

Energies renouvelables dans les îles du Pacifique :
état des lieux et projets exemplaires

Jean Hourcourigaray, David Wary et Stéphane Bitot (Société Airaro)

Coordination : Frédéric Audras, agence de Papeete et Françoise Rivière, division
Recherche et développement (RED), AFD

AVERTISSEMENT :

Les analyses et conclusions de ce document ne reflètent en aucun cas le point de vue de l'Agence Française de Développement ou de ses tutelles institutionnelles.

TABLE DES MATIERES

1	Contexte et cartes d'identité énergétiques des différents pays	5
1.1	Introduction	5
1.2	Déploiement de l'électricité dans le Pacifique	7
1.3	Déploiement des énergies renouvelables	9
1.4	Les limites au développement des énergies renouvelables	14
2	Hydroélectricité	18
2.1	Grande hydroélectricité	18
2.2	Micro-hydroélectricité.....	23
3	Energies issues de biomasse.....	27
3.1	Biogaz	27
3.2	Biocarburants	32
3.3	Autres projets biomasse existants.....	37
4	Solaire photovoltaïque	38
4.1	Projets d'électrification pour maisons individuelles / sites isolés	38
4.2	Centrales hybrides	40
5	Autres technologies	46
5.1	Eolien	46
5.2	Energie houlomotrice	49
5.3	Climatisation par eau profonde (SWAC)	50
5.4	Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) ou Energie thermique des mers (ETM)...	52
5.5	Géothermie	54
6	Exemples de projets mixtes	56
6.1	Hôtel The Brando de Tetiaroa, Polynésie française	56
6.2	Projet "Small is beautiful", Tuvalu	59
7	Maîtrise de la demande en énergie	62
8	Quelles énergies renouvelables pour le Pacifique demain ?.....	65
8.1	Réflexion sur l'évolution des prix et des technologies.....	65
8.2	Quels sont les projets d'énergies souhaitables pour le Pacifique de demain ?.....	68
	BIBLIOGRAPHIE	73

INTRODUCTION

Cette étude a été confiée par l'Agence Française de Développement à la société Airaro¹, basée en Polynésie française, en consultation et accord unanime du ministère polynésien de l'Équipement, de l'Énergie et des Mines, des services du Haut-Commissariat de la République en Polynésie française et de l'Agence pour le développement et la maîtrise de l'énergie (ADEME).

L'objectif de cette étude était de fournir une source documentaire objective, pertinente et utilisable à l'attention des acteurs institutionnels et économiques lors d'un colloque régional sur les énergies renouvelables qui devait être organisé par la collectivité de Polynésie française et le Haut-Commissariat de la République au 2ème trimestre 2014, mais dont la date a été décalée compte tenu des changements politiques locaux intervenus depuis les dernières élections territoriales (mi-2013).

De façon plus large, le sujet des énergies renouvelables revêt, dans le contexte de lutte contre le dérèglement climatique, une importance considérable. Un grand nombre d'Etats insulaires de la zone du Pacifique sont extrêmement dépendants de l'énergie fossile et subiront, dans les prochaines années, des impacts importants liés au réchauffement climatique (biodiversité, élévation du niveau de la mer, sécurité alimentaire...). Il convient ici de noter que les petits pays insulaires (notamment ceux du Pacifique) regroupés dans l'organisation intergouvernementale AOSIS, constituent, au sein des négociations « Climat », une véritable force de lobbying vis-à-vis des grands pays industriels. Les images du Conseil des ministres des Maldives, organisé sous la surface de la mer, témoigne de cette volonté de ces petits pays insulaires de se faire entendre au plus haut niveau. La notion de « réfugié climatique » n'est plus un simple concept, il pourrait devenir, dans les prochaines années, une véritable notion juridique.

Cette étude ne prétend, en aucune façon, répondre à ces enjeux mais elle souhaite mettre en lumière quelques solutions qui fonctionnent (« les bonnes pratiques » selon les bailleurs de fonds) pour proposer leur adaptabilité ou leur caractère répliquable. L'approche retenue est donc avant tout positive et constructive : des solutions existent, parfois pour des coûts faibles, et ces projets procurent aux populations du Pacifique une partie, infime parfois, mais souvent la plus réconfortante, de leur équilibre et de leur sentiment d'appartenir une communauté mondiale.

L'Agence Française de Développement souhaite adresser ses remerciements à l'ensemble des partenaires institutionnels et économiques, et aux organismes intergouvernementaux de la région du Pacifique, dont les apports documentaires et les analyses ont permis de réaliser cette étude.

¹ BP 140 435 - 98701 ARUE, Polynésie française, RCS Papeete TPI 12 51 B - N° Tahiti A14412.
Adresse mail du correspondant principal de l'étude : Jean.hourcourigaray@airaro.com

1 Contexte et cartes d'identité énergétiques des différents pays

1.1 Introduction

Sources des données

La documentation consacrée aux énergies renouvelables dans le Pacifique est, relativement à la taille des territoires considérés, assez fournie. De nombreux efforts d'harmonisation des données ont été fournis ces dernières années. Des données clés, telles que la production d'énergie par source, sont aujourd'hui disponibles pour presque tous les Pays Insulaires du Pacifique (PICTs)². Dans ce domaine, il est nécessaire de saluer le travail des équipes de l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA) et de la Communauté du Pacifique (CPS).

Parmi les documents récurrents, il existe un grand nombre de schémas directeurs, plans d'investissements et autres déclarations d'intentions renouvelées régulièrement. Les ambitions affichées sont grandes avec des objectifs à atteindre de 50, 75 et 100 % d'énergies renouvelables dans les mix énergétiques d'ici à 2015 ou 2020. Malheureusement, faute de financements, de temps ou de cohérence politique, il est courant de constater que les projets concrets qui en découlent sont beaucoup moins nombreux, et les retours d'expérience encore plus rares. Aussi, afin d'aller au-delà de l'étude bibliographique, nous avons choisi de multiplier les sources d'information et de contacter directement les divers porteurs de projets.

Les différentes sources bibliographiques sont placées en fin de document.

Qu'est-ce qu'un projet exemplaire ?

Un projet peut être exemplaire selon de nombreux critères : fort impact sur le mix énergétique, financement innovant, respect de l'environnement à la réalisation, valorisation des ressources locales, aspects sociaux bénéfiques, etc. Même si l'impact sur le mix était un critère déterminant, nous avons essayé, autant que possible, de choisir des exemples variés en termes de taille, de montage, de réalisation.

Au final, le critère défini avec l'AFD a été de sélectionner des projets **dont on peut souhaiter qu'ils soient répliqués ailleurs**. Nous n'avons donc sélectionné aucun projet « exemplairement mauvais », et nous avons autant que possible insisté, pour chacun des cas, sur les conditions nécessaires pour renouveler l'approche dans d'autres îles.

² On inclura dans les PICTs les Pays et territoires d'outre-mer (PTOM) que sont la Nouvelle-Calédonie, la Polynésie française et Wallis-et-Futuna.

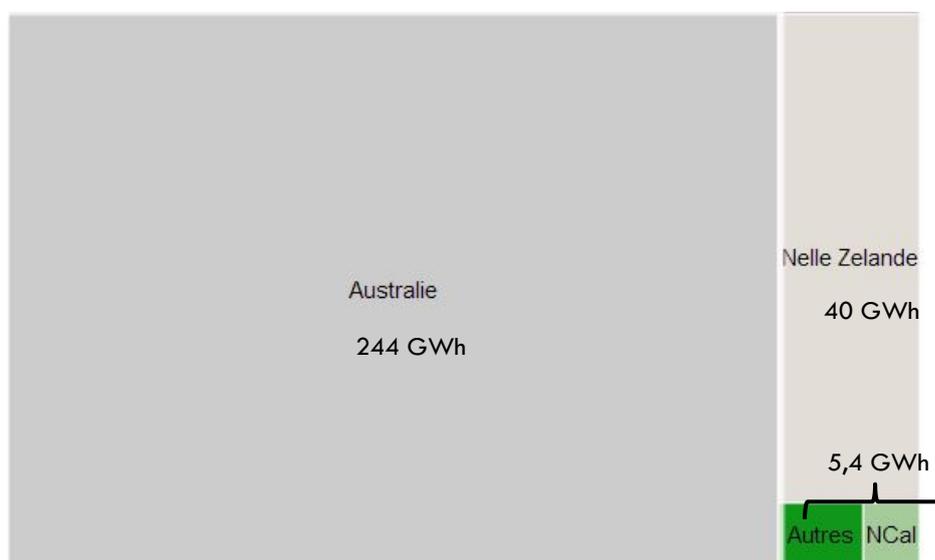
Pour autant, aucun des projets présentés ici n'est parfait. Tous ont des points améliorables ou des points à surveiller dans le cadre de programmes similaires, que nous nous sommes efforcés de mettre en lumière.

Périmètre et limites de l'étude

Le périmètre géographique de l'étude comprenait initialement l'ensemble des petits Etats insulaires du Pacifique, l'Australie, la Nouvelle-Zélande et les territoires français du Pacifique (Nouvelle-Calédonie, Polynésie française, Wallis-et-Futuna).

Néanmoins, étant donné les tailles très différentes de ces pays, les problématiques ne sont pas toujours comparables. En particulier, l'Australie et la Nouvelle-Zélande font face à un développement des énergies à l'échelle continentale, là où tous les autres pays (excepté peut-être la Nouvelle-Calédonie) gèrent des réseaux de taille modeste. Le graphique 1 illustre ces différences : l'Australie consomme 45 fois plus d'électricité que tous les pays insulaires réunis³. Pour la Nouvelle-Zélande, la consommation est de sept fois celle des autres pays de la zone.

Graphique 1. Productions électriques comparées de l'Australie, la Nouvelle-Zélande et la somme des autres pays



Source : AIE, IRENA.

³ Pays apparaissant en vert sur le graphique 1., incluant la Nouvelle-Calédonie.

En conséquence, la plupart des projets néozélandais et australiens, de par leur taille, sont impossibles à dupliquer dans les autres îles du Pacifique. Pour cette raison, le lecteur ne trouvera aucun exemple néo-zélandais ou australien dans cette étude, car ils ne répondent pas au critère de « répliquabilité ».

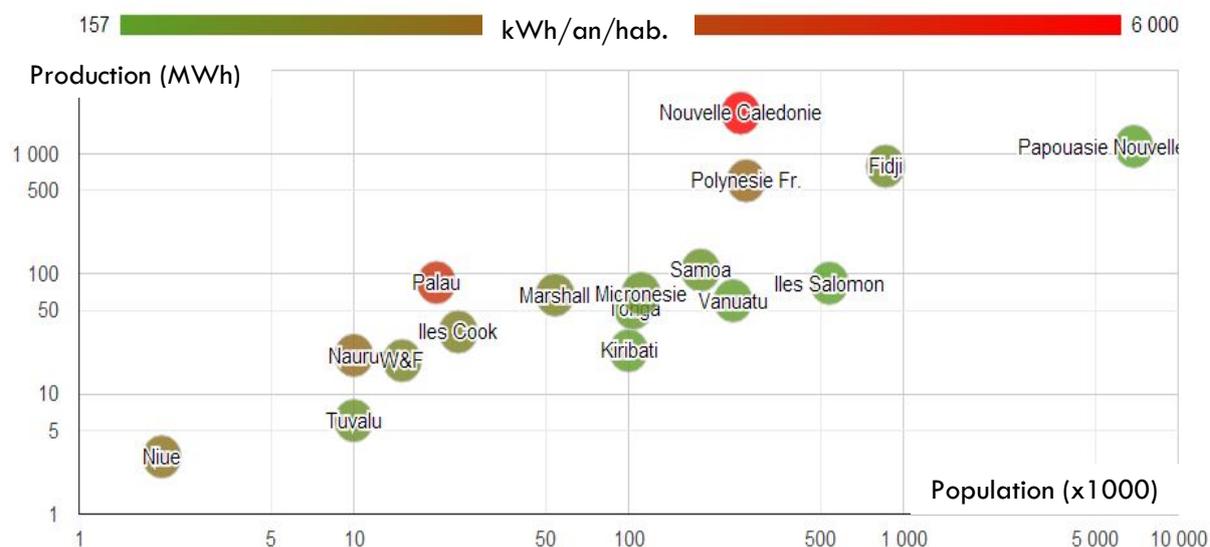
La Nouvelle-Calédonie, bien que totalisant la moitié de la production des pays considérés dans cette étude, reste confrontée aux mêmes problèmes et enjeux que les autres pays du Pacifique. Elle est donc incluse dans l'étude.

1.2 Déploiement de l'électricité dans le Pacifique

1.2.1 Un dimensionnement varié

Le graphique 2 compare les Etats insulaires selon deux critères : la population en abscisse, et la production d'électricité en ordonnée. La couleur indique la consommation annuelle par habitant.

Graphique 2. Population et production électrique par pays (données 2010)



Source : IRENA, SPC.

Remarque : ce graphique utilise des échelles logarithmiques. En effet, les populations vont de 1 400 habitants à Niue à plus de 6 millions en Papouasie (dont seulement 13 % raccordés au réseau). La Nouvelle-Calédonie est la plus grosse consommatrice d'énergie, principalement en raison de ses besoins énergétiques significatifs pour l'extraction. La

Polynésie française, dont le PIB par habitant est le deuxième plus élevé de la zone, est également au-dessus de la moyenne en termes de consommation d'électricité par habitant. On peut citer également Palau dont les consommations, principalement liées au tourisme, sont élevées.

1.2.2 Taux d'électrification et stratégies de développement

A l'exception de la Papouasie-Nouvelle-Guinée – PNG (13 % de raccordement), des îles Salomon (15 %), du Vanuatu (27 %) et des Etats fédérés de Micronésie (65 %), le taux d'électrification (accès à un réseau électrique même communal) est supérieur à 90 % pour tous les pays de la région étudiée.

Cette constatation appelle trois remarques :

1/ pour les populations des Etats cités *supra* et qui ne sont pas encore raccordées à un réseau, la question de l'absolue nécessité d'un raccordement peut être posée. Par exemple, certaines populations en Papouasie-Nouvelle-Guinée ne souhaitent pas voir le « progrès » bouleverser leurs coutumes millénaires.

Pour les micro-communautés qui le souhaitent, le projet de micro-hydroélectricité villageoise aux îles Salomon, apparaît en tous points comme un projet exemplaire. Pour les Salomon et la Papouasie-Nouvelle-Guinée, du fait du relief et de la pluviométrie, la micro-hydroélectricité et la valorisation de la biomasse semblent les pistes les plus prometteuses, sous réserve d'opter pour des procédures de financement simplifiées et d'impliquer fortement les sociétés civiles concernées dès l'amont du projet (voir les projets des îles Salomon en paragraphe 2.2.1, ainsi que les projets Biogaz aux Samoa décrits en 3.1.1). Il existe donc pour ces populations qui n'ont pas encore accès à un réseau d'électricité une réelle opportunité d'éviter la dépendance à l'énergie fossile, en mettant directement en place des solutions renouvelables et adaptées aux besoins locaux (ce qui nécessite un travail préalable – et souvent long – de dialogue social, ainsi qu'une maintenance régulière des équipements).

2/ Pour le second groupe, comprenant des réseaux plus importants, il semble possible de revenir vers des solutions industrielles éprouvées, et encore souvent à des micro-productions pour les sites les plus isolés. Seuls les réseaux les plus importants et les plus concentrés de la région, que sont la Nouvelle-Calédonie, Fidji et la Polynésie française, permettront de trouver un équilibre économique à des moyens de production industrielle comparables à ce qui se fait en dehors de la zone, c'est-à-dire des niveaux de production équivalant à des dizaines de MWc. Là encore, la pédagogie, le facteur temps, sont des ingrédients-clés de la réussite de ces projets : le seul calendrier de l'agrément de la défiscalisation, pour les collectivités d'outre-mer françaises, ne peut constituer le seul paramètre de décision.

