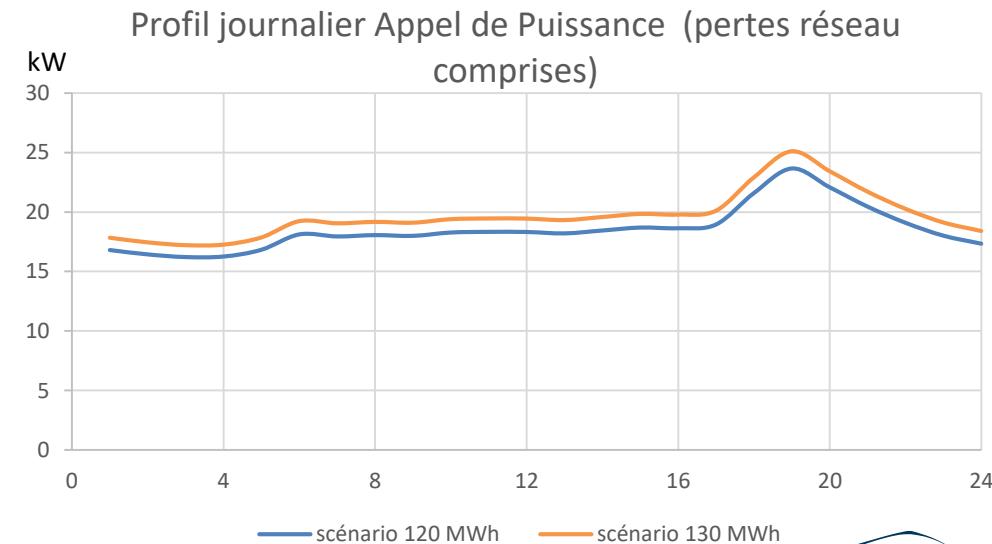
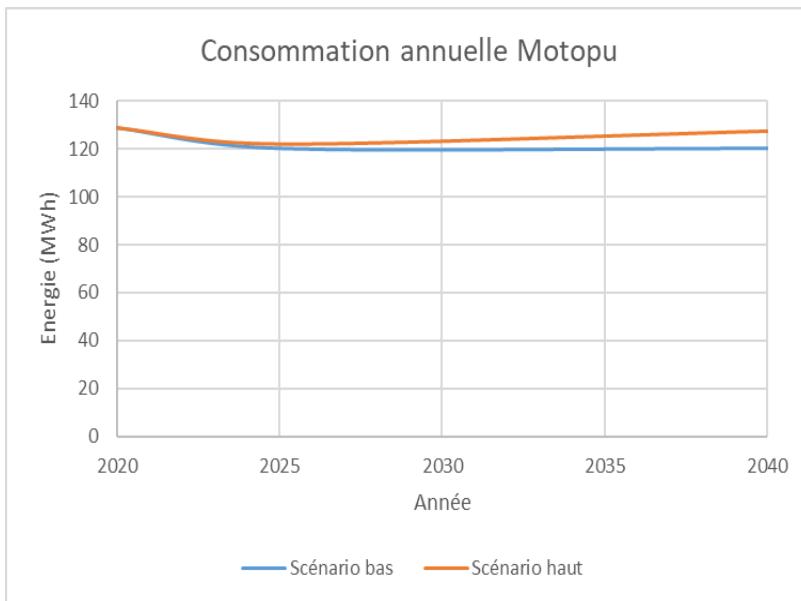
Hypothèse de pertes réseaux (technique et commerciale) : 15 % (base estimation EDT – 2016)

Scénario d'évolution de la demande

Vallée de Motopu

Scénario tendanciel, prenant en compte les projets retenus et considérant du reste que la consommation à l'échelle des différentes vallées reste stable. Prise en compte maîtrise des durées de fonctionnement des pompes.

Scénario haut prenant en hypothèse l'ensemble des projets identifiés et une augmentation de la consommation pour atteindre une consommation de 170kWh/mois.foyer.



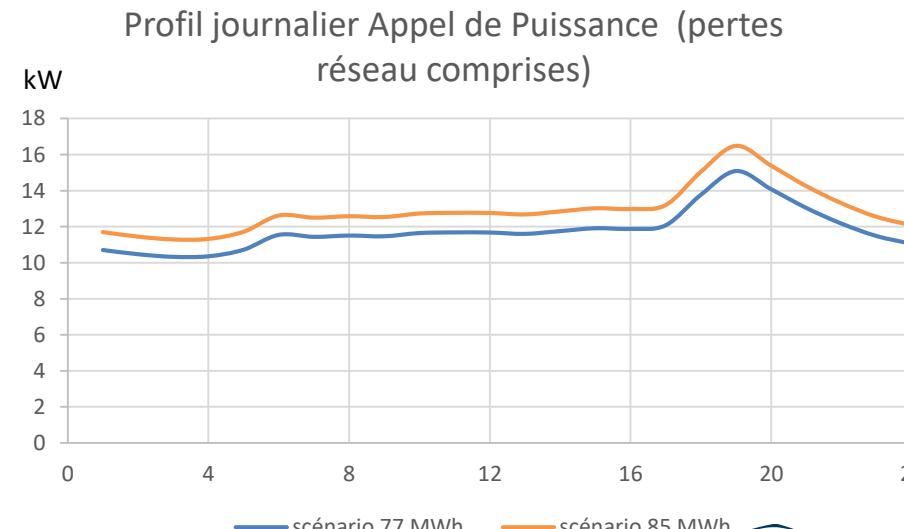
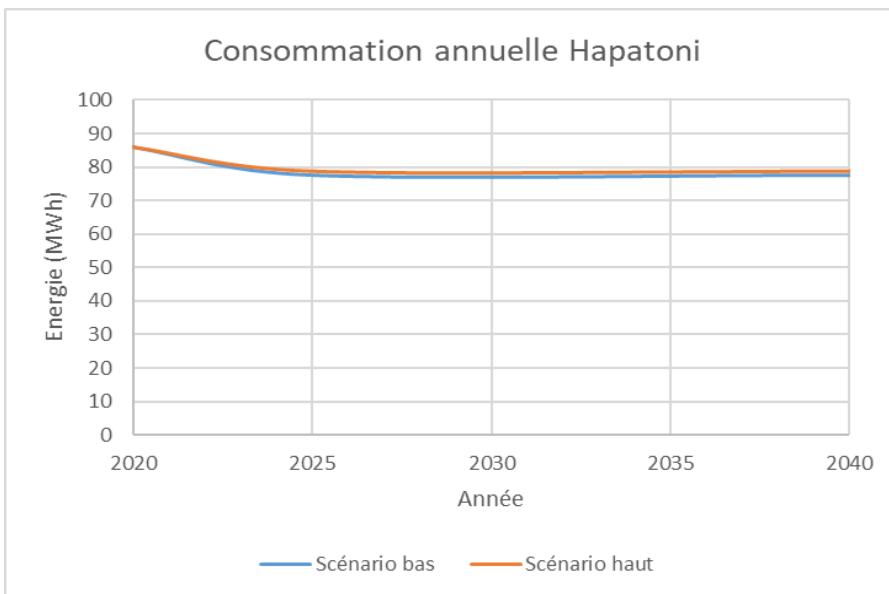
Hypothèse de pertes réseaux (technique et commerciale) : 26 % (base estimation EDT – 2016)

