



**MINISTERE  
DES RESSOURCES MARINES,  
*en charge de la perliculture, de la pêche  
et de l'aquaculture et des technologies vertes***

# **Schéma Directeur des Energies Renouvelables**



**Rédacteurs : Julien Blanc, Stéphane Bitot**

**32 Boulevard Magenta**

**75010 Paris**

**Tél : 01 76 21 10 00**

**[julien.blanc@carbone4.com](mailto:julien.blanc@carbone4.com)**

**Date : 31/01/2012**

## TABLE DES MATIERES

<b>1. Introduction .....</b>	<b>4</b>
1.1. Contexte, objectifs et méthodologie .....	4
1.2. Périmètre et niveau du schéma directeur .....	5
1.3. Eléments de contexte.....	5
<b>2. Diagnostic de la situation énergétique .....</b>	<b>8</b>
2.1. Consommation d'énergie en Polynésie.....	8
2.2. Le cas de l'électricité.....	9
<b>3. La demande en électricité .....</b>	<b>16</b>
3.1. Situation actuelle.....	16
3.2. Les déterminants de la demande.....	21
3.3. Scénarios de demande .....	27
3.4. Modélisation de la puissance de pointe .....	30
<b>4. L'offre de production .....</b>	<b>32</b>
4.1. Production thermique fossile.....	32
4.2. Production hydroélectrique .....	36
4.3. Production photovoltaïque .....	38
4.4. Production éolienne .....	41
4.5. Qualité de la production électrique et exigences d'un réseau insulaire .....	42
<b>5. Potentiel de développement des énergies renouvelables .....</b>	<b>48</b>
5.1. Hydroélectricité .....	48
5.2. Photovoltaïque .....	52
5.3. Autre production solaire .....	56
5.4. Eolien .....	56
5.5. Biomasse .....	58
5.6. Energies renouvelables marines.....	60
5.7. SeaWater Air Conditioning (SWAC).....	61
5.8. Tableau récapitulatif.....	62
<b>6. Equilibre offre-demande pour les scénarios considérés pour l'île de Tahiti 63</b>	
6.1. Rappel des développements possibles à Tahiti.....	63
6.2. Puissance garantie et moyens thermiques .....	64
6.3. Equilibre offre-demande.....	65
6.4. Conclusions et perspectives à horizon 2030.....	67
<b>7. Equilibre offre-demande dans les îles .....</b>	<b>69</b>
7.1. Situation des énergies renouvelables dans les îles .....	69
7.2. La gestion de l'électricité dans les îles.....	69
7.1. Rappel de l'approche choisie .....	71
7.2. Autres particularités des îles à prendre en considération lors de la mise en place des EnR73	
7.3. Conclusion .....	75
<b>8. Bilan et programme de travail à court terme .....</b>	<b>76</b>
8.1. Bilan du schéma directeur proposé.....	76
8.2. Tout un programme à court terme : créer les conditions propices à la mise en place concrète de projets EnR.....	77
8.3. Prochaine mise à jour du schéma directeur.....	79
<b>1. Tableau récapitulatif des puissances renouvelables installées et en projet 82</b>	



<b>2. NUKU HIVA</b> .....	<b>85</b>
2.1. Contexte .....	85
2.2. Evolution de la demande .....	86
2.3. Production et équilibre offre-demande .....	87
<b>3. MOOREA</b> .....	<b>91</b>
3.1. Contexte .....	91
3.2. Evolution de la demande .....	91
3.3. Production et équilibre offre-demande .....	93
<b>4. BORA BORA</b> .....	<b>95</b>
4.1. Contexte .....	95
4.2. Evolution de la demande .....	95
4.3. Production et équilibre offre-demande .....	97
<b>5. TAHAA</b> .....	<b>99</b>
5.1. Contexte .....	99
5.2. Evolution de la demande .....	99
5.3. Production et équilibre offre-demande .....	101
<b>6. HUAHINE</b> .....	<b>104</b>
6.1. Contexte .....	104
6.2. Evolution de la demande .....	104
6.3. Production et équilibre offre-demande .....	106
<b>7. HIVA OA</b> .....	<b>107</b>
7.1. Contexte .....	107
7.2. Evolution de la demande .....	108
7.3. Production et équilibre offre-demande .....	109
<b>8. RAIATEA</b> .....	<b>111</b>
8.1. Contexte .....	111
8.2. <i>Commune d'Uturoa</i> .....	112
8.3. Concession EDT : évolution de la demande .....	114
8.4. Production et équilibre offre-demande .....	116
<b>9. RANGIROA</b> .....	<b>118</b>
9.1. Contexte .....	118
9.2. Evolution de la demande .....	119
9.3. Production et équilibre offre-demande .....	120
<b>10. RURUTU</b> .....	<b>123</b>
10.1. Contexte .....	123
10.2. Evolution de la demande .....	123
10.3. Production et équilibre offre-demande .....	124
<b>11. TUBUAI</b> .....	<b>126</b>
11.1. Contexte .....	126
11.2. Evolution de la demande .....	126
11.3. Production et équilibre offre-demande .....	128
<b>12. UA-POU</b> .....	<b>129</b>
12.1. Contexte .....	129
12.2. Evolution de la demande .....	129
12.3. Production et équilibre offre-demande .....	131

# 1. Introduction

## 1.1. Contexte, objectifs et méthodologie

Consciente des enjeux énergétiques et climatiques, la Polynésie Française s'efforce de réduire sa dépendance aux énergies fossiles. Depuis 2009, la Polynésie Française s'est fixée pour objectif d'assurer **50% de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (EnR) à l'horizon 2020**.

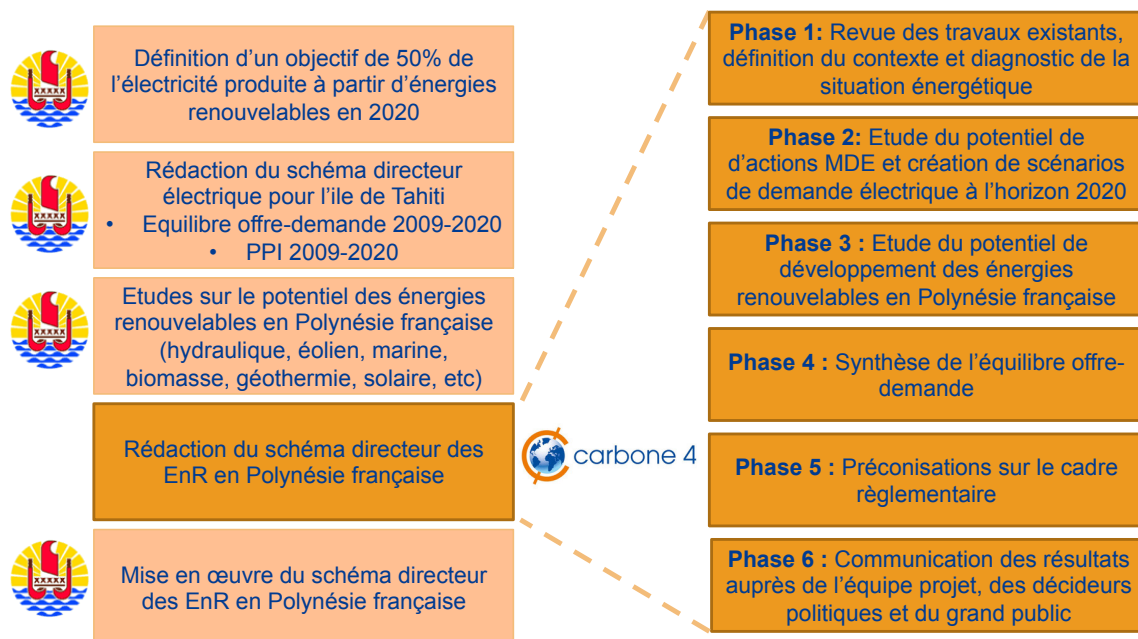
Le Ministère des Ressources Marines, en charge de la perliculture, de la pêche et de l'aquaculture et des technologies vertes, souhaite accompagner la transition du mix électrique vers les énergies renouvelables. **Un premier schéma directeur a été établi en juin 2009 pour l'île de Tahiti**. Ce schéma directeur intègre notamment une analyse de l'équilibre offre-demande dans le secteur électrique.

**L'objectif de la mission confiée à Carbone 4 est d'une part de mettre à jour ce schéma directeur, en tenant compte des évolutions économiques et des avancées technologiques, et d'autre part d'élargir le travail aux autres îles de la Polynésie Française**. Ce schéma directeur doit permettre de guider les choix stratégiques de la puissance publique vers un approvisionnement énergétique plus résilient et respectueux de l'environnement. **Le schéma directeur devra également comporter des préconisations d'évolution du cadre règlementaire pour assurer la transition énergétique vers les énergies renouvelables.**

Le présent document est donc le résultat d'une étude visant à déterminer un schéma directeur permettant d'atteindre un mix de 50% d'énergies renouvelables pour la production d'électricité d'ici à 2020.

**Un autre objectif aurait probablement entraîné des conclusions différentes.**

La méthodologie retenue pour le l'étude est présentée schématiquement ci-dessous.



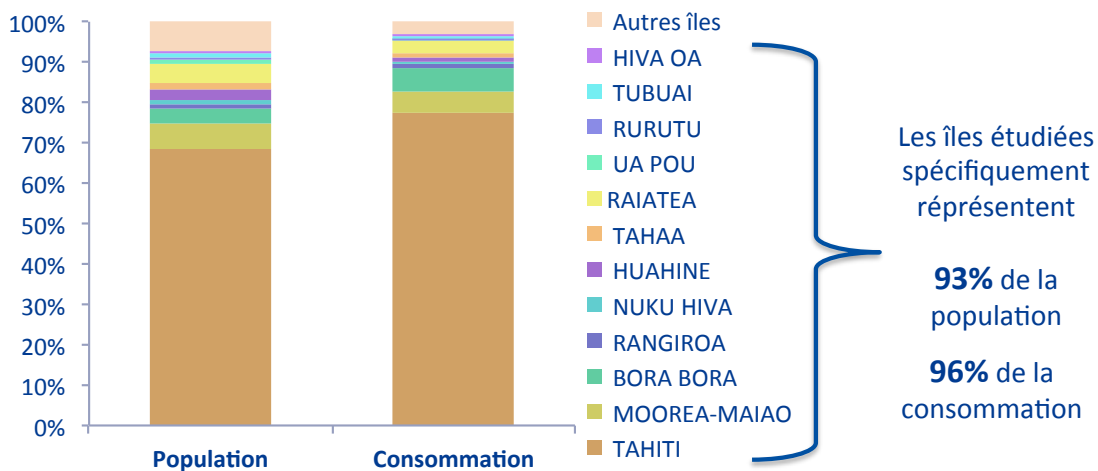
Ce rapport constitue le livrable final de l'étude.

## 1.2. Périmètre et niveau du schéma directeur

Pour Tahiti, le présent document propose une analyse complète de la situation énergétique ainsi que le schéma directeur des énergies correspondant. Tahiti regroupe près de 69% de la population et 80% de la consommation d'électricité.

En dehors de Tahiti, le présent document propose en annexe une étude spécifique à la situation locale pour chacune des 11 îles suivantes : Moorea, Bora Bora, Rangiroa, Nuku Hiva, Huahine, Tahaa, Raiatea, Ua Pou, Rurutu, Tubuai et Hiva Oa.

Au total, c'est donc 93% de la population polynésienne et 96% de la consommation totale qui sont couvertes par cette étude. Pour les autres îles, moins peuplées l'étude ne proposera pas de schéma directeur spécifique à chaque île ou groupe d'îles. Cependant l'analyse des îles pilotes permettra de déterminer une stratégie générale applicable à l'ensemble des îles.



Données : ISPF, 2007 ; EDT, 2011

Figure 1-1 Périmètre d'étude

## 1.3. Eléments de contexte

### 1.3.1. Contexte démographique et sociétal

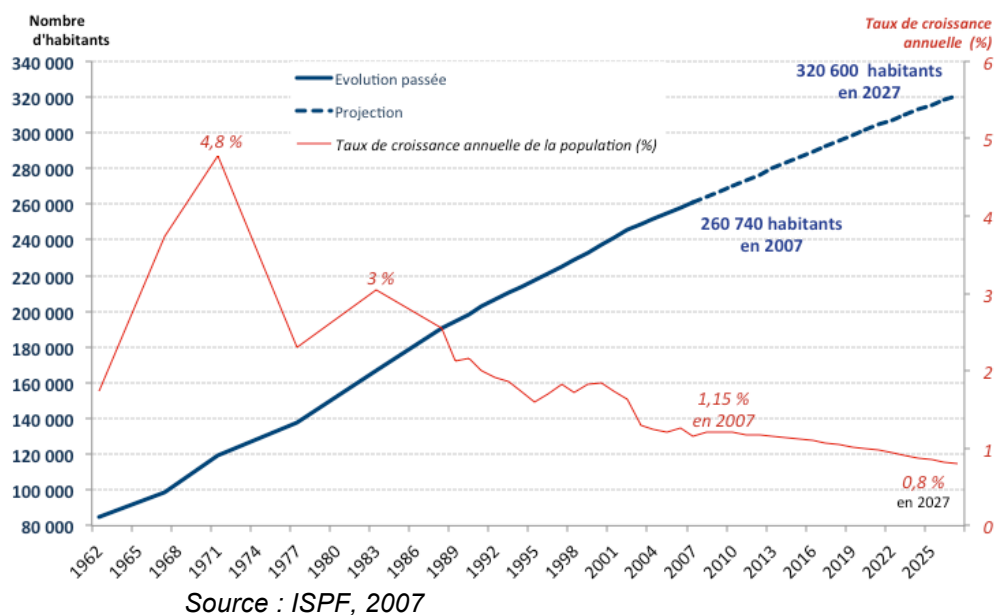
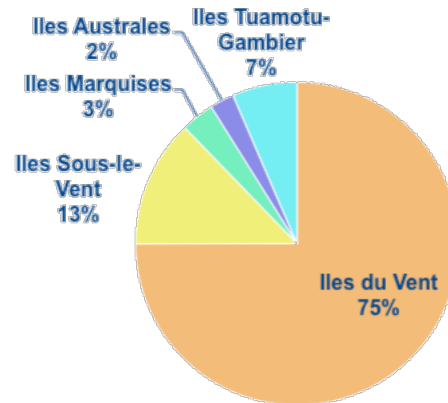


Figure 1-2 Evolution et projection tendancielle de la population polynésienne

La population de Polynésie suit une croissance constante depuis les années 1960 passant de 84 000 à 260 000 habitants en 2007. Cette croissance s'inscrit dans un schéma classique de développement : hausse de l'espérance de vie, baisse de la fécondité et donc du taux de croissance (1,15% lors du dernier recensement en 2007). Selon les estimations de l'ISPF la population totale serait fin 2011 de 273 000 habitants.

La population polynésienne est très inégalement répartie selon les îles. Avec 178 000 habitants, Tahiti représentait 69% de la population totale en 2007, dont une grande partie (environ 130 000 personnes) se concentre dans l'agglomération de Papeete.

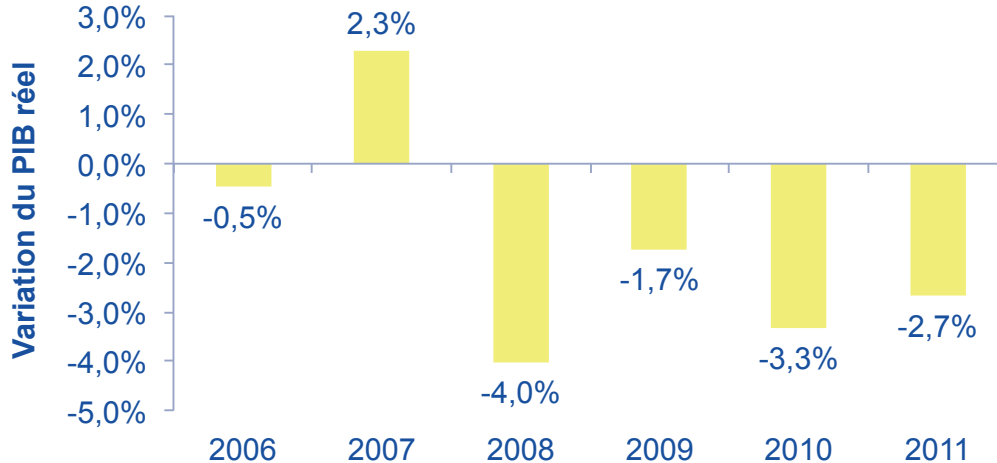
Les densités de population sont donc très variables, avec une densité forte à Papeete (1 300 hab./km<sup>2</sup>) jusqu'à très faible dans certaines îles (moins de 10 hab./km<sup>2</sup>). La densité moyenne, d'environ 74 hab./km<sup>2</sup> en 2007, est sensiblement inférieure à celle des DOM (300 à 400 hab./km<sup>2</sup>).



Données : ISPF, 2007  
**Figure 1-3 Répartition de la population par archipel**

### 1.3.2. Contexte économique

#### 1.3.2.1. Tendence actuelle de l'économie

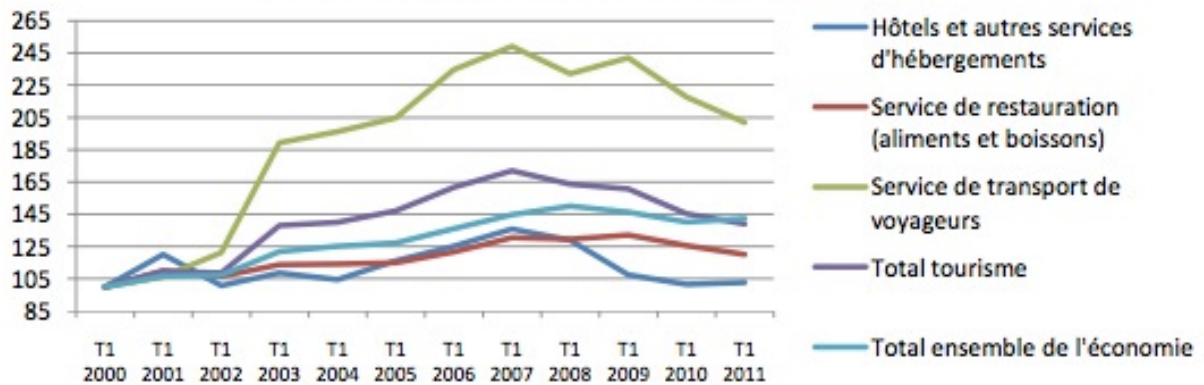


Données : Services des Affaires Economiques (SAE), 2011

**Figure 1-4 Evolution du PIB réel depuis 2006**

Le contexte économique est difficile pour le Pays. Après correction de l'inflation, la Polynésie est en récession sur les 4 dernières années. Notons d'autre part que la conjoncture mondiale est globalement morose elle aussi, particulièrement en Europe où la crise de l'euro impose des restrictions budgétaires aux pays de l'Union. L'économie de Tahiti étant toujours étroitement liée à la fois aux financements directs de l'Etat ainsi qu'au tourisme, les difficultés de la métropole s'ajoutent à celles du Pays.

### 1.3.2.2. Tourisme



Source : Tableau de Bord du Tourisme 2<sup>e</sup> Semestre 2011  
ISPF, Source des Contributions ; Données provisoires

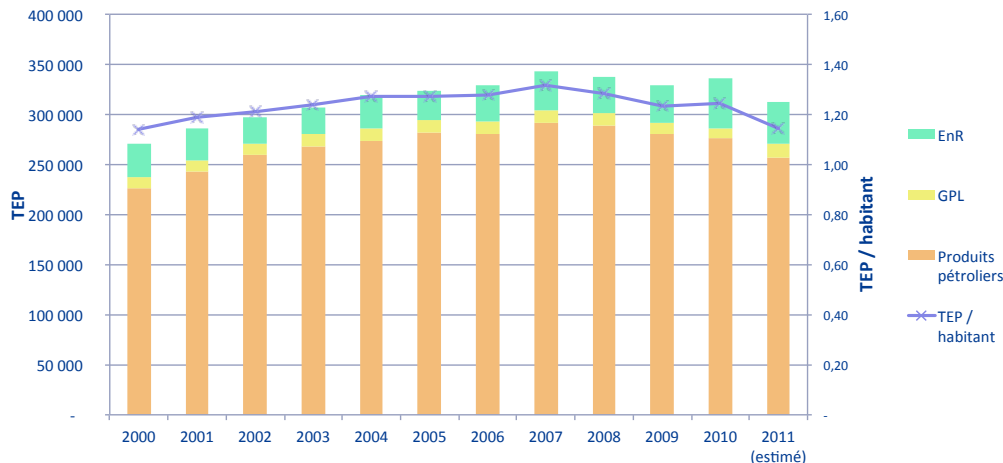
**Figure 1-5 Evolution du chiffre d'affaires du tourisme, base 100 en 2000**

Le secteur du tourisme est également touché par la crise en Polynésie. De nombreux investissements ont été réalisés dans les 10 dernières années afin de permettre l'accueil de touristes de plus en plus nombreux. Les prévisions tablaient alors sur une forte croissance du secteur avec plus de 300 000 touristes en 2010, mais la crise mondiale de 2008 a mis un terme à ce développement. Dans le secteur, ce sont les hôtels qui sont le plus touchés. Après un pic en 2007 leur activité est retombée est s'est stabilisée au niveau de l'année 2000.

## 2. Diagnostic de la situation énergétique

### 2.1. Consommation d'énergie en Polynésie

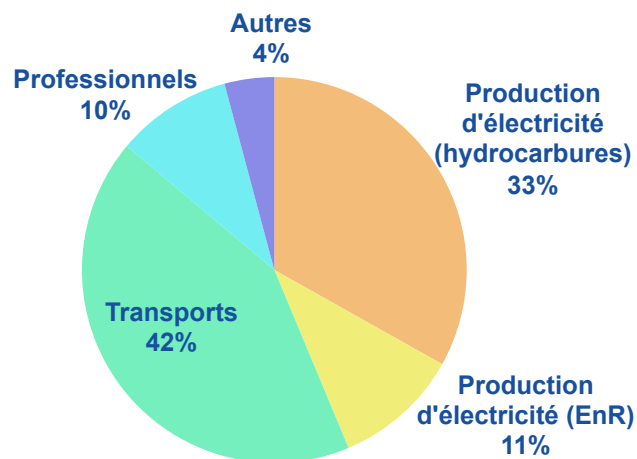
#### 2.1.1. Consommation d'énergie primaire



Données : SAE, données 2011 estimées sur la base des 4 premiers mois

**Figure 2-1 Consommation d'énergie primaire par type et par habitant**

On constate sur la Figure 2-1 une nette baisse de la consommation d'énergie. Nous pouvons en retenir deux choses. Premièrement, la baisse concerne uniquement les produits pétroliers et gaziers, puisque la production d'origine renouvelable a légèrement augmenté sur la période. Deuxièmement, la consommation par habitant (basée sur les estimations démographiques de l'ISPF) est revenue en 2011 à son niveau du début des années 2000, soit 1,15 TEP/habitant environ.



Données : Service des Affaires Economiques, 2011

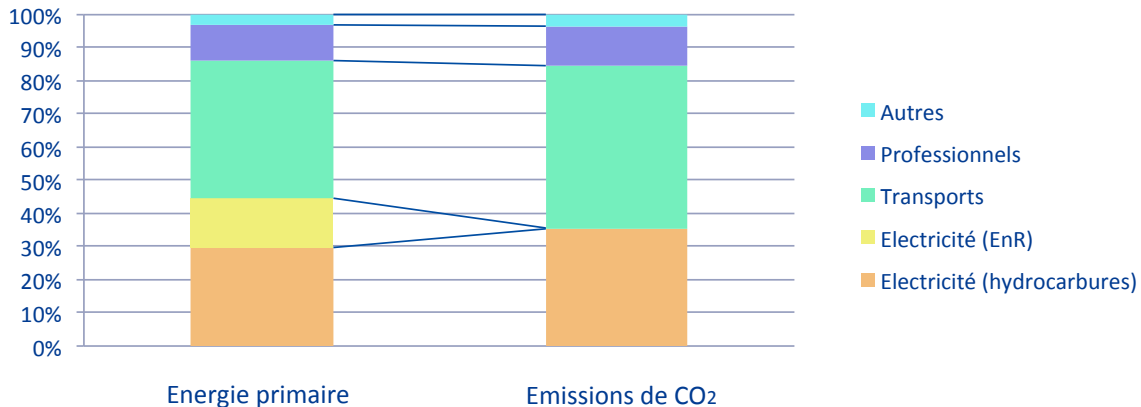
**Figure 2-2 Consommation d'énergie par secteur (en 2009)**

En 2009, la consommation totale d'énergie du pays était de 330 kTEP d'énergie primaire. 44% étaient dédiés à la production d'électricité, dont une partie d'origine renouvelable (principalement hydraulique). Si l'on exclut la partie « renouvelables » du calcul et que l'on s'en tient donc à la demande en hydrocarbures (énergie importée), l'électricité représente alors 37% du total. Elle contribue donc substantiellement à la dépendance énergétique du pays, mais pas autant que les transports (50% de la demande en hydrocarbures sur les premiers mois de 2011).



### 2.1.2. Emissions de CO<sub>2</sub> liées aux énergies fossiles

Les émissions liées à la combustion d'énergies fossiles en Polynésie étaient en 2010 d'un million de tonnes de CO<sub>2</sub>. Les émissions se répartissent comme suit :



Données : Service des Affaires Economiques

**Figure 2-3 Besoins en énergie et émissions de CO<sub>2</sub>, par secteur**

Rappelons qu'on ne prend pas en compte dans ce graphique les éventuelles émissions liées à la fabrication des panneaux solaires ou la construction des barrages. En conséquence les renouvelables qui représentaient 11% de la consommation d'énergie primaire ne contribuent pas aux émissions. Les autres usages font tous appel à des énergies fossiles d'origine pétrolière (pas de charbon et très peu de gaz), on constate donc logiquement une quasi-proportionnalité entre les émissions de CO<sub>2</sub> et la consommation d'énergie primaire.

## 2.2. Le cas de l'électricité

### 2.2.1. Production et consommation

Nous distinguerons dans la suite de ce document deux notions, illustrées par la Figure 2-4.



(\*) Îles sous concession EDT et îles en régie communale

Données : EDT

**Figure 2-4 Production, consommation et pertes pour Tahiti et les îles en 2010**

### La consommation ou demande<sup>1</sup> en électricité.

Il s'agit de la quantité d'électricité utilisée par l'ensemble des abonnés pour faire fonctionner leurs équipements au niveau de la prise électrique. L'origine de cette électricité est indifférenciée.