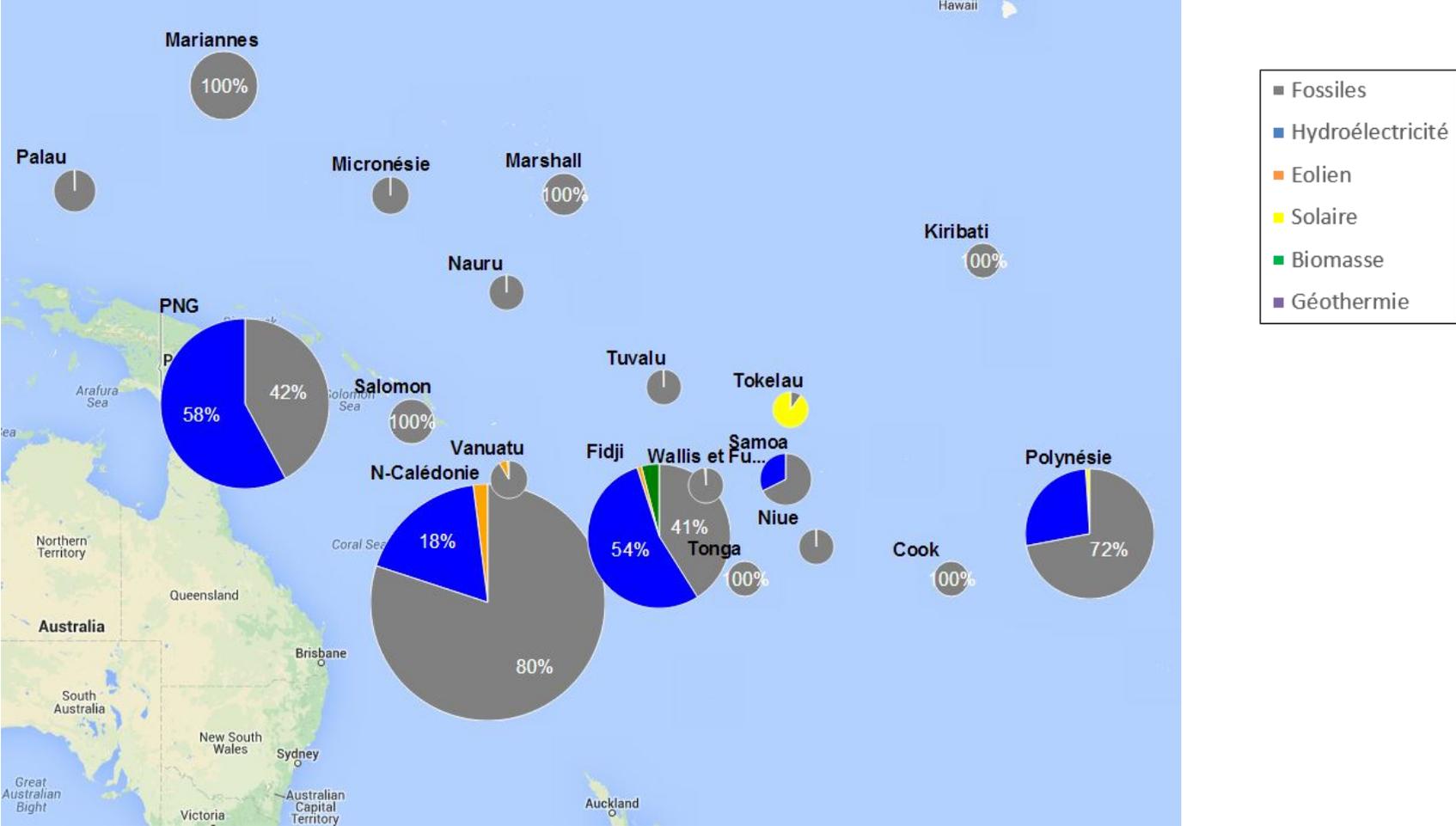
3/ Les autres pays sont déjà équipés à plus de 90 % et dépendent à 80 voire 100 % des énergies fossiles. Bien qu'éclatés, ils ne représentent qu'une puissance installée totale de

quelques MW ; Tuvalu, par exemple, correspond à l'île de Tahaa en Polynésie française, avec un réseau d'1MW, et Tahaa ne représente que 1 % de la puissance appelée à Tahiti. Pour ces Etats, il est possible d'élaborer une politique de financement et mise en œuvre de projets EnR à l'échelle de la région. Les prix de l'électricité sur la zone pacifique permettent de trouver facilement des technologies EnR pérennes économiquement. En cela, le projet de Tokelau nous est apparu comme exemplaire tout en appelant quelques réserves, notamment sur les calculs prévisionnels de coûts et d'économies réalisées (voir 4.2.1).

1.3 Déploiement des énergies renouvelables

La carte 1 récapitule les mix énergétiques en fonction des différents pays. La taille des camemberts est proportionnelle à la production d'électricité. On constate que les îles de moindre taille sont également les plus dépendantes aux énergies fossiles.

Carte 1. Mix des énergies renouvelables dans les îles



Source : IRENA.

1.3.1 Potentiels de développement

Tableau 1. Potentiels de développement

Pays	Population	Topographie	Electricité par hab. (kWh)	Taux d'accès à l'électricité	Puissance installée (MW)	% capacité EnR	Electricité produite (GWh)	% production EnR	Objectif 2020
Papouasie-Nouvelle-Guinée	6 900	Grande île	486	13 %	722	41	1 160	58	0 %
	Fort potentiel pour les populations qui le souhaitent. Géothermie, hydroélectricité, photovoltaïque, biomasse, biocarburant. Pays nouvellement producteur d'hydrocarbures								
Iles Salomon	538	Ile haute	142	15 %	36	0	84	1	50 %
	Très faible électrification, îles hautes donc possibilité d'hydroélectricité								
Vanuatu	240	Ile haute	270	27 %	31	20	65	19	65 %
	Très faible électrification, îles hautes donc possibilité d'hydroélectricité. Intensification de l'utilisation des biocarburants. Coût de l'électricité rendant possible de nombreuses EnR								
Etats fédérés de Micronésie	111	Mixte	560	65 %	28	18	69	4	50 %
	Electrification relativement faible. Hydroélectricité, photovoltaïque, biomasse, biocarburant.								
Tokelau	1	Atoll	0	90 %	1	93	1	90	90 %
	L'implantation de trois centrales hybrides PV a permis au mix énergétique de passer de 10 à 90 % d'EnR en l'espace de 5 ans								
Kiribati	100	Atoll	194	90 %	6	5	23	3	10 %
	PV, biocarburant, petit éolien fort impact car faible consommation. Possibilité de modifier totalement le mix électrique en quelques années								
Iles Marshall	54	Atoll	1 032	90 %	17	0	67	0	0 %
	PV, biocarburant, petit éolien								
Fidji	861	Ile haute	850	90 %	215	56	794	59	100 %
	Meilleur exemple de la région quant à une réelle volonté d'une dominante renouvelable sur un réseau de taille industrielle								
Tuvalu	10	Atoll	489	92 %	4	2	6	3	100 %
	PV, biocarburant, petit éolien, fort impact car faible consommation. Possibilité de modifier totalement le mix électrique en quelques années								
Tonga	104	Ile haute	487	95 %	12	1	52	0	50 %
	PV, biocarburant, petit éolien fort impact car faible consommation. Possibilité de modifier totalement le mix électrique en quelques années								

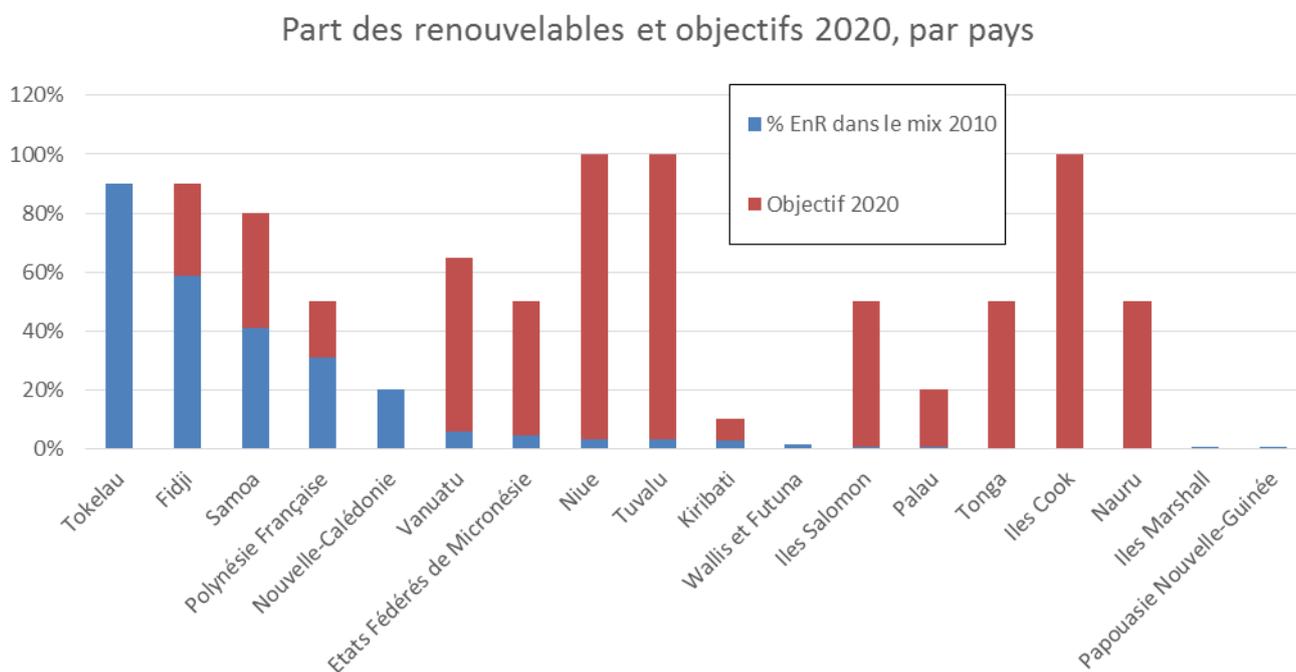
Pays	Population	Topographie	Electricité par hab. (kWh)	Taux d'accès à l'électricité	Puissance installée (MW)	% capacité EnR	Electricité produite (GWh)	% production EnR	Objectif 2020
Samoa	183	Ile haute	384	95 %	42	29	108	41	80 %
	PV, biocarburant, petit éolien								
Nouvelle-Calédonie	256	Grande île	8 655	96 %	494	24	2 200	20	0 %
	Particularisme : 2/3 des besoins proviennent de la filière Nickel. Aucune solution. EnR ne peut aujourd'hui concurrencer le charbon pour un gros client industriel								
Niue	2	Ile plate	1 875	97 %	2	2	3	3%	100 %
	PV, biocarburant, petit éolien. Fort impact car faible consommation, et donc possibilité de modifier le mix énergétique en quelques années								
Polynésie française	268	Mixte	2 468	98 %	140	36	662	26	50 %
	Biocarburant + PV pour les îles. Maximiser les potentiels hydrauliques. Meilleur site pour la première unité commerciale ETM > 10 MW								
Iles Cook	24	Mixte	1 235	99 %	8	10	33	0	100 %
	PV, biocarburant, petit éolien. Fort impact car faible consommation, et donc possibilité de modifier le mix énergétique en quelques années								
Palau	20	Ile haute	3 372	99%	39	1	85	1	20 %
PV, biocarburant, petit éolien									
Nauru	10	Ile haute	2 057	100 %	5	1	21	0	50 %
	PV, biocarburant, petit éolien. Fort impact car faible consommation. Possibilité de modifier totalement le mix électrique en quelques années								
Wallis-et-Futuna	15	Ile haute	1 266	100 %	9	2	19	1	0 %
	PV, Bio carburant, petit éolien fort impact car faible consommation. Possibilité de modifier totalement le mix électrique en quelques années								
Nouvelle-Zélande	4 400	Grande île	10 376	100 %	9 500	69	40 000	76	90 %
	Hors étude, mais politique vertueuse et pragmatique								
Australie	22 300	Grande île	10 453	100 %	56 900	18	244 000	8	20 %
	Hors étude, mais pays parmi les plus énergivores de la planète, chaque habitant consomme six fois plus qu'un Néozélandais								

Source : données chiffrées IRENA.

1.3.2 Des ambitions affichées

Comme souligné en introduction, même si le déploiement des énergies renouvelables est inexistant dans de nombreuses îles, cette situation n'empêche pas les différents Etats ou collectivités d'afficher des objectifs ambitieux de taux de couverture (par EnR) variant de 50 à 100 % en 2020, comme le montre le graphique 3.

Graphique 3. Part des énergies renouvelables et objectifs 2020 (par pays)



Ces objectifs affichés ne sont, pour la plupart, pas envisageables pour les pays concernés. Dans le cas des économies les plus modestes, le but recherché est principalement de définir un projet qui justifie le financement par des bailleurs de fonds. Techniquement, les ambitions sont élevées mais souvent réalistes. En effet pour les îles les moins peuplées comme Tuvalu (moins de 10 000 habitants), un taux de 90 ou 100 % est atteignable une fois le financement adéquat trouvé (voir l'exemple de Tokelau en paragraphe 4.2.1). Pour des réseaux électriques plus importants comme en Polynésie française par exemple, il est nécessaire de recourir à un mix électrique moins coûteux. Les 50 % d'EnR prévus en Polynésie française (à l'horizon 2020 selon les déclarations du gouvernement local) seront donc nécessairement moins chers (rapporté au kWh produit) mais plus compliqués à mettre en place qu'une solution de type centrale hybride.

1.4 Les limites au développement des énergies renouvelables

1.4.1 Les limites physiques liées aux territoires

Iles hautes

Ces îles sont souvent les lieux de regroupement des plus grands centres urbains, et donc des niveaux de production/consommation d'électricité les plus importants. On retrouve souvent des valeurs similaires quant à la prépondérance de ces îles et en leur sein de leur centre urbain : autour de 85% de la demande électrique et 70% des moyens de production. C'est par exemple le cas rencontré à Port-Vila au Vanuatu, Papeete en Polynésie française, ou Rarotonga aux Iles Cook, la Nouvelle-Calédonie faisant exception à la règle avec près de 66% directement lié au nickel (activités d'extraction et de transformation du nickel).

Une forte concentration de la demande telle que constatée dans les plus grandes îles hautes permet d'envisager des solutions industrielles, tout en restant dans de faibles gammes de puissances par rapports au pays industrialisés.

Les îles hautes sont les seules à pouvoir envisager les solutions hydro-électriques. Toutefois, elles doivent maximiser la performance marginale de chacun des barrages, souvent limités par la faible surface disponible, à l'exclusion de la Papouasie-Nouvelle-Guinée.

Pour le solaire et en particulier pour le photovoltaïque, il est important d'équiper en priorité la côte orientée nord des îles hautes : ces îles montagneuses, souvent sylvestres et humides, développent des nébulosités en journée liées à l'évaporation des forêts, et les côtes sud sont mal exposées par rapport à la course du soleil, et également à l'ombre des nuages de relief. En respectant ces principes, un différentiel de l'ordre de 35 % d'une côte à l'autre est envisageable.

Pour l'éolien, il est recommandé de rechercher les plateaux et les crêtes les mieux exposées par rapport aux alizés, le but étant de trouver un site qui reçoit les vents du large sans perturbations des flux laminaires.

Les îles hautes nécessitent donc des réseaux de transport qui relient les sites de productions renouvelables comme les barrages ou les fermes éoliennes sur les crêtes et les grands lieux de consommations, concentrés sur la plaine côtière. Ces réseaux, souvent dans des zones très accidentées, peuvent significativement influencer sur les coûts des projets.

Iles basses

Les îles basses ou atolls sont les plus représentées dans le Pacifique, et on les trouve dans pratiquement tous les archipels de la région. Elles concentrent de faibles populations sur des bandes terrestres de quelques centaines de mètres entre l'océan d'une part et le lagon d'autre part. Les principales activités des atolls sont la culture du coprah, le tourisme, les activités nautiques (pêche, perliculture,...).

Ces faibles populations n'appellent que des puissances installées qui vont de quelques dizaines de kW à quelques MW pour les îles accueillant des hôtels. Ces îles souvent éloignées, parfois isolées, nécessitent avant tout des équipements ayant prouvé leur résistance à l'air salin, à des niveaux d'UV parmi les plus élevés et à une simplicité d'entretien et d'utilisation.

Tous les équipements ne répondant pas à ce simple cahier des charges sont voués à une fin de vie à court terme (2 ans maximum).

Ainsi, pour les îles basses, il est recommandé de privilégier les filières de groupe à l'huile de coprah, en cogénération avec des énergies intermittentes telles que l'éolien et le photovoltaïque, en remplacement des groupes électrogènes à l'énergie fossile qui sont quasi hégémoniques sur la région.

La faible demande est également un frein à la mise en place des énergies renouvelables. Dans le cas des énergies marines (hydrolien, houlomoteur, éolien off-shore...) par exemple, les gisements naturels sont présents mais les unités de production proposées par les industriels sont inadaptées à la demande spécifique des atolls (plusieurs centaines de kW pour les prototypes houlomoteurs ou hydrolien par exemple).

1.4.2 Les freins socioéconomiques

L'éloignement

Malgré des situations économiques variées, les petits Etats insulaires du Pacifique sont situés dans la région la plus éloignée de tous les pôles économiques majeurs, mais aussi des principales routes commerciales. Cela se vérifie également à l'intérieur de la zone, puisqu'une même installation photovoltaïque coûtera par exemple plus de deux fois plus cher à Tuvalu qu'à Tahiti.

Les surcoûts sont constants tout au long de l'installation et de l'exploitation, avec la nécessité absolue d'une forme de rusticité en termes d'exploitation propre à tous les lieux éloignés.

La faible taille des marchés

A part la Papouasie-Nouvelle-Guinée, Fidji et les collectivités d’Outre-mer françaises, tous les autres pays représentent des marchés électriques trop restreints pour justifier de grands projets.

Les droits coutumiers et fonciers

Pour les pays mélanésien, le droit coutumier doit être appréhendé avec précaution et une véritable capacité d’empathie (adaptation à la compréhension culturelle de l’interlocuteur), tant par les porteurs de projets que par les organismes de financement. En Polynésie française et dans d’autres îles, les problématiques foncières peuvent se heurter aux freins coutumiers, et les solutions institutionnelles adoptées en Nouvelle-Calédonie (exemple dans la Province Nord) ne sont pas forcément adaptables ou transposables en Polynésie française. A nouveau, l’adaptation culturelle, la capacité à démontrer les aspects positifs du changement, sont des facteurs importants pour la mise en place réussie de nouveaux projets et leur démonstration à impulser un développement favorable aux populations locales.

La volonté de « faire le bonheur » des autres malgré eux

Tous les habitants des territoires isolés ou trop isolés ne réclament pas forcément l’accès aux meilleures technologies en matière d’accès à l’énergie : l’équilibre social, culturel et économique de ces territoires doit être pris en considération, au regard des spécificités sociales, économiques et culturelles des territoires et des populations concernées (donc leurs besoins réels) et des politiques énergétiques conçues à un niveau plus global (les technologies mises en place), au risque d’appliquer des solutions inadaptées susceptibles de générer des résistances au changement.