Scénario d'évolution de la demande

Vallée de Haptoni

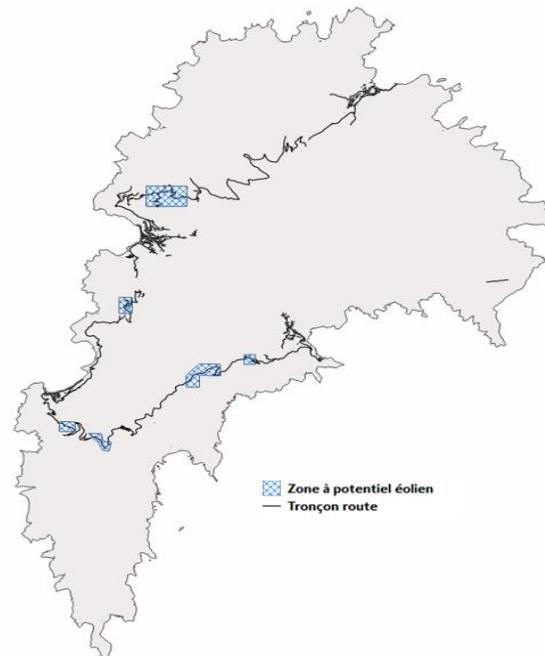
Scénario tendanciel, prenant en compte les projets retenus et considérant du reste que la consommation à l'échelle des différentes vallées reste stable. Prise en compte maîtrise des durées de fonctionnement des pompes.

Scénario haut prenant en hypothèse l'ensemble des projets identifiés et une augmentation de la consommation pour atteindre une consommation de 170kWh/mois.foyer.



Hypothèse de pertes réseaux (technique et commerciale) : 25 % (base estimation EDT – 2016)

Analyse des potentiels ENR



Hypothèses

- Vitesse du vent à 100 m : zones supérieures à 6,5 m
- Proximité des routes et du réseau électrique
- Eloignement des habitations
- Zone avec topographie régulière
- 75 m de hauteur pour limiter impact visuel (éolienne de 100 kW)

Potentiel retenu

- Vallée de Hapatoni – 100 kW car distance inférieure à 1 km mais sous condition validation de l'existence de ce potentiel par étude complémentaire

Après échange, la commune décide de ne pas retenir dans la suite de l'étude de solution de production d'électricité éolienne du fait des enjeux paysager et compétences limitées disponibles sur la Polynésie Française.

Analyse des potentiels ENR

Solaire

Hypothèses

- Visite des sites communaux pour identifier toitures favorables
- Identification de terrain sous maîtrise foncière commune ou pays favorables

Potentiel retenu Vaitahu

- 580kWc sur toiture dont
 - 400 kWc mobilisable sans surcoût réfection ou renforcement de charpente
 - 180 kWc mobilisable avec coût complémentaire de réfection de toiture ou renforcement de charpente

Potentiel retenu Motopu

- 77 kWc mobilisable avec surcoût réfection ou renforcement de charpente
- 150 kWc au sol sur le site de l'ancienne école

Potentiel retenu Hapatoni

- 30 kWc sur toiture réellement utilisable

Potentiel supplémentaire disponible à condition de couper des arbres

Potentiel photovoltaïque insuffisant pour satisfaire la demande de la vallée

Scénario à étudier - Vaitahu

Scénario Tendanciel	Scénario Haut
Demande stable avec prise en compte projets engagés 311 MWh à 20 ans	Hypothèse augmentation de la demande pour atteindre une consommation de 170kWh/mois.foyer. 332 MWh à 20 ans
Potentiel Photovoltaïque toiture 400 kWc (sans surcout) – 180 kWc (avec surcoût travaux toiture / charpente)	Potentiel Photovoltaïque toiture 400 kWc (sans surcout) – 180 kWc (avec surcoût travaux toiture / charpente)
Projets pris en compte : <ul style="list-style-type: none">• Bâtiment frigorifique de 6m3 : consommation de 30kWh/jour• Second magasin : même consommation que le premier, c'est-à-dire 32,5 MWh/an soit 89kWh/jour.• 7 nouvelles construction (programme OPH)	Projets pris en compte : <ul style="list-style-type: none">• Bâtiment frigorifique de 6m3 : consommation de 30kWh/jour• Second magasin : même consommation que le premier, c'est-à-dire 32,5 MWh/an soit 89kWh/jour• 7 nouvelles construction (programme OPH)

Scénario à étudier - Motopu

Scénario Tendanciel	Scénario Haut
<p>Demande stable avec prise en compte projets engagés 120 MWh à 20 ans</p> <ul style="list-style-type: none">• Potentiel Photovoltaïque toiture 77 kWc (avec surcoût travaux toiture / charpente)• Potentiel Photovoltaïque au sol de 150 kWc sur site ancienne école	<p>Hypothèse augmentation de la demande pour atteindre une consommation de 170kWh/mois.foyer. 130 MWh à 20 ans</p> <ul style="list-style-type: none">• Potentiel Photovoltaïque toiture 77 kWc (avec surcoût travaux toiture / charpente)• Potentiel Photovoltaïque au sol de 150 kWc sur site ancienne école
<p>Projets pris en compte :</p> <ul style="list-style-type: none">• Fermeture de l'école• Pompe : enjeu de maîtrise d'énergie• Projet de mise à disposition de logement pour 10 familles	<p>Projets pris en compte :</p> <ul style="list-style-type: none">• Fermeture de l'école• Pompe : enjeu de maîtrise d'énergie• Projet de mise à disposition de logement pour 10 familles

Scénario à étudier - Hanatetena

Scénario Tendanciel	Scénario Haut
Demande stable 73,5 MWh à 20 ans	Hypothèse augmentation de la demande pour atteindre une consommation de 170kWh/mois.foyer. 84 MWh à 20 ans
Valider les conditions d'autonomie énergétique par la centrale hydroélectrique existante	Valider les conditions d'autonomie énergétique par la centrale hydroélectrique existante
Aucun projet impactant la demande identifié	Aucun projet impactant la demande identifié