### La production ou offre d'électricité<sup>1</sup>

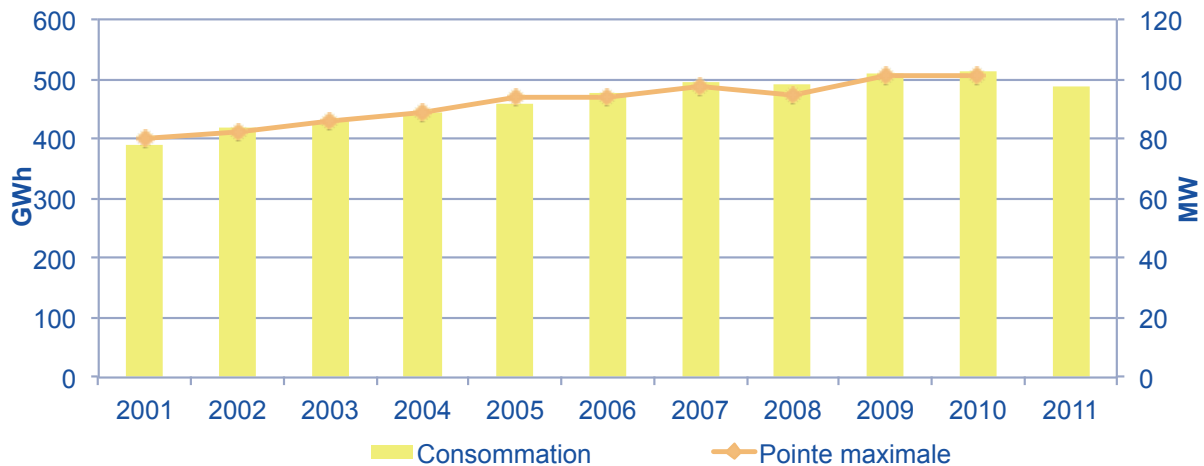
Il s'agit de la quantité d'électricité à produire (mesurée en sortie des centrales) afin de répondre à la demande. Dans le cas de la Polynésie Française, cette électricité peut-être générée par des moyens thermiques (centrales diesel fioul ou gazole) ou renouvelables (hydroélectricité, photovoltaïque, éolien etc.).

La différence entre production et demande s'explique par les pertes dans les réseaux de transport et de distribution. Ces pertes représentaient en 2010 8,6% de la production sur Tahiti, et environ 10,2% dans les îles (EDT, 2011).

## 2.2.2. La demande en électricité

### 2.2.2.1. A Tahiti

Avec 513 GWh consommés en 2010, Tahiti représente environ 80% de la demande totale en électricité de la Polynésie Française. Les courbes de consommation montrent pour les années précédant 2008 une croissance régulière d'environ 4% par an. Les dernières années marquent une rupture, avec notamment un premier recul de la consommation électrique en 2008, qui se répète plus intensément en 2011 après un timide rebond en 2009 et 2010.



Données : EDT, données annuelles 2011 estimées sur la base des 9 premiers mois

**Figure 2-5 Demande en électricité à Tahiti et puissance maximale appelée**

Plusieurs raisons, que nous détaillerons dans la suite de cette étude (voir notamment le Chapitre 3 p.16), peuvent expliquer ces diminutions :

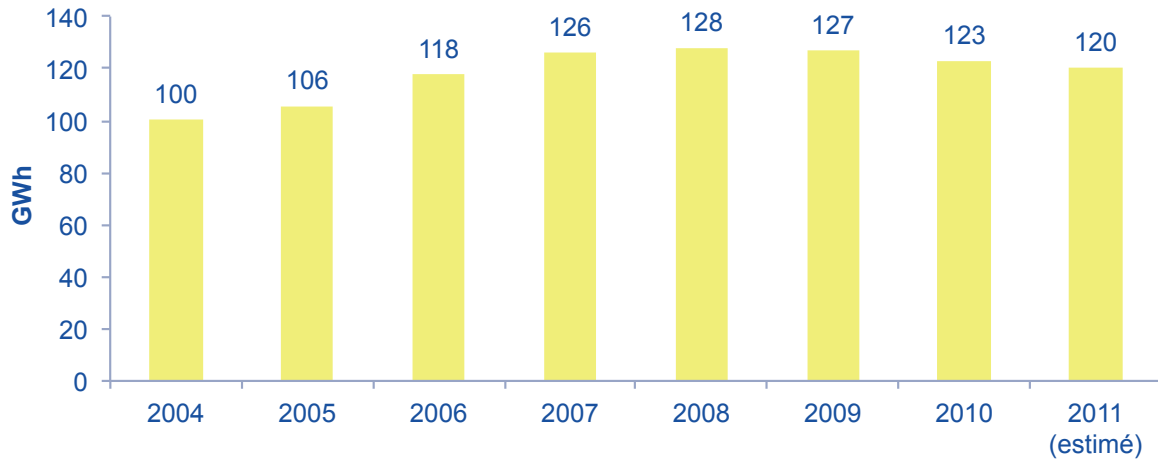
- Le contexte économique difficile global et local,
- La hausse des prix de l'électricité,
- Dans une moindre mesure, la mise en service de moyens d'autoconsommation (panneaux solaires en toiture)

On notera que la puissance maximale appelée (en MW) et la consommation (en GWh) sont corrélées.

<sup>1</sup> L'un ou l'autre terme sera utilisé indifféremment dans la suite du document.

### 2.2.2.2. Dans les îles

Dans les îles l'évolution récente est globalement semblable à celle de Tahiti.



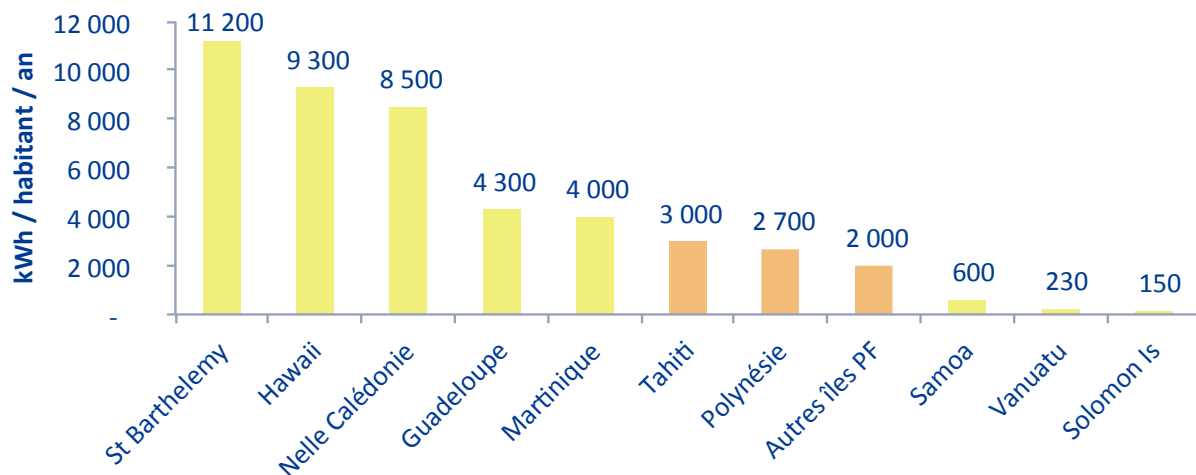
Données : EDT, données annuelles 2011 estimées sur la base des 9 premiers mois

**Figure 2-6 Consommation d'électricité dans les îles**

Cependant, même si en moyenne la consommation d'énergie baisse depuis 2008, il est impossible de déterminer une tendance unique pour l'ensemble des îles. Le lecteur pourra se reporter aux annexes pour plus de détails sur la consommation dans les principales îles considérées.

### 2.2.2.3. Comparaison avec d'autres états insulaires

Nous proposons ci-dessous une comparaison de la consommation moyenne par individu avec d'autres états insulaires, ainsi qu'avec la métropole. La moyenne par habitant en Polynésie est calculée pour l'année 2010<sup>2</sup>.



Données : IRENA, SEI, IEOM, EDT ; Données 2009 ou 2010 selon les îles

**Figure 2-7 Consommation d'électricité par habitant dans différents états insulaires**

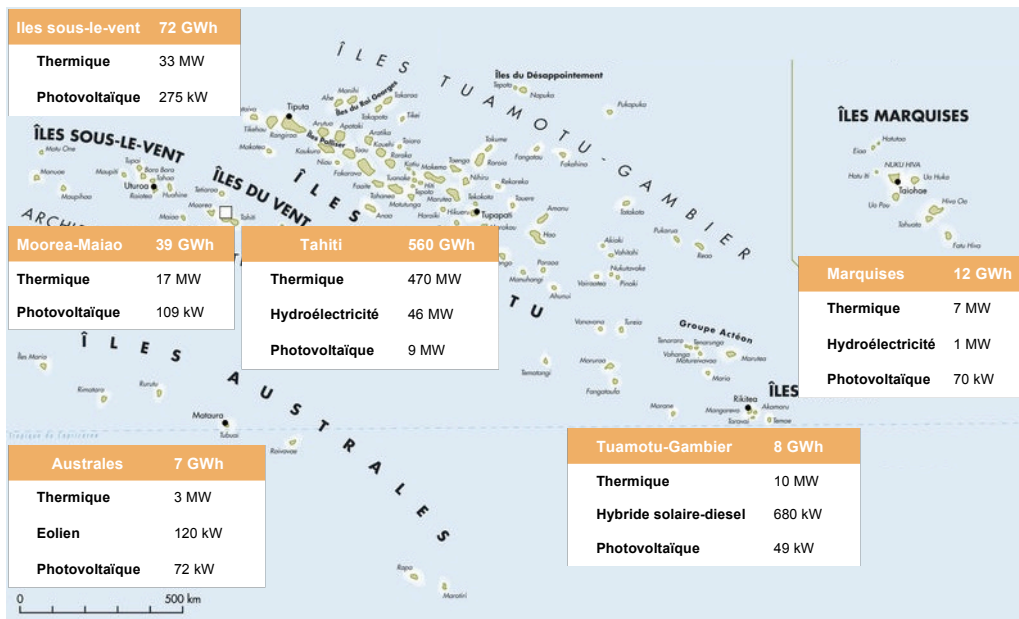
Si l'on dresse un comparatif de la demande par habitant pour différentes îles, on peut distinguer 3 groupes :

<sup>2</sup> Sur la base d'une population estimée à 270 000 individus en 2010 (ISPF, 2007).

- Un groupe à demande forte (plus de 5 000 kWh/hab./an), regroupant les îles avec un fort PIB par habitant comme Saint Barthelemy et Hawaii (la Nouvelle-Calédonie figure dans ce groupe de part la forte demande industrielle liée au nickel).
- Un groupe « DOM-TOM » incluant la Polynésie
- Un groupe « Iles en développement » où une majeure partie de la population n'a pas accès à l'électricité

## 2.2.3. Offre en électricité

### 2.2.3.1. Le parc de production actuel



Données : EDT, MRM, 2010

Figure 2-8 Puissances installées dans les différents archipels en 2010

Aujourd'hui le parc de production s'élève à environ 290 MW pour l'ensemble de la Polynésie, répartis comme suit :

- Thermique (diesel fioul ou gazole) : 232 MW
- Hydroélectricité : 47 MW
- Photovoltaïque (relié au réseau) : 8 MW (500 kW en 2012)
- Hybride solaire-diesel : 680 kW
- Eolien : 120 kW

Le parc installé est donc majoritairement thermique. On notera également que le ratio puissance installée / énergie produite est assez variable selon les archipels. Cela est lié à l'impossibilité de mutualiser les équipements dans les archipels morcelés. En effet il est nécessaire de garder un ou plusieurs groupes diesel « en secours » afin de garantir la disponibilité de l'électricité sur toute l'année. La règle appliquée par EDT dans les îles sous concession est celle du PG2 : la puissance doit pouvoir être garantie même si les deux groupes les plus puissants sont indisponibles. Aux Tuamotu par exemple, chacune des îles bénéficie donc de deux groupes supplémentaires pour pallier aux possibles défaillances.

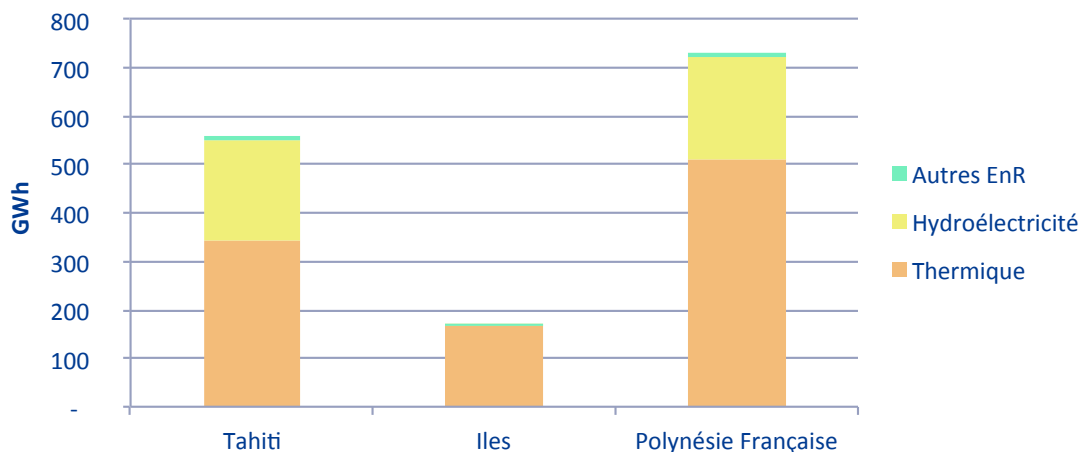
A Tahiti, ce sont 217 MW qui sont installés, répartis dans 2 centrales thermiques et 5 vallées pour l'hydroélectricité. La production photovoltaïque se concentre dans la zone nord, autour de l'agglomération de Papeete.



Source : EDT

Figure 2-9 Détail du parc de production à Tahiti

### 2.2.3.2. Le mix énergétique polynésien

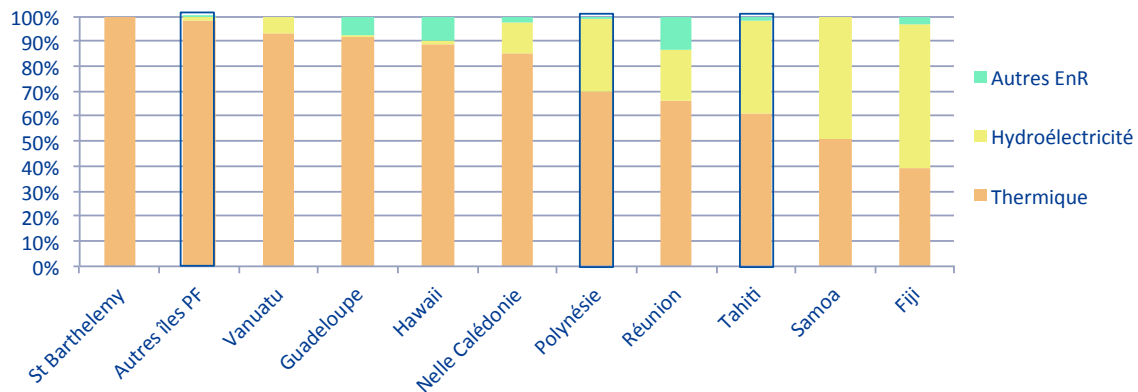


Données : EDT, MRM, données 2010

Figure 2-10 Mix électrique de la Polynésie Française

Nous avons constaté que Tahiti concentrait 98% de la puissance hydroélectrique installée, ce qui se reflète également dans la production. En effet, si la part de l'hydroélectricité atteint 38% à Tahiti en 2010, les îles sont encore très dépendantes des apports extérieurs en gazole. Cependant ici aussi la situation est très variable, avec une contribution importante de l'hydroélectricité aux îles Marquises (entre 10% et 30% de la production à Nuku Hiva et Hiva Oa). De même sur certaines îles de petite taille équipées d'une centrale hybride solaire-diesel, l'énergie solaire répond localement à plus de 70% de la demande.

### 2.2.3.3. Comparaison avec d'autres pays insulaires



Données : IRENA, SEI, IEOM, EDT ; Données 2009 ou 2010 selon les îles

**Figure 2-11 Comparaison du mix énergétique polynésien avec d'autres états insulaires**

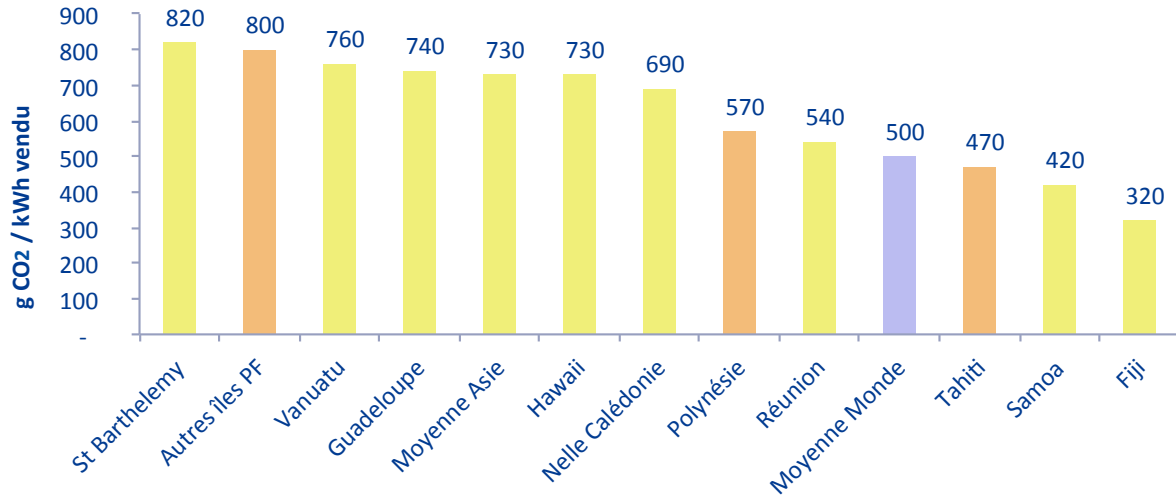
Dans les pays insulaires la part des énergies renouvelables est très liée au potentiel hydroélectrique. Aux îles Fiji par exemple plus de 60% de la production est assurée par cette énergie. Parmi les îles ne bénéficiant pas de cette ressource, rares sont celles qui ont développé d'autres énergies renouvelables de façon notable. On pourra citer notamment la Guadeloupe (biomasse et géothermie), la Réunion (biomasse) ou encore Hawaii (biomasse, éolien, géothermie). De nombreuses îles restent encore aujourd'hui entièrement dépendantes de la ressource fossile. On peut citer les îles de Polynésie mais également la Martinique, Saint Barthélémy, les îles Salomon, les îles Cook, Tonga, etc.

### 2.2.4. Emissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'électricité

En 2010, la quantité d'hydrocarbures nécessaire à la production d'un kWh électrique était de :

- 0,14 litre de fioul ou gazole à Tahiti en moyenne (pour la partie thermique seule, le chiffre est de 0,22 l/kWh)
- 0,27 litre de gazole dans les îles (99% de thermique)

En repartant des mix de production on peut également calculer le « facteur d'émissions » du kWh électrique vendu, et le comparer avec d'autres pays insulaires, en partant de l'hypothèse que les rendements pour la partie thermique sont identiques à ceux de Tahiti :



Données : IRENA, SEI, IEOM, EDT, ADEME

**Figure 2-12 Comparatif de facteurs d'émissions de la production électrique**

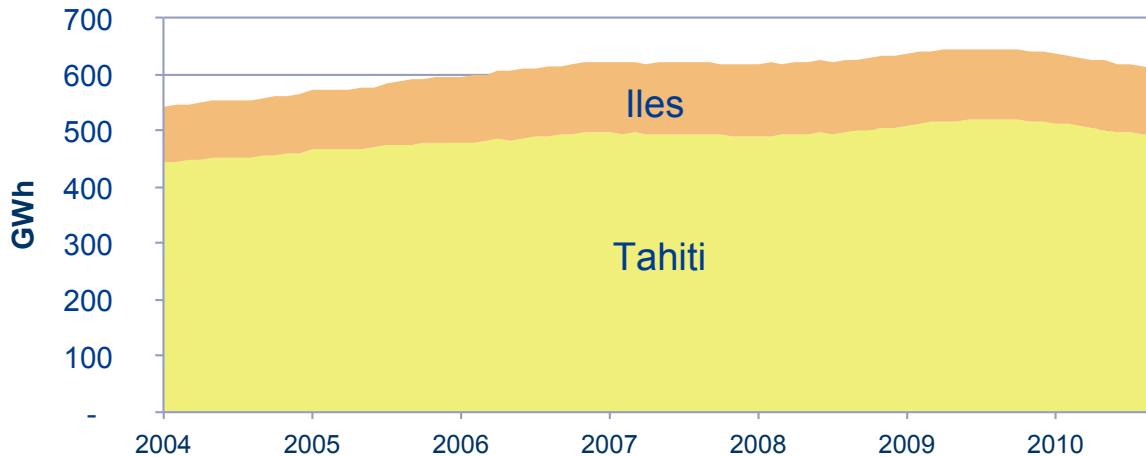
### 3. La demande en électricité

#### 3.1. Situation actuelle

##### 3.1.1. Tendances passées et en cours

##### 3.1.1.1. Tendence générale

La Figure 3-1 montre l'évolution des ventes cumulées sur 12 mois glissants pour Tahiti et les îles en concession EDT.

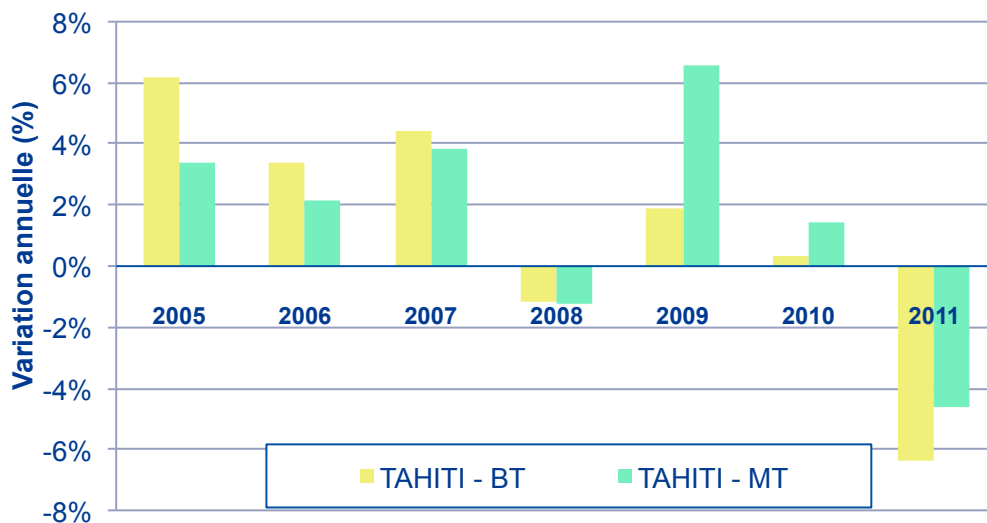


Données : EDT ; la dernière donnée correspond à l'année glissante oct. 2010 – sept. 2011

**Figure 3-1 Consommation en électricité lissée sur 12 mois glissants, pour Tahiti et îles en concession EDT**

Pour les régies communales les données mensuelles ne sont pas disponibles. Leur contribution était estimée à environ 23 GWh en 2010 par EDT. Après une croissance soutenue malgré le creux de 2008, la tendance est clairement à la baisse des consommations depuis fin 2010.

##### 3.1.1.2. A Tahiti



Source : EDT, variation 2011 calculée sur les 9 premiers mois de l'année

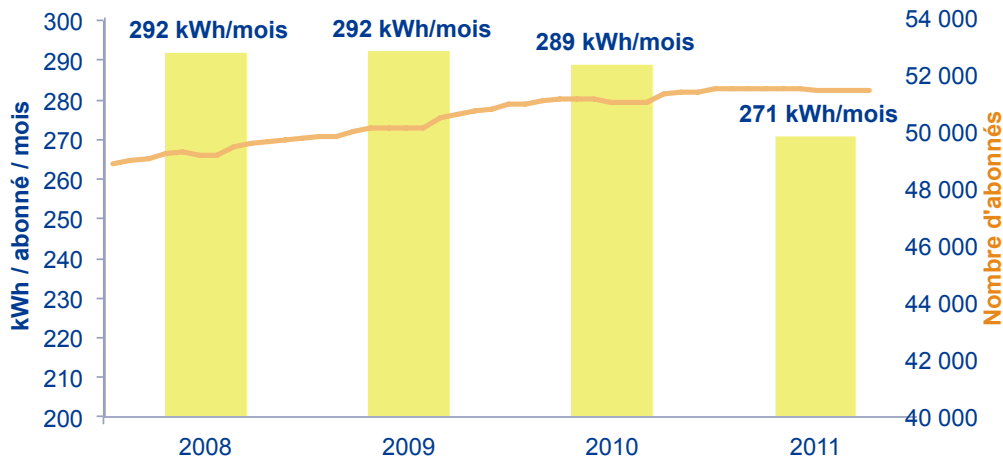
**Figure 3-2 Variation de la demande à Tahiti (par rapport à l'année précédente)**



A Tahiti, la tendance à la baisse des consommations s'applique aussi bien à la moyenne tension qu'à la basse tension. Notons que malgré le rebond constaté en 2009 et 2010, le contexte est déjà récessif. En effet l'analyse donnée par EDT pour le second semestre est la suivante :

« Pour Tahiti, les ventes au tarif Moyenne Tension résistent un peu mieux (+1,17 %), notamment grâce à un mois de décembre exceptionnel pour le nouvel hôpital qui représente désormais 10 % des ventes du tarif MT de Tahiti. Sans le nouvel hôpital, les ventes MT annuelles seraient à Tahiti en régression de -0,5 % par rapport aux ventes MT en volume constatées sur l'année 2008. » (EDT, Rapport d'activité 2010)

De même pour la basse tension la légère hausse de 2009-2010 est liée à la hausse du nombre d'abonnés, la consommation moyenne étant déjà en légère baisse comme on peut le constater sur le graphique ci-dessous.



Source : EDT

**Figure 3-3 Nombre d'abonnés et consommation unitaire pour les usages domestiques**

On notera également l'influence de la température, importante pour la consommation électrique des climatisations, et qui explique en partie une consommation plus élevée en 2009 et 2010 (Année Niño) et plus faible en 2011 (Année Niña). Les études réalisées montrent un ratio de 2 MW par degré de température ambiante, et EDT estime que 1,5 à 2% de la baisse de consommation 2011 sur 2010 est due à cette baisse de température.