1.4.3 La multiplicité des acteurs

L’impossibilité de financer sur fonds propres la transition énergétique semble justifier l’intervention de bailleurs de fonds régionaux, voire internationaux. Mais, alors que ces organismes ont créé, entre eux, des vocabulaires, des pratiques voire des codes communs pour l’analyse des projets, les petits pays insulaires du Pacifique restent souvent démunis face aux exigences de ces bailleurs de fonds : les services de l’énergie de ces pays et territoires sont souvent constitués d’une ou quelques personnes-clés, parfois faiblement expérimentées au dialogue avec les bailleurs de fonds. Les difficultés suivantes sont ainsi couramment observées:

- la non-information sur les financements disponibles : le service de l’énergie ne participe pas, ou peu, aux échanges de haut niveau entre les bailleurs de fonds et le pays,

- la constitution de dossiers qui n'entrent pas dans le format attendu par les bailleurs de fonds, nécessitant alors le recours à des consultants (parfaitement à l'aise dans ce domaine) qui, au bout du compte, renchérissent le coût du projet sans parfois vérifier la conformité de leurs recommandations aux besoins réels des populations voire des gouvernements. C'est l'éternel sujet du « financement à la recherche du projet », alors que la philosophie principale qui doit animer les bailleurs de fonds est plutôt celle d'un « bon projet » qui doit trouver naturellement son financement.
- Les bailleurs de fonds se voient souvent imposer, par les pays ou les collectivités d'outre-mer, des interlocuteurs « biculturels », c'est-à-dire des interlocuteurs formés à l'étranger (parfois dans les mêmes universités ou grandes écoles que les experts des bailleurs de fonds), ce qui permet apparemment de mieux se comprendre, mais qui masque *in fine*, la véritable compréhension de la problématique insulaire telle que vécue par la population locale.

Il est vrai que, le nombre d'agences et de banques de développement susceptibles d'intervenir dans la zone Pacifique est significatif. Les banques de développement d'Australie, de Nouvelle-Zélande, de Chine sont les plus proches géographiquement. La Banque mondiale et la Banque asiatique de développement sont également présentes, mais s'inscrivent davantage dans des projets de tailles conséquentes (plusieurs millions USD *a minima*). Les îles anglophones entretiennent des liens forts avec le Commonwealth ou les Etats-Unis, et les îles françaises font régulièrement appel à l'Agence Française de Développement – AFD (présente à Nouméa, à Papeete et à Wallis) – ou la Banque européenne d'investissement – BEI (dont un bureau est présent à Sydney). D'autres pays interviennent ponctuellement, comme les Emirats arabes unis ou l'Italie. Ces nombreux intervenants sont autant d'opportunités de financement et de projets, mais compliquent également la tâche des bénéficiaires, car chacune des institutions a ses propres modalités de fonctionnement et exigences (voir 2.1 et 3.1 pour des exemples concrets).

On observe par ailleurs une méconnaissance générale de ces territoires (tant chez les bailleurs de fonds internationaux qu'entre pays de la zone (peu d'échanges inter-régionaux) : la zone Pacifique est considérée comme une zone d'avenir (car au centre des enjeux géopolitiques entre les grandes puissances constituées par les Etats-Unis et la Chine) par les bailleurs de fonds, et réciproquement, les petits pays de la zone ont parfois tendance à « créer » des programmes ou des projets pour « nourrir » l'intérêt de ces grands financeurs, sachant que ces derniers prennent généralement peu de risque (en termes bancaire) puisqu'ils exigent le plus souvent des garanties souveraines indexées sur le cours du dollar américain.

De même, les agences d'information et programmes de développement sont multiples et se font parfois concurrence. On soulignera encore une fois, parmi toutes ces institutions, les efforts continus de la Communauté du Pacifique (CPS) qui coordonne et forme les différents acteurs des pays insulaires, associant les collectivités françaises d'outre-mer et la France (l'ambassadeur de France pour le Pacifique est son représentant permanent).

2 Hydroélectricité

2.1 Grande hydroélectricité

2.1.1 Projet sélectionné : barrage hydroélectrique de Nadarivatu, Fidji

Le barrage de Nadarivatu, vu du lac



Crédit photo : Fiji Electricity Authority.

Type de projet	Barrage hydroélectrique		
Pays	Fidji	Date	2012 (mise en service)
Puissance installée	<ul style="list-style-type: none">• Puissance : 42 MW• Production : 100 GWh/an		
Montage	<ul style="list-style-type: none">• Conception : MWH Global (NZ)• Construction : Sinohydro Corporation of China• Financement :<ul style="list-style-type: none">○ China Development Bank (USD 70 Million),○ Fiji Electricity Authority bonds (USD 50 million),○ ANZ Bank (USD 30 million)		
Critères de sélection du projet	<ul style="list-style-type: none">• Impact sur le mix énergétique• Problématique du financement		

Sur Viti Levu, l'île principale de Fidji, l'électricité est majoritairement produite à partir de deux barrages : Monasavu (Wailoa), qui date de 1978, et le projet beaucoup plus récent de Nadarivatu, mis en service en 2012.

Un historique « délicat »

Le projet hydroélectrique de Nadarivatu était à l'origine prévu comme un partenariat entre l'Autorité électrique fidjienne (FEA) et la compagnie australienne Pacific Hydro Limited. Pacific Hydro finit par se retirer du projet pour cause de rentabilité insuffisante. Le projet fut ensuite repris par la FEA en partenariat avec la Banque européenne d'investissement (BEI). Mais en 2009, la consolidation du régime militaire mis en place par Frank Bainimarama mit un terme au partenariat. C'est donc la Banque chinoise de développement qui accepta de fournir les 70 M USD nécessaires au projet, auxquels on peut ajouter 30 M USD de la Banque néozélandaise de développement (ANZ).

Chacune des deux banques émit ses conditions : la conception revint à un bureau d'études techniques néozélandais, et la construction fut menée par Sinohydro.

Un résultat final positif pour Fidji

Les économies générées par le barrage sont très importantes : environ 20 M USD par an, le barrage produisant plus de 12 % de l'électricité fidjienne. Il s'agit donc du plus grand barrage fidjien après celui de Monasavu (lié à la centrale de Wailoa, construit en 1978), qui fournit encore aujourd'hui 50 % de l'électricité de l'île principale Viti Levu.

Par ailleurs, certaines erreurs commises lors de la construction de Monasavu n'ont pas été reproduites. En particulier, les populations situées autour du barrage furent les premières raccordées au réseau électrique et le projet s'est également accompagné d'une extension du réseau téléphonique et de transport. Un véritable plan de développement de la vallée a donc été élaboré au préalable.

Localement, l'impact du barrage de Nadarivatu sur l'environnement reste limité. Il s'agit en effet d'une installation dite « au fil de l'eau » qui ne comporte qu'un bassin de régulation du débit, beaucoup moins grand qu'un lac de retenue. Cela implique un moindre impact sur l'environnement local mais également une moindre capacité de stockage d'énergie. A Viti Levu, le barrage de Monasavu offre déjà une capacité de stockage importante pour l'île. C'est pourquoi une plus grande retenue d'eau n'était techniquement pas justifiée, au-delà des questions financières.

Cette question de la taille du lac de barrage se pose néanmoins dans le cas des projets hydroélectriques à venir, en particulier dans les îles où la ressource hydroélectrique est limitée par rapport à la demande. Par exemple, dans le cas de Tahiti et de la vallée Vaiha (la dernière grande vallée pouvant être équipée à Tahiti), la question du dimensionnement de l'ouvrage est primordiale. Plus l'ouvrage est grand et plus l'impact sur la vallée est négatif, mais réciproquement un ouvrage sous-dimensionné, qui ne permettrait de produire qu'au fil de l'eau, aurait un impact assez faible sur le mix électrique et ne permettrait pas d'augmenter la capacité de stockage d'énergie. Cela équivaldrait donc à « tuer le

gisement » en hypothéquant les chances pour le pays de s'approcher des objectifs annoncés de 50 % d'EnR en 2020 et 100 % en 2030.

Des problèmes à la construction

Les principaux reproches faits au projet concernent le choix de Sinohydro et les méthodes employées pour la construction. L'historique de l'entreprise à l'international est en effet loin d'être irréprochable. Avant Nadarivatu, elle avait été accusée de mauvais traitement des ouvriers dans plusieurs pays. La commission de supervision de l'administration chinoise lui avait également attribué la note de D (E étant la plus basse) pour non-respect des standards de sécurité et de l'environnement.

A Fidji, elle fit l'objet de plaintes pour divers motifs :

- non-respect des conditions d'hygiène et de sécurité,
- retenues sur salaires non justifiées et heures supplémentaires non payées,
- utilisation de personnel chinois non qualifié aux dépens de la main-d'œuvre locale.

Au final, les différents projets hydroélectriques menés à Fidji lui permettent d'avoir le meilleur taux d'utilisation des EnR de toutes les îles du Pacifique (à l'exception des atolls équipés en centrales solaires, voir *infra*). La durée de vie attendue de ces barrages étant importante, c'est un élément clé du développement de Fidji, en termes environnementaux mais également financiers. La question se pose désormais de la pertinence d'aménager d'autres vallées. En effet, toute la population ou presque est raccordée au réseau électrique et bénéficie d'un confort « de base ». Monasavu assurait à lui seul la fourniture de 90 % de l'énergie de Viti Levu au début des années 1990, contre 50 % aujourd'hui. La question du développement de l'énergie à Fidji passe donc également par une politique de maîtrise de la demande et par la question de l'industrialisation du territoire.

2.1.2 Réplicabilité du projet

Faisabilité technique	Les barrages hydroélectriques sont des ouvrages de génie civil bien maîtrisés par quelques entreprises dans le monde. La difficulté principale consiste à dimensionner correctement l'ouvrage, et à trouver des sociétés prêtes à intervenir dans des îles éloignées.
Faisabilité financière	L'hydroélectricité est l'énergie la moins chère disponible sur les îles hautes. Néanmoins elle nécessite un investissement de départ très important, qui n'est remboursé que sur une dizaine d'années minimum. Pour les pays insulaires du Pacifique, cet investissement est bien souvent trop important, même en incluant la participation des banques de développement. Dans ce cas, un partenariat public/privé est envisageable.
Clés de la réussite du projet et écueils à éviter	<p>La réussite d'un projet hydroélectrique dépend largement :</p> <ul style="list-style-type: none">• du dimensionnement initial,• des méthodes de travail du maître d'œuvre. <p>Un mauvais dimensionnement initial peut avoir des conséquences désastreuses sur l'environnement (projet surdimensionné entraînant la destruction de la vallée en amont) ou à l'inverse « tuer le gisement » en construisant un barrage au fil de l'eau là où un barrage de retenue plus important aurait été envisageable. L'évaluation des débits et des puissances est à ce titre essentiel.</p> <p>En revanche, les projets ouvertement ratés à la réalisation sont rares. Ce sont plus souvent les méthodes de construction qui sont dénoncées, en particulier au niveau du triptyque Hygiène Sécurité Environnement (HSE).</p>
Pays cibles	Toutes les îles hautes avec relief et réseau électrique développé, selon la ressource disponible.

2.1.3 Autres projets similaires

Barrage de Papenoo, Tahiti

Le barrage Tahinu en débordement, Papenoo, Tahiti



Crédit photo : www.fleuraustrale.fr

Avec trois centrales et cinq barrages, l'installation hydroélectrique de Papenoo est la plus importante de Tahiti (20 % de la consommation de l'île). La Papenoo constitue la vallée la plus longue de l'île de Tahiti, constituée d'un vaste cirque montagneux (ancien centre éruptif), ouvert au Nord et encadré par les reliefs imposants de l'Orohena (2 241 mètres d'altitude) à l'ouest et du Tetuferu (1 799 mètres) au sud-est.

Le barrage de Papenoo est remarquable de par le soin particulier accordé à son intégration dans le paysage de la vallée. Son impact sur le mix énergétique est également essentiel pour Tahiti.

Peu d'informations sont disponibles sur les modalités de construction du barrage au début des années 1990, à l'exception notable de « l'étude des risques naturels dans la basse vallée de la Papenoo » (ORSTOM, 1997). On notera que les exigences en termes environnementaux étaient à l'époque encore faibles et ont largement évolué depuis.

2.2 Micro-hydroélectricité

2.2.1 Projet sélectionné : projets hydroélectriques des îles Salomon

Installation de la turbine Pelton à Masupa, Iles Salomon



Crédit photo : Pelena Energy.

Type de projet	Projets micro-hydroélectriques communautaires	
Pays	Iles Salomon	Date Depuis 2000
Puissance installée	Au total pour les îles Salomon : 130 kW (cinq installations) Bulelavata : <ul style="list-style-type: none">• Puissance : 24 kW	
Montage	Pelena Energy	
Critères de sélection du projet	<ul style="list-style-type: none">• Projets à faible coût d'investissement, sans appel d'offres• Projets communautaires	

Depuis 1999, la société Pelena, basée en Australie, réalise des projets hydroélectriques de petite taille pour des communautés isolées. Les projets ont ciblé principalement les îles Salomon (5 centrales installées) mais également la Papouasie-Nouvelle-Guinée (1 projet) et l'Australie (1 projet).

Nous décrivons ci-après, en détail, le projet de Bulelavata aux îles Salomon. Ce système micro-hydroélectrique a été implanté en 1999, ce qui en fait le premier construit sur le modèle préconisé par Pelena. On peut supposer que la société a depuis gagné en expérience, et il ne s'agit donc sans doute pas du projet le plus abouti du programme. C'est toutefois celui qui est le mieux documenté, notamment dans Woodruff (2007), ainsi

que sur le site du projet APACE⁴. Pour une meilleure compréhension, nous invitons également le lecteur à visionner le film tourné pour la construction de la centrale de Masupa, et dont la vidéo est disponible sur Internet⁵.

Centrale micro-hydroélectrique de Bulelavata

Bulelavata est une communauté isolée de la province Ouest des Iles Salomon. Elle est accessible uniquement par la mer et est constituée d'environ 300 personnes.

Précédemment à l'implantation de la centrale, l'approvisionnement énergétique de la communauté dépendait de la biomasse ainsi que d'un générateur au kérosène et de batteries. La centrale a permis :

- l'électrification de l'école,
- la mise en place d'une chambre froide commune notamment utilisée pour conserver les produits de la pêche, revendus ensuite en ville,
- une hausse générale du confort pour chaque foyer (éclairage, chauffe-eau, radios, et dans certains cas réfrigérateurs),
- la fin de l'exode rural,
- une amélioration des conditions de vie des femmes :
 - hausse de l'estime, de par leur participation aux travaux,
 - sécurité améliorée grâce à l'éclairage extérieur,
 - possibilité de lire et coudre la nuit (après les tâches ménagères).

L'option technique retenue est celle d'une centrale au fil de l'eau, agrémentée d'un bassin de régulation de petite taille. La puissance stable fournie par la turbine est de 14kW, ce qui représente une production de 120 000 kWh par an environ. L'option « *low-cost* » préconisée par la société Pelena a permis d'atteindre des coûts relativement bas : 270 000 USD pour l'ensemble de l'installation, qui incluait également la remise en état du réseau de distribution vers le village et l'école. Cela donne un prix de revient de l'électricité à 12 XPF/kWh sur 20 ans, ce qui est très compétitif pour une installation de cette taille.

⁴ *Appropriate Technology for Community and Environment*, projet porté par l'université technologique de Sydney.

⁵ Voir BioEnceptionz (2012).

Analyse et réflexion sur les projets communautaires

La philosophie de ce type de projets est la suivante :

- minimisation des coûts : limitation des importations au strict nécessaire. Toute la partie charpente est par exemple réalisée localement,
- construction mais également conception de la centrale par l'ensemble de la communauté et les compétences locales (charpentiers, maçons etc.), qui s'approprient ainsi le projet,
- chantier rapide : le chantier de la centrale de Masupa s'est étalé sur 13 jours,
- simplicité des procédures administratives, en particulier pas d'appel d'offres public, ce qui limite donc le rôle des bailleurs de fonds.

Sur ce dernier point en particulier, nos échanges avec Peter Lynch de la société Pelena ont permis de mettre en évidence plusieurs points essentiels qui expliquent que la société ne s'oriente plus aujourd'hui vers des financements internationaux :

- les exigences d'appels d'offres publics excluent systématiquement les compétences locales, mal préparées à répondre à ce type d'exigences,
- les projets soumis en réponse à appel d'offres sont mal conçus car basés sur une réduction d'échelle de barrages de grande taille. En conséquence, les coûts proposés sont systématiquement trop élevés, ce qui est également aggravé par la méconnaissance du terrain, les coûts de transport et l'usage de méthodes occidentales minimisant la main d'œuvre et donc nécessitant beaucoup de matériel. Des offres 20 ou 25 fois supérieures aux coûts réels ne sont pas rares,
- enfin, les communautés ne sont pas intégrées en amont des projets, et ne participent pas non plus au financement. En conséquence, les bénéfices apportés par le projet sont moins bien ressentis, et l'implication dans la maintenance est moindre.

On pourra en retour regretter que les projets à bas coûts défendus par la société ne semblent pas toujours respecter certaines règles désormais en vigueur dans la plupart des projets EnR :

- protection de l'environnement local (débit réservé de rivière, impacts du chantier),
- conditions de sécurité sur les chantiers.