Scénario à étudier - Hapatoni

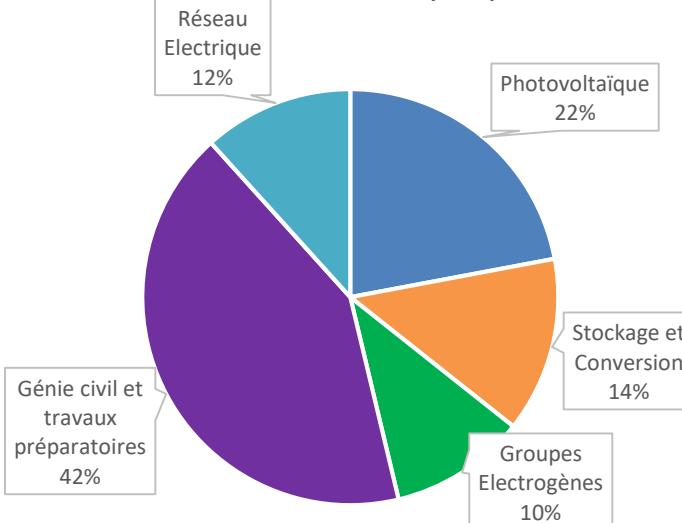
Scénario Bas	Scénario Haut
<p>Hypothèse augmentation de la demande pour atteindre une consommation de 170kWh/mois.foyer. 77 MWh à 20 ans</p> <ul style="list-style-type: none">Potentiel Photovoltaïque toiture 30 kWc (avec surcoût travaux toiture / charpente)	<p>Hypothèse augmentation de la demande pour atteindre une consommation de 170kWh/mois.foyer. 85 MWh à 20 ans</p> <ul style="list-style-type: none">Potentiel Photovoltaïque toiture 100 kWc (avec surcoût travaux toiture / charpente)
<p>Projets pris en compte :</p> <ul style="list-style-type: none">Pompe : enjeu de maîtrise d'énergie	<p>Projets pris en compte :</p> <ul style="list-style-type: none">Pompe : enjeu de maîtrise d'énergieOuverture d'une épicerie locale

Scénario n°1 – Tendanciel – Part ENR supérieur à 75 %

Synthèse

- Mise en place de centrales hybrides couplant photovoltaïque et groupe diesel (Hors Hanatetena)
- Besoin de capacité de stockage pour pallier variabilité du solaire
- Investissement global de 344 800 kFCP

Part des Investissements par poste en kFCP



Vaitahu

Photovoltaïque
Batterie
GE

260 kWc
620 kWh
110 kVA
150 kVA existant

Part EnR : 75 %
Investissement 137 500 kFCP

Hapatoni

Photovoltaïque
Batterie
GE

30 kWc
11 kWh
40 kVA
60 kVA existant

Part EnR : 42 %
Investissement 61 500 kFCP

Motopu

Photovoltaïque
Batterie
GE

83 kWc
218 kWh
2 x 50 kVA

Part EnR : 75 %
Investissement 96 100 kFCP



Travaux Réseau

Investissement 40 300 kFCP

Hanatetena

Hydroélectricité
GE

40 kVA
88 kVA à remplacer

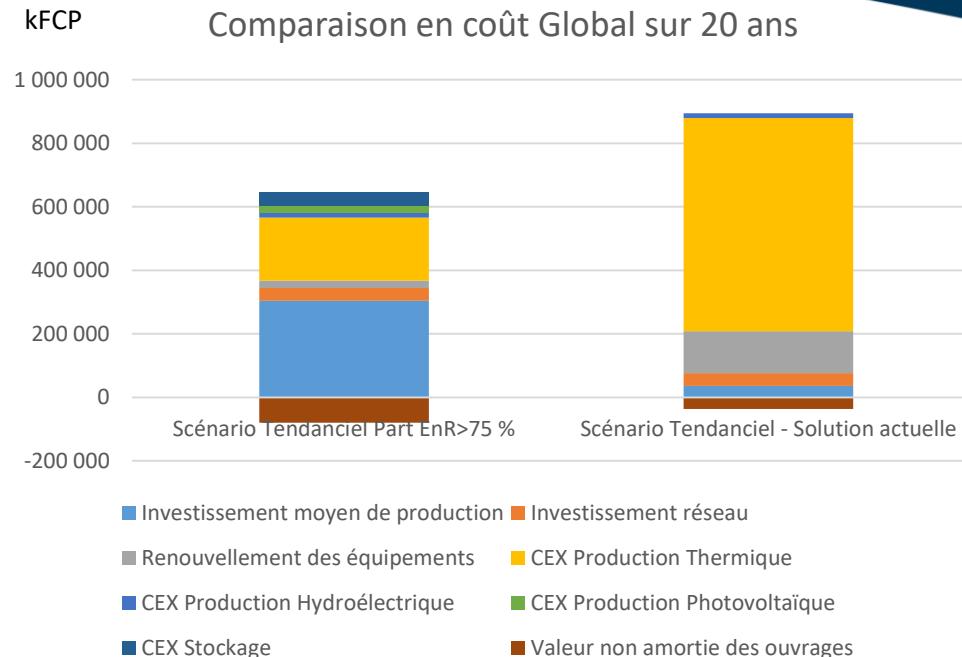
Part EnR : supérieure à 80 %
Investissement 9 600 kFCP

Scénario n°1 - Tendanciel

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	49 FCP/kWh
<i>LCOE (avec actualisation)</i>	79 FCP/kWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	564 964FCP
Investissements bruts	344 800 FCP
dont production	257 500FCP
dont stockage	47 000FCP
dont réseau	40 300 FCP

*LCOE = Levelized Cost of Energy calculé comme le ratio des investissements et de la somme des coûts d'exploitation actualisés divisés par la somme des productions actualisées (kWh) sur les 20 ans d'observation



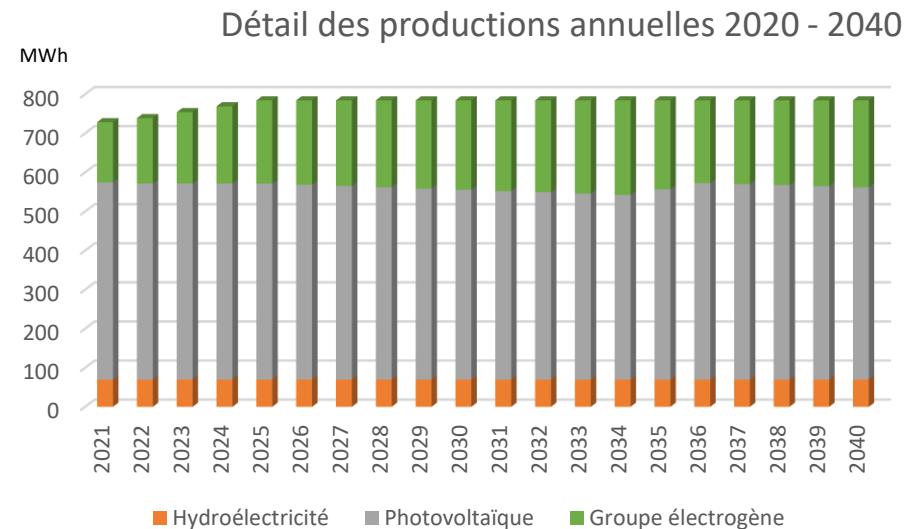
Structure des coûts complets de production 2020 - 2040
Cout global prenant en compte les Amortissement, et coûts d'exploitation

Coût du scénario actuel (production par GE) reconstitué pour prendre en compte en particulier les coûts main d'œuvre, provision pour renouvellement du matériel.