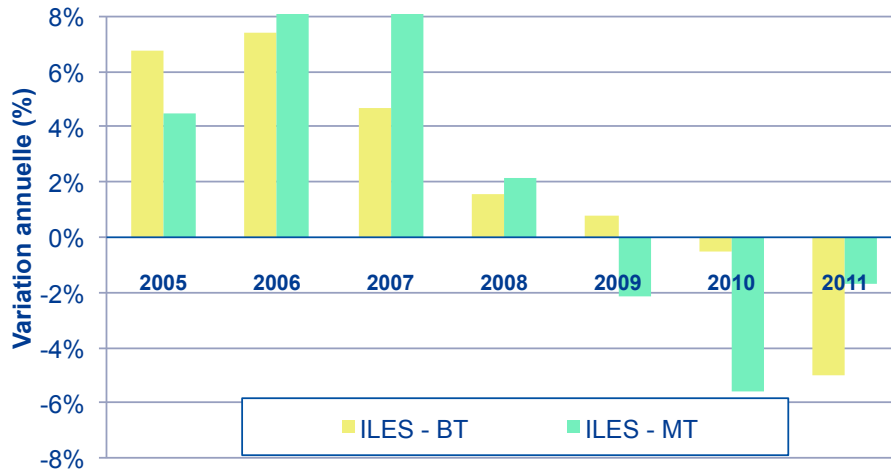
Enfin en 2011, deux éléments nouveaux s'ajoutent à la baisse des consommations moyennes :

- Un recul du nombre d'abonnés (voir 3.2.1.1)
- La multiplication des impayés<sup>3</sup>, ce qui témoigne du fait qu'il s'agit bien (au moins en partie) d'une contrainte subie et non d'une décroissance souhaitée.

### 3.1.1.3. Dans les îles

Au total pour les îles, la consommation est également en baisse. Le graphique ci-dessous présente les variations d'une année sur l'autre pour la demande en basse et en moyenne tension.

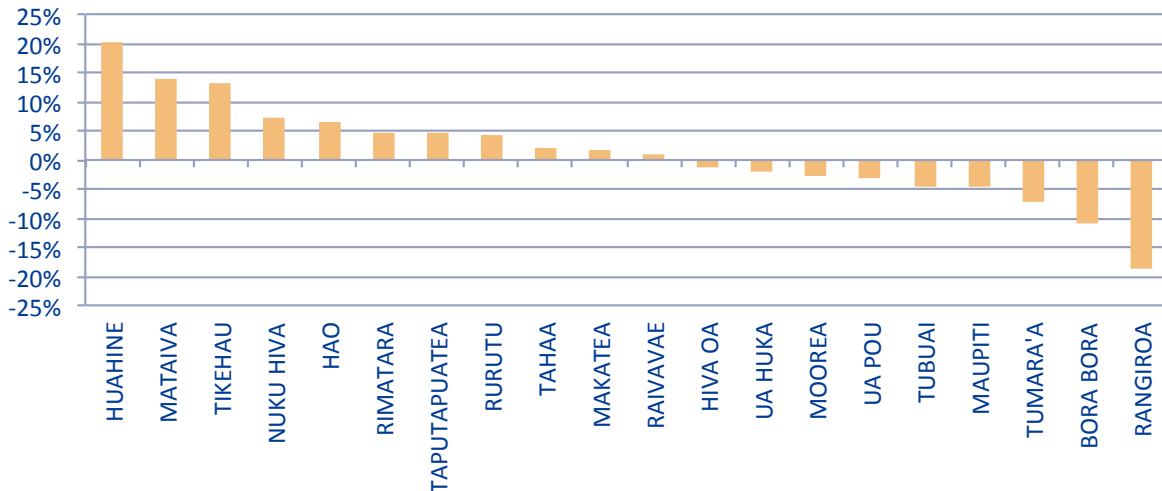
<sup>3</sup> Source : communication orale EDT



Données : EDT

**Figure 3-4 Variation de la demande dans les îles (par rapport à l'année précédente)**

La différence avec Tahiti vient du fait que cette baisse est liée principalement aux abonnés MT, c'est-à-dire les hôtels, qui voient leur consommation baisser en moyenne de 9% en deux ans. Ceci est lié à la crise touristique mais également aux dégâts occasionnés par le passage du cyclone OLI en février 2010 (EDT, 2010), suite auquel plusieurs hôtels ont fermé pour rénovation, profitant de la baisse touristique. Pour la basse tension on constate sur 2008-2010 la même évolution que pour Tahiti, c'est-à-dire une baisse de la consommation moyenne compensée par une hausse du nombre d'abonnés.

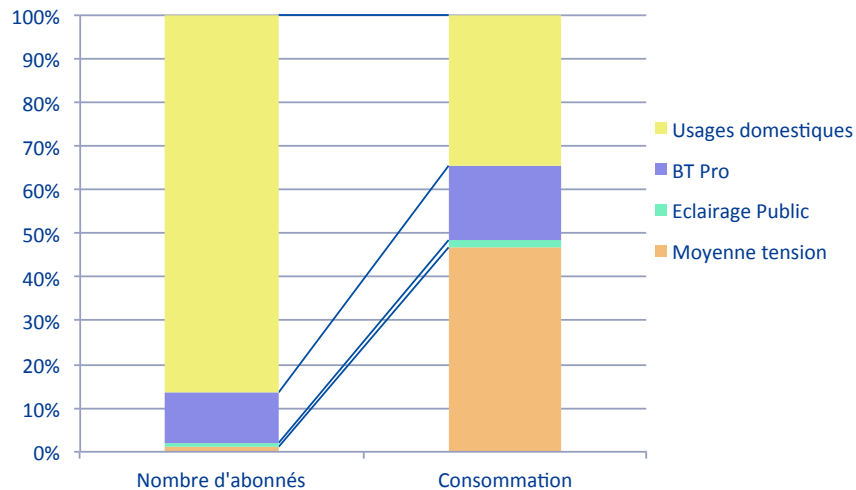


Données : EDT

**Figure 3-5 Evolution de la demande entre 2008 et 2011 (calculée sur les 9 premiers mois de l'année)**

Cependant si l'on regarde chaque île séparément on constate que la demande suit des variations locales ne respectant aucune tendance générale. Ce sont des raisons spécifiques à chaque île (nouvel hôtel à Huahine, fermeture d'établissements à Bora Bora et Rangiroa, etc.) qui expliquent les variations observées.

### 3.1.2. Typologie des consommateurs



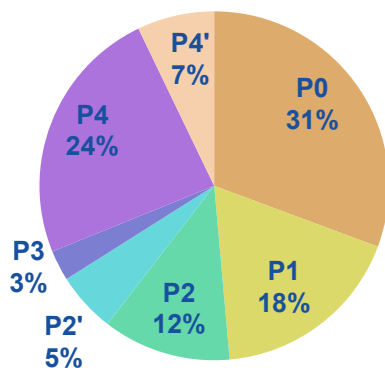
Données : EDT

**Figure 3-6 Structure de la demande en électricité à Tahiti en 2010**

Fait remarquable en Polynésie, les abonnés MT (561 abonnés soit environ 1% du total) sont responsables à eux seuls de près de la moitié de la demande en électricité de l'île.

#### 3.1.2.1. Les clients en Basse Tension

La Basse Tension est découpée en 7 tranches tarifaires, dont 4 sont dédiées aux ménages :



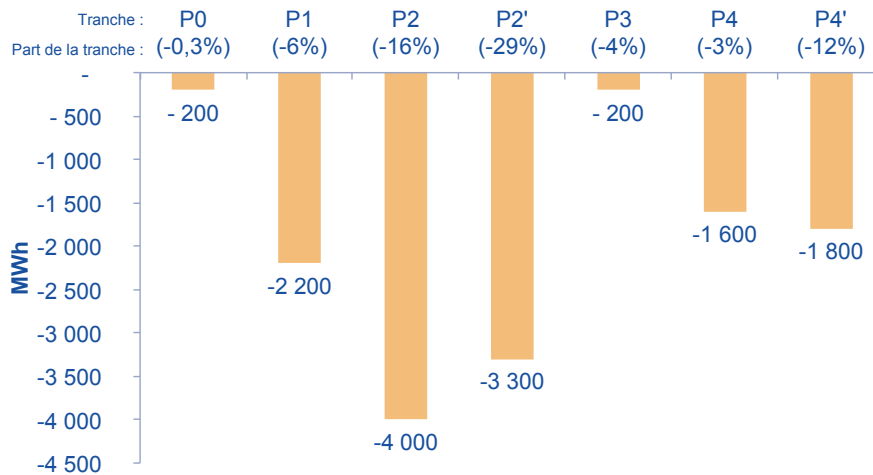
Données : EDT, MRM

Tranche tarifaire	Prix du kWh (2011)
P0 : usage domestique (0 à 150 kWh)	19,16 XPF/kWh
<b>Prix de référence de l'électricité</b>	<b>35,43 XPF/kWh</b>
P1 : usage domestique (151 à 280 kWh)	40,56 XPF/kWh
P2 : usage domestique (281 à 500 kWh)	48,66 XPF/kWh
P2' : usage domestique (>500 kWh)	53,66 XPF/kWh
P3 éclairage public	34,66 XPF/kWh
P4 usage professionnel (0 à 3 000 kWh)	40,56 XPF/kWh
P4' usage professionnel (> 3 000 kWh)	44,26 XPF/kWh

**Figure 3-7 Consommation BT 2010, découpage par tranche**

La tranche P0 est une tranche sociale : l'énergie y est subventionnée (19,16 F CFP/kWh pour un prix de référence fixé à 35,43 F CFP/kWh en avril 2011). Le système tarifaire étant homogène quel que soit l'abonnement, tous les consommateurs bénéficient donc d'un tarif inférieur au coût de revient pour les premiers 150 kWh consommés. En revanche, les tarifs sont très progressifs et atteignent rapidement des valeurs élevées (53,66 F CFP / kWh en tranche P2'). Ceci explique certainement la structure dégressive des consommations.

Nous avons par ailleurs constaté précédemment que la consommation était en nette baisse entre 2010 et 2011. Si l'on détaille les variations par tranche, les résultats sont plus contrastés.



Données : EDT

**Figure 3-8 Contribution de chaque tranche à la réduction de la demande ayant eu lieu entre 2010 et 2011 (sur 9 mois)**

En effet les tranches « de base » domestique (P0) et professionnelle (P4) ne subissent que peu de variations (-0,3% et -3% respectivement). La plupart des économies ont donc été réalisées chez les ménages les plus aisés (clients des tranches P2 et P2'), plus à même de réduire les kWh « superflus » des tranches supérieures.

Il faut toutefois rappeler que les abonnés des tranches P1 à P2' sont également comptabilisés en tant que clients de la tranche P0 (ils dépassent le seuil des 150 kWh malgré les efforts consentis). En conséquence les 200 MWh de réduction constatés en tranche P0 sont directement imputables aux 19 000<sup>4</sup> ménages consommant 150 kWh ou moins. Une fois cette correction prise en considération, l'effort consenti par les abonnés de la seule tranche P0 n'est pas de 0,3% mais de 3,5%. Cela est toujours moins que pour les autres tranches, on peut donc en conclure que le tarif subventionné a joué son rôle de protection des ménages modestes.

Un autre élément expliquant partiellement les variations importantes des tranches hautes concerne l'autoconsommation d'électricité. A Tahiti, on peut considérer que les installations solaires de moins de 36kWc sont attribuables à des consommateurs basse tension, qu'il s'agisse de particuliers ou de professionnels. Il semble également pertinent de conclure que ces installations ont eu lieu chez les abonnés qui cumulent une facture d'électricité élevée et la capacité d'investissement nécessaire, soit les clients des tranches les plus chères : P2, P2' et P4'. Le total installé fin 2010 pour ces petits producteurs était de 1730 kWc, ce qui donne une production d'environ 1 400 MWh sur 9 mois, majoritairement autoconsommés, à mettre en regard de la diminution totale observée sur les tranches P2, P2' et P4' : 9 100 kWh.

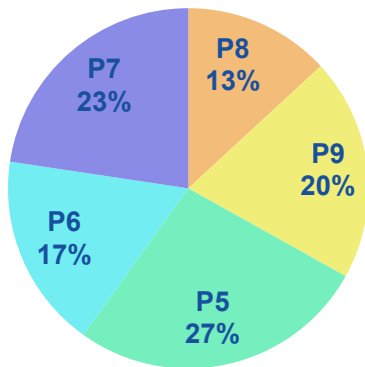
Une fois corrigée de l'autoconsommation, la baisse nette de la demande sur ces tranches est donc d'environ 7 700 MWh, soit -15% (ou -3,7% du total).

### 3.1.2.2. Les clients en Moyenne Tension

Les abonnés moyenne tension sont quasi exclusivement des professionnels. Parmi les principaux consommateurs on compte notamment l'hôpital, les industries de production (glacier, brasserie etc.), les supermarchés, l'hôtellerie etc.

<sup>4</sup> Source EDT, 2008

La Moyenne Tension est découpée en 5 tranches :



Données : EDT, MRM

Tranches de jour	Prix du kWh (2011)
P5 : de 0 à 16 200 kWh	26,46 XPF/kWh
P6 : de 16 201 à 48 200 kWh	26,46 XPF/kWh
P7 : supérieur à 48 200 kWh	26,46 XPF/kWh
<b>Prix de référence de l'électricité</b>	<b>35,43 XPF/kWh</b>
Tranches de nuit	Prix du kWh (2011)
P8 : de 0 à 9 000 kWh	22,91 XPF/kWh
P9 : supérieur à 9 000 kWh	22,91 XPF/kWh

**Figure 3-9 Consommation MT 2010, découpage par tranche**

Pour les consommateurs Moyenne Tension (MT), on ne retrouve pas l'effet dégressif des consommations par tranche comme ce pouvait être le cas pour la basse tension. Cela peut s'expliquer selon les critères suivants :

- Pour les ménages les besoins en termes d'usage sont sensiblement identiques. La situation est différente pour les industries et commerces qui ont des besoins très variables selon la taille des installations. Il n'y a donc pas d'effet progressif des réductions, puisque chaque entreprise réduit ses consommations à sa propre échelle.
- Le tarif MT est très inférieur au tarif moyen BT. Il est même nettement inférieur au tarif de référence (26,46 F CFP/kWh contre 35,43 F CFP/kWh en avril 2011).
- Le découpage par tranche n'incite aucunement à la réduction puisque les prix sont identiques pour les 3 tranches de jour.

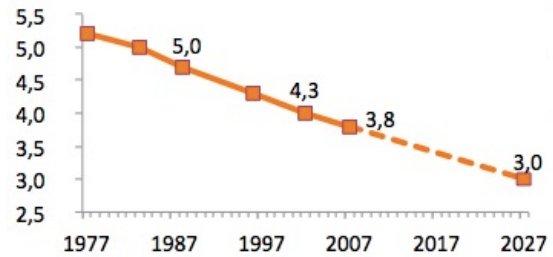
## 3.2. Les déterminants de la demande

### 3.2.1. Critère démographique et sociétal

#### 3.2.1.1. Evolution de la population

Comme nous l'avons vu en 1.3.1, la population de Polynésie suit une croissance relativement constante depuis les années 1960. Lors du dernier recensement en 2007, le taux de croissance était de 1,15%. Les estimations de l'ISPF sont celles d'un ralentissement progressif de la croissance de la population qui attendrait 300 000 personnes en 2020.

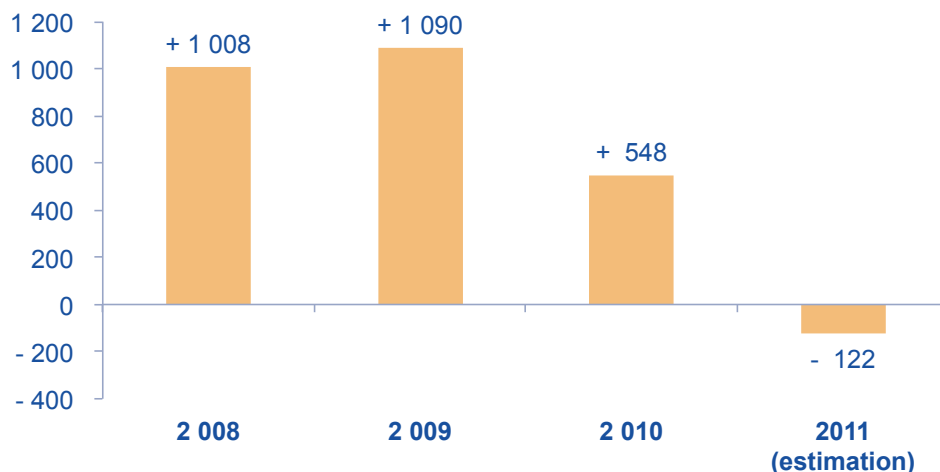
Plus que le nombre d'habitants, c'est le nombre de logements qui influe sur la consommation électrique domestique du pays. En 2007, les statistiques montraient un besoin en logement qui augmentait deux fois plus vite que la population, avec une diminution nette du nombre d'habitant par logement.



Source : ISPF, 2007

**Figure 3-10 : Nombre d'habitants par logement**

Les raisons de cette augmentation sont multiples, depuis l'accroissement du phénomène de décohabitation, l'augmentation du nombre de personnes âgées vivant seules, jusqu'à l'arrivée de nombreuses générations de jeunes à l'âge adulte. Cette évolution se retrouve dans le nombre d'abonnés EDT. Si l'on se limite à Tahiti on constate en effet sur 2008 et 2009 une croissance d'environ 1 logement abonné pour 3 personnes supplémentaires, ce qui va dans le sens des prévisions de l'ISPF. Cependant, la croissance du nombre d'abonnés s'infléchit en 2010, et devient même négative en 2011 ! Il est difficile aujourd'hui de déterminer les raisons exactes de ces désabonnements. On peut citer plusieurs facteurs comme le regroupement familial du fait de la conjoncture économique difficile voire des départs de l'île (dont fonctionnaires d'Etat, baisse des effectifs militaires etc.).

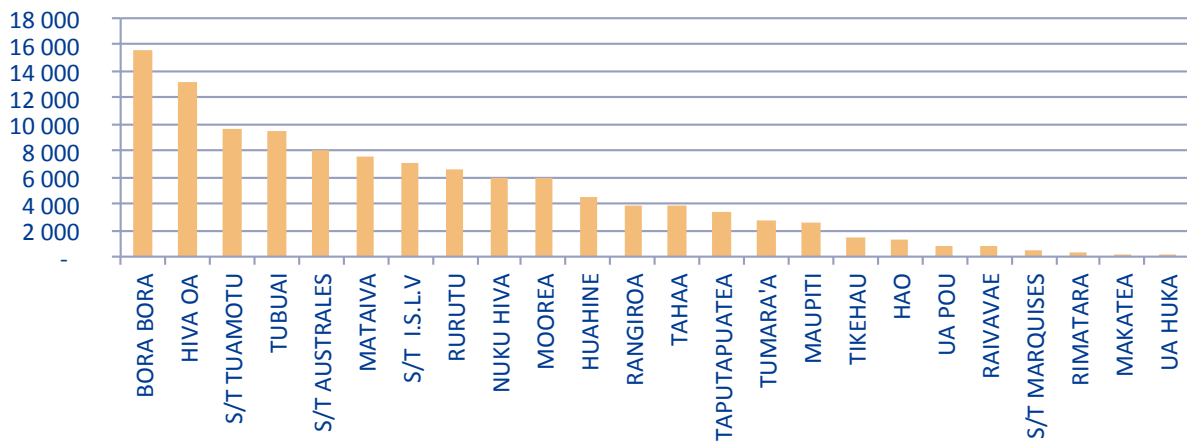


Source : EDT (estimation 2011 sur la base des 9 premiers mois)

**Figure 3-11 Variation du nombre d'abonnés domestiques à Tahiti**

### 3.2.1.2. Evolution de la population dans les îles

En termes de croissance l'ISPF constatait en 2007 de fortes disparités de croissance entre les différentes îles. En termes de population Bora-Bora était l'île qui avait connu la croissance la plus rapide entre 2002 et 2007 (4% de croissance annuelle).



Source : EDT

**Figure 3-12 Croissance du nombre d'abonnés sur la période 2007-2011, dans les îles en concession EDT**

Les données démographiques n'étant pas disponibles (hors extrapolation tendancielle) pour les années suivantes, on peut s'intéresser pour notre étude à la variation du nombre d'abonnés à Electricité de Tahiti, chiffre suivi dans les îles en concession. Au total, le nombre d'abonnés dans ces îles a augmenté de 2 400, avec un taux de croissance annuel en ralentissement (de 3% en moyenne en 2008 à 1,4% en 2010). Les divergences de croissance entre îles tendent également à s'effacer.

### 3.2.2. Conjuncture économique et énergétique

#### 3.2.2.1. Croissance économique

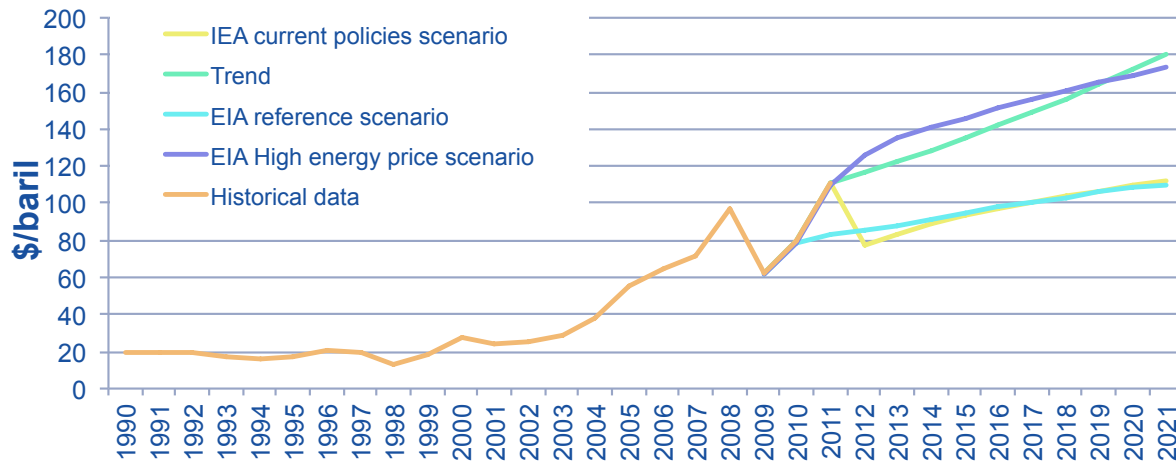
Les baisses de consommation observées sur l'électricité s'expliquent en partie par le contexte économique difficile de la Polynésie. Les politiques d'investissement sont revues à la baisse, et une relance de la consommation semble difficilement envisageable. Points positifs, le secteur du tourisme se porte mieux et les investissements privés repartent à la hausse en fin d'année 2011 (SAE, 2011).

L'année 2012 s'annonce donc comme une année décisive pour la Polynésie Française, et la situation pour les années suivantes est très incertaine. On peut donc envisager deux scénarios : le retour d'une croissance modérée d'ici à 2020 serait souhaitable pour le pays, mais l'hypothèse d'une poursuite de la récession suivie d'une croissance nulle sur plusieurs années est également un scénario à envisager.

#### 3.2.2.2. Prix des hydrocarbures

Aujourd'hui le prix des hydrocarbures est le principal vecteur de la hausse des prix de l'électricité en Polynésie Française. En effet la hausse des prix du fioul lourd a un impact direct sur les coûts de revient de la production thermique et donc sur le prix du kWh vendu. Rappelons que dans le calcul du prix de référence  $P = E + T + ACE$ , le terme E qui est la part variable liée à l'énergie a largement contribué à la hausse des prix, passant de 9,15 XPF/kWh en 2000 à 16,8 XPF/kWh en 2011.

Or une hausse des prix du pétrole ne peut être exclue d'ici à 2020. L'Agence Internationale de l'Energie (IEA) et l'Energy Information Agency (EIA) publient des scénarios de prix des énergies fossiles. A horizon 2020, les scénarios proposés varient entre 100\$ et 160\$ par baril.



Source : Carbone 4, d'après l'AIE et l'IEA

**Figure 3-13 Scénarios possibles sur le prix du baril à horizon 2020**

Ici encore deux scénarios sont donc envisageables :

- Un scénario avec hausse modérée ce qui n'impacterait que peu la demande
- Un scénario prévoyant une hausse des prix conséquente ce qui contraindrait la demande

### 3.2.3. Véhicule électrique

Le sujet des véhicules électriques est régulièrement évoqué en Polynésie. En effet les conditions sont assez propices à leur utilisation avec :

- des distances faibles,
- des réseaux routiers organisés autour d'une route principale faisant le tour de l'île
- des problèmes d'embouteillage fréquents favorisant les accélérations et décélérations

Cependant à l'heure actuelle le parc de véhicules électriques est négligeable. Aucun plan de soutien n'est prévu pour leur développement, mais l'entreprise Renault semble décidée à proposer pour Tahiti une offre substantielle de véhicules électriques.

Pour l'ensemble des scénarios, les chiffres clés sont les suivants :

- Immatriculations de véhicules neufs : 3500 véhicules par an (Source : ISPF)
- Parmi ceux-ci, une quantité de 600 véhicules électriques (Ministère de l'Equipement, communication orale 2011)
- Consommation moyenne : 1 800 kWh/an (sur la base de 8 000 km parcourus par an et une consommation de 23 kWh/100km).

Au total, le surplus de demande serait en 2020 de 9 GWh<sup>5</sup>, soit environ 2% de la consommation 2011. On constate donc que l'impact est limité pour Tahiti. Dans le cas d'une politique incitative de la part du Pays, ce chiffre pourrait toutefois être revu à la hausse.

### 3.2.4. Impact de la Maîtrise de la Demande en Electricité

Partant du principe que le kWh le moins cher est celui qui n'est pas consommé, une politique de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) se met en place progressivement en

<sup>5</sup> Soit environ 4,6 millions de litres d'essence économisés.



Polynésie. Le présent document n'a pas pour objet de présenter un plan d'action de MDE à l'échelle du pays, cependant il est nécessaire de chiffrer l'impact possible d'une politique ambitieuse à l'échelle de la Polynésie. A cet égard, nous nous proposons de passer en revue les différents plans existant sur des territoires insulaires, dont la Polynésie.

### 3.2.4.1. Politiques de MDE dans d'autres systèmes insulaires

Dans les DOM, EDF SEI (Systèmes Electriques Insulaires) précise dans ses Bilans Prévisionnels les mesures de MDE déjà mises en place, et le potentiel de réduction pour la période 2015-2025.

Parmi les mesures déjà appliquées on retrouve notamment :

- la vente massive de coupe Veille
- l'installation de chauffe-eau solaires
- l'asservissement des chauffe-eau électriques au signal tarifaire du distributeur
- l'installation de chaudières gaz ou bois
- le remplacement des lampes à incandescence voire leur interdiction (à la Réunion notamment)
- la mise en application de la réglementation thermique DOM dans le bâti neuf, avec les chauffe-eau solaires (CES) obligatoires et l'isolation thermique depuis le 1er mai 2010

Par ailleurs pour lutter contre la consommation associée à la climatisation, le producteur majoritaire d'électricité sur l'île a lancé plusieurs offres

- d'isolation destinées principalement aux professionnels (industrie, tertiaire, y compris les clients basse tension) et au secteur résidentiel.
- de pose de climatiseurs de classe A

Les estimations de gains obtenus sur la seule année 2010 s'échelonnent entre 0,3% de la consommation en Guadeloupe et 1,1% à la Réunion. Les estimations de gains sur la période 2015 à 2025, par rapport au scénario de référence, vont de 11% à 13%.