Les remarques formulées par la société Pelena confirment un certain nombre de préconisations et recommandations déjà décrites, et, provenant cette fois-ci d'une société spécialisée, elles méritent d'être prises en considération, non seulement pour les projets hydroélectriques mais pour tous les projets à l'échelle des communautés. La faible implication des habitants des atolls est d'ailleurs un des points négatifs que l'on retrouve

souvent dans les projets de centrales hybrides. Des exemples d'échecs patents existent en Polynésie française, alors qu'un plus grand nombre de précautions (institutionnelles, économiques, financières) aurait permis de les éviter. Les conditions de réussite d'un projet d'EnR ne sont donc pas essentiellement financières (voire fiscales), elles doivent avant tout répondre à des questions essentielles : le projet est-il utile aux populations locales ou sert-il uniquement à court terme les intérêts de leurs promoteurs ? Le projet pourrait-il être maintenu par la population locale à bas coût ? Le projet est-il utile à la totalité de la communauté locale concernée ou à certains membres de cette communauté ? La réponse préalable à ces questions, par les autorités publiques et locales, facilitera grandement les questionnements futurs sur les appuis techniques et financiers qui pourront être recherchés.

2.2.2 Réplicabilité des projets micro-hydroélectriques

Faisabilité technique	La technologie est simple et robuste. La faisabilité technique passe d'abord par le choix du terrain, qui doit être fait au cas par cas. Dans l'optique d'un projet communautaire à bas coût où des études hydrologiques poussées sont inenvisageables, c'est l'expérience du porteur de projet qui garantit la faisabilité.
Faisabilité financière	Comme pour le point précédent, la faisabilité financière dépend largement du contexte et de l'expérience du chef de projet. Notons que les coûts relativement bas obtenus par Pelena impliquent une participation bénévole et forte de toute la communauté. Il semble clair qu'un même projet, mené uniquement par des professionnels du génie civil, n'aboutirait pas aux mêmes niveaux de rentabilité.
Clés de la réussite du projet	Les points clés ont déjà été énumérés précédemment ; on retiendra surtout : <ul style="list-style-type: none"> • l'expérience du maître d'ouvrage, • L'implication de la communauté entière pour la conception, la construction et l'usage des installations, • le choix d'équipements robustes nécessitant une maintenance simple • la formation des habitants à la maintenance ainsi qu'à l'utilisation (économies d'énergie), • le respect de règles environnementales et de sécurité élémentaires.
Pays cibles	La micro-hydroélectricité est potentiellement à développer dans toutes les îles hautes, chaque vallée étant à étudier au cas par cas.

3 Energies issues de biomasse

3.1 Biogaz

3.1.1 Projet sélectionné : projet Merremia du village Piu, Samoa

L'invasion de Merremia Peltata aux îles Samoa



Crédit photo : BioEnceptionz.

Nom du projet	Piu village Merremia project		
Type de projet	Biogaz		
Pays	Samoa	Date	2014 Prototype depuis 2012
Puissance installée	12 kW Production estimée à environ 50 MWh annuels		
Montage	BioEnceptionz		
Critères de sélection du projet	Le projet répond à plusieurs problématiques : <ul style="list-style-type: none">• production d'énergie renouvelable pour des populations isolées,• amélioration des conditions sanitaires,• lutte contre les espèces envahissantes,• production d'engrais pour l'agriculture.		

Contexte

Les îles Samoa, comme beaucoup d'îles hautes du Pacifique, possèdent une ressource très abondante en biomasse. Parmi les différentes espèces qui prolifèrent localement, la liane *Merremia Peltata* est généralement considérée comme une des plus invasives. Les interprétations des experts sont variables sur l'introduction de *Merremia Peltata* aux Samoa. Elle est parfois considérée comme une espèce extérieure à l'île, parfois comme une espèce introduite il y a de nombreuses années, voire comme une espèce endémique, mais néanmoins menaçante pour les autres espèces sous certaines conditions. Parfois utilisée comme un moyen rapide de couverture des sols (limitant ainsi l'érosion), elle s'est développée très largement suite aux passages des cyclones Ofa (1990) et Val (1991). Aujourd'hui, elle constitue une menace pour la biodiversité des sols et les couches basses de la végétation.

Piu-village compte environ neuf foyers pour 40 habitants. Le coût élevé de l'électricité aux Samoa pousse les familles à utiliser le bois directement comme combustible pour la cuisson, ce qui génère des problèmes sanitaires liés à l'inhalation quotidienne des fumées.

Description du projet

Le projet vise à l'utilisation du *Merremia* afin de produire du biogaz, qui sera utilisé pour la cuisson et pour l'éclairage (lampe à biogaz). Le surplus sera transformé en électricité à l'aide d'un générateur, et l'électricité sera revendue sur le réseau. Au total, le projet comprendra deux digesteurs de 100 m³ et 5x50 m³ de stockage de biogaz. Ceci devrait permettre de générer 170 m³ de biogaz par jour et ainsi alimenter deux groupes de 11 kW et produire 260 kWh électriques par jour. Cette importante quantité d'électricité sera revendue sur le réseau.

Unités de production de biogaz du village Piu



Crédit photo : BioEnceptionz.

Une unité de démonstration (trois digesteurs) a été installée sur place afin de démontrer la viabilité du projet. Après l'installation, il faut compter environ une dizaine de jours pour générer une pression suffisante de gaz pour être utilisée pour la cuisson.

Le biogaz n'est chargé qu'à 60 % en méthane. En conséquence du matériel spécifique doit être utilisé. Parmi les applications possibles, on trouve :

- la cuisson (brûleur biogaz, cuiseur à riz),
- le chauffage de l'eau,
- l'éclairage (lampe biogaz, allumage électronique),
- la production d'électricité (moteur à biogaz).

On considère généralement qu'un digesteur de 10 m³ peut être installé en un ou deux jours de travaux, et permet de fournir deux familles en biogaz pour la cuisson et l'éclairage⁶. Par ailleurs, le produit de digestion est un puissant engrais qui peut donc être utilisé pour améliorer les rendements de production agricole.

Analyse financière

Le projet est porté par la société BioEnceptionz. Le prototype est construit sur fonds du Haut-Commissariat du Royaume-Uni en Nouvelle-Zélande. Après une tentative infructueuse de financement participatif sur internet, le projet est désormais en passe d'être financé par le gouvernement des Samoa et le Programme des Nations unies pour le développement (PNUD).

L'ensemble des gains issus de la production de biogaz ira aux habitants de Piu-village. Il s'agit ici d'un projet de développement et on ne peut donc réellement parler de rentabilité financière, mais une courte analyse est toutefois possible. La rentabilité financière d'un projet biogaz dépend largement de la fiabilité de la ressource organique. Dans le cas de Piu Village, la proximité d'une très importante réserve de Merremia, renouvelable de surcroît, permet d'envisager sereinement la production. Néanmoins, la quantité journalière de Merremia nécessaire pour faire tourner l'installation sera de plus de 1 700 kg de liane par jour, ce qui d'après les estimations de BioEnceptionz est récoltable par 3 personnes à plein temps munies de machettes. La production de 264 kWh, si l'on suppose un prix hypothétique de rachat de 30 XPF/kWh, rapporterait environ 7 900 francs par jour, soit un salaire de 55 000 XPF/mois pour chacun des travailleurs, hors coût d'amortissement de l'installation.

Le projet est donc envisageable dans les pays où le coût de la main d'œuvre est peu chère, mais difficilement reproductible (sauf forte subvention publique) dans les pays où les salaires sont plus élevés. Cela est partiellement lié au mauvais rendement des moteurs biogaz (20%). Néanmoins, il s'agit d'un projet qui pourrait être considéré d'utilité publique, envisageable donc sous forme d'emplois aidés.

⁶ Environ 10 kWh électriques par jour, soit la consommation moyenne d'un foyer tahitien.

3.1.2 Réplicabilité des projets biogaz

Faisabilité technique	Un digesteur anaérobie est techniquement assez simple à mettre en place. Il faut néanmoins s'assurer que la ressource en matière organique (déchets verts, déjections humaines ou animales) est suffisante.
Faisabilité financière	La rentabilité financière n'est pas assurée pour ce type de projet. En effet le coût relativement important de l'installation nécessite plusieurs années avant d'être amorti. Si le biogaz est utilisé directement (cuisson, éclairage), l'investissement est rentable même pour un particulier ; en revanche dans le cas de la production d'électricité, le faible rendement des moteurs biogaz (moins de 20 %) plombe la rentabilité financière des projets. Des piles à combustible biogaz font désormais leur apparition, ce qui pourrait largement augmenter les rendements dans les années à venir. Notons enfin que les bénéfices liés aux installations biogaz vont bien au-delà des aspects financiers liés à la production d'énergie : traitement des déchets et production d'engrais sont à prendre en compte également.
Clés de la réussite du projet	Les projets biogaz sont destinés avant tout aux populations n'ayant pas accès au gaz, et utilisant déjà la ressource biomasse pour la cuisson notamment. De petites unités sont à privilégier.
Points perfectibles et écueils à éviter	On évitera les projets trop centralisés nécessitant une logistique lourde. D'autre part un digesteur exige d'être régulièrement inspecté et entretenu afin d'éviter les fuites de gaz.
Pays cibles	Dans le cas du Merremia, on pourra cibler en particulier Aitutaki, les îles Cook et les Vanuatu. D'autres espèces invasives sont à considérer. Pour les systèmes utilisant les déchets organiques et déjections comme matières premières, les installations sont possibles dans toutes les îles du Pacifique. On ciblera en priorité les populations agricoles et n'ayant que peu accès au gaz ou à l'électricité.

3.2 Biocarburants

3.2.1 Projet sélectionné : utilisation de l'huile de coco pour la génération d'électricité, Vanuatu

Type de projet	Utilisation de l'huile de coco dans des installations existantes	
Pays	Vanuatu	Date Depuis 2005
Puissance installée	30 % d'huile de coco pour 2 x 4 MW, soit l'équivalent de 2,4 MW	
Montage et Financement	COFELY Vanuatu (GDF Suez) Pas de financement externe	
Critères de sélection du projet	Le projet propose une intégration d'huile de coco dans une installation existante, nécessitant peu d'investissement. Il est aisément répliquable. Il est bien documenté.	

Le cocotier est un composant essentiel des écosystèmes et économies insulaires du Pacifique, et traditionnellement le coprah est une source importante de revenus et de ressources pour de nombreuses îles. Les produits issus du cocotier sont nombreux : bois d'œuvre, tourteaux de coprah pour la nourriture des animaux d'élevage, lait de coco, huile utilisée en cuisine mais aussi pour la fabrication de bougies ou en application (monoï).

Plusieurs études ont été conduites dès les années 1980 pour tenter d'utiliser différentes huiles, dont l'huile de coprah, dans des groupes électrogènes existants. Les tests ont à l'époque révélé que l'utilisation de l'huile de coprah était sans conséquence tant que le taux d'incorporation ne dépassait pas 20 %. Au-delà de ce seuil existait un risque sur la durée de vie du moteur.

En comparaison avec d'autres huiles, les experts constatent que l'huile de coprah se comporte relativement bien et on constate moins de dépôts qu'à l'utilisation d'autres sources végétales. Il est nécessaire de rappeler que les dépôts sur les pistons, valves, injecteurs, carburateur peuvent causer d'importantes pertes de rendement et détériorer les groupes (dont l'acheminement des pièces de rechange constitue un véritable enjeu économique et temporel).

Des études conduites à l'université du Pacifique Sud à Fidji, ainsi que les expériences menées par l'UNELCO⁷ aux Vanuatu dans les années 1980 ont mis en évidence qu'un groupe ordinaire pouvait tourner à 100 % d'huile de coprah sous certaines conditions. Néanmoins les conséquences étaient mauvaises sur la durée de vie du matériel, ce qui a suscité l'abandon de cette option. De nombreuses autres initiatives d'utilisation d'huile de

⁷ UNELCO, filiale de GDF Suez, est concessionnaire de la production et distribution d'électricité au Vanuatu.

coprah à des fins énergétiques ont vu le jour au cours des années 1990 (200 minibus fonctionnant à un mélange huile de coprah – gazole, groupe électrogène tournant à l’huile de coprah, utilisation de l’huile de coprah comme combustible de chaudière).

Fonctionnement avec les groupes électrogènes

L’incorporation de l’huile de coprah dans le mix s’est fait progressivement. De 5 % en 2005, le taux d’incorporation atteint 30 % aujourd’hui. Les pompes doseuses sont activées lorsque la charge atteint 75 %, c’est-à-dire 3 MW, ce qui permet de maintenir une haute température d’échappement et une bonne combustion.

L’huile est quant à elle préchauffée en utilisant la chaleur dissipée par le groupe (voir le schéma ci-dessous). Deux préchauffages permettent de fluidifier l’huile pour mieux séparer les impuretés. L’huile est filtrée à 5 microns de façon à obtenir la meilleure combustion et le moindre encrassement possibles.

UNELCO, sous ces conditions de fonctionnement, n’a constaté aucune altération des groupes sur plus de 12 000 h de fonctionnement.

Les objectifs désormais poursuivis sont les suivants :

- limitation de la formation de gommages,
- limitation de la production de vernis sur les liners,
- maximisation de la combustion,
- réduction des dépôts sur les injecteurs.

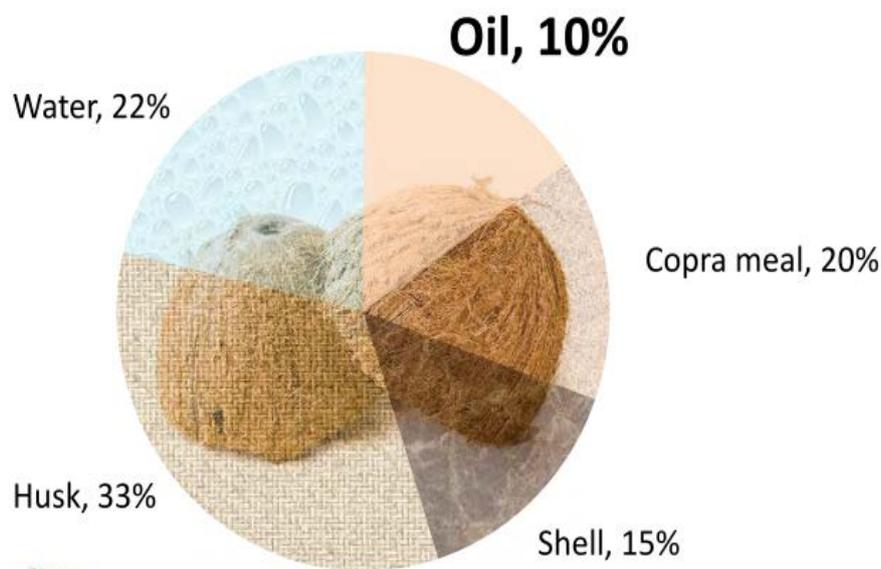
Développement de la filière coprah et valorisation des coproduits

L’une des clés du succès d’un projet biomasse consiste à assurer l’approvisionnement en matière première. Néanmoins, dans le cas d’un mix coco-diesel, la question est purement financière puisqu’en cas de non approvisionnement en biomasse, la production peut être assurée au gazole.

Dans le cas du projet UNELCO, des contrats ont été passés directement avec plusieurs producteurs de coprah. Aujourd’hui, la grande majorité de la production vient d’autres îles, ce qui crée des problèmes d’approvisionnement. GDF Suez envisage une nouvelle plantation propriétaire à *Undine Bay* afin de sécuriser l’approvisionnement en coprah. Cette méthode est applicable dans des îles où l’espace est suffisant comme les Vanuatu ou Fidji, mais elle pose problème pour les îles où le foncier est rare.

La production d’huile de coprah permet également d’obtenir des coproduits, comme l’illustre le graphique 4.

Graphique 4. Huile de coprah et coproduits



Source : UNELCO.

L'huile ne représente que 10 % de la masse d'un coco. Les coproduits obtenus lors de la production sont notamment le tourteau de soja (copra meal), généralement utilisé pour nourrir les animaux d'élevage et valorisé autour de 200 XPF/kg. Cela permet des gains financiers d'une part, mais également de valoriser la partie la plus nutritive du coprah, et ainsi justifier que la production d'huile de coprah ne rentre que partiellement en conflit avec la production de coprah pour raisons agricoles.

Pour les autres coproduits tels que la coque et la bourre de coco, il est possible d'envisager les filières suivantes :

- gazéification,
- fabrication de charbon actif,
- fabrication de charbon de bois simple.

3.2.2 Réplicabilité des projets à base d'huile de coprah

Faisabilité technique	Le projet est aisément répliquable dans de nombreuses îles du Pacifique. Dans le cas où l'huile est extraite localement, il est nécessaire qu'un technicien formé s'occupe localement de l'entretien du système.
Faisabilité financière	La faisabilité financière pose plus de problèmes. Elle dépend largement du coût de la matière première (kg de coprah), qui lui-même est une conséquence directe du coût du foncier et de la main d'œuvre. Néanmoins on pourra argumenter qu'avec des taux de chômage forts dans la plupart des îles, la mise en place d'emploi aidés ou subventions pourrait résoudre partiellement le problème de la main d'œuvre.
Clés de la réussite du projet	Les points clés de la réussite du projet sont les suivants : <ul style="list-style-type: none">• le montage financier solide,• la sécurisation de la matière première,• inclure la prestation d'entretien/maintenance pour les îles éloignées.
Points perfectibles et écueil à éviter	Dans certains cas comme en Polynésie française, la filière coprah est réglementée et la production centralisée d'huile n'est autorisée que pour une seule entité (huilerie de Tahiti), qui bénéficie de prix subventionnés sur le kg de coprah. Une entité concurrente ne bénéficiant pas de ces tarifs ne peut donc racheter aux producteurs la matière première à prix moindre. De même le prix du gazole étant subventionné dans les îles de Polynésie, les coûts sont faussés. Un autre point essentiel est que l'extraction d'huile pour la production d'électricité ne rentre pas en conflit direct avec d'autres usages, agricoles et alimentaires notamment. Les îles Tuvalu par exemple ont jusqu'ici été opposées à l'électricité à base d'huile de coprah pour cette raison.
Pays cibles	Tous les pays du Pacifique utilisent des groupes électrogènes au gazole et la plupart produisent du coprah, ce projet est donc techniquement répliquable dans toutes les îles. Les pays où la main d'œuvre (et donc le kg de coprah) est la moins chère en comparaison du litre de gazole importé (voir l'explication en 3.2.3) devraient être ciblés en priorité.