Scénario n°1 - Tendanciel

Résultats techniques : bilans annuels

Demande à 2040	582 MWh
dont couverture ENR	72 %
dont production locale	100 %
Parc ENR [kW]	413,7 kW
dont ENR variables	373 kW
Stockage	849 kWh
Renforcement réseaux	Non nécessaire



Trajectoire des mix de production
Graphique surface empilé par filière [MWh/an]

Scénario n°1 – Tendanciel

Implications du scénario

- Conséquence sur le prix de l'électricité

Permet une baisse du prix de production de l'électricité mais avec besoin en investissement fort les premières années.

- Compatibilités avec scénario de concession

Investissements importants qui ne pourront être portés uniquement par le concessionnaire sous risque de rendre peut attractif la concession.

- Points d'attention

Forte réduction des coûts d'exploitation contre balancés par besoin d'investissement élevés

- Limites

Besoin de soutien en subvention pour rendre les investissements possible pour la commune

Scénario n°1 – Tendanciel – part EnR supérieur à 75 %

Rôles des Groupes Electrogènes

- Complément production photovoltaïque
 - Démarré le soir pour terminer la charge des batteries les journées de faible ensoleillement ou démarrage la nuit quand la batterie est déchargée
 - Assure l'alimentation du village en journée les jours de très faible ensoleillement
- Continuité d'alimentation les jours de maintenance
- Assure secours de l'installation en cas de pannes

Pourquoi conserver 2 Groupes Electrogènes

- 1 des groupes est un des éléments de production de la centrale hybride photovoltaïque + groupe électrogène
- Le second groupe permet de couvrir le risque de perte du plus gros moyen de production

		Situation actuelle (2018)	Scénario Tendanciel Part EnR>75 %
<i>Moyens de production (kWél)</i>			
Hydroélectricité (kWél)		41	41
Photovoltaïque (kWc)	<i>Sol</i>	83	290
	<i>Bâtiment</i>		
Stockage (MWh)		849	
Groupes Electrogènes (kWél)		330	292
Puissance cumulée installée (kWél)		371	705
Puissance maximale appelée (kWél)			146
<i>Production annuelle (MWh/an)</i>			
Hydroélectricité		70	
Photovoltaïque			492
Groupe électrogène		728	223
consommation carburant (l)		239 200	69 626
Total Production annuelle 2040 (MWh/an)		728	784
			72%
<i>Consommation (MWh)</i>			
Total consommation 2040 (MWh/an)		540	583
Pertes Distribution			25,7%

Comparaison technique des scénarios

		Situation actuelle (2018)	Scénario Actuel / Tendantiel - Cout d'exploitation reconstitué	Scénario Tendanciel Part EnR>75 %	Scénario Haut Part EnR>75 %
<i>Moyens de production (kWé)</i>					
Hydroélectricité (kWé)		41	41	41	41
Photovoltaïque (kWc)	<i>Sol</i>			83	88
	<i>Bâtiment</i>			290	341
Stockage (MWh)				849	1 051
Groupes Electrogènes (kWé)		330	330,31	292	312
Puissance cumulée installée (kWé)	371	371	705	782	
Puissance maximale appelée (kWé)			146	146	158
<i>Production annuelle (MWh/an)</i>					
Hydroélectricité			70	70	70
Photovoltaïque				492	566
Groupe électrogène		728	715	223	210
consommation carburant (l)	239 200	228 671	69 626	65 674	
Total Production annuelle 2040 (MWh/an)	728	784	784	846	
	<i>Part EnR</i>		9%	72%	75%
<i>Consommation (MWh)</i>					
Total consommation 2040 (MWh/an)	540	583	583	632	
	<i>Pertes Distribution</i>		25,7%	25,7%	25,3%

Comparaison économique des scénarios

Avec les Mix EnR

Forte réduction des CEX du fait diminution des achats de carburants

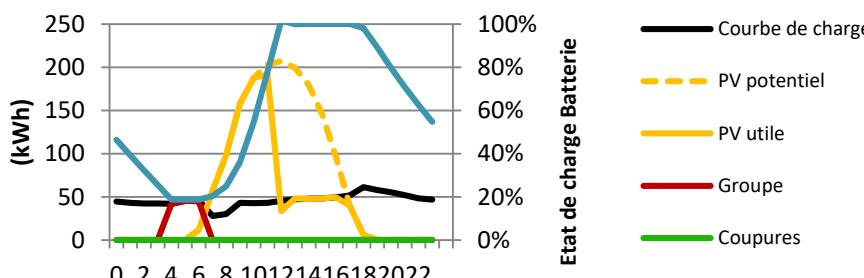
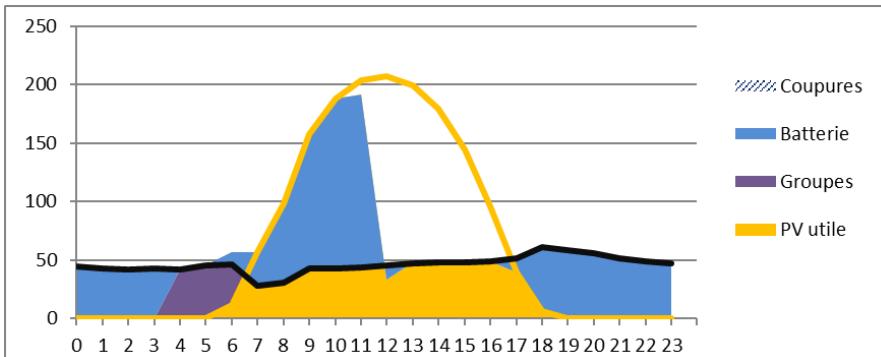
	Situation actuelle (2018) selon compte de la régie	Scénario Actuel / Tendantiel - Cout d'exploitation reconstitué	Scénario Tendantiel Part EnR>75 %	Scénario Haut Part EnR>75 %
<i>Charges d'exploitation (CEX) en kFCP</i>	48 780	49 939	17 950	17 394
<i>Production Thermique</i>	48 780	38 645	11 534	10 630
Maintenance	18 631	14 868	4 294	3 801
Consommation (c)	30 148	23 777	7 240	6 829
<i>Production photovoltaïque</i>			1 199	1 387
<i>Stockage</i>			2 459	3 134
<i>Production hydroélectricité</i>	0	867	867	867
<i>Distribution Electricité</i>	0			
<i>Gestion Clientèle</i>	0			
<i>Provision pour renouvellement des équipements</i>		10 428	1 891	1 376
<i>Recette</i>	14 538			
Vente électricité	14 387			
Autres recettes	151			
<i>Investissement</i>		76 385	344 847	368 977
<i>Investissement moyens de production</i>		36 085	304 547	328 677
<i>Investissement réseau</i>		40 300	40 300	40 300

Remarque : les comptes de la régie ne prenant pas en compte les frais de personnels, l'amortissement des équipements, nous avons reconstitué un scénario de coût pour pouvoir mener une comparaison avec les scénarios EnR.