### 3.2.4.2. Politique de MDE en Polynésie

Pour la Polynésie, deux études se sont intéressées jusqu'ici à la question de la maîtrise de la demande. La Programmation Pluriannuelle des Investissements, datée de 2009, tablait sur les potentiels ci-dessous pour Tahiti.

Les réductions sont calculées sur la consommation moyenne, par rapport au scénario de référence. Ce scénario de référence est caractérisé par une croissance de 1,7% par an de 2008 à 2020, soit 110 GWh sur la période.

Poste	Gain sur le poste	Gain en énergie
Usages domestiques	-17%	-40 GWh/an
Usages BT Professionnels	-14%	-15 GWh/an
Moyenne Tension	-6% (SWAC hôpital)	-14 GWh/an
Eclairage public	-23%	-2 GWh/an
Exploitation EDT	-23%	-1 GWh/an
<b>Total</b>	<b>-12%</b>	<b>-70 GWh/an</b>

Electricité de Tahiti a également mené une étude comparable<sup>6</sup>. Le scénario de référence EDT pour 2009-2020 est basé sur une croissance de 271 GWh sur la période soit 3,6% par an entre 2009 et 2020 (notons que ce scénario a été revu à la baisse en 2011, mais sans détail supplémentaire sur le plan de MDE, c'est pourquoi nous étudions ici la version 2010). Les gains potentiels sont exprimés en GWh et estimés à 130 GWh/an d'ici à 2020 soit 16% du scénario de référence, mais seulement 12% de réduction si l'on exclut l'importante partie SWAC. Les gains se découpent comme suit :

Poste	Gain en énergie
Appareils basse consommation	-20 GWh/an
Efficacité énergétique chez les professionnels	-20 GWh/an
Changements de comportement	-30 GWh/an
Optimisation énergétique des bâtiments	-30 GWh/an
Climatisation SWAC (3 projets)	-30 GWh/an
<b>Total</b>	<b>-130 GWh/an</b>

On constate que la plupart des études s'accordent à placer les résultats d'une politique de MDE « ambitieuse » entre 11% et 13% sur la période, en valeur moyenne par abonné. Ceci est cohérent avec la tendance constatée sur la Réunion (-1,1% par an soit une réduction de 10% sur 10 ans). Cependant plusieurs éléments tendent à démontrer qu'une politique ambitieuse de maîtrise de la demande soit à même de parvenir à des réductions plus importantes.

Premièrement, une campagne de « Bilans Energie » a été menée par EDT sur les dernières années auprès des clients basse tension. L'approche était centrée sur les remplacements et optimisations des équipements (ampoules, chauffe-eau électriques, fontaines d'eau glacée, réfrigérateurs, climatisation). Pour les clients ayant suivi la démarche jusqu'au bout, les gains se sont avérés de l'ordre de 20 à 30% (EDT, communication orale, 2011). Rappelons également que la hausse récente des prix a mené à des réductions spontanées d'environ 15% de la demande chez les couches sociales les plus aisées, et ce avant même la mise en place d'une politique de MDE.

De même pour les clients moyenne tension, une étude menée en 2011 par le Groupe Wan sur l'un de ses hôtels estime les gains possibles à environ 20% du total, sans investissement nécessaire. EDT est en revanche plus prudent quant à la possibilité de tels gains, les professionnels cherchant déjà à optimiser leur consommation depuis quelques années.

Les projets de SWAC ne sont pas mentionnés dans notre approche de la demande. En effet nous avons comptabilisé l'énergie produite sous forme de froid comme une énergie renouvelable dans la partie de ce document consacrée à l'Offre de production.

Nous proposons au final de retenir un scénario MDE proche des scénarios de la PPI 2009 et d'EDT, avec les caractéristiques de réduction suivantes :

<sup>6</sup> « Enjeux de l'électricité à Tahiti », actualisation datée de juin 2010

Poste	Gain sur le poste
Usages domestiques	-20%
Usages BT Professionnels	-15%
Moyenne Tension (dont EDT)	-15%
Eclairage public	-20%
<b>Total</b>	<b>-13%</b>

### 3.3. Scénarios de demande

#### 3.3.1. Pour 2020 : 4 scénarios contrastés

A partir des précédentes analyses, nous proposons 4 scénarios à l'horizon 2020. Afin d'élargir au maximum le champ de l'analyse nous avons opté pour des scénarios contrastés, ce qui permettra d'identifier :

- les surcoûts liés à l'inaction
- les conditions de succès et d'échec dans chacun des cas, ce qui permettra notamment d'identifier des invariants

Ces scénarios n'ont donc pas vocation de prédiction. Cependant nous considérons que ne sont pas pour autant des scénarios extrêmes ou irréalistes, et réciproquement aucun scénario n'est présenté comme « moyen » ou « probable ».

Ces scénarios sont basés sur deux scénarios de référence liés à l'évolution de la contrainte extérieure, c'est-à-dire les déterminants indépendants de toute action sur le secteur de l'énergie. Nous proposons deux choix de contrainte correspondant sommairement à un scénario de sortie de crise et un scénario récessif. A ces choix sont associés une évolution du nombre d'abonnés ainsi que de la demande « brute », c'est-à-dire avant mise en place d'actions de MDE.

	Contrainte extérieure modérée	Contrainte extérieure forte
Démographie	Croissance prévue par l'ISPF : 320 000 hab. en 2020	
Nombre d'abonnés domestiques	Retour aux prévisions de l'ISPF  +2,25% par an	Tendance actuelle : le nombre d'abonnés ne suit pas la hausse démographique  +0,55% par an
Demande brute usages domestiques	Retour à la croissance observée entre 2000 et 2007 +15% d'ici à 2020	Tendance des dernières années -20% d'ici à 2020
Nombre d'abonnés professionnels	La tendance actuelle se poursuit  +1% par an	Stagnation du nombre d'abonnés moyenne tension
Demande brute professionnels	L'activité repart à la hausse  +20% d'ici à 2020	L'activité continue à baisser  -20% d'ici à 2020

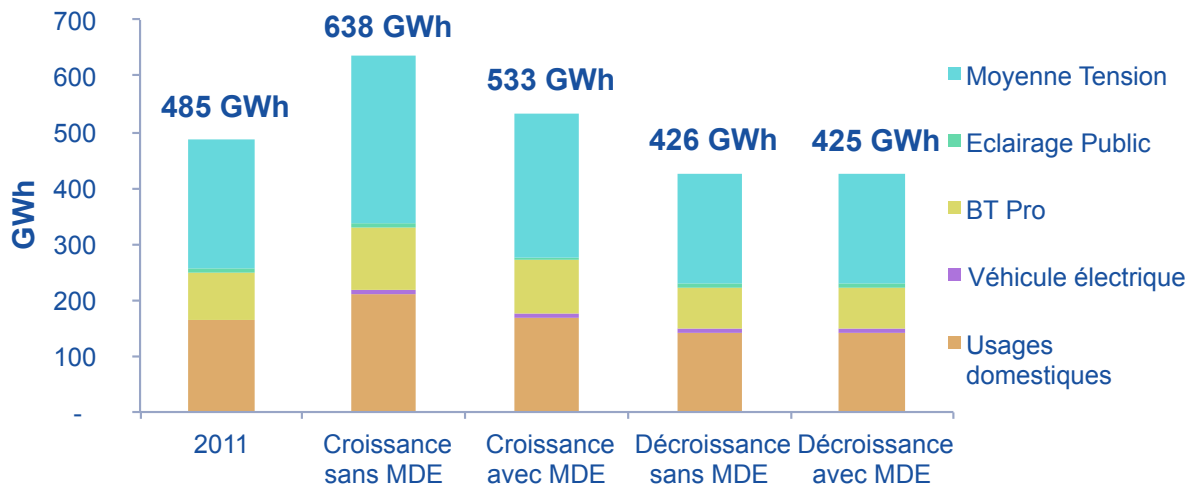
**Figure 3-14 Evolution des déterminants contraints selon les scénarios**

Si l'on décline ces deux possibilités selon la volonté ou non du Pays d'agir sur la demande en électricité, on obtient nos 4 scénarios :

	Pas de Maîtrise de la Demande	Maîtrise de la Demande
Contrainte modérée	<i>Croissance sans MDE</i> Ce scénario envisage des conditions concourant à une nette hausse de la consommation d'hydrocarbures.	<i>Croissance avec MDE</i> Dans ce scénario, la demande en services électriques augmente, mais la MDE permet de limiter la hausse de la demande en électricité.
Contrainte forte	<i>Décroissance sans MDE</i> Dans ce scénario la demande plie sous les contraintes externes. Aucun plan de MDE n'est mis en place pour prévenir cette contrainte.	<i>Décroissance avec MDE</i> Les conditions difficiles sont prévenues par la mise en place d'actions fortes en faveur de la réduction proactive des consommations et permettant la protection des ménages modestes.

**Figure 3-15 Description des 4 scénarios de Demande**

### 3.3.2. A Tahiti



**Figure 3-16 Tahiti : demande à l'horizon 2020 pour chacun des scénarios**

Les deux scénarios « Croissance » montrent une hausse de la consommation par rapport à 2011, y compris pour le scénario incluant la MDE. Ils sont assez semblables aux scénarios déjà étudiés pour la PPI 2009 ainsi que par EDT.

Les deux scénarios « Décroissance » partent de l'hypothèse d'une décroissance assez nette des consommations unitaires (le nombre d'abonnés étant en croissance faible). Au total le scénario avec MDE ne diffère que de peu du scénario sans MDE.

En effet, dans le scénario haut les budgets des ménages pour l'électricité ne sont que peu contraints. Les ménages consomment donc de nombreux « services électriques » : services de première nécessité (éclairage, conservation des aliments, cuisson, lave-linge...) mais également de confort (climatisation, pompe de piscine ou télévision de plus grande taille par exemple). La MDE permet alors de réduire la quantité d'énergie consommée, soit à service équivalent (équipements plus performants) soit par un effort des consommateurs (réduction des services « superflus »).

Réciproquement dans le scénario bas, c'est le budget des ménages qui est contraint, en conséquence les efforts de réduction de consommation sont déjà effectués avant la mise en place d'une action de MDE. Les ménages consomment alors à budget constant : toute amélioration sur les équipements se traduira alors par un « effet rebond », c'est-à-dire une plus grande consommation de services jusqu'à atteindre le budget maximum dédié à l'électricité. La MDE n'a donc dans ce cas pas de rôle de réduction, mais un rôle de protection de la qualité de vie, en particulier pour les ménages les plus modestes.

### 3.3.3. Dans les îles

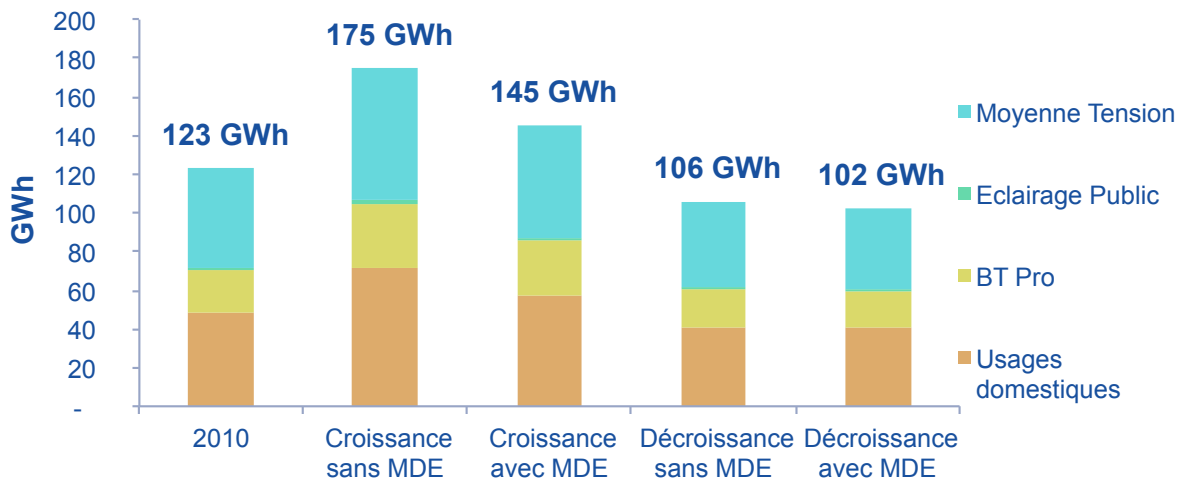


Figure 3-17 Îles : demande à l'horizon 2020 pour chacun des scénarios

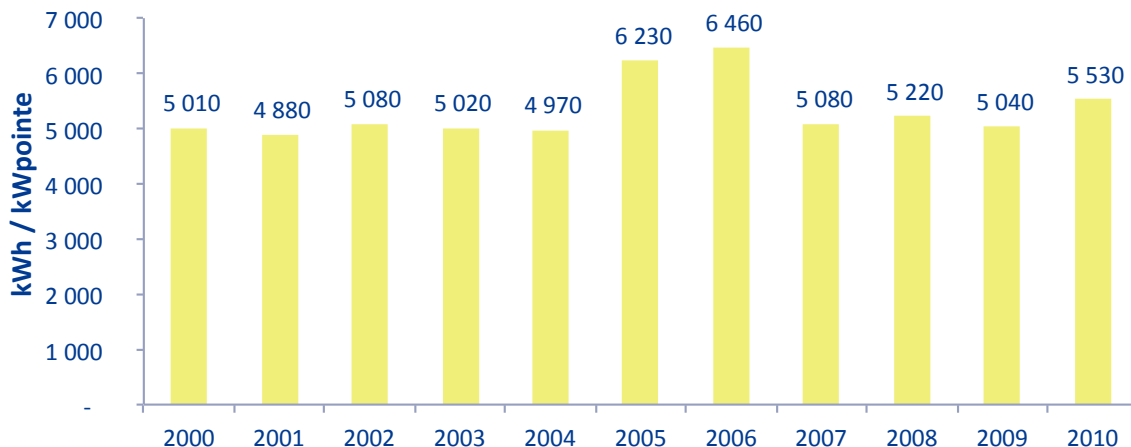
Pour les îles les scénarios sont semblables. Les deux différences notables sont l'absence de mise en place de véhicules électriques<sup>7</sup> et l'absence de projets SWAC.

Des scénarios seront donnés en annexe pour chacune des îles « exemples » choisies pour l'étude (voir 1.2).

## 3.4. Modélisation de la puissance de pointe

### 3.4.1. Corrélation puissance / production

Comme souligné au paragraphe 2.2, il existe une corrélation très stable entre puissance maximale appelée et énergie produite, comme on peut le voir ci-dessous :



Données : EDT

Figure 3-18 Corrélation entre pointe maximale appelée et production annuelle

Le ratio annuel se situe en moyenne autour de 5 000 kWh / kWpointe, avec quelques exceptions à la hausse. Nous prendrons donc pour nos scénarios une hypothèse

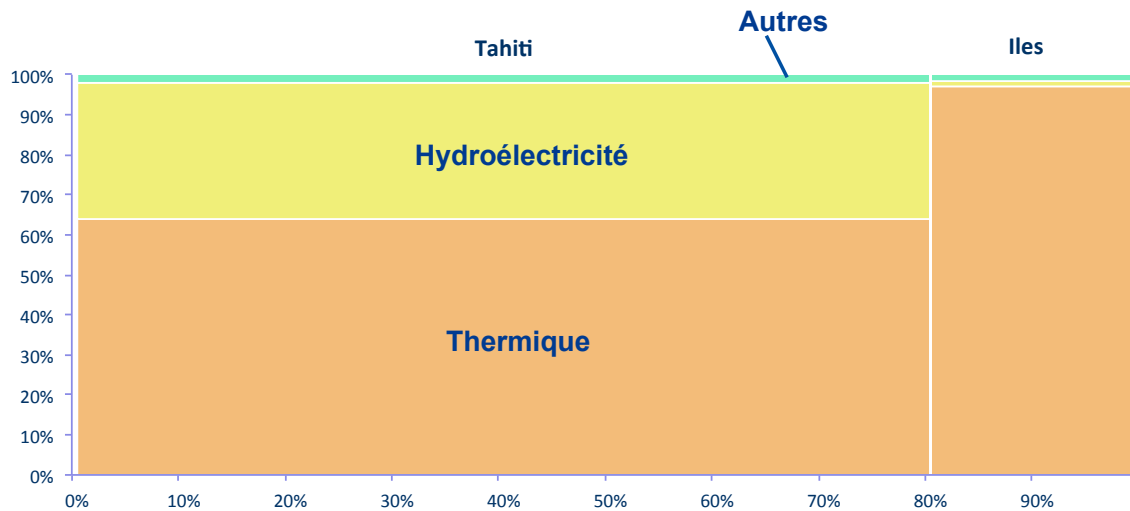
<sup>7</sup> Nous avons pour cette étude considéré que Renault proposait ses modèles électriques dans un premier temps à Tahiti, ce point pourra être actualisé lors de la révision du schéma directeur.

conservative (c'est à dire maximisant la demande en puissance) de 4 900 kWh/kWp, correspondant au ratio minimum sur la période historique de référence.

## 4. L'offre de production

Comme nous l'avons vu au paragraphe 2.2.3, le parc de production toutes énergies confondues totalise un peu plus de 290 MW installés pour 800 GWh produits.

Ces 800 GWh sont répartis comme suit :



Données : EDT, MRM

Figure 4-1 Répartition de l'offre de production, par mode

Cette partie a pour objectif de recadrer la situation et les enjeux liés à cette production. L'offre en électricité doit en effet répondre à plusieurs exigences essentielles :

- L'exigence de **Puissance Garantie** : la puissance disponible doit être suffisante pour assurer la réponse à la demande en électricité à tout moment de l'année et dans toutes les îles.
- L'exigence de **Coût** : la production électrique doit se faire à un coût minimal et non soumis à des contraintes extérieures.
- L'exigence de **Qualité** : la production électrique doit se plier à un certain nombre de règles concernant notamment la stabilité du réseau (minimisation des temps de coupure) ainsi que la protection des équipements qui en font usage (garantie des plages de tension et de fréquence).
- L'exigence **Environnementale** : les moyens de production mis en œuvre doivent garantir un impact minimal sur l'environnement, à l'échelle mondiale (émissions de CO<sub>2</sub> notamment) mais aussi locale (pollution de l'air, de l'eau, biodiversité, etc.).

Tous ces éléments sont à prendre en compte notamment dans une optique de développement des énergies renouvelables. Notons toutefois que certains sujets (environnementaux notamment) font l'objet de débats spécifiques qui dépassent le cadre du présent document. Nous nous attacherons donc principalement ici à quantifier les problématiques de coût et de puissance pour chacune des énergies considérées.

### 4.1. Production thermique fossile

Nous avons constaté au chapitre 2 que le parc de production thermique s'élève à un peu plus de 230 MW sur un total de 290 MW toutes énergies confondues. L'énergie thermique est par ailleurs celle qui est la plus utilisée : elle assure plus de 60% de l'offre en électricité à Tahiti et plus de 98% dans les îles.

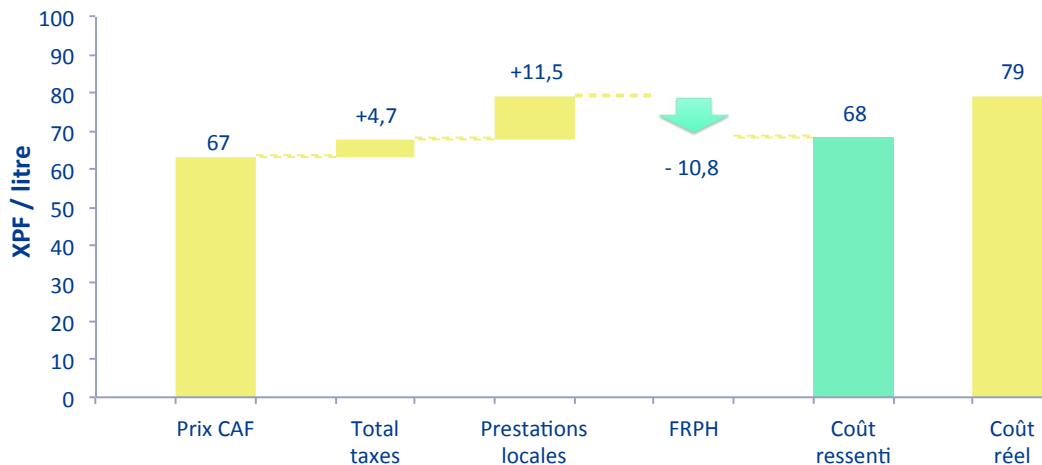


#### 4.1.1.1. Coûts réels des hydrocarbures et péréquations

Ce mode de production est basé sur la combustion d'hydrocarbures (fioul lourd et gazole) dans des groupes électrogènes. Ces hydrocarbures sont importés et représentent un coût important et croissant pour le pays : environ 6 milliards de francs CFP en 2010 contre moins de 2,5 milliards en 2002.

Mais ces prix à l'importation ne sont pas ceux aujourd'hui utilisés dans le calcul du prix de référence de l'électricité. En effet plusieurs éléments viennent « altérer » le prix des fossiles ressenti par le producteur et les consommateurs d'électricité.

La figure ci-dessous présente la structure de prix d'un litre de fioul à destination de la production d'électricité à Tahiti :



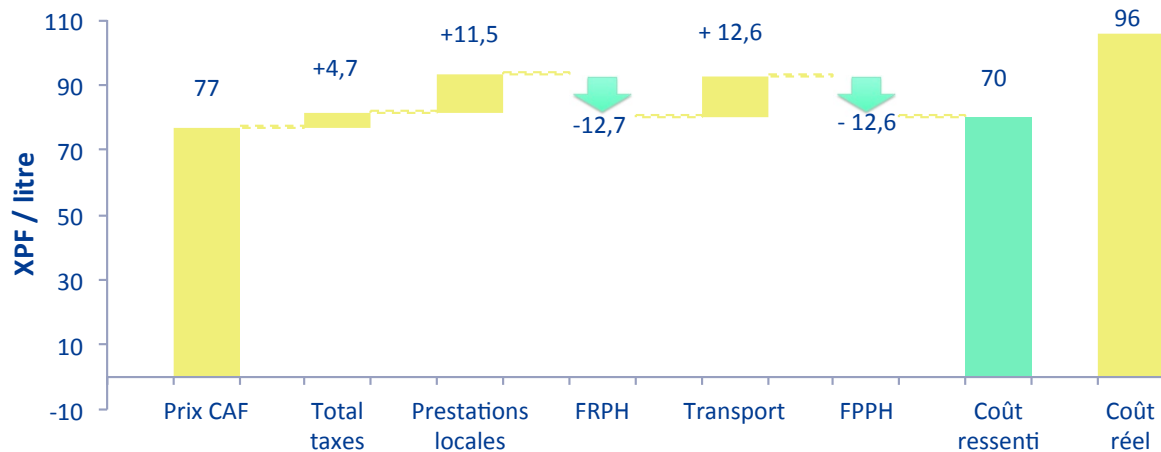
Données : SAE

**Figure 4-2 Structure de prix d'un litre de fioul à destination de la production électrique à Tahiti, août 2011**

Deux mécanismes permettent de subventionner le prix des hydrocarbures, baptisés FRPH et FPPH.

Le Fonds de Régulation des Prix des Hydrocarbures (FRPH) a été mis en place en 2000. Il avait pour objectif de répercuter la hausse des prix des hydrocarbures à usages professionnels (dont production électrique) sur les prix publics. Ainsi la hausse du prix du gazole à la pompe a partiellement compensé la baisse obtenue sur le prix du kWh électrique. Le montant de stabilisation est donc négatif en cas de hausse des prix (soit la majeure partie des dix dernières années), mais il peut être également positif en cas de baisse des prix des hydrocarbures (en 2009 par exemple).

Le second mécanisme ne s'applique qu'aux îles. Il est illustré par l'exemple de Rangiroa ci-dessous :



Données : SAE

**Figure 4-3 Structure de prix d'un litre de gazole à destination de la production électrique à Rangiroa, août 2011**

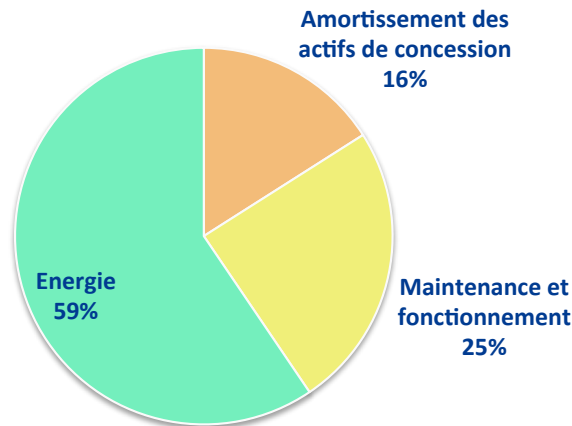
Pour les îles, le Fonds de Péréquation des Prix des Hydrocarbures (FPPH) a été institué en 1997 afin de favoriser le désenclavement des îles. Il prend en charge :

- le fret aller et retour des fûts d'essence, de pétrole et de carburacteur
- le fret aller des fûts de gazole
- l'amortissement des fûts d'essence et de pétrole et de carburacteur
- la marge de gros des distributeurs d'essence, de pétrole et des gazoles dont le « gazole électricité »

Le montant est déterminé par zone géographique, et la compensation est donc naturellement plus importante pour les îles éloignées. Ce fonds est financé par des taxes sur divers hydrocarbures, parmi lesquelles une taxe d'un montant de 1,7 XPF/litre sur le fioul à destination de la génération d'électricité sur Tahiti. Comme nous ne comptabilisons pas la baisse liée au FPPH, nous ne comptabilisons pas non plus cette taxe dans nos calculs de coût du kWh thermique pour Tahiti.

Le prix réel de l'électricité thermique est donc modifié par ces deux systèmes de subvention, FRPH pour toute la Polynésie et FPPH pour les îles. Il est clair que **ce dispositif joue en défaveur des énergies renouvelables en faussant à la baisse le prix du kWh thermique**. Dans la suite de ce document, nous nous baserons donc sur les coûts réels et non sur les coûts subventionnés.