3.2.3 Autres projets similaires

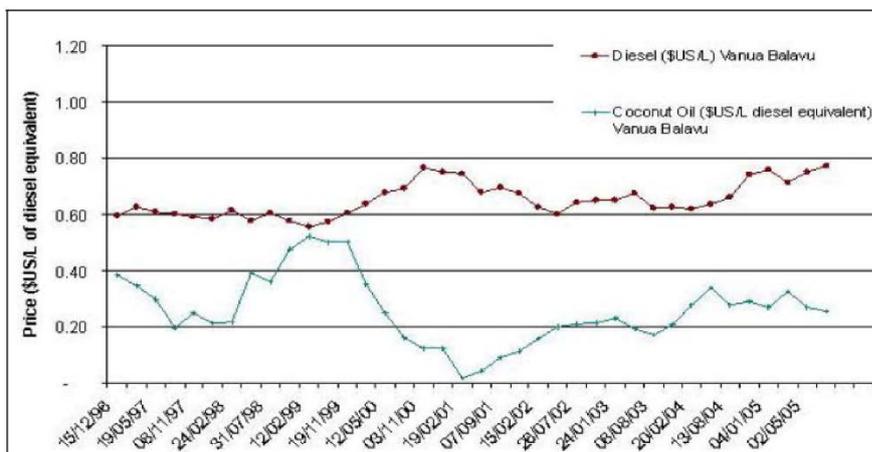
Programme fidjien pour les biocarburants

Dans l'optique de promotion de l'électrification et à titre de démonstration, le département fidjien de l'énergie, avec support de la Communauté du Pacifique et du Gouvernement français, a installé deux générateurs fonctionnant à l'huile de coprah dans les îles de Vanua Balavu (2000) et Taveuni (2001).

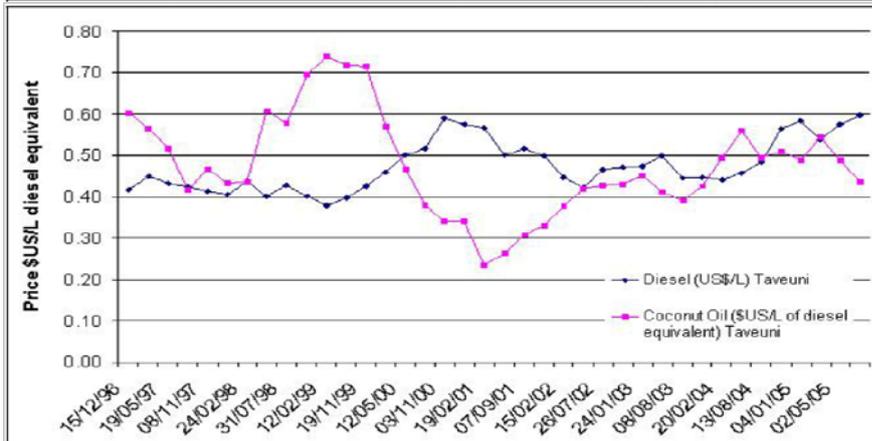
Les générateurs diesel ont été adaptés par l'ajout d'un système à double cuve ainsi qu'un préchauffeur de carburant, ce qui permet au groupe de démarrer et stopper au diesel. L'huile de coprah n'est utilisée qu'en régime permanent car elle nécessite un préchauffage afin de ne pas encrasser le moteur.

Dans le cadre de ces deux opérations, des calculs de rentabilité ont été effectués. Le surcoût lié à l'adaptation du groupe est minimal, et la comparaison porte donc principalement sur le prix de revient de l'huile de coprah par rapport au diesel importé. A ce titre, les prix sont différents selon les îles à la fois pour le diesel et pour l'huile de coprah. La SOPAC avait analysé ces différences dès 2005 :

Graphiques 5 et 6



Graphique 5. Prix du gazole et de l'huile de coco pour Vanua Balavu, Fidji



Graphique 6. Prix du gazole et de l'huile de coco pour Taveuni (Walagi), Fidji

Source : Woodruff, 2007.

Des différences de coût sont notables pour le gazole aussi bien que pour le coprah. A Vanua Balavu, l'alternative coprah est intéressante financièrement du fait du bas prix de l'huile et d'un prix du gazole plus élevé (coûts de transport élevés). Néanmoins, pour tirer bénéfice de cette différence de coûts, il faut presser le coco localement.

Dans le cas de Taveuni, la situation est variable au moins jusqu'en 2005. Le prix du gazole est moins élevé du fait de la moindre distance à parcourir depuis le terminal pétrolier de Suva. En conséquence, la solution coprah est moins intéressante mais on peut envisager une production centralisée sur l'île de Suva.

Notons que sur le long terme, les hausses des prix du gazole devraient rendre la solution coprah viable dans toutes les îles.

3.3 *Autres projets biomasse existants*

A partir de bagasse

La bagasse est un coproduit de la canne à sucre obtenu au broyage. La compagnie des sucres de Fidji (Fiji Sugar Corporation) produit aujourd'hui partiellement son électricité à partir de bagasse. L'approvisionnement en biomasse est saisonnier, la bagasse n'est disponible qu'au moment du broyage de la canne à sucre en saison sèche. Jusqu'ici la puissance générée était de 31 MW en saison sèche. La FSC a estimé le potentiel à 90 MW et obtenu en septembre 2013 un prêt de 19 M USD pour un nouveau projet à Labasa.

Ce procédé est bien connu et déjà largement exploité dans de nombreux états insulaires producteurs de canne à sucre.

A partir de bois

Un autre projet fidjien porté par Tropik Wood Industries utilise des chutes de bois pour produire de l'électricité depuis mai 2008, dans un système de chaudière biomasse classique. Actuellement 9,3 MW sont installés qui pourraient, d'après les porteurs du projet, produire jusqu'à 24 GWh annuels si toute la biomasse disponible est valorisée. Du fait de l'utilisation d'un coproduit, les coûts de production sont très faibles (légèrement inférieurs au coût du kWh bagasse). L'investissement concédé dans le projet était de 23 millions de dollars (FJD). La société s'engage désormais dans la production de pellets de bois afin d'alimenter en biomasse des projets ruraux de gazéification ainsi qu'à l'international.

La FEA estime que l'on pourrait produire de la sorte jusqu'à 140 GWh (24 MW de capacité) à partir de chutes de scieries à Fidji.

Gazogène

Voir le projet « *Small is beautiful* » en 6.2.

4 Solaire photovoltaïque

4.1 Projets d'électrification pour maisons individuelles / sites isolés

4.1.1 Projet sélectionné : programme PHOTOM

Nom du projet	Programme PHOTOM		
Type de projet	Photovoltaïque ; électrification en site isolé		
Pays	Polynésie française	Date	1997-2010
Puissance installée	1,8 MW (1 500 installations)		
Financement	Polynésie française (50 %), ADEME (50 %)		
Critères de sélection du projet	Il s'agit du plus large projet d'électrification de sites isolés dans le Pacifique sur une technologie standard. Le projet est répliquable.		

Ce programme a pour objectif de permettre à des ménages ou groupes isolés d'accéder à l'électricité. L'équipement mis en place est un système de production autonome constitué de panneaux photovoltaïques, batteries et onduleurs, permettant de brancher des équipements en 220 V. La puissance nominale des premiers panneaux installés était de 600 Wc, elle a ensuite été augmentée pour atteindre rapidement 1 800 Wc (onduleur 2500 VA). Cela correspond à huit lampes, un congélateur de 300 L et un réfrigérateur de 200 L.

Ce programme concernait surtout les maisons des Tuamotu situées à l'écart des villages. Certaines maisons isolées des îles hautes (en fond de vallée ou sur les motus) en ont également bénéficié. Au total, entre 1997 et 2010, environ 1 500 installations ont été réalisées sur 29 îles, pour une puissance totale de 1,8 MW. Aujourd'hui, environ 75 kWc sont installés chaque année.

En 2011, un audit réalisé par la société Alliance Soleil arrivait aux résultats suivants :

- 97 % des générateurs photovoltaïques audités opérationnels,
- 99 % des usagers rencontrés satisfaits du service rendu,
- 100 % des usagers constatent une amélioration de leur qualité de vie liée à leur générateur photovoltaïque,
- résistance aux cyclones éprouvée : seulement 1 % des installations auditées endommagées après le cyclone Oli en 2010,
- aucun vol de module photovoltaïque à déplorer,
- règlement des redevances mensuelles,
- nombreuses nouvelles demandes d'installation émanant des îles (environ 200 en instance).

L'audit soulignait toutefois une qualité de maintenance très hétérogène selon les îles et suggérait de privilégier les centrales hybrides solaire-diesel pour les populations regroupées ou les sites bénéficiant d'un réseau existant.

4.1.2 Réplicabilité du projet

Faisabilité technique	<p>Le projet est aisément répliquable dans de nombreux sites isolés du Pacifique.</p> <p>La technologie photovoltaïque est maîtrisée et a fait ses preuves. La question de l'entretien est la plus délicate. Une maintenance est en effet nécessaire afin d'optimiser le fonctionnement de l'installation.</p>
Faisabilité financière	<p>Le prix de l'installation, élevé pour les premiers programmes (autour de 20 €/par Wc installé pour PHOTOM) pourrait être revu à la baisse au vu des avancées technologiques sur les panneaux PV et les batteries.</p> <p>Néanmoins, la part liée à la logistique reste importante et en croissance du fait de la hausse des hydrocarbures.</p> <p>Pour de nombreux candidats potentiels dans le Pacifique, le « loyer » demandé au bénéficiaire reste néanmoins trop élevé (110€). Une adaptation du montant des subventions sera nécessaire selon le niveau de revenus des bénéficiaires.</p>
Clés de la réussite du projet	<p>Nous en distinguons deux :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un premier enjeu est de définir une ampleur minimale du projet afin de bénéficier d'un effet volume sur les prix, • L'enjeu de la maintenance est primordial. La réussite du programme PHOTOM tient principalement à l'obligation de souscription à un contrat d'entretien.
Points perfectibles et écueil à éviter	<p>Dans le cas de PHOTOM, la spécification des dimensions des panneaux avait conduit à réduire drastiquement le nombre de fournisseurs possibles.</p> <p>Idéalement, une mise en concurrence saine au sein du Pacifique pourrait se faire selon les spécifications de performance et de durabilité.</p>
Pays cibles	Toutes les îles du Pacifique

4.1.3 Autres projets similaires

Projet d'électrification solaire de Ha'apai, Tonga

Electrification de 40 maisons dans les îles isolées de Ha'apai.
 Puissance PV installée : 150 Wc par maison + batteries 12 V
 Autres caractéristiques : fourniture d'ampoules 13 W
 Maintenance incluse sous forme d'une cotisation mensuelle
 Investissement : 94 000 USD

Projet 1 000 roofs, Tuvalu

L'objectif du projet est de décentraliser la production photovoltaïque et limiter l'empreinte foncière en utilisant les surfaces de toit existantes

Puissance PV prévue : > 1 MW

Autres bénéfices attendus :

- amélioration de l'ombrage des toitures,
- recueil des eaux de pluies.

4.2 Centrales hybrides

4.2.1 Projet sélectionné : Tokelau, une électricité à 90 % issue de renouvelables

Installation photovoltaïque de Tokelau



Crédit photo : Gouvernement de Tokelau.

Nom du projet	<i>Tokelau Renewable Energy Project (TREP)</i>	
Type de projet	Ferme solaire avec batteries	
Pays	Tokelau	Date 2012
Puissance installée	930 kW répartis sur trois îles 775 MWh annuels	
Montage et Financement	Financement : <i>New Zealand Aid Programme (NZAID)</i> Maîtrise d'œuvre : PowerSmart Solar (Nouvelle-Zélande), IT Power (Australie) Technologie : SMA	
Critères de sélection du projet	Tokelau est la première nation dont l'électricité est produite à 100 % à partir de sources renouvelables une majorité du temps (90 % d'EnR sur l'année). L'installation est une centrale hybride solaire/diesel dont on peut souhaiter un développement futur dans le Pacifique, même si les coûts sont aujourd'hui encore très élevés (<i>voir infra</i>).	

Description du projet

Le projet d'énergies renouvelables de Tokelau (TREP) a été lancé en 2010 par le gouvernement de Tokelau et le ministère néozélandais des Affaires étrangères (MFAT). Ce projet consistait en la construction de trois centrales hybrides solaire-diesel, une pour chacun des atolls de Tokelau : Fakaofu, Nukunonu et Atafu. La construction du dernier des trois systèmes s'est terminée en octobre 2012. Ce système a ainsi remplacé les classiques groupes diesel utilisés précédemment.

Le plan stratégique d'investissements pour les énergies élaboré en 2004 et renouvelé en 2010 prévoyait de réduire considérablement la dépendance du pays aux énergies fossiles. Le pays est en bonne voie puisque le projet a permis de réduire les importations d'hydrocarbures à hauteur de 30% environ.

Le projet a été lancé en 2010 pour une mise en fonctionnement partielle dès 2012 (complétion du projet en 2013). Chacune des centrales est composée de panneaux photovoltaïques, de batteries, d'équipements de gestion de l'équilibre de puissance, ainsi qu'un générateur diesel pour les heures où l'équipement photovoltaïque est insuffisant (couverture nuageuse pendant plusieurs jours ou demande importante).

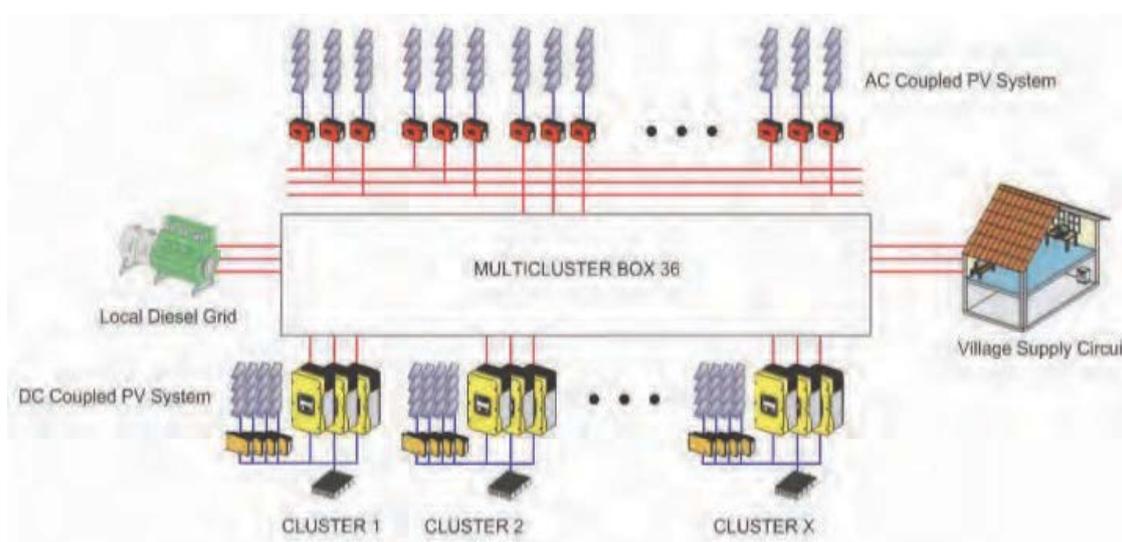
Choix techniques et analyse financière

Les choix techniques ont été effectués en concordance avec les règles de conception du MFAT pour les réseaux renouvelables de petite taille⁸. Ces règles guident les bailleurs de fond et porteurs de projets dans la conception des réseaux non connectés et des fermes hybrides solaire-diesel dans le Pacifique. Elles prennent en compte les spécificités et conditions climatiques des îles du Pacifique.

⁸ MFAT's Renewable Energy Mini-grid Common Design Principles.

Dans ce cadre, le choix a été fait de la technologie « multi-cluster » de SMA, chaque cluster consistant en un ensemble panneaux + onduleurs de branche + stockage (convertisseur DC + batteries + onduleurs de batteries). Le choix des panneaux s’est porté sur un équipement de marque Sunrise. Ce ne sont pas les panneaux les plus performants, mais ils répondent au nouveau standard IEC 61701 qui assure leur fonctionnement en milieu marin fortement corrosif. L’objectif n’étant pas ici de rentrer dans le détail de la configuration technique, le lecteur pourra se référer au document Tokelau Renewable Energy Project Case Study (2013).

Schéma 1. Schéma technique de l’installation de Tokelau



Source : SMA.