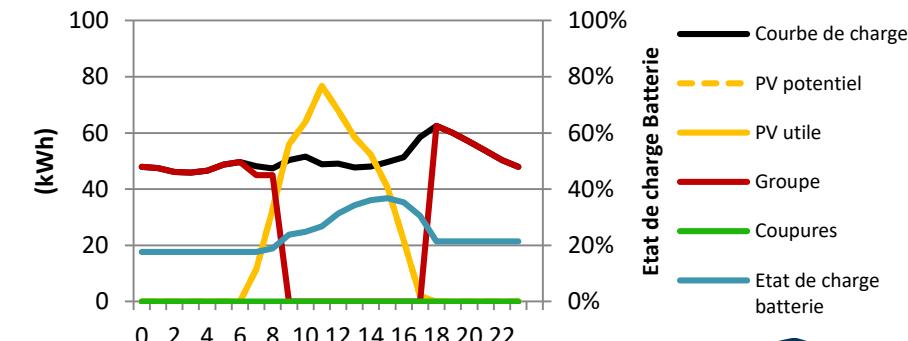
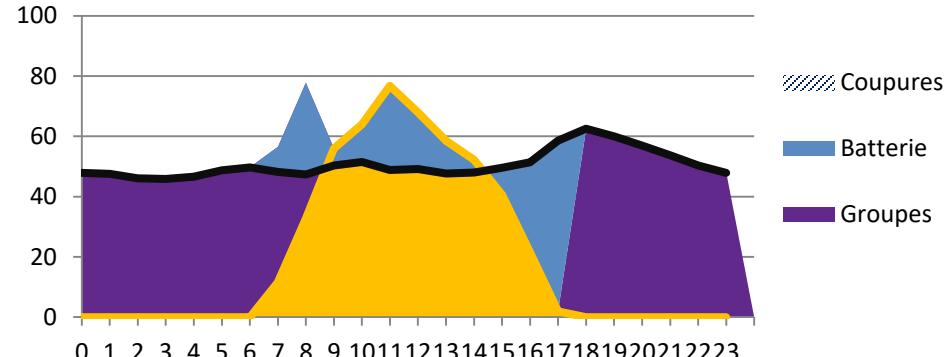
Ils prennent aussi en compte les amortissement des investissements

Scénario n°1 – Tendanciel – part EnR supérieur à 75 %

Principe de fonctionnement de la centrale hybride



Fonctionnement une journée de fort ensoleillement



Fonctionnement une journée de faible ensoleillement

Scénario n°1 - Tendanciel

Principe de fonctionnement de la centrale hybride

- L'équilibre Offre demande est assuré par la batterie
- La batterie est chargée la journée par l'excès de production solaire et permet d'alimenter la pointe du soir et le début de la nuit.
- Le GE est en relais quand la batterie est déchargée
- Durée de vie de la batterie estimée à 12 ans sur ces cyclages hebdomadaires
- Réduction possible de la puissance GE car la batterie disponible pour les appels de puissance

Scénario n°1 – Tendanciel – part EnR supérieur à 75 %

Centrale hybride Vaitahu

- Solution qui permet de conserver le site de production actuel
- Gymnase assez récent

	Emplacement
Production photovoltaïque	- 200 kWc à minima en toiture du Gymnase (Orientation NE – SO) - 60 kWc sur d'autres bâtiments communaux
Stockage batterie	Dans bâtiment à construire à côté de la centrale existante
Groupes électrogène	Emplacement existant – Mise au norme du bâtiment à prévoir

Modules Photovoltaïque en toiture

Local technique – centrale hybride



Gymnase Vaitahu

Scénario n°1 – Tendanciel – part EnR supérieur à 75 %

Centrale hybride Motopu

	Emplacement
Production photovoltaïque	- 83 kWc sur terrain ancienne école (idéalement Est – Ouest)
Stockage batterie	Dans bâtiment à construire sur terrain ancienne école
Groupes électrogène	Dans bâtiment à construire sur terrain ancienne école. Le local GE existant nécessitant de gros travaux de rénovation

Modules Photovoltaïque au sol – orientation Est / Ouest

Local technique – centrale hybride



Site de l'ancienne école

Scénario n°1 – Tendanciel – part EnR supérieur à 75 %

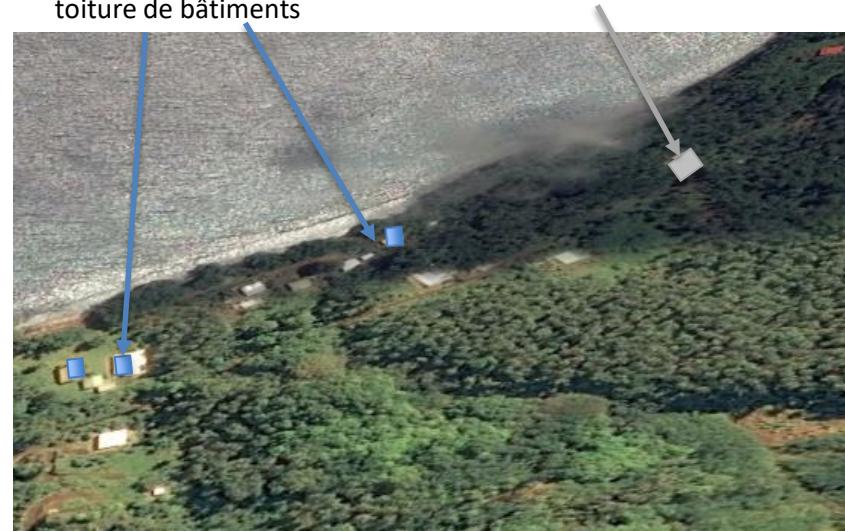
Centrale hybride Hapatoni

- Emplacement sur toiture privilégié du fait village au sein d'une zone boisée
- Limitation à 30 kWc pour limiter les arbres à couper pour limiter les effets d'ombrage

	Emplacement
Production photovoltaïque	30kWc à repartir sur les bâtiments disponibles en limitant l'élagage d'arbres nécessaire
Stockage batterie	Dans bâtiment à construire à côté centrale thermique existante
Groupes électrogène	Local GE existant mais qui nécessite des mises au normes