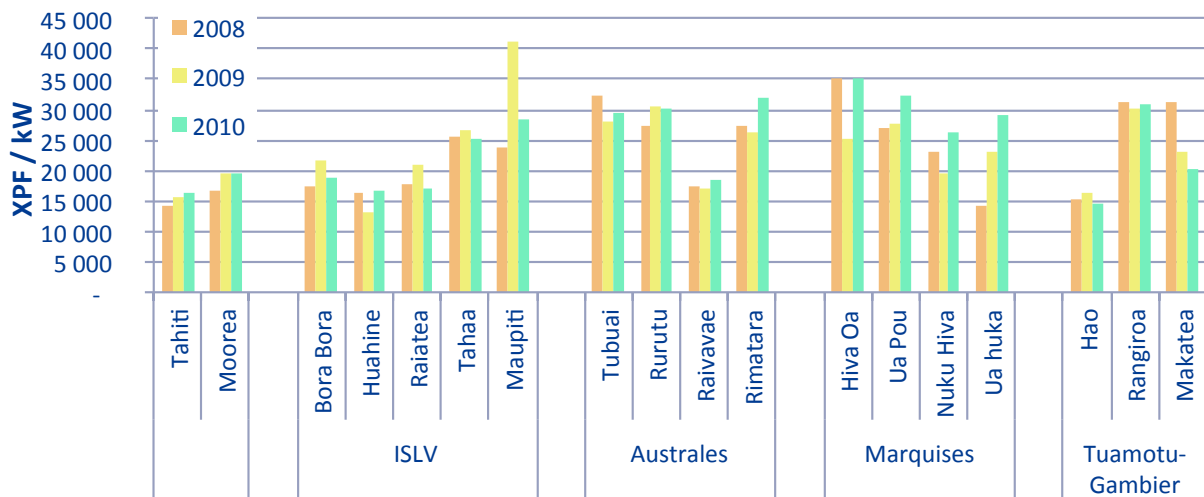
### 4.1.1.2. Structure de coûts



Données : comptabilité analytique EDT

**Figure 4-4 Coûts de la production thermique à Tahiti en 2010**

La Figure 4-4 détaille les coûts de la production thermique à Tahiti pour les années 2008 à 2010. C'est l'énergie qui représente le poste de dépense le plus important avec près de 60% des coûts.



Données : EDT

**Figure 4-5 Coûts d'amortissement et de maintenance par île, rapportés au kW thermique installé (puissance installée en 2011)**

Intéressons-nous tout d'abord aux coûts fixes, c'est-à-dire les coûts hors énergie. Le premier poste est l'amortissement des actifs (les groupes thermiques), dont le coût dépend de la puissance installée et du nombre d'heures annuelles de fonctionnement des différents groupes. La charge (c'est-à-dire la quantité d'énergie produite par heure) n'influe que peu sur le vieillissement des groupes. On constate une corrélation semblable pour la maintenance, bien que les différences d'une année à l'autre soient plus marquées (en particulier, un groupe neuf nécessitera moins de maintenance qu'une installation en fin de vie).

Sur la Figure 4-5 nous avons regroupé les coûts fixes rapportés au kW installé. Les îles sont classées par archipel, puis par puissance installée décroissante. On constate que :

- D'une île à l'autre les coûts fixes sont très différents. Rapporté au kW les petites îles et les îles éloignées (ou sans aéroport) ont des frais de maintenance plus élevés.

- Pour une île donnée les coûts sont assez semblables d'une année à l'autre (moyennant quelques années exceptionnelles liées à des accidents ou des pannes importantes)

La part énergie (hors subvention) est quant à elle fonction de deux éléments :

- Le prix des hydrocarbures
- La consommation spécifique du groupe, c'est-à-dire la quantité de fioul ou gazole nécessaire pour la production d'un kWh électrique. Celle-ci varie selon le type de groupe et la façon dont ceux-ci sont utilisés. Elle est suivie et connue pour l'ensemble des groupes situés dans les îles.

#### 4.1.1.3. Modélisation du coût du kWh thermique

Nous modéliserons de façon simplifiée les coûts du kWh thermique à l'année N de la façon suivante :

$$\text{Coût}(N) = Cf * \frac{P(N)}{Q(N)} + \text{Conso} * HC(N)$$

avec les coefficients suivants :

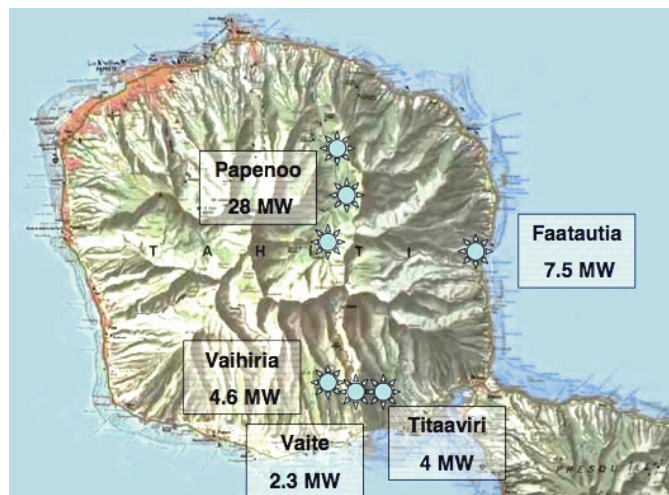
- $Cf$  est le ratio coût / puissance installée, calculé pour la moyenne 2008-2010 et considéré constant jusqu'en 2020.
- $P(N)$  est la puissance installée à l'année N
- $Q(N)$  est la quantité d'énergie produite à l'année N
- $\text{Conso}$  est la consommation spécifique moyenne pour l'île considérée, calculé pour 2011 et considéré constant jusqu'en 2020.
- $HC$  est le prix du gazole ou du fioul (dans le cas de Tahiti) pour l'île considérée, en année N

Nous déclinerons cette modélisation pour Tahiti et les différentes îles afin de fournir un coût thermique « de référence » pour la comparaison des projets EnR.

## 4.2. Production hydroélectrique

### 4.2.1. Situation actuelle

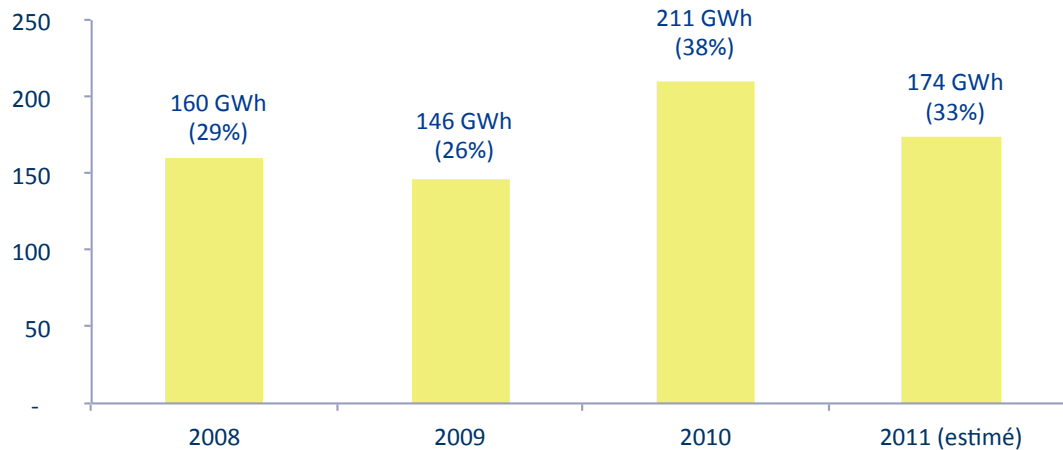
#### 4.2.1.1. L'énergie hydroélectrique à Tahiti



Source : TEP, données EDT

Figure 4-6 Installations hydroélectriques à Tahiti

L'énergie hydroélectrique est l'énergie renouvelable la plus répandue dans le monde pour la production d'électricité. C'est également le cas en Polynésie Française. À Tahiti, depuis 1997 l'hydroélectricité assure entre 25% et 40% de la production d'énergie électrique de l'île suivant les années. La production hydroélectrique se répartit sur 21 centrales situées dans 5 vallées: Papenoo, Faatautia, Vaihiria, Vaite et Titaaviri (EDT, 2009). La puissance totale installée est de 46,4MW.



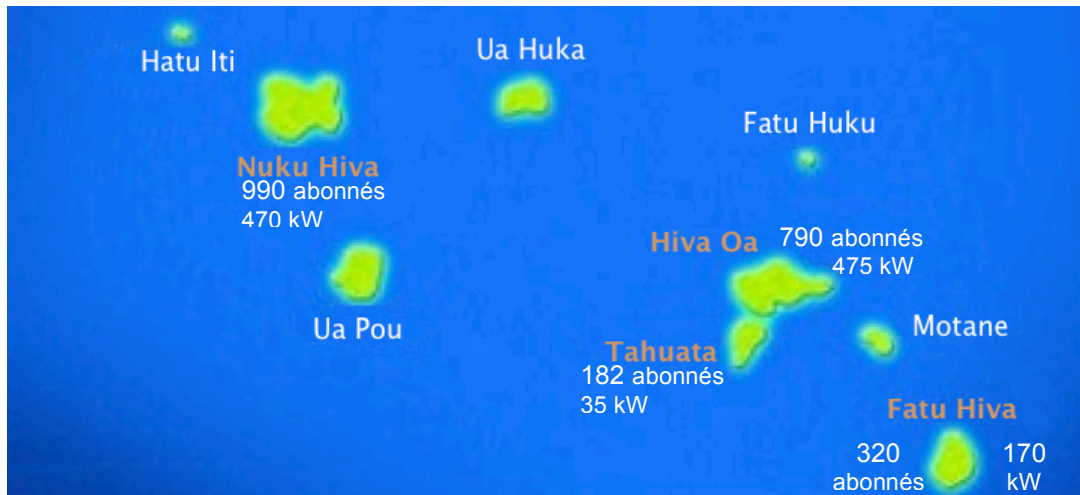
Données : EDT

**Figure 4-7 Production hydroélectrique à Tahiti (en GWh) et part dans le mix de production (en %)**

La production hydroélectrique en Polynésie est très dépendante du climat. En effet le relief de l'île et la volonté de protéger les vallées posent des limites à la dimension des bassins de stockage. L'année 2010 aura été à cet égard particulièrement propice à la production hydroélectrique avec des pluies régulières et nombreuses dans les vallées.

Il est à noter également un changement dans le mode de production d'EDT qui permet désormais de maximiser la production hydroélectrique. En effet jusqu'en 2009 Marama Nui jouait un rôle de puissance garantie en cas de pointe de consommation. Les niveaux des bassins étaient maintenus assez haut afin de garantir la disponibilité de puissance, en conséquence les débordements étaient fréquents en cas de fortes pluies. En 2009, les tarifs ont été revus de façon à inciter Marama Nui à maximiser le productible et non la puissance disponible. Par ailleurs EDT a investi la même année dans deux nouveaux groupes diesel. La garantie de puissance apportée par ces deux groupes (34 MW supplémentaires) a permis de libérer la contrainte sur l'hydroélectricité et donc d'optimiser le productible hydroélectrique.

**4.2.1.2. Dans les îles**



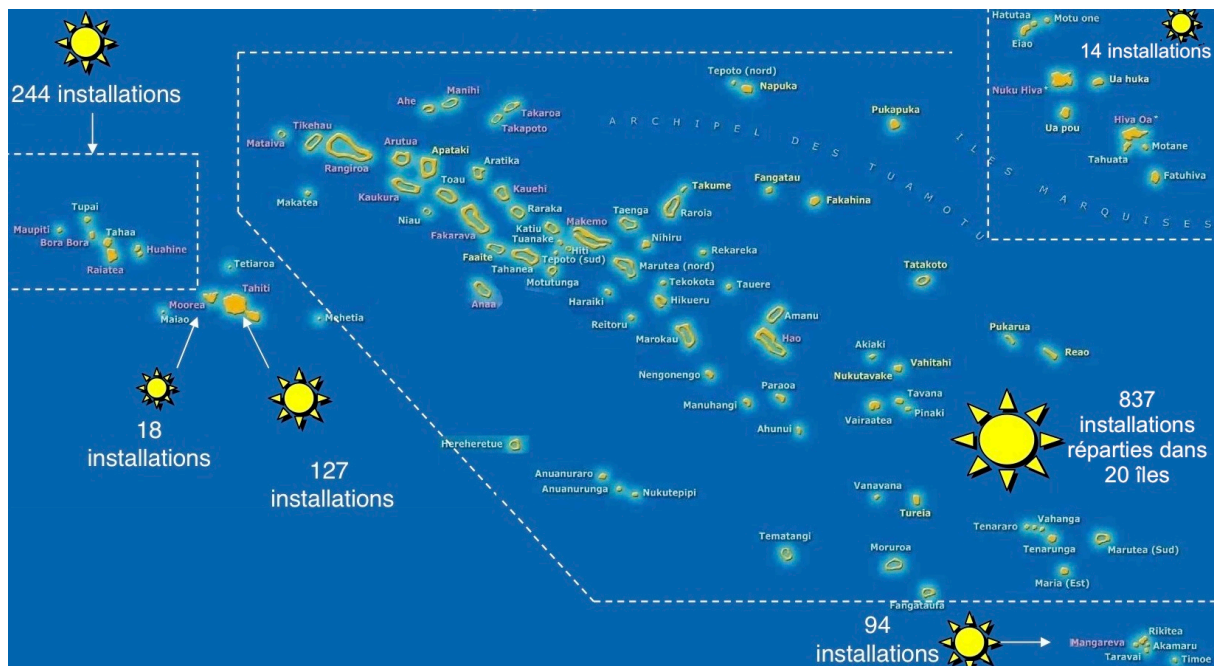
Données : EDT

**Figure 4-8 Installations hydroélectriques aux îles Marquises**

Seules les îles hautes présentent un potentiel hydroélectrique. Des aménagements existent aux Marquises à Hiva Oa, Nuku Hiva, Fatuhiva et Tahuata pour un total de 1,2 MW. Si les conditions climatiques ont été en 2010 particulièrement favorables à l'hydroélectricité sur Tahiti, les îles Marquises ont au contraire subi une relative sécheresse limitant largement la production, divisée par deux entre 2009 et 2010. Un record a été établi en 2006 avec 3,2GWh (plus de 30% de la production sur chacune des îles équipées pour la production hydroélectrique).

**4.3. Production photovoltaïque**

**4.3.1. Photovoltaïque en sites isolés**



Source : MRM

**Figure 4-9 Sites d'implantation de générateurs photovoltaïques autonomes en 2009**

Le développement de la production d'électricité en Polynésie date de 1997 avec le lancement du programme Photom. 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<sup>8</sup> constitué de panneaux photovoltaïques, batteries et onduleurs, permettant de brancher des équipements en 220V. La puissance nominale des premiers panneaux installés était 600Wc, elle a ensuite été augmentée pour atteindre rapidement 1800Wc.

Au total entre 1997 et 2010, environ 1500 installations ont été réalisées sur 29 îles, pour une puissance totale de 1,8MW. 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 souligne toutefois une qualité de maintenance très hétérogène selon les îles et suggère de privilégier les centrales hybrides solaire-diesel pour les populations regroupées ou les sites bénéficiant d'un réseau existant.

Aujourd'hui environ 75kWc sont installés chaque année. Une révision du système liant le Pays et les installateurs est prévue pour 2012.

#### 4.3.2. Photovoltaïque connecté réseau

Un premier programme d'incitation, Connectis, a été opérationnel de 2005 à 2008. Ce programme ne prévoyait pas de réinjection de l'électricité produite sur le réseau (pas de tarif de rachat). Durant ces 4 années, 165kWc/an ont été installés en moyenne.

Les premiers tarifs de rachat arrêtés en 2009, associés à une possible double défiscalisation (défiscalisation Girardin et locale) ont rendu l'investissement dans le photovoltaïque extrêmement attractif. Cette considérable incitation fiscale associée à la baisse rapide des coûts ont rapidement mené à une explosion du nombre de projets. Suite à la révision des conditions de défiscalisation fin 2010 et la révision des tarifs de rachat en avril 2011, le nombre de projets déposés a nettement diminué en 2011.

Au total sur les années 2008 à 2011, des dossiers ont été déposés pour plus de 65MW d'installations, et plus de 13MW de projets cumulés ont été validés par la Commission de l'Energie (CE). Les dimensions s'échelonnent de quelques kW à 1MW (4 projets) et même 2MW (1 projet). La plupart des projets sont de tailles supérieures à 200kWc et situées à Tahiti. Dans les îles, 3 projets ont été retenus à Bora Bora, Moorea et Nuku Hiva. Notons cependant que suite à la révision des tarifs de rachat, une part non négligeable de ces projets n'a pas abouti pour des raisons économiques.

Fin 2011, le tarif de rachat est aligné sur le coût de production du kWh thermique. Son montant est de 15,98 XPF/kWh pour Tahiti et 23,64 XPF/kWh pour les îles.

---

<sup>8</sup> Une maintenance, notamment au niveau des batteries, est toutefois nécessaire. Le contrat d'installation stipule que l'entreprise Tenesol assure la maintenance des équipements pendant 15 ans.

### 4.3.3. Centrales Hybrides solaire-diesel



Source : MRM

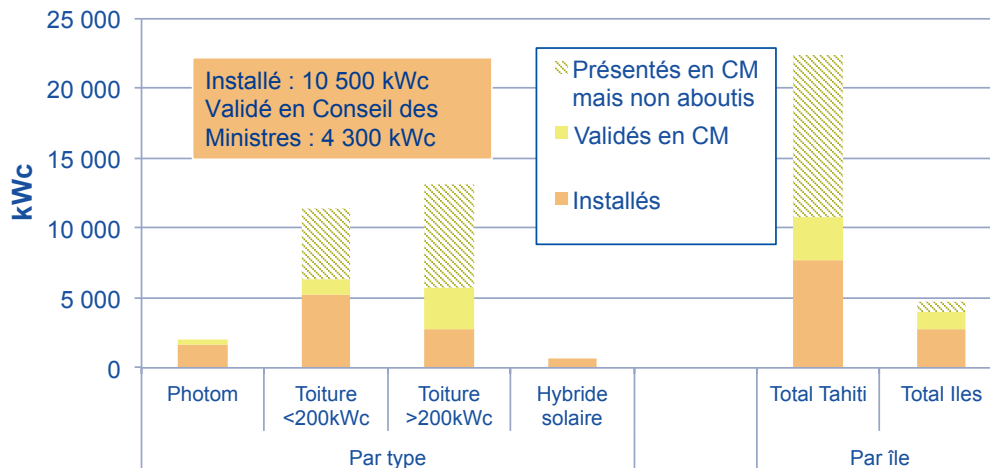
Figure 4-10 Implantation des centrales hybrides solaire-diesel aux Tuamotu

Il s'agit de centrales où l'électricité est majoritairement produite par des panneaux solaires. L'énergie ainsi produite est stockée dans un parc de batteries afin de pouvoir être distribuée de jour comme de nuit. Bien que les atolls des Tuamotu concernés par ces projets disposent d'un bon taux d'ensoleillement, il est indispensable d'utiliser un groupe électrogène d'appoint dans chacune de ces centrales. La production solaire de la centrale hybride permet de faire fonctionner le groupe environ 4 heures par jour ce qui permet une consommation de gazole minimale. Cette technologie est bien adaptée pour des villages de taille modeste (moins de 400 000 kWh/an soit environ 250 personnes), situés dans des zones à fort ensoleillement.

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 et le Fonds Exceptionnel d'Investissement. Ces centrales sont en fonctionnement dans des villages de l'archipel des Tuamotu (villages en régie communale). 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.



#### 4.3.4. Récapitulatif



Source : EDT, MRM

**Figure 4-11 Récapitulatif des installations photovoltaïques en Polynésie**

Au total ce sont plus de 10 MW de solaire qui ont été installés dont près d'un tiers dans les îles. De nombreux projets ont été suspendus suite à la révision du tarif de rachat en 2011, en particulier les projets de fermes solaires. Cependant, les prix à l'installation de panneaux ont largement chuté (-30% en 2011) et environ 4 MW de projets ont été maintenus.

#### 4.4. Production éolienne

L'énergie éolienne est très peu développée en Polynésie Française. Les conditions climatiques ne sont pas très favorables à son utilisation (vitesses de vent relativement faibles et risque cyclonique). Les conditions d'installation sont également délicates avec des reliefs difficiles.

Deux expériences de taille moyenne ont été menées jusqu'ici :

- Sur l'île de Rurutu, 2 éoliennes de 60 kW ont été installées et connectées au réseau. Leur production a représenté en 2001 environ 10% de la production totale de l'île. Ces éoliennes, installées en 1991, ont été arrêtées en 2008 (le matériel, arrivé en fin de vie, demandait un coût de maintenance trop élevé)
- Sur l'île de Makemo, une centrale hybride éolien-diesel a été mise en place. La centrale connaît aujourd'hui d'importantes difficultés liées à du matériel défectueux.

Par ailleurs de petites éoliennes (7 kW) alimentent des sites isolés (pensions de famille à Maupiti et Tikehau) ou des réseaux isolés (île de Hao).

## 4.5. Qualité de la production électrique et exigences d'un réseau insulaire

Note : une grande partie des explications suivantes sont librement reprises de Delille, 2011<sup>9</sup>. Electricité de Tahiti a également produit plusieurs documents sur ces sujets<sup>10</sup> qui sont partiellement repris dans ces lignes.

### 4.5.1. Pourquoi ces sujets sont-ils pertinents pour notre étude ?

Comme nous l'avons rappelé au début de ce chapitre, l'ensemble du système de production est soumis à plusieurs conditions garantissant la qualité de la prestation de fourniture électrique. En particulier, il est impératif de maintenir un niveau stable de tension et de fréquence, afin de :

- Garantir la durée de vie et les contraintes des équipements consommateurs d'électricité
- Satisfaire les besoins des utilisateurs (un mauvais réglage de fréquence a par exemple des conséquences sur la vitesses des moteurs industriels)
- Satisfaire les besoins du système électrique (fonctionnement approprié et sécurité des groupes de production, transformateurs etc.)

Ainsi en Polynésie (comme dans la plupart des réseaux électriques dans le monde), les plages admissibles définies dans le cahier des charge sont les suivantes :

- Pour la tension, plus ou moins 10% autour de la tension nominale (220 Volts).
- Pour la fréquence, plus ou moins 5% autour de la valeur nominale (60 Hz)

Aujourd'hui cette stabilité est quasi exclusivement assurée au niveau de la production thermique. Ceci peut avoir plusieurs conséquences sur le développement des énergies renouvelables, notamment :

- Un plafond technique sur la capacité d'accueil des EnR dites intermittentes (photovoltaïque, éolien)
- Un productible revu à la baisse pour certaines énergies (hydraulique notamment) du fait de difficultés de placement

Le présent sous-chapitre a donc pour objectif d'explicitier les principales contraintes liées à l'intégration des énergies renouvelables dans l'offre de production. Nous en tiendrons compte ensuite pour chaque énergie dans les calculs de coûts et potentiels de développement au Chapitre 5.

### 4.5.2. Principes simplifiés d'équilibrage de réseau

Pour garantir la stabilité du réseau, **la production d'énergie électrique doit équilibrer en permanence la consommation**. On peut identifier une hiérarchisation généralisée en trois services :

- Le réglage primaire (ou « régulation primaire ») rétablit automatiquement l'équilibre production-consommation (P-C) dans les secondes qui suivent un aléa. Il constitue une fonction critique pour la sûreté des systèmes.

---

<sup>9</sup> « Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques »

<sup>10</sup> « Capacité d'accueil de la production d'énergies renouvelables aléatoires sur le réseau de distribution HTA de Tahiti », 2011

« Stabilité du système électrique de Tahiti », 2011

« Minimum technique sur les groupes de la centrale de Punaruu », 2011

- Suite à l'action du réglage primaire, le réglage secondaire ramène automatiquement, en quelques minutes, la fréquence à sa valeur de consigne. Il est centralisé au dispatching où un niveau de télé réglage est calculé toutes les quelques secondes et envoyé aux groupes dits « réglants » pour modifier leur consigne de puissance proportionnellement à une participation prédéfinie.
- Enfin, le réglage tertiaire désigne l'ensemble des actions manuelles conduites de façon centralisée par le gestionnaire de réseaux dans les dizaines de minutes ou les heures après un incident : modification des points de fonctionnement des groupes, arrêt ou démarrage de tranches, etc. Il permet de reconstituer les réserves primaire/secondaire, de compléter l'action du réglage secondaire en cas d'écart résiduel, de recalibrer les programmes de production sur la réalisation.

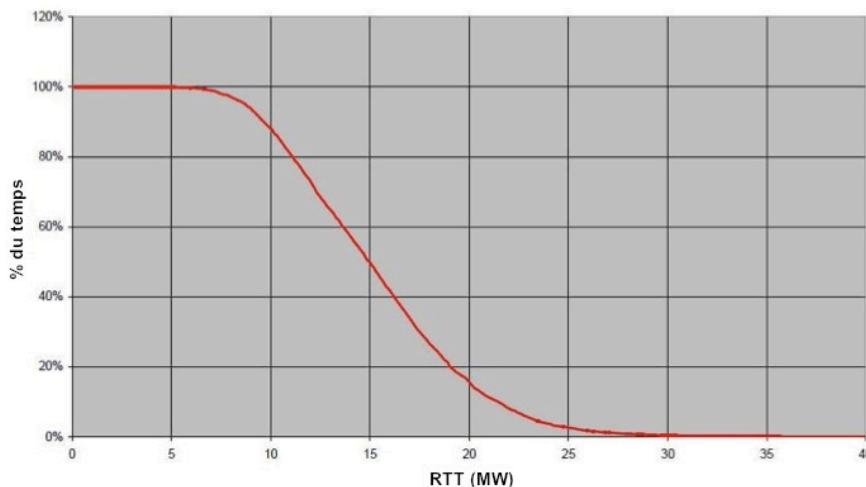
Il est donc impératif pour le système électrique de chaque île de disposer en permanence de capacité pour répondre :

- A des variations de demande très rapides et de faible amplitude : c'est la **réserve primaire**
- A des variations moyennes à importantes en quelques minutes : c'est la **réserve secondaire**
- Aux variations prévues sur l'ensemble de la journée (plateau journalier, pic du soir etc.) et ce pour tous les jours de l'année : c'est la problématique de **puissance garantie**

### 4.5.3. Application au cas de la Polynésie et impact des EnR

#### 4.5.3.1. Réserve Tournante Thermique

A Tahiti comme dans les îles, la réserve primaire et secondaire est aujourd'hui assurée par les groupes thermiques. Ceux-ci doivent donc disposer de capacités excédentaires de production pour compenser instantanément une éventuelle baisse mais surtout hausse de la demande (ou une baisse de la production des autres énergies). C'est la **Réserve Tournante Thermique (RTT)**, qui est la puissance disponible du fait de l'utilisation des groupes en service à un taux de charge généralement situé entre 70% et 90%.