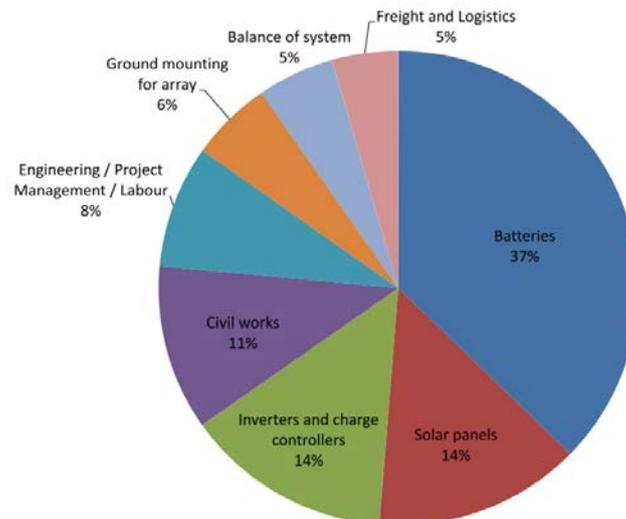
Le dimensionnement des batteries est le point essentiel pour obtenir l’optimum économique. Si l’on installe trop de batteries, l’investissement n’est pas ou peu rentabilisé sur la période par rapport à la solution diesel. Si au contraire les batteries ne sont pas assez nombreuses, on peut s’attendre à des démarrages fréquents du groupe diesel, ce qui grève les rendements et les économies réalisées.

Dans le cas de Tokelau, plus de 8 MWh de batteries ont été installés, ce qui est considérable et permet de stocker près de 2 jours⁹ de consommation sans soleil. L’impact sur le coût est important puisque la part des batteries et de l’équipement de gestion dépasse les 40 % du coût total de l’investissement. L’impact sur l’environnement local est également à prendre en considération, car le plomb contenu dans les batteries est

⁹ Capacité de 50 heures à charge maximum du réseau, soit en pratique un peu moins de 2 jours.

particulièrement polluant en cas de fuite. Le gouvernement de Tokelau mentionne ce problème potentiel et précise que la maintenance et le recyclage ont été prévus dès la construction du projet, sans donner plus de détails sur les modalités de traitement.

Graphique 7. Découpage des coûts pour le projet photovoltaïque de Tokelau



Source : MFAT.

Dans l'analyse financière demandée par le MFAT, les coûts complets de revient (avec une actualisation à 8 %) sont de 1,35 NZD/kWh soit 100 XPF/kWh. Ces coûts sont légèrement inférieurs et donc cohérents avec ceux obtenus pour les centrales hybrides polynésiennes construites en 2010 et 2011. On aura davantage de doutes sur le coût de référence calculé pour l'électricité au diesel, à savoir 110 XPF/kWh.

4.2.2 Réplicabilité du projet

Faisabilité technique	<p>La technologie est maîtrisée et applicable presque partout dans le Pacifique, tant que la ressource solaire est suffisante. Les seules contraintes techniques concernent la disponibilité du foncier et l'état du réseau électrique qui peut nécessiter une remise à niveau.</p>
Faisabilité financière	<p>L'objectif était clairement pour Tokelau d'obtenir la moindre dépendance possible aux énergies fossiles. En ce sens, le projet est une réussite puisque 90 % de l'énergie est désormais d'origine solaire.</p> <p>Le coût de tels projets 100 % PV et batteries est encore très élevé aujourd'hui, et aucun n'est rentable hors subvention.</p> <p>Un mix incluant par exemple de l'huile de copra permettrait de réguler une partie de l'intermittence et donc de diminuer largement la part des batteries.</p>
Clés de la réussite du projet	<p>Le premier élément de réussite consiste à identifier les îles les plus à même d'accueillir une centrale hybride (voir <i>infra</i>).</p> <p>On pourra également s'attendre à trouver dans un tel projet :</p> <ul style="list-style-type: none">• une étude poussée de la demande en électricité, assortie d'un plan d'économies d'énergies à l'échelle du village, afin d'éviter un surdimensionnement de l'installation,• un questionnement sur le choix technologique le plus approprié (système multi-clusters, centralisé, etc.),• la prise en compte de l'impact des batteries sur l'environnement local, en particulier lorsqu'elles arrivent en fin de vie,• une étude sur la possibilité de faire fonctionner les groupes à l'huile de coprah, si possible produite localement, de façon à atteindre 100% d'indépendance énergétique.
Pays cibles	<p>Tous pays du Pacifique ayant des villages isolés. Ce type de projet est en particulier adapté à des atolls isolés où :</p> <ul style="list-style-type: none">• La problématique foncière est résolue,• La consommation annuelle est située entre 100 et 400 MWh,• La maintenance est un critère important (le photovoltaïque nécessite moins d'entretien),• Le coût d'acheminement du gazole est très élevé.

4.2.3 Autres projets photovoltaïques

Fermes solaires connectées au réseau, sans régulation

De nombreuses fermes solaires connectées aux réseaux électriques ont vu le jour dans tous les pays insulaires du Pacifique. Néanmoins, dans le cas de fermes solaires sans parc de batterie, le caractère intermittent de la production ne permet pas de dépasser un seuil généralement admis de 30 % de la puissance appelée sur le réseau, pour 5 à 10 % de la consommation annuelle d'énergie.

Centrales hybrides de Polynésie française

Une première centrale hybride solaire Diesel a été réalisée par EDT en 2000 à Makatea et renforcée en 2005 (45 kWc solaires). Six autres centrales ont été construites dans le cadre de deux programmes portés par le pays et soutenus par l'Union européenne (Fonds européen de développement) et le Fonds exceptionnel d'investissement. Ces centrales sont en fonctionnement dans des villages de l'archipel des Tuamotu. La puissance totale renouvelable installée est de 640 kWc solaires. Entre 50 et 100 % des besoins sont actuellement couverts par le champ solaire selon les sites et la saison. Quatre nouvelles centrales sont en construction dans les Tuamotu.

5 Autres technologies

5.1 Eolien

5.1.1 Projet sélectionné : ferme éolienne de Kafeate (Nouvelle-Calédonie)

Ferme éolienne de Kafeate



Crédit photo : Aerowatt.

Type de projet	Eolien		
Pays	Nouvelle-Calédonie	Date	2005-2006
Puissance installée	11,55 MW pour 28 GWh produits annuellement		
Montage et financement	Montage et exploitation par la société Aerowatt Financement aerowatt, Nouvelle-Calédonie, Etat français (défiscalisation) et prêt Banque calédonienne d'investissement		
Critères de sélection du projet	Projet éolien le plus emblématique du Pacifique, répondant aux critères cycloniques et donc le plus répliquable.		

Description du projet

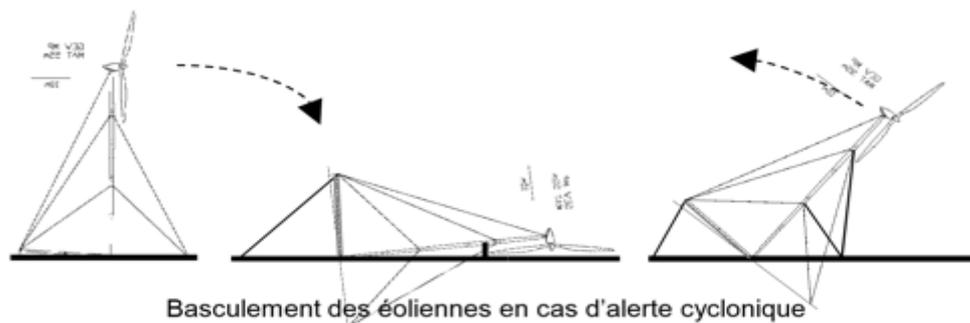
La ferme éolienne de Kafeate est la plus grande ferme éolienne anticyclonique au monde. Située dans la Province Nord, la production de cette ferme équivaut à deux fois la consommation de la population réunie de trois communes alentours : Voh, Kone et Pouembout.

Le projet a été séparé en deux fermes voisines :

- Kafeate I, mise en service en 2005, compte 22 éoliennes pour une puissance de 6,05 MW,
- Kafeate II, mise en service en 2006, compte 20 éoliennes pour une puissance de 5,5 MW.

Les éoliennes installées sont des éoliennes Vergnet anticycloniques de 275 kW. En cas de cyclone, les mâts peuvent se coucher au sol (manœuvre de basculement) ce qui protège la machine. L'ensemble des pales et du mât sont amarrés au sol.

Schéma 2. Basculement des éoliennes an cas d'alerte cyclonique



Source : Vergnet.

5.1.2 Autres projets similaires

Ferme éolienne de la pointe du Diable, Vanuatu



Crédit photo : Vergnet.

Historique :

- 2004 à 2006 : installation de mâts de mesure,
- 2007 : installation d'une première turbine de 275 kW (392 MWh produits en 6 mois),
- 2008 : mise en place du plan de financement avec la Banque européenne d'investissement,
- 2009 : installation des dix autres turbines.

Le projet a fait l'objet d'une attention particulière de la part de GDF Suez afin de gérer l'intermittence de la production. En effet, il n'est pas rare que la production éolienne atteigne 70 % de la puissance totale appelée. UNELCO a donc développé un système spécifique de partage de la charge afin d'améliorer la pénétration de l'énergie éolienne et éviter les sautes de réseau en cas de chute de production.

5.1.3 Réplicabilité du projet

Faisabilité technique et financière	<p>Les conditions sont nombreuses pour obtenir un projet éolien de qualité :</p> <ul style="list-style-type: none">• Qualité du vent suffisante (régularité et vitesse)• Demande en puissance suffisante de la part du réseau (la puissance minimale est de 275 kW par mât pour des éoliennes Vergnet)• Conditions favorisant la durée de vie du matériel :<ul style="list-style-type: none">○ Limitation de la corrosion liée aux embruns; en particulier, les pièces mécaniques sont particulièrement mises à l'épreuve sur les atolls,○ Nécessité d'un entretien régulier et donc d'une compétence locale spécifique pour le suivi du matériel installé.
Clés de la réussite du projet, écueils à éviter	<p>La réussite d'un projet éolien dans le Pacifique est principalement liée à deux éléments :</p> <ul style="list-style-type: none">• La qualité de l'étude éolienne• La durée de vie du matériel <p>On évitera en particulier d'utiliser des équipements à bas coût inadaptés aux conditions tropicales (voir, à ce sujet, les essais menés dans les atolls des Tuamotu...).</p>
Pays cibles	<p>La plupart des îles d'une taille suffisante ont un lieu adéquat pour un projet éolien, mais avec des rentabilités très variables selon les sites. On pourra citer notamment la Papouasie-Nouvelle-Guinée, Fidji, les Vanuatu, la Nouvelle-Calédonie ainsi que Tahiti et Nuku Hiva pour la Polynésie française.</p>

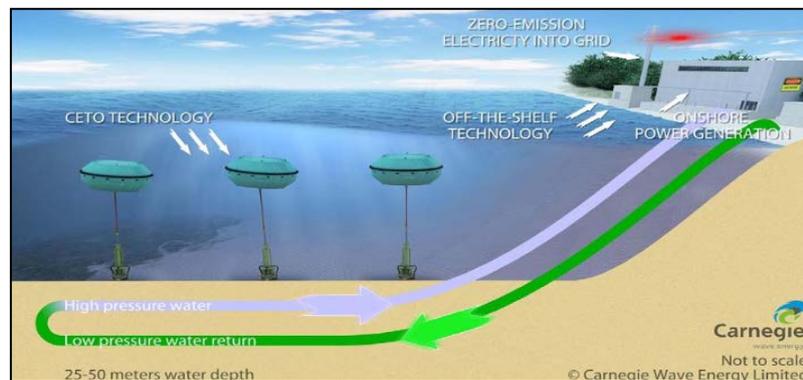
5.2 Energie houlomotrice

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'installation industrielle exploitant l'énergie houlomotrice à travers le Pacifique. Les quelques installations sont, en fait, des systèmes encore en cours de développement. Le constat est identique au niveau international.

Dans le Pacifique, nous retrouvons, principalement en Australie, quelques procédés qui ont franchi plusieurs étapes de la Recherche et Développement :

Le procédé CETO© avec une installation en cours sur Garden Island du système au stade commercial avec trois unités de bouées CETO d'une puissance unitaire de 240 kW – installation en cours (Western Australia).

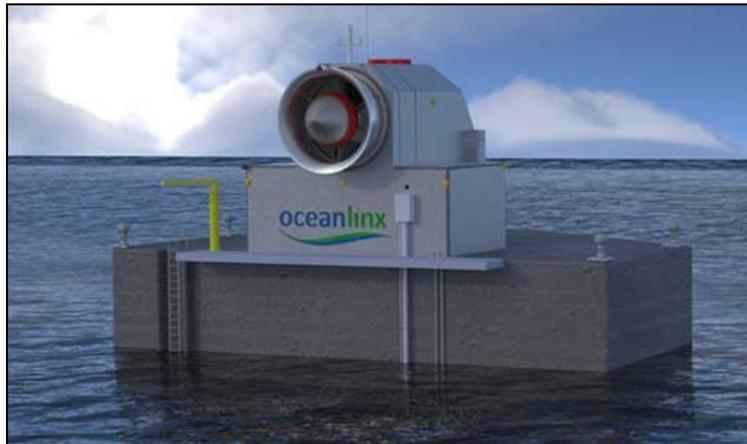
Schéma 3. Schéma d'implantation d'un système houlomoteur CETO



Source : CETO.

Les systèmes OceanLinx©, basés sur la technologie de colonne d'eau oscillante avec plusieurs tests à l'échelle 1/3 depuis 2005 et un projet d'unité de 1 MW du système GreenWave en cours d'installation à Port Mc Donnell (South Australia).

Système OceanLinx à colonne d'eau oscillante



Crédit photo : Oceanlinx.

De manière générale, les experts ne disposent pas de retour d'expérience probant sur les procédés houlomoteurs. Il est par ailleurs notable que les perspectives de développement sur les différents procédés visent des caractéristiques (puissances, potentiels, conditions d'installation...), souvent très différentes de celles que l'on retrouve dans les îles du Pacifique Sud. Des travaux de développement spécifiques aux conditions insulaires doivent donc être menés pour obtenir des procédés adaptés et efficaces pour les îles.

5.3 Climatisation par eau profonde (SWAC)

5.3.1 *Projet sélectionné : Intercontinental Thalasso & Spa de Bora-Bora, Polynésie française, 2006*

SWAC de l'Intercontinental en attente d'immersion et SWAC immergé, Bora-Bora



Crédit photo : ODEWA.

Le SWAC (*Sea Water Air Conditioning*) de l'hôtel Intercontinental Thalasso & Spa de Bora Bora a été installé en 2006. Il s'agit de la première installation commerciale mondiale par puisage en eaux océaniques profondes. Les caractéristiques de l'ouvrage sont les suivantes :

- Puissance frigorifique : 1 500 – 1 600 kWf,
- Profondeur de puisage : 915 m,
- Diamètre de la canalisation de puisage : 400 mm,
- Longueur du pipeline de puisage : 2 412 m.

Cette installation permet à l'hôtel de réduire ses consommations électriques de plus de 40 %. Sur la seule part de climatisation, les puissances nécessaires en solution conventionnelle (groupes de production d'eau glacée) de 500 kVA sont remplacées par une pompe de moins de 20 kVA.

L'installation fonctionne parfaitement et sans discontinuer depuis l'ouverture de l'hôtel en mai 2006.

5.3.2 Autre projet similaire – SWAC de Tetiaroa – Polynésie française – 2013

Immersion des canalisations maritimes – septembre 2011



Crédit photo : ODEWA.

Un autre système SWAC a été installé entre 2011 et 2013 pour l'hôtel The Brando sur l'atoll de Tetiaroa. Les caractéristiques sont les suivantes :

- Puissance frigorifique : 2 400 kWf,
- Profondeur de puisage : 960 m,
- Diamètre de la canalisation de puisage : 450 mm,
- Longueur du pipeline de puisage : 2 579 m.

Les puissances électriques d'une solution de climatisation conventionnelle (800 kVA) sont remplacées par des pompes d'une puissance totale de 30 kVA.

5.3.3 Réplicabilité du projet

Faisabilité technique	La technologie est maintenant maîtrisée et applicable pour toute zone présentant une bathymétrie favorable avec une proximité des grandes profondeurs.
Faisabilité financière	Les installations SWAC sont des installations coûteuses notamment pour la partie maritime qui peut représenter jusqu'à 80% de l'investissement total. Le SWAC ne présente d'intérêt économique que dans les cas où l'appel de puissance froid et la consommation associée sont élevés, concentrés et à proximité du rivage.
Clés de la réussite du projet	Le premier élément de réussite consiste à identifier un besoin en « froid » conséquent et compatible (système à eau glacée). On pourra également s'attendre à trouver dans un tel projet : <ul style="list-style-type: none"> • des reconnaissances poussées du milieu marin (bathymétrie, géophysique...), • la réalisation par des sociétés habituées au milieu maritime.
Pays cibles	Tous pays du Pacifique ayant des infrastructures et bâtiments importants, climatisés en système à eau glacée, à proximité de la mer et présentant des profils bathymétriques raisonnables.

Un projet SWAC est en cours de réalisation pour l'hôpital du Taaone (Polynésie française), sous maîtrise d'ouvrage de la Polynésie française, cofinancé par AFD, la BEI et l'ADEME. Conçu pour économiser près de la moitié de la facture électrique de la climatisation de l'hôpital, il devrait entrer en phase d'exploitation au cours du second semestre 2015.

5.4 Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) ou Energie thermique des mers (ETM)

L'Energie thermique des mers (ETM ou *Ocean Thermal Energy Conversion* – OTEC) permet la génération d'électricité par utilisation du gradient de températures entre les eaux de surface et les eaux profondes. Celui-ci permet de vaporiser et condenser un fluide actionnant une turbine. Contrairement au SWAC qui vient se substituer à une consommation électrique, l'ETM permet de produire de l'électricité.

Si ce principe est expérimenté depuis les années 1930 (Georges Claude), les réalisations sont peu nombreuses (quelques unités de 120 kW à 1 MW testées mais jamais éprouvées).

L'une des problématiques principales est la remontée de volumes très importants d'eau froide (plusieurs m³/s) pour laquelle, à ce jour, n'existent pas les canalisations nécessaires.