Modules Photovoltaïque répartis sur différentes toiture de bâtiments

Local technique – centrale hybride sur emplacement centrale thermique actuelle



Village d'Hapatoni

Scénario n°1 – **Tendanciel** – part EnR supérieur à 75 %

Centrale Hydroélectrique Hanatetena

- Centrale existante et récente à conserver
- Secours par GE existant

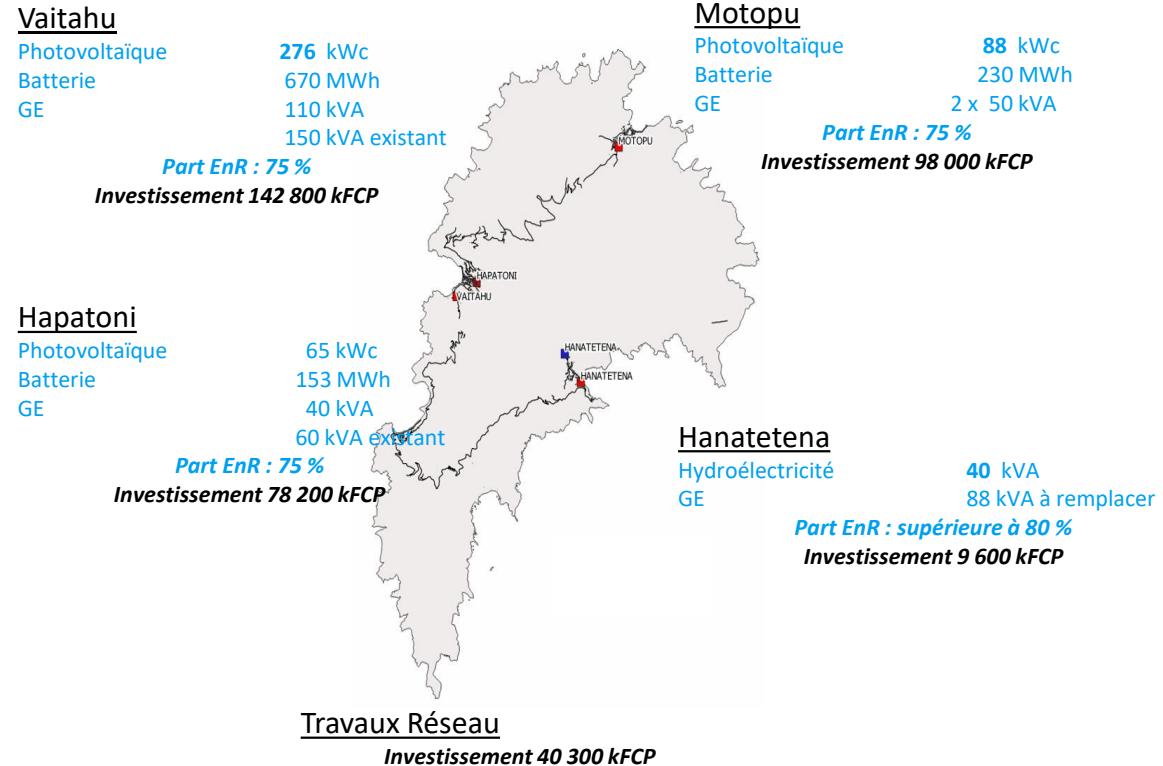


Centrale existante

Scénario n°2 - Haut

Synthèse

- Mise en place de centrales hybrides couplant photovoltaïque et groupe diesel (Hors Hanatetena)
- Besoin de capacité de stockage pour pallier variabilité du solaire
- Investissement global de 369 000 kFCP



Scénario n°2 - Haut

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	47 FCP/kWh
<i>LCOE* (avec actualisation)</i>	78 FCP/kWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	567 265FCP
Investissements bruts	369 000 FCP
dont production	270 700 FCP
dont stockage	58 000 FCP
dont réseau	40 300 FCP

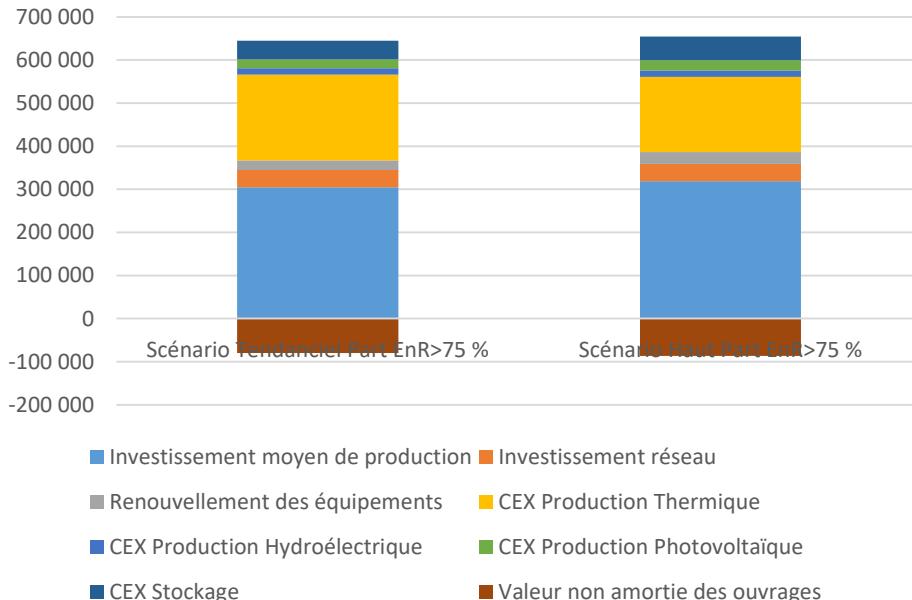
*LCOE = **Levelized Cost of Energy** calculé comme le ratio des investissements et de la somme des coûts d'exploitation actualisés divisés par la somme des productions actualisées (kWh) sur les 20 ans d'observation

Le modèle économique prend en compte :

- Investissement (yc financement de la dette)
- Cout d'exploitation (main d'œuvre, carburants, provision pour renouvellement des matériels, conduite et fonctionnement...)

Il ne prend pas en compte les Frais de fonctionnement et de siège du concessionnaire.

Comparaison en coût Global sur 20 ans



Structure des coûts complets de production 2020 - 2040

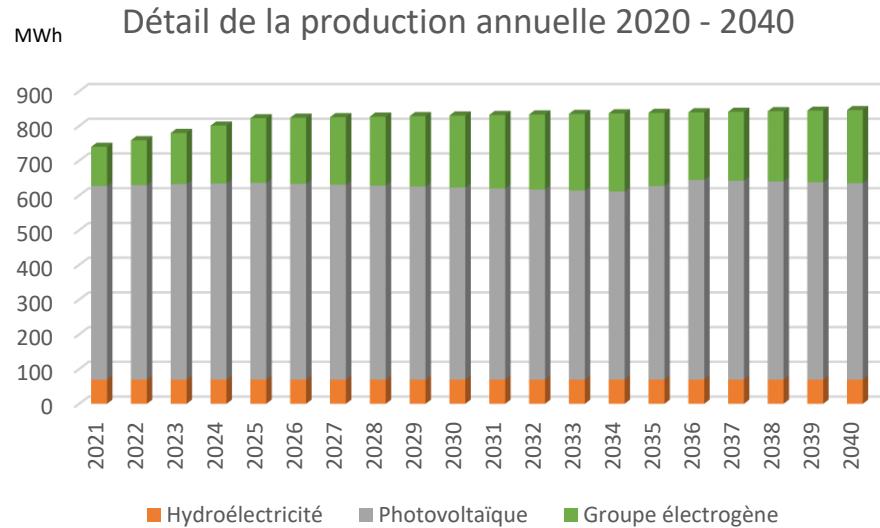
Cout global prenant en compte les Amortissement, et coûts d'exploitation

Coût du scénario actuel (GE) reconstitué pour prendre en compte en particulier les coûts main d'œuvre, provision pour renouvellement du matériel.