Source : EDT

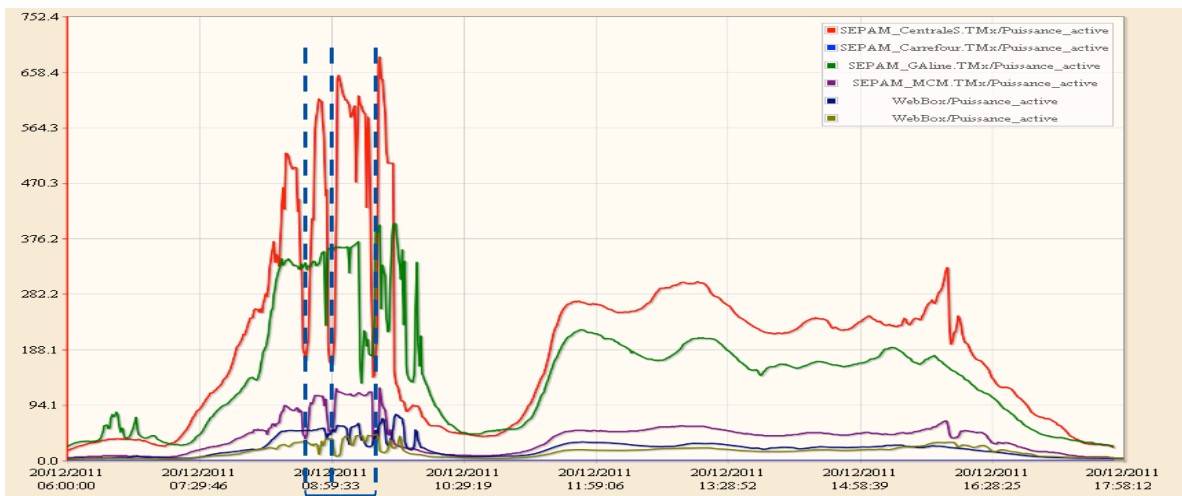
Figure 4-12 Monotone RTT en % du temps entre 8h et 16h en 2009

EDT estime en 2011 qu'en journée le minimum de RTT disponible se situe à un seuil de 10 MW. En effet sur l'année 2009, la RTT était supérieure à 10 MW pendant 90% du temps, sur la période 8h-16h comme en témoigne la Figure 4-12.

#### 4.5.3.2. Capacité d'accueil des énergies intermittentes

Les énergies intermittentes comme l'éolien ou le photovoltaïque sont des énergies dites fatales : la production n'est pas disponible à la demande mais dépend d'éléments météorologiques non contrôlés. De plus leur variabilité est forte, avec des variations rapides pouvant atteindre, pour une installation donnée, 90% de la puissance maximale photovoltaïque et 100% pour les éoliennes.

Un exemple de variation très forte est donné ci-dessous (il s'agit de la journée en 2011 où les variations ont été les plus fortes).



Source : EDT

Figure 4-13 Production photovoltaïque pour la journée du 20/12/2011

On constate de fortes variations de la production autour de 9h du matin, puis une chute de l'ensemble des sites peu avant 10h30, et une reprise modérée de la production vers midi. Ces variations doivent alors être compensées par les groupes thermiques.

Si nous prenons l'exemple d'une installation photovoltaïque de 1 MW, la variation maximale (dans un délai de l'ordre de la minute) à compenser par les groupes thermiques est de 900 kW (passage de « plein soleil » à « nuage épais »). Cependant, la multiplication des petites installations de production engendre un phénomène dit de foisonnement géographique : toutes les installations ne varient pas de façon synchronisée, si bien que la Puissance Minimale Permanente disponible reste toujours au-dessus d'un seuil supérieur à 10%. Plus les installations sont nombreuses et dispersées, plus le coefficient est important. Le coefficient de foisonnement pour le photovoltaïque était par exemple évalué par EDT à 1,2 en début 2011.

Nous utiliserons donc la formule suivante pour déterminer la puissance d'accueil maximale d'une énergie intermittente :

$$P_{max\ PV} = RTT_{min} * \frac{1}{1 - PMP_{PV}} * F_{PV}$$

avec

- $RTT_{min}$  la réserve tournante minimale disponible
- $PMP_{PV}$  la puissance minimale permanente pour une installation photovoltaïque
- $F_{PV}$  le coefficient de foisonnement pour les installations PV

Si l'on reprend par exemple l'évaluation EDT de janvier 2011 on obtient donc :

$$P_{max PV} = 10 * \frac{1}{1 - 10\%} * 1,2 = 13,3 MW$$

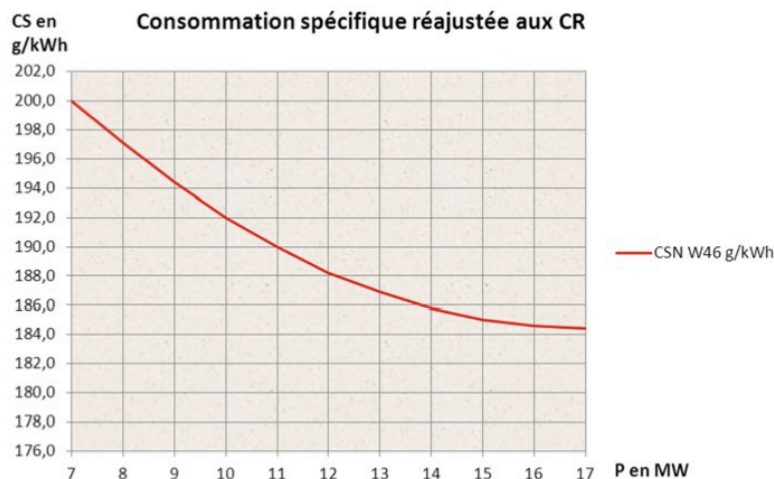
Le principe de calcul est identique pour l'éolien. Notons bien entendu que les deux puissances max ainsi calculées ne sont pas cumulables.

#### 4.5.3.3. Minimum de puissance thermique et placement des EnR

Note : cette partie concerne uniquement Tahiti, le problème du placement des énergies n'étant pas encore d'actualité dans les îles.

Afin de garantir la réserve primaire, ce sont a minima deux groupes thermiques qui fonctionnent en permanence à la centrale de la Punaruu, et ce y compris au minimum de la demande, c'est-à-dire la nuit.

Plusieurs raisons techniques sont fournies par EDT pour expliquer ce choix, la plus importante étant la fonction d' « assurance » apportée par le deuxième groupe. En effet si le groupe restant seul vient à déclencher, le temps de latence est de plusieurs minutes avant la mise en service d'un groupe de secours. Or pendant ce laps de temps la fonction de stabilité du réseau n'est plus assurée d'où des risques d'importantes surtensions et de délestages (coupures de courant pour une zone donnée) voire l'écroulement du réseau.

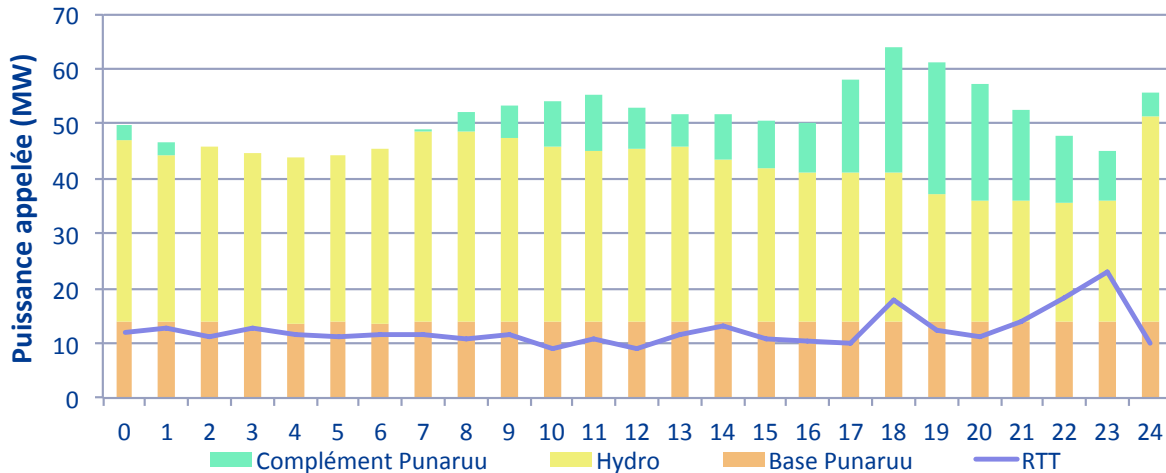


Source : EDT

Figure 4-14 Minimum de charge et consommation des groupes G7P et G8P

Or les groupes thermiques les moins puissants disponibles à la Punaruu sont les groupes G1 à G4, d'une puissance de 13,7 MW. Ces groupes sont conçus pour un fonctionnement à pleine charge et ne peuvent descendre en dessous d'un minimum technique fixé aujourd'hui à 7 MW comme l'illustre la figure ci-dessus.

Au minimum, ce sont donc 2\*7=14 MW de puissance thermique qui sont en fonctionnement sur le réseau. Or cette base à l'heure actuelle incompressible de puissance thermique peut dans certains cas particuliers empêcher un éventuel placement d'énergies renouvelables.



Données : EDT

**Figure 4-15 Courbe de charge et placement des énergies heure par heure pour la journée du 08/08/10**

La Figure 4-15 présente la production (qui rappelons-le équilibre la demande) pour la journée du 08/08/10. Cette journée présente en effet plusieurs caractéristiques :

- C'est une journée fraîche avec une demande faible (autour de 50 MW en moyenne et un pic « de soirée » à 60 MW), on distingue d'ailleurs peu de différences jour/nuit
- La disponibilité hydraulique est très importante sur plusieurs jours d'affilée avec plus de 30 MW sur l'ensemble de cette journée (le maximum de puissance hydroélectrique a été de 45,3 MW en 2010)

Afin d'illustrer l'ordre de placement des énergies nous avons séparé la production thermique en deux. L'ordre de placement est donc le suivant :

1. Une base thermique incompressible de 14 MW qui descend exceptionnellement à 12,5 MW aux alentours de 3h du matin
2. Une utilisation maximale de l'hydroélectricité, qui permet de répondre à toute la demande pendant la nuit
3. Pour faire face à la pointe, un complément d'utilisation des groupes thermiques de la Punaruu

Entre 2 et 7 heures du matin, les groupes thermiques tournent à leur plus bas régime (donc à leur coût maximum) afin d'optimiser le placement de l'hydroélectricité or celle-ci répond quand même à tout le complément de demande, on peut donc en conclure que très probablement la puissance hydroélectrique disponible était à ce moment supérieure aux 30 MW « plaçables ». Dans ce cas et si les bassins d'eau sont à leur niveau maximal, cette énergie est perdue (les bassins débordent). EDT estime pour 2010 cette perte par manque de capacité d'écoulement à environ 3,7% de la production (soit environ 7,8 GWh émis) pour 440 heures par an.

Sur la base d'un kWh thermique à 23,3 XPF<sup>11</sup>, cela représente donc pour 2010 un coût évitable d'un peu plus de 180 MXPF (115 MXPF si l'on ne considère que les coûts thermique variables). Pour 2011 qui était une année moins favorable à la production hydroélectrique, mais avec des prix plus élevés, on peut estimer la perte à environ 160 MXPF. Rappelons que ces gains ne seraient possibles qu'en cas de suppression d'un des deux groupes techniques en fonctionnement la nuit. Des investissements technologiques potentiellement coûteux seraient alors nécessaires afin de garantir une qualité suffisante de la fourniture

<sup>11</sup> Coût fixes EDT : 8,57 F/kWh ; Coûts énergie EDT : 12,5 F/l ; FRPH : 10 F/l (approx.) ; Cs moyenne : 0,22 l/kWh

électrique. L'alternative étant une dégradation du cahier des charges d'EDT, où la collectivité accepterait un risque de coupure plus important qu'aujourd'hui.

Jusqu'ici, la quantité d'énergie perdue et le coût du kWh thermique n'ont semble-t-il pas permis de justifier de tels investissements, qui ne font pas l'objet du présent rapport. Néanmoins les substantiels montants en jeu nous semblent justifier de la tenue d'une étude spécifique sur le sujet, intégrant notamment :

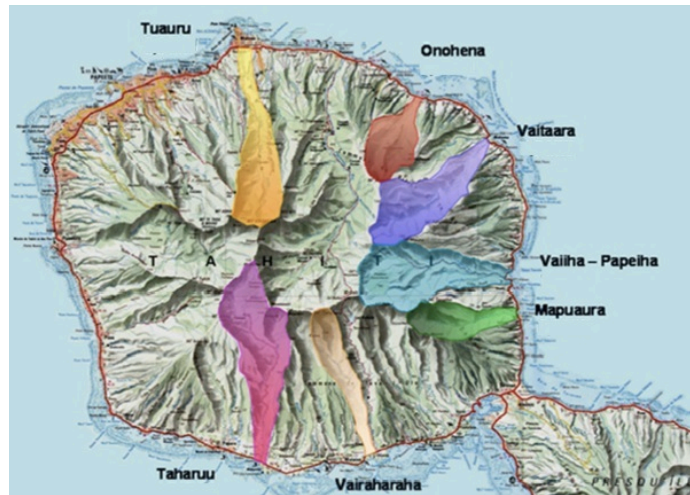
- L'impact des éventuels développements hydrauliques (notamment au fil de l'eau)
- L'impact d'une éventuelle baisse des consommations
- La hausse des prix des hydrocarbures
- Les coûts actuels et prévisionnels des technologies de stockage/régulation
- L'acceptabilité d'une perte de qualité du service auprès des abonnés
- L'éventualité de contrats de délestage rémunérés auprès d'une partie des abonnés moyenne tension
- Un éventuel bénéfice collatéral quant à l'intégration supplémentaire d'énergies intermittentes en journée
- Les émissions de CO<sub>2</sub> évitables
- Les financements possibles
- La nécessité de mettre en place ces investissements dans l'optique d'un programme de long terme visant à parvenir à 100% d'énergies renouvelables à un horizon 2030-3040

## 5. Potentiel de développement des énergies renouvelables

### 5.1. Hydroélectricité

#### 5.1.1. Etudes de potentiels et coûts

##### 5.1.1.1. Projets hydroélectriques pour Tahiti



Source : EDT (initialement avec les potentiels de puissance estimés par Marama Nui)

**Figure 5-1 Vallées étudiées pour un développement potentiel de l'hydroélectricité**

De nombreux projets sont à l'étude pour développer l'hydroélectricité en Polynésie. A Tahiti, 5 grandes vallées ont fait l'objet d'études hydrologiques menées notamment par Marama Nui et la Sogreah : Papeiha, Tuauru, Taharuu, Vaitaara et Vairaharaha. Le projet de la vallée de Vaiiha-Papeiha est le plus avancé, un premier dossier ayant été déposé par EDT en Commission Administrative des Forces Hydrauliques pour son exploitation (sur la base d'une puissance de 10 MW). Le dossier a finalement été refusé par la commission en juin 2009. D'autres projets plus petits ont également été étudiés par EDT (Mapuaura, Moaroa) et la SEDEP (Ahonu, Vavi et Fenua Aihere).

Notons qu'hormis le site de Moaroa, on dispose aujourd'hui de peu d'informations concrètes pour chiffrer d'éventuels aménagements micro-hydroélectriques (moins de 500 kW) à Tahiti. EDT chiffrait en 2009 le potentiel à 19 GWh pour 13 milliards de francs d'investissement. En l'absence de projets concrets susceptibles d'être lancés rapidement nous n'avons pas considéré ces développements dans le cadre de l'équilibre offre-demande.



Le tableau suivant récapitule les différents potentiels et fourchettes de coûts annoncés par les différentes études que nous avons pu regrouper, hors subventions / défiscalisation :

Projet	Etude menée par	Potentiel (kW)	Invest. (MXPF / MW)	Productible (MWh)	Coût (XPF/kWh)
<b>Papeiha Vaiiha</b>	EDT	10 000	629	24 000	36
<b>Mapuaura</b>	EDT	610	1 500	4 000	35,7
<b>Moaroa</b>	EDT	470	1 340	2 300	
<b>Vairaharaha</b>	EDT	1 100		5 940	
<b>Tuauru</b>	EDT	2 300		9 830	
<b>Tuauru</b>	Sogreah	2 300	957	5 110	37
<b>Onoheha</b>	EDT	1 300		1 329	
<b>Onoheha</b>	Sogreah	1 200	917	2 886	32
<b>Vaïtaara</b>	EDT	2 700		15 800	
<b>Vaïtaara</b>	Sogreah	1 200	1 750	4 471	40
<b>Taharuu</b>	EDT	6 200		33 130	
<b>Taharuu</b>	Sogreah	2 850	1 053	8 044	32

En premier lecture on pourra remarquer que les ordres de grandeur des coûts au kWh proposés par les deux études sont semblables. Ils s'échelonnent entre 32 et 40 XPF/kWh, très au-dessus du tarif actuel de 12,06 XPF/kWh. Cependant les raisons en sont différentes. Sogreah prévoit des coûts d'investissement plus faibles qu'EDT mais un productible à la baisse également. Sur ce dernier point EDT a procédé à une comparaison des deux études de débit effectuées par Sogreah et Coyne et Bélief (pour Marama Nui). Cette étude met en valeur l'utilisation par les seconds de relevés et données historiques disponibles auprès de Marama Nui, auxquelles Sogreah ne pouvait se référer pour ses différents chiffrages. A défaut de pouvoir mener nous même une telle comparaison dans le cadre du Schéma Directeur des Energies Renouvelables, nous retenons l'argument proposé par EDT et nous baserons nos estimations sur les chiffres avancés par Coyne et Bélief. Une validation de ces chiffres par un cabinet tiers ou par Sogreah eux-mêmes, sur la base des nouveaux éléments apportés par EDT, est à envisager.

### 5.1.1.2. Projets hydroélectriques pour les îles

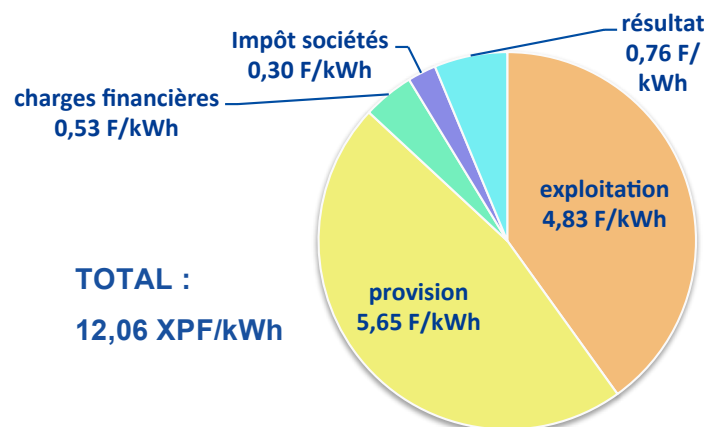
Dans les îles plusieurs projets ont été proposés par EDT à Raiatea, Fatu Hiva et Nuku Hiva. Les estimations d'EDT apparaissent en violet dans le tableau. Nous avons complété les coûts manquants par nos propres calculs sur la base de la méthode suivie par EDT. Ces chiffres sont donc approchés et non des coûts prévisionnels.

Projet	Ile	Potentiel (kW)	Invest. (MXPF / MW)	Productible (MWh)	Coût (XPF/kWh)
Aratoa-Opoa	Raiatea	65	61	360	25
Avera Rahi	Raiatea	410	285	1 600	26,5
Hanavave	Fatu Hiva	95	118	300	54
Aakapa	Nuku Hiva	20	40	95	58,5
Hakau	Nuku Hiva	350	750	2 200	45

### 5.1.2. Coûts de l'hydroélectricité

Le prix de référence de l'hydroélectricité est actuellement de 12,06F/kWh. Ce prix est donc celui auquel EDT rachète actuellement l'électricité produite par Marama Nui. C'est également le prix pris en compte dans la formule de révision du prix de l'électricité pour la partie hydroélectrique. Or on constate que les coûts affichés par les projets annoncés dans les dernières années sont nettement supérieurs à ce montant. L'analyse ci-dessous n'a pas pour prétention de valider ou infirmer les coûts cités dans ces différentes études, néanmoins nous espérons qu'elle permettra de dégager quelques ordres de grandeur.

#### 5.1.2.1. Coûts de l'hydroélectricité actuellement en production



Données : décomposition des coûts Marama Nui 2010 ; données de production 2011  
Calcul Carbone 4

**Figure 5-2 Décomposition du coût du kWh électrique produit par Marama Nui pour l'année 2011**

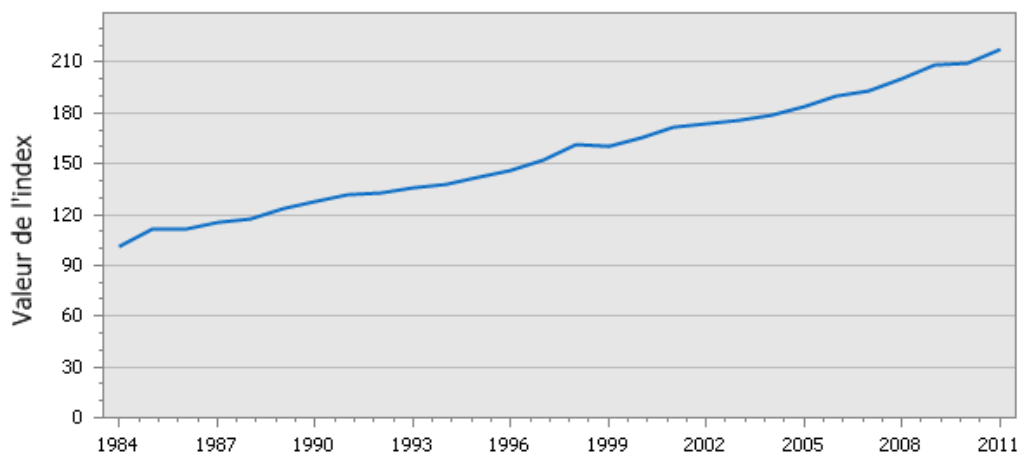
La Figure 5-2 détaille la structure de coût du kWh telle que donnée par Marama Nui dans ses comptes de résultat. Comme attendu pour une installation hydroélectrique, les coûts fixes (amortissement technique, provision pour caducité et provision pour renouvellement) sont les premiers postes de coût. Notons qu'à échéance 2020 il ne nous semble pas ici nécessaire de modéliser un coût prévisionnel comme nous l'avons fait pour le kWh

thermique, puisque cette électricité est payée à un coût constant de 12,06 XPF/kWh par les usagers et qu'elle ne dépend pas d'une variable externe comme le prix du pétrole.

### 5.1.2.2. Coûts des projets envisagés

Les premiers ouvrages de Marama Nui ont été réalisés en 1980 par la Société hydroélectrique de Teva I Uta sur la rivière Vaite, à Papeari. Leur coût aurait été à l'époque d'environ 120 millions de francs pour 700 kW et 1900 MWh produits annuellement. Afin d'optimiser la comparaison avec les projets actuellement à l'étude, nous avons récupéré auprès d'EDT leurs propres calculs de coûts sur le projet de Mapuaura, puis réinjecté dans le modèle les coûts de construction de Vaite. Ce calcul donne un coût de revient d'environ 11 F/kWh<sup>12</sup>. Il est donc cohérent avec le prix de rachat de 12,06 F/kWh.

Posons-nous la question de savoir quel serait le coût d'un tel ouvrage, s'il était entrepris en 2011.



Source : ISPF

**Figure 5-3 Evolution de l'index du Bâtiment et Travaux Publics (BTP), base 100 en 1984**

L'ISPF publie chaque année l'index du BTP qui sert à la révision et à l'actualisation des prix des marchés publics. Cet index remonte jusqu'en 1984. La Figure 5-3 montre que pour une base 100 en 1984, l'index 2011 est d'environ 220. Si l'on applique cette évolution aux coûts initiaux de l'aménagement de la Vaite, on obtient  $120 \times 2,2 = 260$  MXPF. Le coût de revient alors calculé est de 22 F/kWh produit.

Rappelons par ailleurs que ces tous premiers projets hydrauliques ont été menés dans des conditions qui sont difficilement envisageables aujourd'hui, notamment sans critères environnementaux définis dans le cahier des charges.

Ces éléments laissent à penser que le prix de 22 F/kWh ne peut être considéré que comme un prix plancher qui ne serait envisageable que pour des projets « low-cost », assez éloignés des considérations environnementales du Pays aujourd'hui.

Un autre exercice possible consiste à comparer les chiffrages de différentes installations EDT et Sogreah. Les projets sélectionnés dans le tableau ci-dessous sont de tailles variables et situés sur des vallées différentes. La comparaison est donc limitée mais on constate tout de même une bonne cohérence des chiffres sur le génie civil et les différents équipements de « taille fixe ». Les deux postes les plus sujets à variation sont les pistes et les conduites. Ce sont également, en toute logique, les postes les plus dépendants des spécificités des différents projets. Notons que nous avons regroupé dans la catégorie Divers plusieurs postes de coûts hétérogènes entre les chiffrage EDT et Sogreah. En conséquence la comparaison nous semble difficile sur ce point.

<sup>12</sup> Hors subventions ; TRI : 10% ; Amortissement sur 30 ans

Dépenses en MXPF par MW installé	EDT Papeiha	EDT Mapuaura	Sogreah Taharuu	Sogreah Onoheha
Dimensions du projet	10 500 kW	660 kW	3 000 kW	1 430 kW
Retenue	98	-	-	-
Génie civil usine	27	35	28	25
Prises d'eau	4	33	7	7
Cheminée d'équilibre	7	-	6	7
Pistes	140	400	101	101
Conduites	190	582	386	234
Equipements EM	88	100	82	83
Divers : études, imprévus	53	324	352	250
Mesures environnementales	22	26	44	33
<b>TOTAL (MXPF/MW)</b>	<b>630</b>	<b>1 500</b>	<b>1 000</b>	<b>740</b>

A défaut de pouvoir expertiser chacun des chiffrages, et dans une logique de cohérence avec l'estimation de potentiel, nous baserons nos estimations de coût pour Tahiti sur le prix le plus bas proposé par EDT, c'est-à-dire 35 XPF/kWh. Ce n'est donc pas une suggestion de prix mais un ordre de grandeur qui nous semble suffisamment précis pour établir les priorités du présent schéma directeur. Pour les îles, nous donnerons une estimation de coûts au cas par cas.

Notons également que la loi de pays passée en 2009 impose désormais une mise en concurrence pour toute Délégation de Service Public. Pour chaque vallée plusieurs offres seront donc comparées avant validation d'un des projets soumis. Dans ce cadre il semble primordial que le Pays fasse appel à un tiers de confiance pour :

- La rédaction des cahiers des charges, dans le double objectif de s'assurer de la qualité/complétude des propositions reçues et de pouvoir les comparer entre elles
- Evaluer la pertinence des chiffrages de coûts de chacun des dossiers, en particulier sur les postes les plus importants et variables que sont les pistes et les conduites.

## 5.2. Photovoltaïque

### 5.2.1.1. Potentiel(s) de développement

L'énergie solaire (photovoltaïque ou solaire thermique) est une ressource virtuellement sans limite à l'échelle de nos besoins : pour produire plus, il suffit d'ajouter des panneaux photovoltaïques. Les limites au développement de cette technologie sont donc des limites liées à la faisabilité, principalement sur les sujets de l'impact foncier et de l'intégration au réseau électrique.