Toutefois, si de nombreux verrous technologiques subsistent, l'attrait pour cette énergie est très important pour la simple raison que le gisement est accessible partout dans le Pacifique et considéré comme permanent, contrairement à toutes les autres énergies renouvelables (géothermie exceptée). Les productibles sont donc sensiblement plus élevés mais surtout la puissance produite peut être considérée comme garantie ce qui facilite son acceptation par le réseau existant.

Par ailleurs cette technologie ne s'adresse qu'à la frange intertropicale où le gradient de températures entre les eaux de surface et les eaux profondes est suffisant et supérieur à 20°C.

Outre les travaux de Georges Claude, la première installation ETM a été réalisée sur l'île de Nauru en Micronésie d'une puissance de 120 kW brut en 1981. Un projet de centrale *onshore* de 5 MW a été envisagé en Polynésie française dans les années 1980 avant d'être abandonné à la suite de la baisse du prix du pétrole.

Aujourd'hui, les îles du Pacifique et notamment la Polynésie française sont des cibles prioritaires pour les développeurs de projets ETM. En effet, les gradients de températures y sont très favorables, les conditions cycloniques extrêmes relativement modérées, les distances à la côte souvent faibles, et l'approvisionnement en combustible fossile compliqué.

Cela étant, et même si des sociétés importantes s'intéressent de près à la technologie, une solution viable ne peut être envisagée qu'à moyen terme.

5.5 Géothermie

Projet sélectionné : Centrale géothermique de la mine d'or de Lihir (Papouasie-Nouvelle-Guinée)

Mine d'or de Lihir, Papouasie-Nouvelle-Guinée



Crédit photo : Newcrest.

Type de projet	Géothermie	
Pays	Papouasie-Nouvelle-Guinée	Date
Puissance installée	56 MW 319 GWh produits annuellement 216 000 t CO ₂ évitées annuellement	
Financement	Fonds privés Valorisation des crédits carbone auprès de l'UNFCC	
Critères de sélection du projet	Il s'agit de l'unique exploitation de gisement géothermique dans les îles du Pacifique, hors Nouvelle-Zélande.	

La mine d'or de Lihir est une mine à ciel ouverte située au-dessus d'une source de vapeur proche de la surface. Initialement, des puits avaient été forés afin de dépressuriser la zone de vapeur et ainsi refroidir les sols avant l'exploitation du minerai. La valorisation de la vapeur en électricité a débuté en 2003 avec 6 MW installés, puis 36 en 2005 et 56 MW aujourd'hui. La mine consomme l'intégralité de l'électricité, initialement produite au fioul lourd.

5.5.1 Réplicabilité des projets géothermiques dans le Pacifique

Faisabilité technique et financière

Un gisement de vapeur suffisant et suffisamment proche de la surface est nécessaire afin de garantir une exploitation rentable d'une source géothermique. Toute la difficulté consiste à évaluer le gisement, ce qui exige des investissements importants, parfois en vain.

Une fois un gisement suffisant identifié, l'électricité géothermique est généralement peu chère. La Nouvelle-Zélande estime, par exemple, les coûts de production de ses centrales géothermiques à environ 6 XPF/kW contre environ 25 XPF/kWh¹⁰ pour de la production à base de fioul à Tahiti.

Pays cibles

Une étude, menée en 2009, établissait une liste des pays éligibles (parmi 20 pays dont la Polynésie française) :

- pays à fort potentiel : Papouasie-Nouvelle-Guinée et Fidji,
 - potentiel moyen : Vanuatu, îles Salomon, Mariannes du Nord,
 - potentiel modéré : Samoa, Tonga, Nouvelle-Calédonie.
-

¹⁰ Prix en sortie de centrale.

6 Exemples de projets mixtes

Les projets décrits dans cette partie ont été sélectionnés car ils regroupent plusieurs technologies ou approches pour former un tout cohérent. Ce type de projet unique étant conçu au cas par cas, nous n'aborderons pas la question de la répliquabilité.

6.1 Hôtel The Brando de Tetiaroa, Polynésie française

6.1.1 Description du projet

Hôtel The Brando, Tetiaroa



Crédit photo : www.etahittravel.pf

Nom du projet	Hôtel The Brando – Tetiaroa – Polynésie française	
Type de projet	Hôtelier	
Pays	Polynésie française	Date 2014
Puissance installée	2 819 kW (899 kWc PV – 1 920 kVA groupes au coprah)	
Financement	Privé	
Critères de sélection du projet	Objectif 100 % EnR	

L'hôtel The Brando, situé sur l'atoll de Tetiaroa en Polynésie française, ouvrira ses portes mi-2014. Cet hôtel, de par la clientèle visée, l'éloignement et l'histoire de l'atoll, s'articule fortement sur le concept du développement durable en intégrant comme axe fort les énergies vertes, avec un objectif « 100 % renouvelable ».

Cet objectif, extrêmement ambitieux, est la pierre angulaire de ce projet qui vise à obtenir la plus haute distinction LEED Platinum (*Leadership in Energy and Environmental Design – Certification US Green Building Council*). L'écoconception a donc été intégrée très tôt dans la conception des villas au niveau des matériaux et de l'isolation, mais c'est essentiellement la production d'électricité d'origine renouvelable qui a représenté le défi le plus important de ce projet unique.

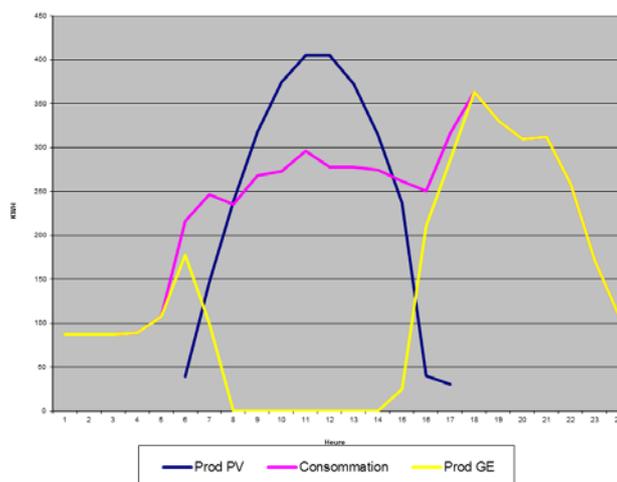
Caractéristiques des énergies installées

L'objectif d'un hôtel totalement autonome en énergie s'articule autour de trois technologies complémentaires :

- le système de climatisation par eau de mer (*Sea Water Air Conditioning - SWAC*) qui efface une part très importante de l'appel de puissance habituel d'un hôtel (40-50 % de la consommation électrique pour la climatisation),
- l'électricité d'origine photovoltaïque,
- les groupes électrogènes à l'huile de coco.

La régulation de ces différentes sources d'énergie est facilitée par l'utilisation de batteries à Flux. Elles permettront d'optimiser l'utilisation de l'électricité d'origine photovoltaïque en journée tout en absorbant les fortes variations de puissances. La puissance solaire installée est suffisante pour répondre à l'appel maximum de l'hôtel. De nuit, les groupes à l'huile de coco viendront compléter utilement le mix.

Graphique 8. Courbe journalière type de consommation/production pour l'hôtel The Brando



Source : *Energie de Tetiaroa*.

Tableau 2. Répartition annuelle des apports en puissance et production

Energie	Puissance	Production
Photovoltaïque	899 kWc	1 GWh/an
Groupes électrogènes à l'huile de coco	6 groupes de 160 kVA (phase 1) + 6 groupes de 160kVA (phase2)	1, GWh/an – phase 1 2,455 GWh/an – phase 2
Frigorifique	2,4 MWf	SWAC – Pipeline 450 mm
Stockage	Batteries à flux	ZBB – 40 unités de 50 kWh

Source : Energie de Tetiaroa.

Le mix du tableau 2 est intéressant car il est reproductible dans de nombreux atolls du Pacifique. Rappelons que l'huile de coprah a des intérêts multiples pour ce type de projet :

- un excellent bilan carbone (le carbone est biogénique et non de source fossile) ;
- la possibilité de réguler les énergies intermittentes comme l'éolien ou le photovoltaïque. En effet le groupe électrogène fonctionne comme un groupe diesel et permet donc la régulation de tension et fréquence. Dans le cas du Brando, la puissance du parc photovoltaïque est importante et exige également un parc de batteries, sur le modèle économique de Tokelau ;
- la production d'huile peut se faire localement. Dans le cas du Brando, l'huile est achetée à l'huilerie de Tahiti. Néanmoins, comme l'a prouvé UNELCO au Vanuatu, une production à petite échelle peut s'envisager directement sur les atolls, en augmentant ainsi largement la valeur ajoutée locale.

Outre les défis techniques relevés au sein même du projet, il est important de souligner certaines avancées notables au niveau plus global du pays. En effet, la signature de conventions relatives à la vente locale d'huile de coco comme carburant est un précédent capital à l'utilisation de ce biocarburant en Polynésie française.

6.2 *Projet “Small is beautiful”, Tuvalu*

6.2.1 *Description du projet*

Nom du projet	<i>Small is Beautiful</i> (SiB), micro-modèle d'Amatuku		
Type de projet	Mixte		
Pays	Tuvalu	Date	2004
Puissance installée	Non chiffrée		
Financement	ADEME, Fonds Pacifique, SOPAC, PIGGAREP		
Critères de sélection du projet	Projet combinant des approches multiples. Il s'agit également d'une des premières utilisations de la technologie gazogène sur un atoll.		

Le projet « Amatuku : l'îlot pilote » fait partie du Plan décennal des îles Tuvalu *Small is Beautiful* (SiB), dont l'objectif initial est d'aider Tuvalu à devenir un modèle de nation respectueuse de l'environnement. Les îles Tuvalu étant particulièrement menacées par les changements climatiques, le programme a un objectif double :

- de faire de Tuvalu une nation exemplaire sur le plan environnemental,
- et de préparer les institutions et la population à l'adaptation aux changements climatiques, ainsi qu'à la réhabilitation sur une future terre d'asile.

Des actions ont donc été menées dans les domaines de l'eau, des déchets, de l'énergie, de l'air et de l'érosion des sols. Dans ce cadre, le projet d'Amatuku visait à créer un îlot pilote en termes énergétiques, dont les enseignements pourraient être utilisés dans d'autres îles du Pacifique. L'îlot n'avait donc pas d'objectifs de production ou de rentabilité, mais un objectif de formation et sensibilisation. Il s'agissait avant tout d'offrir aux habitants un apprentissage pratique au travers d'un micro-modèle, un micro-exemple dont ils pourraient s'inspirer pour reproduire les technologies dans leurs communautés. Les différentes technologies évoquées ici sont déjà traitées séparément plus haut, mais Amatuku représente une des seules tentatives de mix de nombreuses solutions impliquant la biomasse. Un paragraphe spécifique est consacré au gazogène, technologie encore largement sous-utilisée.

Au-delà de l'expérience d'Amatuku, de nombreux détails sur le projet Small is Beautiful sont consultables sur le site Web www.alofatuvalu.tv.

Energies renouvelables

De nombreuses options d'énergies renouvelables ont été étudiées pour le projet d'îlot pilote, et en premier lieu la biomasse. Tous ces essais ont été menés avec des objectifs de

formation, impliquant les différentes communautés et groupes d'intérêt (les femmes, les producteurs, les autres associations, les églises, les directions concernées au sein du Gouvernement - y inclus la Compagnie électrique de Tuvalu (TEC)).

Les possibilités suivantes ont été envisagées, souvent avec construction d'un prototype de démonstration :

- production de biogaz : pose du premier digesteur jamais réalisé sur un atoll corallien,
- production de biodiesel : Alofa Tuvalu a fait plusieurs démonstrations de production d'huile de coco filtrée, utilisée en mélange avec du gazole (20 % d'huile dans le mix),
- production d'éthanol : éthanol produit à partir de l'alcool local (le todi issu de la sève de jeunes pousses de cocotier) par distillation. Les essais menés ont abouti à une estimation de productible potentiel de 2,25 litres d'essence par jour et par cocotier, suffisant pour deux scooters,
- électricité par gazéification (voir « cas du gazogène » ci-après),
- turbine éolienne,
- panneaux photovoltaïques.

Cas du gazogène

Un gazogène a été installé sur l'îlot d'Amatuku afin de produire de l'électricité en utilisant la biomasse de cocotier. Il s'agit d'une des rares unités de ce type fonctionnant sur un atoll, et pour lequel quelques chiffres sont disponibles¹¹. Les conclusions suivantes sont celles obtenues par Gilles Vaitilingom, spécialiste des énergies biomasses pour le programme *Small is Beautiful* :

« En application de l'électrification par groupe électrogène, les gazogènes, avec une consommation spécifique de 1,3 kg de bois (à 12 % d'humidité) par kWh électrique, donnent un équivalent pratique global de 4,3 kg de bois pour substituer 1 litre de gasoil. Ces résultats sont significativement intéressants pour les zones où le bois est une ressource abondante. »

Dans les petits Etats du Pacifique, il y a lieu d'être prudent avec l'utilisation énergétique des ressources ligneuses. Mais si l'on regarde le cocotier on arrive à un potentiel renouvelable en coque et bourre de noix d'environ 32 kg/arbre/an. Soit l'équivalent de 7,5 litres de gasoil utilisés dans les groupes électrogènes. »

Rappelons qu'un cocotier donne environ 7 litres d'huile par an (l'huile représentant 10 % de la masse contre 50 % pour la matière sèche). On peut donc en conclure (tout en restant très prudent sur les chiffres avancés en l'absence d'essai à grande échelle) que le potentiel énergétique de la matière sèche est sensiblement équivalent à celui de l'huile de coprah. Il

¹¹ Source : F. Héros et G. Vaitilingom du programme AlofaTuvalu.

pourrait donc s'agir d'un bon complément à la production d'énergie dans les îles. Néanmoins, la technologie du gazogène est difficile à mettre en place sans l'intervention d'un spécialiste, et sa généralisation dans les atolls exigerait un effort de formation conséquent. De fait, jusqu'à aujourd'hui aucun essai n'a été mis en place qui aille au-delà du simple prototype.

7 Maîtrise de la demande en énergie

Promotion de l'efficacité énergétique dans le Pacifique (PEEP)

Une consultation lancée en 2007 par la Banque asiatique de développement (BAsD) a permis d'identifier cinq pays du Pacifique (Iles Cook, Papouasie-Nouvelle Guinée, Samoa, Tonga et Vanuatu) comme des pays volontaires et prioritaires pour y mener un programme de réduction des consommations d'énergies fossiles.

Le projet PEEP est destiné à réduire la consommation d'énergies fossiles dans ces pays, en agissant sur la demande et non sur la production. Le projet est scindé en deux phases, dont la première est achevée depuis mai 2011, et a principalement permis de définir l'état des lieux et les orientations du programme. La deuxième phase est en cours jusqu'en novembre 2014. Les actions menées dans le cadre du PEEP sont décrites ci-après.

De nombreux projets visant à améliorer l'efficacité énergétique auraient pu être cités ici. Ce projet est à notre connaissance l'un des plus structurés et complets. Nous précisons dans chaque paragraphe si d'autres programmes équivalents existent.

Eclairage urbain efficace

Cette partie du programme avait pour objectif d'améliorer la qualité d'éclairage des rues tout en réduisant la facture électrique pour les collectivités. En effet le remplacement de l'éclairage urbain vieillissant des pays concernés par des technologies LED permettait un bon retour sur investissement (temps de retour de l'ordre de 5 ans), pour un investissement total de l'ordre de 8 M. USD. Il s'agit d'une action relativement facile à mettre en œuvre, et dont le bénéfice revient directement aux collectivités.

On notera l'exception des Vanuatu où l'éclairage étant déjà relativement performant et l'électricité moins onéreuse, le temps de retour sur investissement a été estimé à 15 ans. Le renouvellement de l'éclairage urbain est donc à étudier au cas par cas selon les pays, voire selon les îles et communes.

Formation aux diagnostics énergétiques

Un programme de formation aux diagnostics énergétiques a été lancé, destiné aux maîtres d'ouvrages mais également aux bureaux d'études et services techniques.

Un choix différent a été fait dans les territoires francophones, qui ont privilégié la subvention aux diagnostics énergétiques et bilans de gaz à effet de serre, avec le concours de l'ADEME. Cette méthode, qui nécessite de s'appuyer sur les bureaux d'études existants, a fait ses preuves puisque les crédits alloués à ces subventions sont entièrement sollicités par les entreprises et collectivités, et permettent des économies parfois substantielles pour les bénéficiaires des études.

Étiquetage énergétique et standards de performance minimale

Une priorité du programme porte sur les gros équipements ménagers consommateurs d'énergie, qui représentent la plus importante source d'économies d'énergies pour les ménages dans les pays concernés par le projet PEEP. L'objectif est d'informer le consommateur à l'achat, voire interdire à l'import les produits les moins performants.

Les objectifs pour cette partie sont les suivants :

- mise en place d'un étiquetage énergétique pour les équipements domestiques,
- mise en place d'une réglementation concernant les performances standards minimales des équipements électroménagers domestiques,
- information et sensibilisation des parties prenantes (importateurs, revendeurs, utilisateurs),
- mise en place d'une base de données dédiée,
- mise en place de procédures de contrôle à l'importation et sanctions financières pour les contrevenants.

Notons que ce programme d'étiquetage a, depuis, été étendu à l'ensemble des pays de la zone Pacifique, il est désormais sous contrôle de la Communauté du Pacifique (CPS/SPC).