Scénario n°2 - Haut

Résultats techniques : bilans annuels

Demande à 2040	619 MWh
dont couverture ENR	75 %
dont production locale	100 %
Parc ENR [kW]	470 kW
dont ENR variables	429 kW
Stockage	1 051 kWh
Renforcement réseaux	Non nécessaire



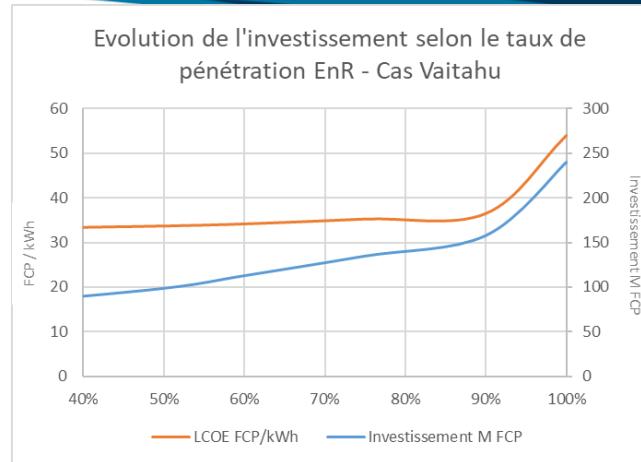
Trajectoire des mix de production
Graphique surface empilé par filière [MWh/an]

Analyse de sensibilité

Sensibilité sur le taux de pénétration EnR

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

- Optimum économique sur le LCOE (Levelized Cost of Energy, coût actualisé de l'énergie) aux alentours de 45 - 50 %.
- LCOE qui augmente très vite au-delà de 80 % du fait besoin de capacité de stockage très forte (couverture des périodes de plus faible ensoleillement)

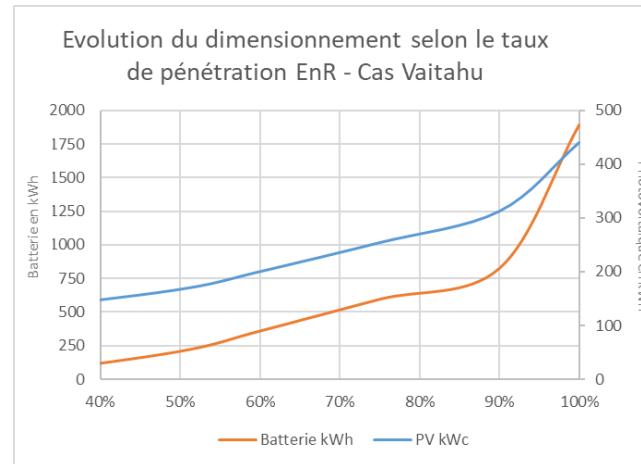


■ Points d'attention

- Prix de l'électricité produite qui varie de manière limitée pour un taux de pénétration EnR entre 40 et 80 % (7 %) mais un besoin d'investissement beaucoup plus important (60 %)

■ Limites

- Même dans le cas de l'autonomie totale besoin de conserver un Groupe électrogène pour assurer la continuité d'alimentation en électricité en cas d'aléas (Panne, maintenance...)



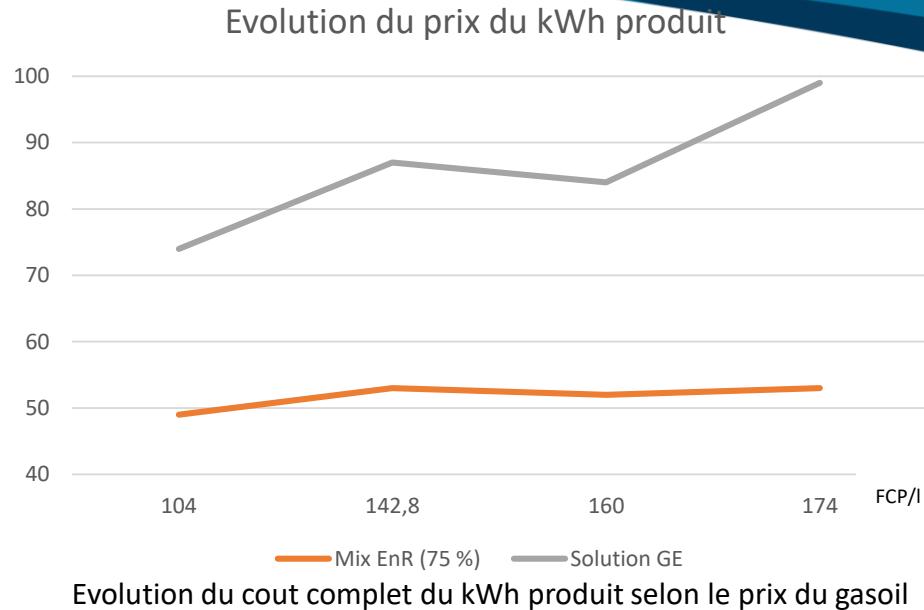
Analyse de sensibilité

Sensibilité à l'évolution du prix du diesel

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

Sensibilité beaucoup moins forte dans le cas d'un Mix EnR fort

Forte sensibilité dans la configuration production GE majoritaire avec enjeu d'augmentation très forte des coûts d'exploitation



Prix du carburant Diesel (FCP/I)	Année 2020	Année 2040
Standard 77,2 FCP/I +1,5 % inflation par an	77,2	104,0
Base 106 FCP/I + 1,5% inflation	106,0	142,8
scénario taxe CO2 forte, augmentation du prix du diesel faible	77,2	160,0
scénario taxe CO2 faible, augmentation du prix forte	77,2	174,0