#### Aspects fonciers

Rappelons que 1 MW photovoltaïque en ferme solaire exige l'occupation d'un hectare de terrain, pour une production annuelle estimée entre 1,3 et 1,5 GWh. Or les terrains où la ressource solaire est la plus accessible sont les terrains plats situés en dehors des vallées. Certaines surfaces sont disponibles « gratuitement » comme les toitures des abonnés qui

souhaitent s'équiper. Dans le cas des installations plus grandes de type fermes solaires, il faut alors chiffrer un coût de loyer.

### **Intermittence**

Nous l'avons souligné au paragraphe 4.5.3.2, les réseaux électriques isolés ne peuvent absorber qu'une quantité limitée d'électricité intermittente. Pour Tahiti, EDT chiffre aujourd'hui cette quantité à 13,3 MW en prenant pour hypothèse 10% de puissance garantie et un coefficient de foisonnement de 1,2. Plusieurs journées de production solaire fin 2011 confirment que sur toute l'année il est possible de trouver des plages de temps d'un ou plusieurs jours où le foisonnement n'a pas lieu (couverture nuageuse homogène pour l'ensemble de Tahiti). Nous ne sommes donc pas en mesure de revoir ce chiffre à la hausse à ce stade. Pour les îles, nous nous baserons sur la limite de 30% de la puissance moyenne appelée en journée. Au-delà de ces valeurs il faudra adjoindre aux installations photovoltaïques un système tampon (stockage) permettant de lisser la production, corrigeant ainsi les problèmes liés à l'intermittence.

### **Placement**

Tant que les puissances installées ne dépassent pas la puissance moyenne appelée en journée, le placement de l'électricité photovoltaïque ne pose pas de problème particulier, puisque la production accompagne le pic de consommation de midi lié à la climatisation. Au-delà de cette puissance moyenne, il faut nécessairement associer aux panneaux une capacité de stockage.

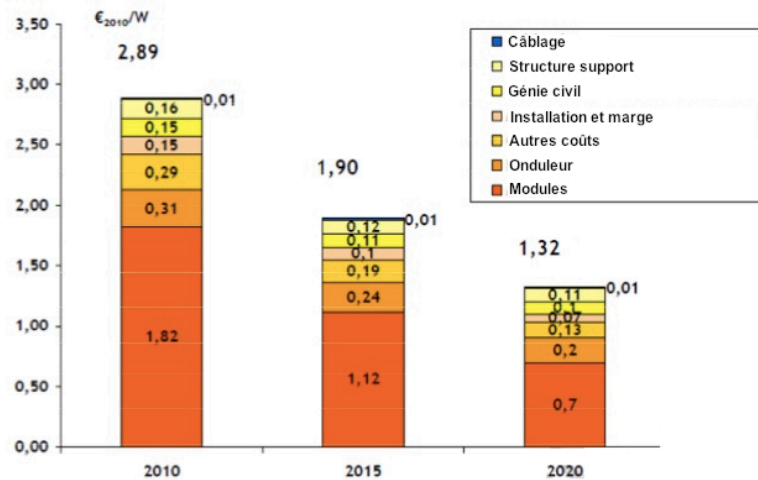
La question du potentiel se résume donc à une question de coûts. Nous distinguerons trois types d'installations :

- Les panneaux photovoltaïques sans régulation, délivrant de l'énergie intermittente
- Les panneaux avec technologie de régulation / lissage
- Les installations hybrides solaire diesel

#### **5.2.1.2. Photovoltaïque intermittent**

Le coût des panneaux photovoltaïques évolue rapidement à la baisse depuis environ 3 ans, avec en particulier une chute des prix en 2011 (-30% en moyenne sur les modules PV). En Polynésie, les appels d'offre les plus récents donnent des prix de l'ordre de 450 XPF/kWc (proposition pour une installation de 16 kWc à Rangiroa), dont environ la moitié pour les modules eux-mêmes.

Le sujet de la « courbe d'apprentissage » du photovoltaïque est d'actualité et plusieurs prévisions et scénarios de prix ont été présentés récemment. Nous reprenons ici un scénario de prix pour des installations en toiture pour les années 2010 à 2020, en Europe :

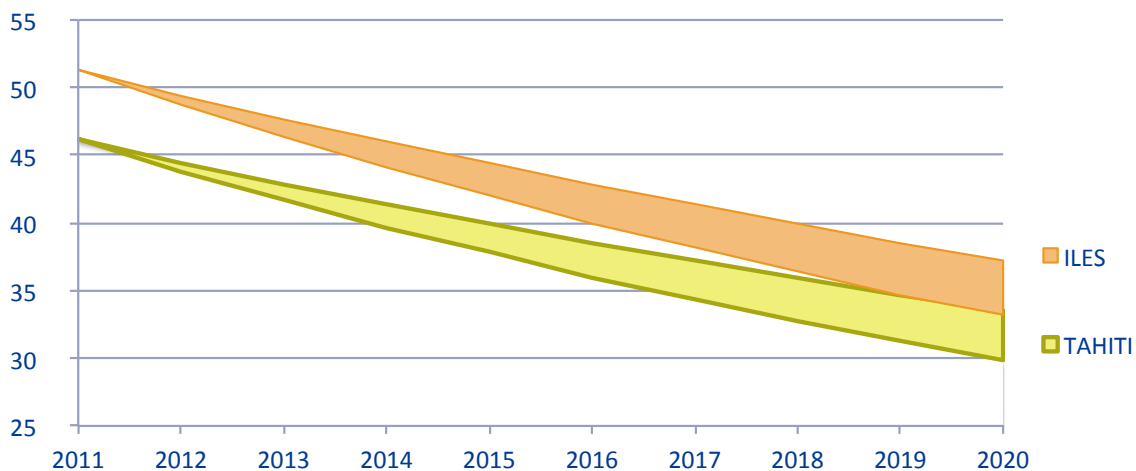


Source : ASIF

Figure 5-4 Coût prévisionnels des installations PV en toiture pour 2010 à 2020

La réduction de coûts attendue se fait principalement sur les modules (-60% attendus en 10 ans). Cette estimation d'environ 1,12 €/Wc pour 2015 est confirmée par d'autres sources avec parfois des estimations plus optimistes (Richard Swanson de la compagnie SunPower table sur 1,12 \$/Wc soit 0,9 €/Wc dès 2016). Les coûts d'installation et autres sont également en baisse (-40% attendus sur la période). Sur l'ensemble des scénarios que nous avons pu consulter nous proposons de retenir une fourchette de baisse de prix globale (matériel et installation) située entre -35% et -45%.

Nos calculs donnent alors les prix suivants, par kWh produit :



Source : ASIF

Figure 5-5 Fourchettes de coûts attendues pour le photovoltaïque à Tahiti et dans les îles

### 5.2.1.3. Photovoltaïque avec systèmes de régulation

Il existe des moyens techniques de régulation des énergies intermittentes. Ces moyens peuvent se déployer de façon locale (un système de régulation par centrale photovoltaïque) ou centralisée (les moyens sont mutualisés afin de réduire les coûts). Nous nous intéresserons ici au surcoût induit pour la production d'origine photovoltaïque.

Une installation pilote de ce type est actuellement expérimentée à Mataïva par EDT. Les coûts sont pour ce premier projet pilote encore relativement élevés. Nous fixerons donc les coûts 2011 sur la base d'un contrat remporté par l'entreprise SAFT pour l'une des îles d'Hawaï. L'offre s'articule autour de la livraison de containers aisément transportables et installables dans les îles et permettant de réguler environ 1 MW de puissance intermittente. Sur la base des informations de coût (1 million de dollars pour 2 containers) et des spécificités techniques, nous estimons le surcoût dans une fourchette de 6 à 10 XPF/kWh. Ce surcoût est relativement faible ce qui s'explique par les économies d'échelle (1 MW par container), la standardisation possible du procédé (les containers sont tous semblables) mais surtout par la faible quantité de batteries nécessaire. En effet le stockage n'est nécessaire que pour une durée de 30 mn ce qui permet de limiter les coûts.

Par ailleurs des baisses de prix sont à attendre pour les années qui viennent. Etant donné que le photovoltaïque régulé ne sera probablement déployé en Polynésie que peu avant 2020, nous garderons une valeur de 6 XPF/kWh sur la durée 2011-2020.

#### **5.2.1.4. Hybride solaire-diesel**

Les installations hybrides solaire-diesel sont basées sur un dimensionnement plus important de la centrale PV et une capacité de stockage en batteries de plusieurs heures. Ce sont actuellement les installations les plus coûteuses, mais elles sont également les plus autonomes puisqu'elles ne font que très peu appel au groupe diesel (4 heures par jour environ). La maintenance s'en trouve également réduite.

Le coût complet des centrales installées en 2010 se situait entre 1 200 et 1 500 MXPf/MWc, ce qui, en considérant un taux de rentabilité industriel (10%) donnerait un coût de revient (pour la partie photovoltaïque uniquement) de l'ordre de 170 XPF/kWh. Avec la baisse des prix constatée en 2011 ce prix serait aujourd'hui d'environ 150 XPF/kWh. On peut cependant tabler sur des baisses de prix liées à la généralisation de ces installations, jusqu'ici pilotes. Nous proposons donc de nous baser sur un prix 2012 de 120 XPF/kWh. Concernant l'évolution des prix nous nous baserons sur l'évolution du prix des panneaux.

#### **5.2.1.5. Quelle technologie pour quel type d'île ?**

On cherche dans ce paragraphe à déterminer les choix technologiques permettant de minimiser les coûts et maximiser les potentiels.

A Tahiti, fin 2011 ce sont plus de 8 MW de panneaux PV intermittents qui étaient installés en toiture. Si l'on s'en tient à l'estimation de 13,3 MW acceptables au maximum, ce sont donc seulement 5 MW qui peuvent être ajoutés. Au-delà, des installations importantes de l'ordre du MW sont envisageables à condition d'y adjoindre un système de régulation.

Dans les grandes îles la situation est la même qu'à Tahiti. Le photovoltaïque régulé localement de type « container » présenté plus haut n'est envisageable financièrement que pour des installations de taille suffisante. Pour les îles de plus petite taille l'expérience de Mataïva montre qu'il est possible de mettre en place un système adéquat.

Enfin, les installations hybrides solaire-diesel peuvent être envisagées pour toutes les îles où la consommation est très basse. Cela permet de simplifier le fonctionnement du réseau et de minimiser les coûts de maintenance. Le prix de ces systèmes les restreint cependant à des îles où la consommation ne dépasse pas un certain seuil. Nous retiendrons le seuil de 250 000 kWh.

### 5.3. Autre production solaire

Le solaire à concentration est à exclure car la Polynésie française ne bénéficie pas d'un ensoleillement direct suffisamment important.

Il est également possible de produire de l'électricité à partir de solaire thermique sans concentration (avec une turbine ORC). Cette technologie présente l'avantage de pouvoir intégrer très simplement un stockage « tampon » d'énergie, sous forme de ballon d'eau chaude. Les chiffres ci-dessous sont issus d'un entretien avec Christian Lenôte, directeur général de Sophia-Energie :

- Emprise au sol: 1ha pour 250kW de puissance et une production annuelle de 400MWh (projet pour l'île de la Réunion)
- Coûts indicatifs: 45-50 F / kWh (coûts de stockage inclus)

Cette technologie serait adaptée à la fois à Tahiti et aux îles. Elle pourrait également s'avérer pertinente si associée à une cogénération biomasse comme par exemple le projet de méthanisation de Paihoro.

### 5.4. Eolien

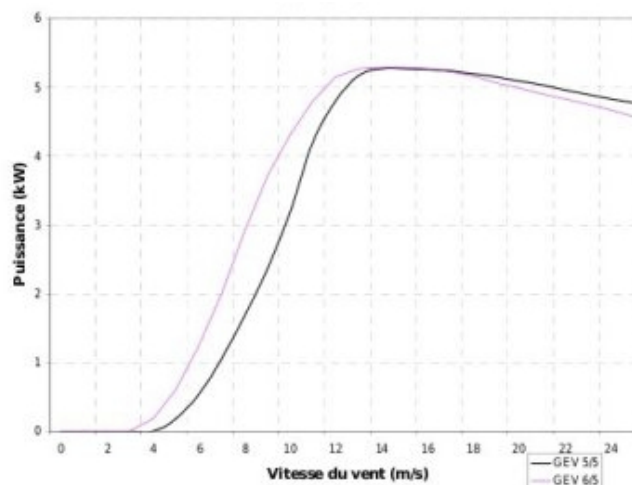
#### 5.4.1.1. Potentiel de développement

Plusieurs études (modélisations et mâts de mesure) ont été lancées depuis 2007 par EDT, et également en 2011 par le Pays, afin de déterminer les régimes de vent sur l'île de Tahiti ainsi que dans d'autres îles comme Tahaa, Raiatea, Rimatara, Tubuai et Nuku Hiva. La caractérisation complète d'un potentiel nécessite des études comprenant de nombreuses mesures étalées dans le temps. On peut estimer que l'évaluation du potentiel éolien d'un site pendant un an coûte environ 2 millions de F CFP, dont 1 à 1,5 millions de F CFP pour l'acquisition du mât de mesure.

Les critères à prendre en compte pour l'évaluation du potentiel sont les suivants :

#### Vitesse et fréquence du vent

Une éolienne est caractérisée par sa puissance mais ce n'est pas un critère suffisant car les sites sont d'abord choisis en fonction de la vitesse et de la fréquence des vents présents qui sont les premiers éléments à mesurer lors de l'étude d'un potentiel éolien. Une éolienne fonctionne d'autant mieux que les vents sont réguliers et fréquents.



Source : Vergnet

**Figure 5-6 Puissance délivrée par une éolienne en fonction de la vitesse du vent**

Les machines commencent à produire à partir d'une vitesse de démarrage généralement autour de 5m/s (18 km/h), et atteignent la production à puissance nominale autour de 14m/s



(50 km/h). Certaines éoliennes sont plus adaptées aux conditions locales avec un démarrage dès 2m/s.

### Risque cyclonique

Les îles de Polynésie sont soumises à un risque cyclonique fort, ce qui disqualifie les éoliennes de grande taille que l'on trouve habituellement sur les territoires continentaux. Les choix technologiques s'en trouvent largement réduits. On pourra citer le principal fabricant d'éoliennes adaptées au risque cyclonique, Vergnet, mais cette entreprise ne propose que des modèles d'un minimum de 275 kW. De plus le fabricant n'assure pas de maintenance pour l'installation d'une ou deux éoliennes uniquement. D'autres modèles de plus petite taille et d'autres fabricants ont été testés, mais à cet égard l'expérience de Makemo incite à la prudence quant aux technologies sélectionnées.

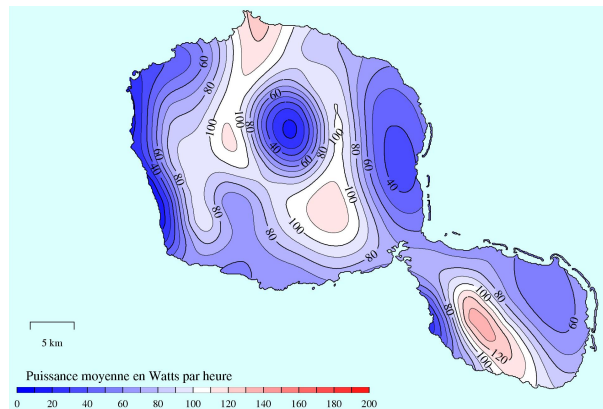
### Difficulté de l'implantation

Les critères suivants sont également à prendre en compte pour le choix d'un site de production éolienne :

- l'accessibilité du site doit permettre le transport des gros éléments de l'éolienne (pales, tour, nacelle)
- la proximité du réseau électrique pour faciliter la connexion, compte tenu du coût de raccordement au réseau
- la nature du sol : il doit être suffisamment résistant pour supporter les fondations de l'éolienne
- l'environnement (proximité des habitations, impact de la phase chantier, ...);
- la capacité à exploiter les équipements (maintenance).

#### 5.4.1.2. Potentiel et coûts à Tahiti

La PPI 2009 proposait une première approche du potentiel éolien théorique à Tahiti en partant de l'hypothèse de l'équipement de 70 km de crêtes pour 70 MW installés. Une étude menée par Meteo France en 2010 vient confirmer que si le chiffre de 70 MW est surestimé, il existe des conditions de vent propices à l'exploitation sur plusieurs crêtes.



Source : Meteo France, MRM

**Figure 5-7 Puissance éolienne récupérable à Tahiti, alt. 250m**

D'autre part à l'heure actuelle aucun projet n'a aujourd'hui atteint le stade d'étude de faisabilité à Tahiti. La pose de mâts de mesure permettra certainement de mieux appréhender à la fois le productible mais aussi l'accessibilité des différents sites. Suite à ces études un Appel à Manifestation d'Intérêt devrait être lancé ce qui permettra de recueillir des estimations technico-économiques plus précises. Par ailleurs étant donné l'intérêt très modéré manifesté jusqu'ici par les éventuels porteurs de projets, les prix attendus seront certainement supérieurs à 30 F/kWh.

En l'état d'avancement des études rien ne permet donc de conclure à une production possible en 2020, et nous ne prendrons donc pas en compte cette énergie dans nos hypothèses de développement pour Tahiti.

#### 5.4.1.3. Potentiels et coûts dans les îles

Les études menées par la SA EDT sur les conditions de vent ont révélé un potentiel aux Tuamotu, Tahaa et Nuku Hiva.

Les projets portés sont les suivants :

Lieu	Vitesse de vent (m/s)	Potentiel (kW)	Invest (MXPf)	Productible (MWh)	Coût (XPf/kWh)
Tahaa	5,5	550	260	950	47
Nuku Hiva	8,5	275	160	950	30
Tikehau	5 à 7	55	60	175	50
Ua Pou		275		600	

*Source : estimations EDT*

Notons que ces projets prévoient l'installation d'une ou deux éoliennes isolées (sauf dans le cas de Tikehau où l'installation porte sur 5 petites éoliennes de 11 kW).

Etant donné le caractère unique de chaque projet il nous est impossible de valider ou invalider les coûts annoncés. Nous baserons donc notre étude sur les prix annoncés par EDT, en l'attente d'un éventuel audit des chiffres avancés.

## 5.5. Biomasse

### 5.5.1.1. Rappels sur la technologie

L'électricité de biomasse est produite à l'aide d'une centrale thermique. La différence avec les installations thermiques actuelles vient de ce que le combustible utilisé n'est pas fossile (fioul, gazole, gaz) mais issu d'une source renouvelable (bois, déchets agricoles, biogaz). On peut la subdiviser dans les trois grandes catégories suivantes :

- **Matériaux cellulo-ligneux** : bois, charbon de bois, résidus sylvicoles et agricoles ;
- **Déchets fermentescibles** comme les sous-produits des industries agro-alimentaires, les eaux usées ou les déjections animales. On y comptabilise aussi souvent les déchets municipaux ;
- **Biocarburants**, de première génération (aussi appelés « agrocaburants », ce sont des combustibles liquides obtenus à partir de cultures énergétiques dédiées), ou de seconde génération (obtenus à partir de matériaux cellulo-ligneux).

Contrairement aux énergies solaires ou éoliennes qui sont des énergies de flux, la biomasse constitue une énergie de stock qui permet une production d'électricité dont la puissance est garantie, à condition de disposer d'un moyen de stockage tampon du biogaz produit et de maîtriser la chaîne d'approvisionnement en matières organiques.

La technologie des centrales à biomasse est mature mais sa mise en place est relativement complexe. Les difficultés techniques généralement rencontrées concernent la régulation de la température du four, le prétraitement de la biomasse, les phénomènes de corrosion. Les contraintes environnementales et l'élimination des déchets sont difficiles à chiffrer et peuvent s'avérer des sources potentielles de surcoûts importants. Un autre frein

au développement de cette technologie est la lourde logistique qui l'accompagne. En effet, une centrale à biomasse nécessite un volume conséquent de combustible qu'il faut récolter, transporter et stocker, ce qui implique des contraintes en amont de qualité du tri sélectif ou qualité du ramassage du lisier, etc. Enfin, les installations nécessitent une surveillance et une vigilance accrue, ainsi qu'un certain niveau de technicité.

En témoigne l'expérience de la société Tamara'a Nui qui avait mis en place à Tipaerui en 1993 une première usine de traitement de déchets ménagers. L'électricité était produite à l'aide d'une turbine vapeur de 2 MW (incinération des déchets) ainsi que deux groupes biogaz de 1 MW. L'usine fut finalement arrêtée en 1995 et la société mise en faillite. En effet le prix payé par les communes pour l'enlèvement des déchets était de 900 XPF/tonne contre 15 000 XPF/tonne aujourd'hui, ce qui n'a pas permis de rentabiliser les investissements.

#### 5.5.1.2. Projets actuellement à l'étude

##### Centrale de bio-méthanisation et compostage de Paihoro

Un premier projet, porté par le groupe SPRES et le Pays vise à construire une centrale de compostage et bio-méthanisation à Tahiti. Le potentiel estimé est d'environ 15 000 tonnes de déchets biologiques par an récupérables (déchets d'abattoir, lisier, boues de stations d'épuration, fientes de poules, déchets de poisson, algues), permettant la production de 5 200 MWh électriques par an pour une puissance installée d'environ 500 kW.

La régularité de ces approvisionnements et le prix d'enlèvement payé par les producteurs de déchets seront certainement deux points clés dans la rentabilité du projet. Le projet bénéficie d'une part de déchets méthanisants déjà sur place (le CET torche actuellement le biogaz généré), ainsi qu'un apport garanti par les stations d'épuration. Pour les autres sources, le chiffrage effectué par la SPRES est basé sur des taux de récupération variables selon le gisement, par exemple 30% de captage pour les fientes de poules et 60% pour le lisier de porc actuellement rejeté en rivière. Ces chiffres sont assez conservateurs à condition cependant que les autorités fassent effectivement respecter l'obligation d'enlèvement payante au lieu du rejet (gratuit pour l'éleveur) en rivière.

Les investissements sont estimés à 1 200 MXPF pour l'ensemble de l'installation et les charges à 180 MXPF/an. A ce jour aucun business plan n'a encore été présenté par la SPRES. Sur les bases de ces chiffres un calcul rapide (disponible en annexe) montre que pour rentabiliser l'investissement sur les seuls revenus liés à la production d'électricité le coût serait d'environ 75 XPF/kWh. Cependant d'autres bénéfices sont attendus pour ce projet :

- Traitement des déchets (11 000 à 14 000 XPF/tonne)
- Vente de compost (estimé temporairement à 120 MXPF par la SPRES)
- Vente d'engrais : non estimé
- Traitement des lixiviats du CET : non estimé

Si l'on part sur un montant total assez conservatif de 220 MXPF par an pour ces revenus complémentaires, le coût amenant un TRI de 10% pour ce projet est alors de 30 XPF/kWh. Nous prendrons cette valeur en première approche, mais la rentabilité du projet dépendant de nombreuses autres variables, une révision dans les prochains chiffrages est tout à fait possible.

##### Centrale dendrothermique à Nuku Hiva

Un projet de valorisation de la ressource forestière à Nuku Hiva porté par la SEDEP est en cours d'étude. Il s'agirait d'exploiter les plantations de pins des caraïbes du plateau de Toovii situé au centre de l'île afin d'alimenter une centrale dendrothermique. La puissance installée serait de 1,5 MW pour un productible de 4 millions de kWh par an et un prix de revient de 35 F/kWh.

Notons que ce projet était déjà évoqué en 2009 et n'a semble-t-il pas pris de tournure concrète depuis. Etant donné le peu d'études de faisabilité effectuées jusqu'ici (accès au plateau, besoins en main d'œuvre, placement de la production électrique sur le réseau) et le potentiel déjà important en termes d'énergies renouvelables pour Nuku Hiva, nous proposons de baser nos estimations sur une puissance installée plus modeste de l'ordre de 500 kW. A défaut d'étude permettant de valider ou invalider les coûts annoncés, nous considérerons un prix de revient de 35 F/kWh, cependant la complexité du projet laisse à penser que ce coût pourrait être révisé à la hausse dans les prochains chiffreages effectués.

## 5.6. Energies renouvelables marines

Nous regroupons dans ce paragraphe l'énergie thermique des mers (ETM), l'énergie houlomotrice et l'énergie hydrolienne. Ces technologies ne sont pas encore mises en œuvre en Polynésie Française.

### 5.6.1. Energie hydrolienne

Une hydrolienne est une turbine sous-marine (ou subaquatique, ou posée sur l'eau et à demi immergée) qui utilise l'énergie des courants marins ou des cours d'eau ; c'est l'équivalent d'une éolienne en milieu aquatique.

Plusieurs études sont en cours afin de déterminer la faisabilité et la pertinence de l'installation d'hydroliennes dans les îles, notamment dans les passes. Une étude pilote avait déjà été menée dans la passe Kaki de l'atoll de Hao. Deux technologies concurrentes semblent adaptées, et un appel à manifestation d'intérêt devrait être lancé courant 2012 pour la mise en place d'un projet pilote hydrolien de quelques kW.

Les problématiques de coût de référence de l'électricité d'origine hydrolienne n'ont pas encore été abordées à ce jour, et il nous semble prématuré (hormis pour le prototype de Hao) de l'intégrer dans l'équilibre offre-demande à horizon 2020.

### 5.6.2. Energie houlomotrice

L'énergie houlomotrice ou énergie de la houle consiste à utiliser la puissance du mouvement des vagues pour produire de l'électricité. La difficulté, en particulier aux moyennes latitudes et dans les zones tropicales soumises aux cyclones, est d'être capable d'extraire de l'énergie des houles moyennes tout en résistant aux vagues de tempêtes, beaucoup plus puissantes. Plusieurs prototypes basés sur des technologies variées sont ou ont été en fonctionnement dans le monde, au large de l'Ecosse, du Danemark ou de l'Australie.

Un premier projet pour la Polynésie, porté par la SEDEP, a fait l'objet d'études de faisabilité technique. Ce projet qui prévoyait la mise en place d'une centrale houlomotrice à Papara, initialement prévu pour 2008, n'a toujours pas été concrétisé en 2011. Etant donné le peu d'activité autour du projet et l'absence à ce stade d'un chiffreage des coûts complets, nous ne l'intégrerons pas dans l'équilibre offre-demande pour 2020.

Un second projet est en cours pour l'île de Tetiaroa. Il s'agit d'un projet pilote basé sur la technologie immergée CETO. La mise en place de la centrale, d'une puissance de 600 kW, est prévue en 2012. En l'état et à horizon 2020 nous ne prendrons en considération que cette première installation. Toutefois si ce premier projet s'avère concluant d'autres développements pourraient alors être envisagés sur la base de cette technologie lors de la prochaine mise à jour du schéma directeur.

A l'heure actuelle les informations manquent pour établir un coût de production pour l'électricité d'origine houlomotrice.

### 5.6.3. Energie Thermique des Mers (ETM ou OTEC)

L'énergie thermique des mers ou énergie maréthermique est produite en exploitant la différence de température entre les eaux superficielles et les eaux profondes des océans.