La Nouvelle-Calédonie a également lancé un programme d'étiquetage énergétique (mis en place depuis 2012) et fait évoluer progressivement sa réglementation. La Polynésie française, à la suite de la Nouvelle-Calédonie, a également lancé un projet d'étiquetage, qui, à la date de rédaction de cette étude (avril 2014), n'a pas été mis en oeuvre.

Révision du code de la construction

Dans la plupart des îles, les industries fortement consommatrices d'énergie sont peu développées voire absentes. En conséquence, la grande majorité des consommations est à imputer au fonctionnement des bâtiments d'habitation, touristiques et tertiaires. Le choix a donc été fait de travailler à la révision des codes de construction, de façon à intégrer les aspects énergétiques dès la conception des bâtiments.

Les objectifs pour cette partie sont les suivants :

- rédaction de spécifications de performance minimale pour les bâtiments neufs, sur l'enveloppe, l'éclairage et la luminosité, les équipements de climatisation etc.,
- formation des ingénieurs et architectes,
- mise en oeuvre des nouvelles normes et mise en place de procédures de contrôle pour les nouveaux bâtiments.

Des actions portant sur l'écoconstruction ont également été lancées en Nouvelle-Calédonie et en Polynésie française. Dans ces deux territoires, le programme est le suivant :

1. formation et sensibilisation des professionnels de la construction (architectes, ingénieurs mais également maîtres d'ouvrages) aux problématiques d'écoconstruction,
2. création d'une entité chargée de la création d'un guide d'écoconstruction (en Polynésie française, association « La maison des écoconstructeurs »),
3. mise en place d'une réglementation.

Révision des politiques publiques d'achats

Cette partie a pour objectif d'intégrer des critères de performance énergétique dans les grilles de notation des appels d'offres. Elle vise également à améliorer le suivi et les mécanismes de contrôle de la dépense énergétique dans les projets financés par les pays.

8 Quelles énergies renouvelables pour le Pacifique demain ?

8.1 Réflexion sur l'évolution des prix et des technologies

Toutes les technologies suivent un cycle de vie similaire : recherche/développement (dont prototypage), industrialisation/commercialisation. Une fois atteinte la phase d'industrialisation, les prix suivent (dans l'immense majorité des cas) une courbe décroissante pour s'approcher, à maturité, d'une asymptote correspondant à l'optimisation des procédés de production, des choix en matières premières et de la chaîne d'approvisionnement/montage.

Parmi les procédés présentés dans ce rapport, tous ne sont bien sûr pas au même stade de développement. Mais surtout, tous n'évoluent pas au même rythme. Nous avons renseigné dans le tableau 3, l'état de l'art pour chaque technologie. Cela n'étant pas l'objet du présent rapport, il ne s'agit que d'estimations, en fonction de la veille technologique effectuée par Airaro. L'évolution du coût est à considérer hors inflation générale des prix.

Tableau 3. Evolution attendue des technologies d'énergies renouvelables dans les prochaines années

Technologie	Stade	Evolution technologique / procédés	Evolution des prix attendue pour les îles
Hydroélectricité	Mature	Quasi-nulle	Stable
Micro-hydroélectricité	Mature	Faible	Stable
Photovoltaïque (panneaux silicium)	Mature	Forte sur les dernières années. Très proche de la maturité pour les panneaux silicium. Aucun bond technologique à attendre dans les années proches qui permette une baisse des prix	Baisse légère
Eolien	Industrialisation	Forte sur l'optimisation des grandes unités (plusieurs MW). Pas de bond technologique à attendre sur les procédés mécaniques fondamentaux	Faible baisse, ou stabilité. Les zones suffisamment ventées étant rares sur la zone Pacifique, aucun effet volume n'est envisageable
PV + batteries Eolien + batteries	Industrialisation	Très forte. D'énormes progrès sont faits et sont à attendre sur les batteries	Forte baisse attendue dans les prochaines années.
Houlomoteur et hydrolien	R&D ; industrialisation dans les pays du Nord sur des unités de grande puissance	Des systèmes fonctionnels existent mais l'industrialisation n'a, à ce stade, pas été prévue pour des unités de petite taille	Pas d'évolution tant que les marchés îliens ne seront pas convoités par les industriels, soit avant plusieurs années. Une évolution semblable à celle de l'éolien semble la plus plausible. Le faible marnage dans les îles du Pacifique limite le potentiel à quelques zones

Technologie	Stade	Evolution technologique / procédés	Evolution des prix attendue pour les îles
Energie thermique des mers	R&D	Industrialisation prévue pour les îles, mais sur des unités d'un minimum de 5 MW. L'enjeu technologique repose principalement sur la fabrication du tuyau de pompage	Inconnue. Pour une puissance donnée, de fortes baisses sont peu probables étant donné la nature des enjeux techniques. Des économies d'échelle sont attendues pour des unités de plus de 10 MW
Biogaz	Industrialisation	Procédés maîtrisés pour les unités de grande et petite tailles. La France est historiquement en retard sur les petites unités, mais l'écart se réduit progressivement. Des progrès sont à attendre de la généralisation des piles à combustible fonctionnant au biogaz, permettant un meilleur rendement pour la production d'électricité	Stable sur la partie méthanisation. La nécessité d'optimiser systématiquement l'installation à la matière première organique disponible implique malheureusement des coûts d'étude incompressibles, mais la standardisation des petites unités (kits en provenance de Chine notamment) permet de baisser certains coûts de construction
Biocarburants / huile de coprah	Mature	Faible	Stable
Géothermie	Mature	Faible. Chaque projet est étudié au cas par cas, mais aucune rupture technologique n'est à attendre	Stable
Gazogène	R&D	Le procédé est connu mais n'a jamais atteint l'industrialisation massive du fait de la difficulté à maîtriser la réaction. Des progrès sont cependant à attendre du fait d'un regain d'intérêt pour cette technologie dans les dernières années	Inconnue
Maîtrise de la demande	En expansion	Les technologies, permettant une meilleure efficacité énergétique (en milieu industriel ou résidentiel), sont nombreuses et en plein essor. De même, les techniques de promotion de la MDE s'améliorent et donnent des résultats substantiels	Baisse régulière

La lecture du tableau 3 nous mène à penser que certains gisements ne seront peut-être jamais rentables dans les îles. En effet, si l'on prend l'exemple d'un atoll dans lequel se

trouve une passe, le choix le plus pertinent consiste, à ce jour, à installer des panneaux photovoltaïques jusqu'à saturation du réseau par l'énergie intermittente (soit environ 30 % de la puissance appelée). Cela permet de produire environ 5 % d'électricité renouvelable¹².

Pour augmenter le taux de pénétration des EnR, le choix se résume alors aux technologies suivantes :

- système photovoltaïque + batteries,
- éolien + batteries,
- biomasse (huile de coprah, éventuellement biogaz ou gazogène) → production limitée par la ressource,
- hydrolien.

Jusqu'ici, les systèmes PV+batteries sont encore très chers (de l'ordre de 100 XPF/kWh) et plusieurs atolls de Polynésie sont en attente de la commercialisation d'unités hydroliennes de petite taille afin d'en équiper les passes, pour un prix pouvant s'approcher des prix de vente au détail, soit environ 50 ou 60 XPF/kWh. Mais l'évolution rapide de la recherche sur les batteries laisse à penser que les prix des deux technologies pourraient se croiser avant (ou quelques années après) qu'une solution industrielle soit en place pour l'hydrolien dans le Pacifique. Or, à investissement équivalent, le photovoltaïque reste de loin la solution la plus intéressante en termes de facilité de maintenance notamment.

En conséquence, le choix prématuré d'une hydrolienne par un atoll « pionnier » pourrait être nocif au développement, le rendant tributaire d'une technologie non maintenue par les fabricants car absente partout ailleurs dans la zone Pacifique. Plus généralement, l'isolement et les multiples contraintes de terrain font que la plupart des îles du Pacifique ne sont pas un bon terrain d'essai pour les nouvelles énergies renouvelables, à l'exception des technologies SWAC et ETM pour lesquelles les conditions naturelles sont suffisamment favorables pour justifier les coûts inhérents à l'éloignement géographique. Nous privilégions donc les technologies les plus éprouvées et faciles à maintenir que sont l'hydroélectricité, le solaire (thermique et photovoltaïque) et les technologies biomasse.

8.2 Quels sont les projets d'énergies souhaitables pour le Pacifique de demain ?

Des technologies éprouvées...

Toutes les énergies renouvelables présentent un ou plusieurs intérêts en termes d'exploitation pour les géographies du Pacifique Sud. Néanmoins, prenant en considération les conclusions de chacun des chapitres et les remarques sur l'évolution des coûts formulées en 8.1, nous en distinguons trois qui nous semblent plus prometteuses :

¹² En effet, la puissance PV est égale à 30 % de la puissance au pic de midi, pendant environ 1 300 heures par an. Au final, la production d'origine photovoltaïque sera donc d'environ 5 % sur l'année.

1. **l'hydroélectricité**, en dépit des remarques formulées plus haut, reste l'énergie qui présente le plus grand potentiel de production à coût modéré pour les îles hautes avec un bilan hydrique positif. Elle est également l'une des seules à offrir une capacité de stockage d'énergie et donc une puissance garantie, essentielles pour les réseaux électriques de petite taille ;
2. **l'énergie solaire photovoltaïque** est à promouvoir, à condition qu'elle soit agrémentée de batteries pour la régulation de l'intermittence et que la filière de traitement / recyclage des batteries soit intégrée dès la conception du projet. A ce titre les cinq prochaines années sont à surveiller, car les technologies de stockage évoluent très rapidement ;
3. **la biomasse**, et en particulier la gestion du cycle du carbone à l'aide de systèmes biogaz/coprah/gazogène. Une telle association pourrait être très efficace dans la plupart des atolls en complément du photovoltaïque, à condition que les habitants soient associés aux projets.

Comme expliqué au paragraphe précédent, ces technologies sont matures et sont également les plus faciles à maintenir. Bien que certaines énergies (marines notamment) soient plus porteuses en termes d'image, l'efficacité (en termes de productible) et la fiabilité de l'investissement sont supérieurs pour ces trois énergies.

... mais un montage différencié pour chaque projet

Si nous préconisons des choix assez classiques sur le plan technique, nos échanges avec les différents porteurs de projets confirment que la standardisation des procédures et des méthodes peuvent nuire à la bonne marche des projets.

Le cas de Nadarivatu (Fidji) est le plus radical sur ce plan, puisque tant le financement que l'organisation générale des travaux sont importés sous forme d'un « package » fourni par la Banque de développement chinoise et la société SinoHydro. Au-delà de la responsabilité directe de SinoHydro dans la conduite des travaux, on retiendra que c'est bien le montage « tout intégré » qui a privé l'Etat fidjien et les autorités locales de leur capacité de contrôle. Il n'y a dans ce projet, dès son origine, aucune place pour les populations locales ou une quelconque action de régulation.

A contrario, les projets hydroélectriques des îles Salomon et les projets biogaz des Samoa sont remarquables dans leur implication des populations à la fois sur la définition des besoins et la conduite du projet. Pourtant, Pelena et BioEnceptionz ont tous deux pris le parti de l'autofinancement, car les conditions d'obtention des subventions internationales étaient trop contraignantes. Si les bailleurs de fonds souhaitent investir dans le développement rural sous la forme de projets multiples de petite taille, alors un nouveau modèle de financement est à inventer, qui simplifie les procédures et accorde une plus grande marge de manœuvre aux porteurs de projets.

En effet, les seuils et les procédures de passation de marché des bailleurs internationaux sont incompatibles avec les projets cités. On retiendra, aux îles Salomon, un écart de 1 à

25 entre d'une part le coût réel du projet (réalisé par des villageois en dehors de toutes normes internationales, sociales et de sécurité en particulier) et d'autre part les réponses à appels d'offres normées et standardisées et donc recevables auprès des bailleurs de fonds.

Il est donc nécessaire de s'appuyer sur une structure intermédiaire entre les bailleurs de fonds internationaux et les porteurs de projets à destination des microcommunautés. La communauté du Pacifique (ou autre) pourrait accueillir un unique consultant, rémunéré par les bailleurs de fonds, dont la mission serait :

- la sélection des projets,
- la vérification de l'adéquation entre les réponses apportées par les porteurs de projet et les réalités de terrain,
- la rédaction de nouvelles règles permettant la réalisation de microprojets, à coût accessible par ces populations et répondant aux besoins réels.

Rappelons que les projets qui prennent en considération et associent les habitants proches (qui sont, bien souvent, les bénéficiaires de l'électricité produite), dès la conception et jusqu'à la phase de maintenance, sont généralement les plus efficaces et sont surtout les plus pérennes. S'il faut choisir, ceux-là méritent d'être qualifiés d'exemplaires.

GLOSSAIRE DES ABREVIATIONS

ADEME	Agence du développement et de la maîtrise de l'énergie
AFD	Agence Française de Développement
APACE	<i>Appropriate Technology for Community and Environment</i> / Programme d'électrification soutenu par l'université technologique de Sydney
BAAsD	Banque asiatique de développement
BEI	Banque européenne d'investissement
CPS	Communauté du Pacifique
EnR	Energies renouvelables
ETM	Energie thermique des mers / <i>Ocean Thermal Energy Conversion</i> – OTEC
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> / Agence internationale des énergies renouvelables
LEED	<i>Leadership in Energy and Environmental Design</i> (Système d'évaluation environnementale des bâtiments le plus utilisé aux Etats-Unis)
MFAT	Ministère néozélandais des Affaires étrangères / <i>Ministry of Foreign Affairs and Trade</i>
NZAID	<i>New Zealand Aid Program</i>
NZD	Dollar néozélandais
ORSTOM	Office de la recherche scientifique et technique outre-mer (désormais Institut de recherche pour le développement – IRD)
PEEP	Promotion de l'efficacité énergétique dans le Pacifique
PICTs ou PIPs	<i>Pacific Island Countries and Territories</i> – désigne les Pays insulaires du Pacifique, incluant les Etats indépendants ainsi que les territoires autonomes rattachés à un Etat continental
PNG	Papouasie-Nouvelle-Guinée

PPA	<i>Pacific Power Association</i> / Association des fournisseurs d'électricité du Pacifique
SPC	<i>Secretariat of the Pacific Committee</i> , (voir CPS)
SWAC	<i>Sea Water Air Conditioning</i> / Climatisation par puisage en eaux profondes
TEC	Compagnie électrique de Tuvalu
TREP	<i>Tokelau Renewable Energy Project</i>
UNELCO	Filiale de GDF Suez assurant la production et la distribution d'électricité au Vanuatu (anciennement Union électrique coloniale)
XPF	Franc Pacifique français

BIBLIOGRAPHIE

Aerowatt (2013), *Parc éolien de Kafeate* : <http://www.jmbenergie.fr/Parc-eolien-Kafeate-1-6-05-MW-988.html?origine=>

APACE (2004a), *Bulelavata Community and Beulah Community Project* : <http://www.apace.uts.edu.au/docpublish/bulelavata.html>

APACE (2004b.), *Programme APACE VFEG* : <http://www.apace.uts.edu.au/>

BioEnceptionz (2012a), *Piu Village Project: BioEnceptionz*: <http://bioenceptionz.com/piu-village/>

BioEnceptionz (2012b), *Presentation on Biodigester Technologies for Renewable Energy, Addressing Sanitation Problems and Managing Invasive Species in Samoa*.

Carbone 4 (2012), *Schéma directeur des énergies renouvelables de Tahiti et des îles*.

Clark, C. (2004), *Waste Vegetable Oil as a diesel Replacement Fuel*.

Cloin, J (2005), *Coconut Oil as a Biofuel in Pacific Islands – Challenges and Opportunities*, South Pacific Applied Geoscience Commission (SOPAC).

Créocéan, ODEWA (2011), *Etude de potentialité des énergies marines en Polynésie française*, avril.

Dornan, M., et F. Jotzo (2011), *Electricity Generation in Fiji: Assessing the Impact of Renewable Technologies on Costs and Financial Risks*, Melbourne.

Fiji Electricity Authority (2013), *Renewable Energy Developments*, National Energy Forum.

IEOM (2012), *Rapports IEOM pour la Polynésie française, Nouvelle-Calédonie et Wallis-et-Futuna*.

IRENA (2013), *Doubling the Global Share of Renewable Energy : a Roadmap to 2030*.

IRENA (2012a), *Electricity Storage and Renewables for Island Power*.

IRENA (2012b), *Renewable Energy Country Profiles*.

New Zealand Ministry of Foreign Affairs and Trade (2013), *Tokelau Renewable Energy Project Case Study*.

ORSTOM (1997), *Etude des risques naturels dans la basse vallée de Papenoo*.

Pacific Power Association (2011, 2012), *Performance Benchmarking for Pacific Power Utilities*.

Pareti, S. (2011), *Biogas Warms Up Pacific Communities*, *UN Sustainable Future*: http://www.un.org/en/sustainablefuture/stories_fiji_biogas.shtml

Prasad, R. E. (1999), “Coconut Oil as a Substitute for Fossil Fuels - a Sustainable Resource for the South Pacific”, *South Pacific Journal of Natural Science*.

Solly, R. (1983), *Coconut Oil and Coconut Oil Ethanol Derivatives as Fuel for Diesel Engines*, Thèse de doctorat à l'université du Pacifique Sud, Fiji.

UNELCO (2009), *Copra Oil as a Biofuel in Vanuatu*.

Vergnet (2012) *Parc éolien de Kafeate*, <http://www.vergnet.com/centrale-kafeate.php>

Woodruff, A. (2007), “Are Renewable Energy Technologies a Cost Effective Option for Promoting Rural Electrification in Pacific Island Countries?” *SOPAC Technical Report 397*, AusAID, février.