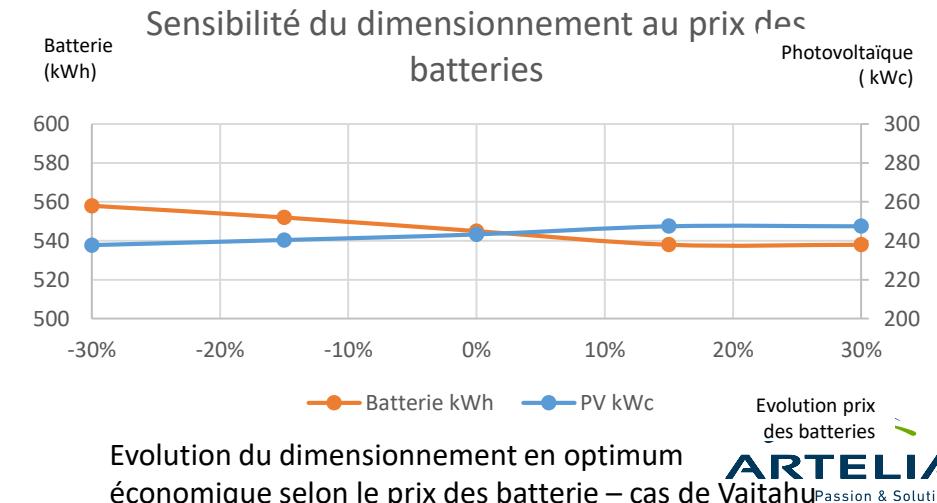
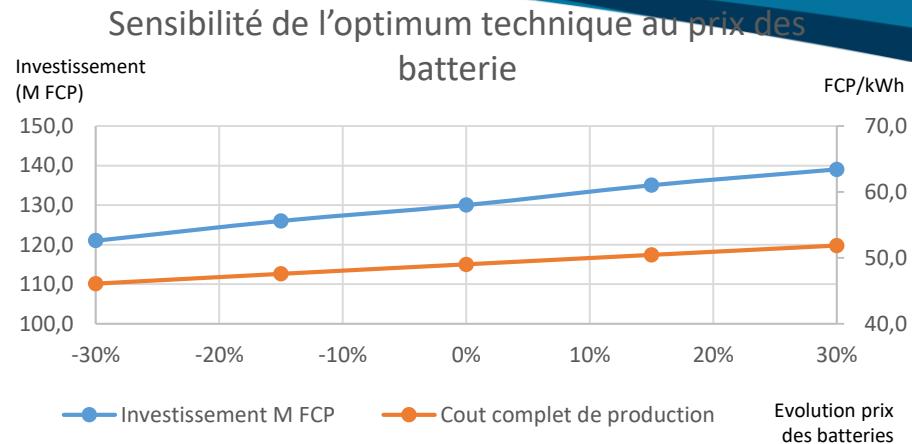
Analyse de sensibilité

Sensibilité du dimensionnement à l'évolution du prix des batteries

■ Conséquence

Le prix des batterie est l'élément dimensionnant du taux de pénétration EnR variable

Le coût de production photovoltaïque étant très faible

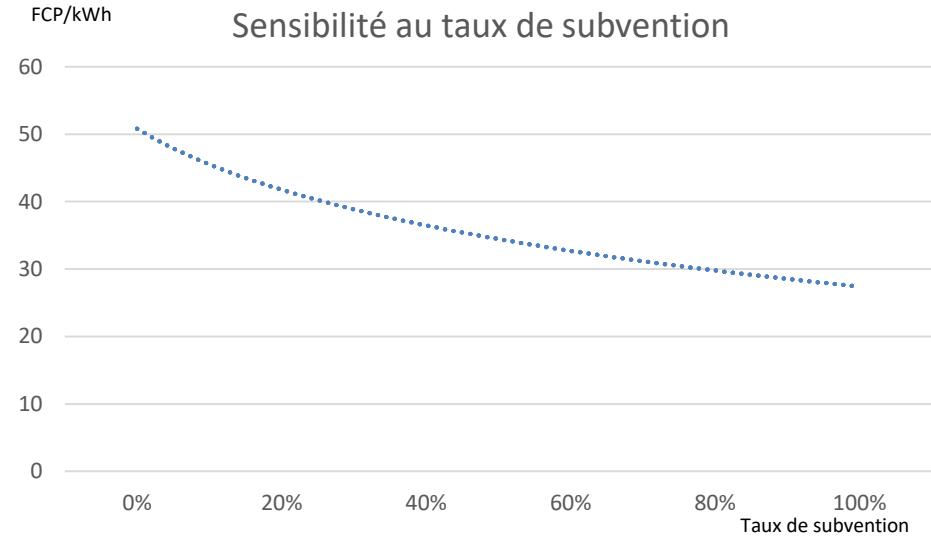


Analyse de sensibilité

Sensibilité aux taux de subvention

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

Influence très forte du fait de la part prépondérante de l'investissement dans la structure de coût d'un Mix fortement EnR



Evolution du cout complet du kWh selon taux de subvention à l'investissement

Conclusions

Un coût de production de l'électricité actuel qui n'est pas le reflet du coût réel car ne prend pas en compte les frais de personnel et les coûts d'amortissement (ou d'investissement nécessaire à maintenir la valeur de l'actif de production)

Possibilité de réduire dépendance au pétrole et réduire le coût de production de l'électricité par la mise en place de centrales hybrides photovoltaïque

■ Avantages

- Réduction de plus de 70 % de la consommation Gasoil avec le scénario à 75 % EnR.
- Limitation risque de variation annuelle des coûts d'exploitation en cas de variation des coûts du pétrole
- Réduction forte des coûts d'exploitation annuel

■ Inconvénient

- Besoin de développer compétences locales exploitation de centrales hybrides
- Besoin en investissement important qui peut rendre peu attractif la concession pour un tiers. Même dans le scénario prix de production d'électricité optimum (taux de pénétration EnR à 40%), les besoins en investissement représentent 260 000 kFCP à comparer aux recettes annuelles actuelles de 14 538 kFCP

Conclusions

■ Enjeux – Besoin de capacité de financement

- Facturation de l'ensemble de l'énergie consommée (Qualité de comptage et facturation des usages communaux) pour permettre de disposer des moyens économiques pour l'entretien du réseau et le portage des investissements
- Besoin de subvention ou d'utiliser le mécanisme de péréquation tarifaire pour permettre trouver levier de financement des investissements

Conclusions

Dans le cas d'une régie : enjeu de formation des agents de la régie à l'exploitation des centrales hybrides

- Agents municipaux avec formation initiale en électricité
- Habilitation électrique
- A compléter avec
 - Formation au fonctionnement d'une centrale hybride par Maitre d'œuvre de l'installation ou entreprise travaux (2 -3 jours minimum)
 - Association aux essais et mise en service d'une centrale hybride en phase construction
 - Période d'exploitation temporaire de 1 ou 2 ans confiée au constructeur avec plan de formation des agents municipaux et prise en charge progressive de l'exploitation. La formation devra comprendre :
 - ✓ Actions de maintenance préventive (batteries, modules photovoltaïques, onduleur...)
 - ✓ Suivi des performances de la centrale - Diagnostic de pannes à partir de l'IHM
 - ✓ Recherche de pannes
 - ✓ Premier niveau d'actions de maintenance correctrice
- Favoriser à l'échelle des îles Marquises le développement d'un pôle de compétence pour les opérations de maintenance correctrice plus poussée