Ce type de production d'énergie avait été envisagé et étudié par l'IFREMER dans les années 1980 en Polynésie, puis abandonné. Quelques prototypes de faibles capacités (1MW maximum) ont depuis été testés par les Etats-Unis et le Japon. Ces installations ont été depuis arrêtées, et aucune unité opérationnelle n'existe aujourd'hui à travers le monde.

De nouveaux projets sont actuellement au stade de recherche et développement :

- Des unités de 100 MW étudiées par Lockheed Martin aux USA
- Des unités de 10 MW sur les îles de La Réunion et de la Martinique par DCNS
- Une unité de 8.2MW nets en Polynésie porté par Pacific Otec/DCNS

Dans l'ensemble, ces filières impliquent des études de faisabilité préalable longues et coûteuses, avec de nombreuses mesures (bathymétrie, courantologie, etc.). La réalisation était initialement prévue pour débuter en 2010, avec une mise en service en 2014. A ce jour cependant, les études ne sont toujours pas engagées.

En l'état d'avancement du projet il nous semble peu probable de voir le projet aboutir d'ici à 2020. Par ailleurs cette technologie étant au stade de développement, des avancées tout à fait significatives ont été annoncées par Pacific OTEC en début d'année 2011, permettant de réduire les délais de construction et les coûts. D'autres annonces de ce type sont à attendre dans les années qui viennent, et les retours d'expériences de la Réunion et de la Martinique permettront certainement de réduire considérablement les incertitudes et les coûts (18 milliards de francs d'investissement à ce jour). A ce stade il nous semble judicieux pour le Pays d'attendre une plus grande maturité de la technologie avant de s'engager financièrement dans un projet de cette envergure.

## 5.7. SeaWater Air Conditioning (SWAC)

Si la climatisation à partir d'eau froide des profondeurs n'est pas un moyen de production d'énergie électrique, elle a cependant sa place dans cette étude comme énergie de substitution à l'énergie électrique dans des proportions importantes.

La climatisation par l'eau de mer froide des profondeurs consiste à remplacer les groupes de production d'eau glacée par un circuit d'eau de mer pompée à une profondeur de 800 mètres, où l'eau a une température de 5°C. Un échangeur de chaleur permet de refroidir le circuit d'eau glacée. L'eau de mer est ensuite rejetée à une température de l'ordre de 12°C. Cette technique est éprouvée et maîtrisée, mais se destine plutôt à des installations de grande taille ou à des réseaux urbains denses. La société Pacific Beachcomber SC (PBSC) a utilisé cette application avec succès au sein de l'hôtel Intercontinental Resort & Thalasso Spa à Bora Bora en 2006, pour la première fois au niveau mondial dans le domaine hôtelier. On notera également qu'une unité SWAC est déjà en place pour alimenter le futur hôtel Brando de l'île de Tetiaroa.

Depuis 2007 plusieurs projets concurrents d'utilisation de la technologie SWAC sont en études pour l'île de Tahiti. Tous ont pour point de départ la climatisation du nouveau centre hospitalier de Pirae, avec selon les intentions une possible extension à la zone urbaine de Punaauia et Arue. Si certains prévoyaient une mise en service de la première tranche du réseau pour début 2011, aucun n'a été validé jusqu'ici. Aujourd'hui le projet le plus avancé est porté directement par le Ministère des Transports et de l'Équipement, prévoyant une puissance de 9 MW froid et une mise en service mi-2014. Les économies sont estimées à 15 GWh par an pour un investissement de 2 700 MXPf et un coût d'exploitation estimé à 37 MXPf/an. Sur cette base, un calcul de rentabilité pour un investisseur privé (TRI de 10%) donnerait sans subvention un coût de 24 XPF/kWh. Afin de conserver la logique de comparaison avec les autres technologies nous utiliserons ce chiffre pour l'équilibre offre-

demande. On peut toutefois signaler que ce projet a reçu des subventions pour la partie études, et que le taux d'actualisation peut être révisé à la baisse dans le cas d'un investissement public. Le coût ressenti pour l'hôpital et le Pays est donc inférieur à 24 XPF/kWh.

Une autre installation SWAC avait été envisagée pour la zone Auae autour de l'Hôtel Hilton et le centre commercial adjoint mais le projet a été annulé suite à la fermeture de l'hôtel et la révision à la baisse des consommations du centre commercial.

## **5.8. Tableau récapitulatif**

Un tableau récapitulatif des puissances installées et en projet, pour Tahiti et les îles, est disponible en annexe.

## 6. Equilibre offre-demande pour les scénarios considérés pour l'île de Tahiti

### 6.1. Rappel des développements possibles à Tahiti

Le tableau ci-dessous récapitule les différents projets à l'étude pour Tahiti. Nous les avons regroupés en plusieurs catégories.

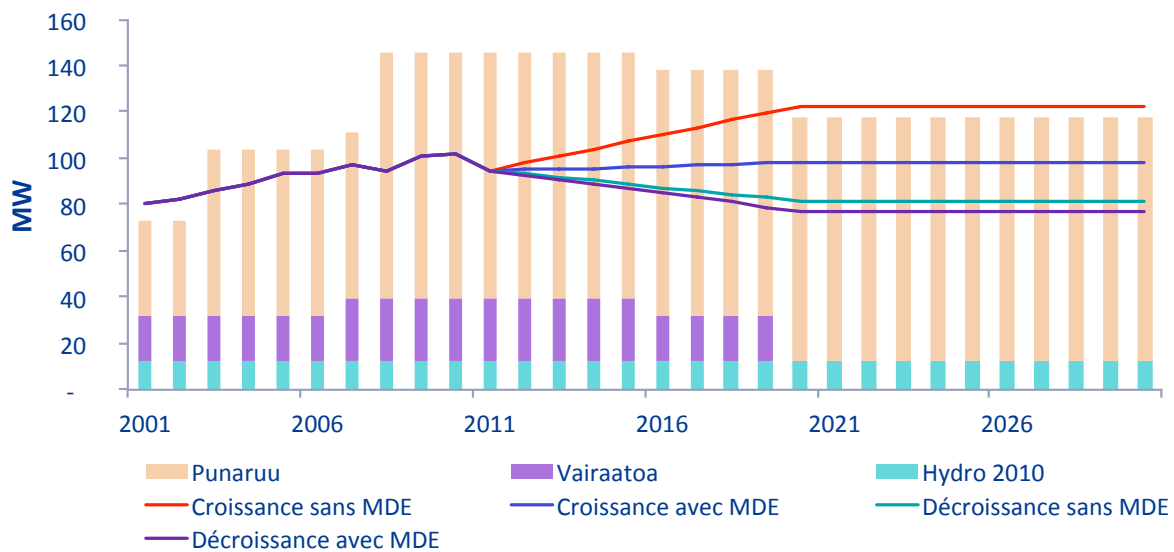
Probabilité	Projet	Potentiel (MW)	Puissance garantie (MW)	Invest (MXPf)	Productible (MWh)	Coût (XPf/kWh)
Probable	SWAC hôpital	-	-	2700	15 000	24
Probable	PV intermittent	6	-	2 400	8 100	42 à 46
Probable	Papeiha	10,5	1,5	6 600	24 000	36
Possible	Autres hydro (*)	15	1,5	22 500	72 000	35
Eventuel	PV régulé	20	-	≈11 000	25 000	50 à 60
Eventuel	Biogaz Paihoro	0,5 à 0,7	-	1 200	5 200	30

(\*) Projets de Mapuaura, Moaroa, Vairaharaha, Tuauru, Vaitaaara, Taharuu et Onoheha

Le projet d'aménagement de Papeiha et le développement du photovoltaïque intermittent jusqu'aux limites d'acceptation du réseau sont très probables. Viennent ensuite les projets ayant déjà fait l'objet d'analyse de faisabilité et de coûts poussées. Il s'agit à ce jour des projets hydroélectriques défendus par EDT. A l'échelle de temps de notre étude (moins de 10 ans) ce sont les projets que nous estimons les plus susceptibles d'être concrètement réalisés. Notons que la somme de tous ces projets hydroélectriques hors Papeiha permettrait la production d'environ 79 GWh par an, mais une sélection permettant d'atteindre un productible plus réduit semble plus probable. D'autre part, ces installations étant principalement prévues sans bassin de stockage (fil de l'eau), des problèmes de placement sont à attendre. Nous avons donc en première approche déduit 10% de la production théorique pour garder une valeur conservative de 72 GWh.

Viennent ensuite des projets possibles basés sur des technologies matures mais pas encore mises en place en Polynésie. Le photovoltaïque régulé à l'aide d'un système de stockage tampon est une technologie maîtrisée mais encore jeune et assez onéreuse à l'heure actuelle. Le projet de biogaz de Paihoro est quant à lui plus incertain. La technologie a fait ses preuves mais la complexité annoncée du projet exige qu'elle s'appuie sur un dossier extrêmement solide.

## 6.2. Puissance garantie et moyens thermiques



**Figure 6-1 Equilibre puissance garantie PG1 - pointe pour les 4 scénarios retenus**

Pour Tahiti, les projets renouvelables retenus ne permettent pas de répondre aux besoins en puissance garantie. En effet sur la totalité des projets hydroélectriques et biomasse, la puissance garantie supplémentaire disponible est inférieure à 4 MW. La puissance garantie actuelle est de 106 MW pour Punaruu<sup>13</sup>, 27 MW pour Vairaatoa, et pourrait être de 12 MW pour l'hydroélectricité. Dans l'optique où l'on souhaiterait ne conserver la centrale de Vairaatoa qu'en qualité de puissance de secours, ce sont donc 118 MW de puissance garantie qui pourraient être alors disponibles.

La Figure 6-1 montre l'évolution des puissances garanties par les moyens existants en regard de l'évolution de la demande en puissance selon les 4 scénarios retenus. Seul le scénario « Croissance sans MDE » conduit à une demande de pointe qui dépasse les capacités installées en 2020. Dans ce scénario, il est donc nécessaire d'investir dans de nouveaux groupes thermiques pour répondre à cette hausse. Cela pourrait alors se faire sous la forme soit d'un renouvellement des groupes de Vairaatoa, soit en investissant dans une nouvelle centrale.

Cet investissement serait pour le moins paradoxal en parallèle d'un objectif affiché de développement des énergies renouvelables. **Si le Pays souhaite réellement s'engager dans un objectif de réduction de la dépendance énergétique, l'option « augmentation parallèle des moyens thermiques et renouvelables » n'est pas la bonne.**

La première priorité est donc celle de la Maîtrise de la Demande en Energie, afin notamment que la puissance de pointe reste à son niveau actuel. Un objectif de pointe à 100 MW (soit le niveau de 2009) permettrait de :

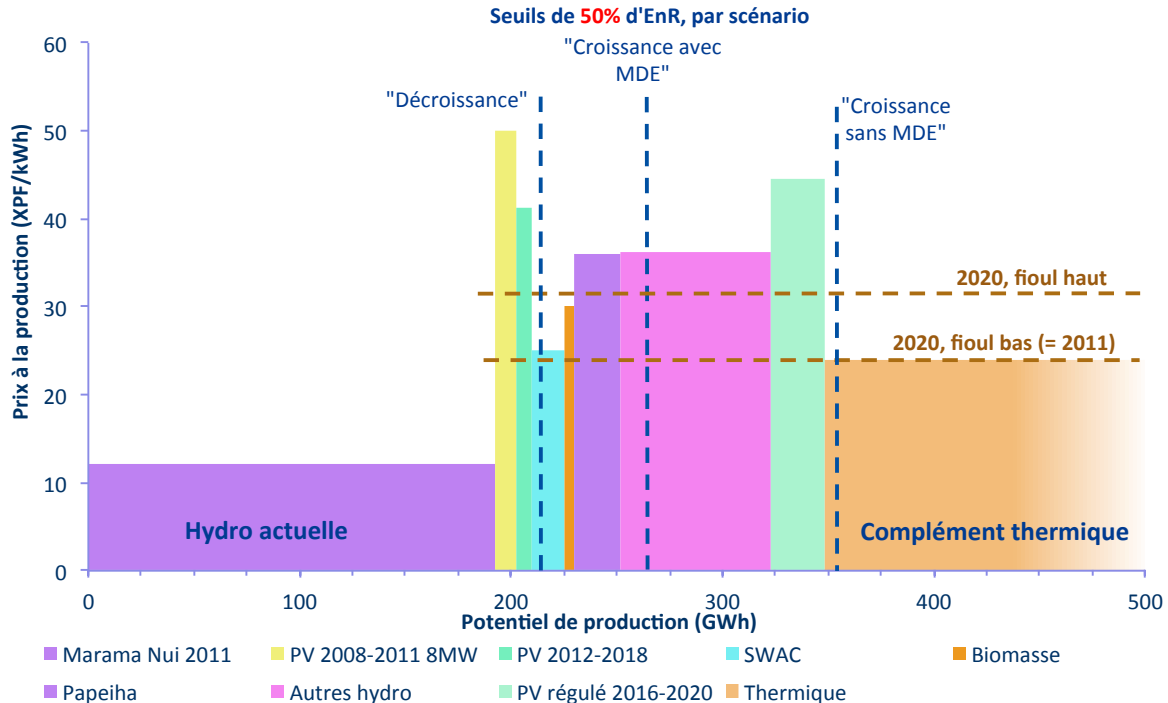
- garantir la puissance avec uniquement la centrale de Punaruu,
- ne pas renouveler les groupes électrogènes de la centrale de Vairaatoa,
- maximiser la production d'origine renouvelable.

<sup>13</sup> Puissance PG1, calculée en excluant le groupe le plus puissant de la centrale.



Si les consommations sont maîtrisées d'ici à 2020, la puissance garantie par les installations thermiques existantes sera suffisante pour répondre aux besoins de Tahiti. La question principale est donc celle de l'énergie produite.

### 6.3. Equilibre offre-demande



**Figure 6-2 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions**

La Figure 6-2 permet de déterminer les principaux enjeux du développement des EnR à Tahiti. Il s'agit d'une courbe d'abattement représentant chaque moyen de production selon deux axes.

#### 6.3.1.1. Lecture horizontale : potentiels de production

La largeur de chaque rectangle correspond au productible réel (pour les moyens déjà installés) ou attendu (pour les projets). Les projets d'énergie renouvelable sont classés de gauche à droite en fonction de leur probabilité de concrétisation. Pour plus de clarté nous n'avons pas fait figurer sur ce graphique les projets incertains. Sur la droite du graphique, la part thermique vient compléter la production renouvelable. Le productible est donc variable selon les scénarios considérés.

Des barres verticales viennent marquer les seuils de 50% d'EnR selon les scénarios.

##### « Croissance sans MDE »

Dans ce scénario il est très difficile d'atteindre le seuil de 50% d'EnR d'ici à 2020. La mise en place de tous les projets mentionnés sur le graphique (ce qui est déjà très ambitieux) donne un taux de pénétration des EnR de 49%, en incluant 25 GWh de photovoltaïque régulé, solution technologique assez coûteuse.

##### « Croissance avec MDE »

Ici le SWAC, l'aménagement de la vallée de Papeiha et le développement « naturel » du photovoltaïque intermittent amènent à 46% d'EnR dans le mix électrique. Pour les 50 GWh manquants plusieurs possibilités sont à étudier. Il est possible de produire 50 GWh en équipant les vallées de Vaitaara et Taharuu. Le photovoltaïque régulé est une autre option, plus onéreuse en particulier à échelle de temps proche.

### « Décroissance avec MDE » et « Décroissance sans MDE »

Ces deux scénarios sont assez proches en termes de demande, nous les traitons donc ici conjointement. Ce sont ceux qui nécessitent le moins d'investissement pour parvenir à l'objectif en 2020, puisque le simple aménagement du SWAC de l'hôpital conjointement au développement du photovoltaïque intermittent suffisent pour atteindre le seuil de 50%. Rappelons toutefois que dans les cas de décroissance les conditions économiques sont difficiles et le développement de la technologie PV pourrait se faire à un rythme plus lent que celui estimé ici.

Notons qu'en dehors du scénario « Croissance sans MDE » il serait possible d'aller plus loin que le taux de 50% d'EnR dans le mix électrique à Tahiti. Un objectif de 60% est tout à fait atteignable en développant par exemple le projet biomasse de Paihoro et quelques projets hydroélectriques de taille modeste en plus de Papeiha et du SWAC de l'hôpital. En particulier, cela permettrait d'atteindre le seuil de 50% pour l'ensemble de la Polynésie en limitant les investissements dans les îles, où les projets sont à l'heure actuelle moins nombreux.

#### 6.3.1.2. Lecture verticale : coûts au kWh

La hauteur de chaque rectangle correspond au coût moyen attendu à horizon 2020, c'est-à-dire :

- Pour l'hydroélectrique existant, le coût actuel de 12,06 XPF/kWh
- Pour le photovoltaïque et l'ensemble des nouveaux projets, le coût de revient estimé à la date de mise en place du projet (ex : 46 F/kWh pour du photovoltaïque en 2012 mais 42 F/kWh pour la même installation en 2016).
- Pour le thermique, le coût variable à l'année 2020 hors FRPH, selon deux scénarios de prix marqués par des pointillés.

#### Sans subvention

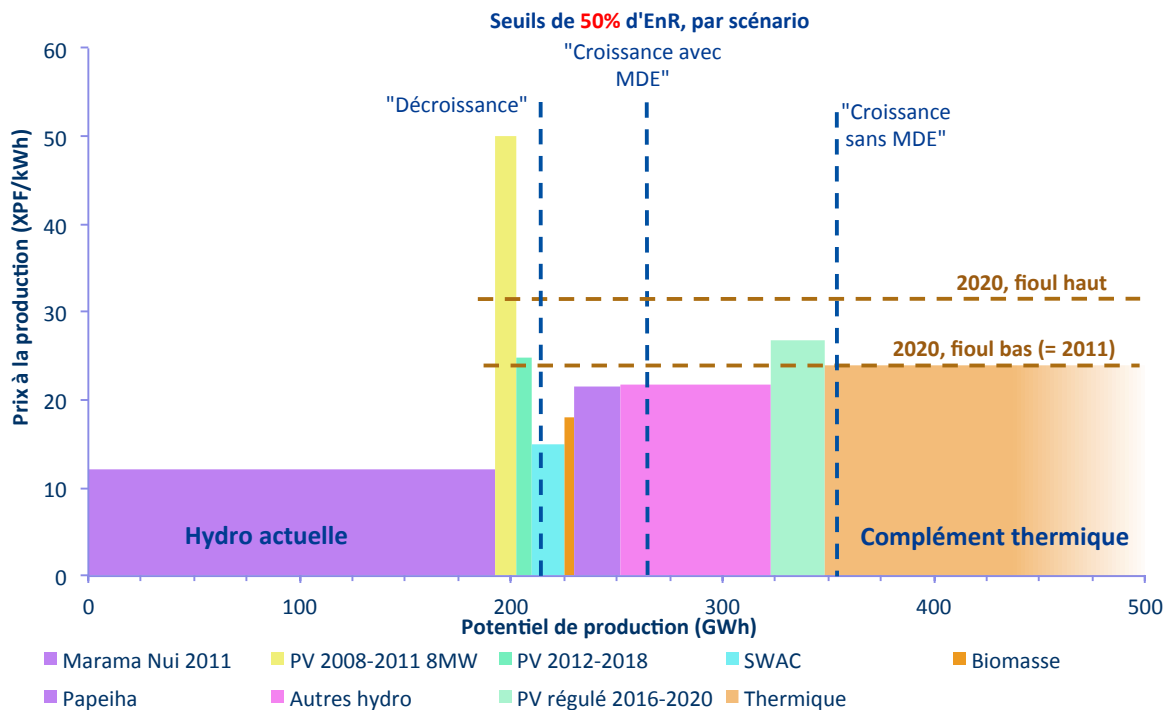
Le premier constat est immédiat : hors subvention, aucun projet d'énergie renouvelable n'est compétitif face au kWh thermique sur la période. Autrement dit non seulement le coût moyen de production du kWh électrique augmentera parallèlement à la hausse des hydrocarbures, mais la mise en place des énergies renouvelables accélèrera cette hausse. Notons toutefois qu'en 2020, les prix du kWh thermique dans le scénario haut<sup>14</sup> sont d'un ordre de grandeur comparable aux énergies renouvelables. Il est donc intéressant de mener ces projets afin d'éviter un surcoût sur la période 2020-2030.

---

<sup>14</sup> Rappelons que ce scénario prévoit simplement une hausse des prix comparable à celle connue depuis les années 2000

### Avec subventions

Si l'on prend en compte des subventions à hauteur de 50%, par exemple par l'Etat dans le cadre de contrats de projets, la situation change radicalement :



**Figure 6-3 Projets EnR pour Tahiti à horizon 2020, subventions à hauteur de 50%**

Avec un coût moyen du kWh renouvelable autour de 18 francs, il est financièrement intéressant dès aujourd'hui de lancer la plupart de ces développements (toute précaution gardée sur les sujets environnementaux et de faisabilité évoqués plus avant). Un niveau de 33% de subventions permettrait selon ce calcul d'équilibrer les coûts thermique / renouvelables dans le cas du prix du fioul stables.

Notons enfin que ce calcul est simplifié : comme nous l'avons souligné précédemment un kWh renouvelable ne remplace pas exactement un kWh thermique. Il existe une part de coûts fixes « incompressible » liée au maintien de la puissance garantie thermique : moins l'on produit de kWh d'origine fossile, plus ceux-ci coûtent cher.

## 6.4. Conclusions et perspectives à horizon 2030

On constate comme attendu que l'ampleur des investissements à réaliser diffère selon les scénarios. Nous pouvons tout de même tirer quelques conclusions de l'analyse effectuée ci-dessus.

La première conclusion est la nécessité d'investir en priorité dans une politique de MDE ambitieuse qui garantisse a minima la stabilisation de la consommation globale à hauteur des niveaux 2009-2011. Cela permettrait de se limiter aux énergies dont la technique est maîtrisée, tout en atteignant un taux de 60% d'EnR dans le mix électrique Tahitien.

Deuxièmement, en l'absence de subvention le prix de l'électricité poursuivra la forte hausse qu'il a connu dans les dernières années. Soit via la hausse des hydrocarbures si aucun développement EnR n'est mis en œuvre, soit via les coûts élevés liés à la mise en place des renouvelables. Il est donc absolument nécessaire de trouver des porteurs de projets crédibles afin de convaincre les subventionneurs potentiels, en premier lieu l'Etat, de la qualité et de la pertinence des travaux envisagés.

Enfin, on notera que les projets présentés dans cet équilibre offre-demande sont en majorité hydroélectriques ou photovoltaïques. Plusieurs autres ressources à potentiel

significatif sont évoquées depuis plusieurs années, notamment la houle et l'éolien. Une sollicitation des porteurs de projets et à travers eux des investisseurs potentiels, par le moyen par exemple d'un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI), pourrait créer les conditions d'un développement de ces énergies avec des installations pilotes opérationnelles d'ici à 2030 voire même d'ici à 2020.

A horizon 2030, le programme proposé ici s'inscrit dans une bonne trajectoire mais est incomplet. En effet tous les projets présentés permettent d'atteindre 50% d'EnR dans le mix électrique en n'affectant que peu le schéma de fonctionnement actuel basé sur la régulation par les groupes thermiques. Dans une optique de maîtrise des consommations et d'un taux plus élevé (70% ou 80%) de pénétration des renouvelables en 2030, il sera alors nécessaire de revoir le système actuel pour s'intéresser en particulier à de nouveaux moyens de stockage et régulation. Si ces investissements peuvent sembler prématurés aujourd'hui, on retiendra que la capacité d'accueil des énergies intermittentes sera certainement atteinte ou dépassée avant 2020 (c'est déjà le cas à Mayotte ou dans certaines régions d'Australie par exemple). Mener dès aujourd'hui préventivement une veille technologique et également réglementaire sur ces sujets nous semble nécessaire.

Nous reprenons ici les trois conclusions de cette analyse :

- La première priorité est la mise en place d'une politique de MDE ambitieuse.
- L'objectif de 60% d'EnR en 2020 est atteignable à Tahiti.
- Le prix de l'électricité est appelé à monter. Des subventions sur les projets EnR permettraient de réduire nettement cette hausse.
- Des Appels à Manifestation d'Intérêt doivent être lancés pour accompagner l'émergence des énergies nouvelles (énergies marines et éoliennes en particulier).

## 7. Equilibre offre-demande dans les îles

De la même façon que pour Tahiti et la PPI 2009, un certain nombre de travaux ont déjà été réalisés sur :

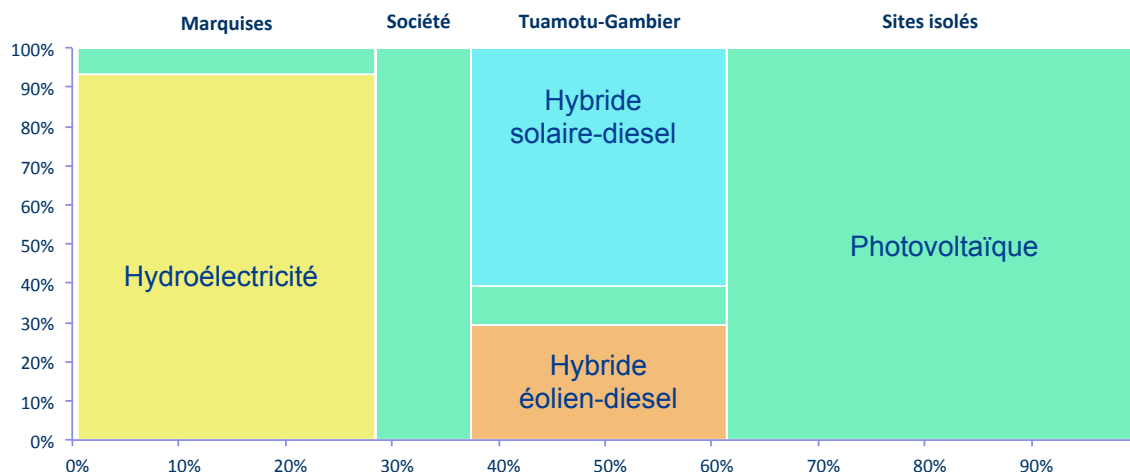
- Le bilan prévisionnel offre-demande pour chacune des îles
- La programmation pluriannuelle des investissements

Nous reprenons donc dans les lignes suivantes une partie du travail effectué. Nous avons choisi pour cette partie de regrouper pour chacune des îles le bilan prévisionnel de la demande et le schéma directeur des énergies renouvelables. Ce chapitre ne regroupe donc que les éléments de cadrage et les conclusions. Le lecteur est invité à se reporter aux analyses effectuées pour chacune des îles, disponibles en annexes.

### 7.1. Situation des énergies renouvelables dans les îles

La Figure 4-1 présentée en page 32 permettait de constater que la part des énergies renouvelables est très réduite dans les îles puisque l'électricité d'origine thermique représente encore aujourd'hui 98% de la production totale.

Les 2% restants (soit environ 6 GWh) se répartissent comme suit :



Données : EDT, MRM

**Figure 7-1 Production renouvelable dans les îles, par archipel et par mode**

Ce sont comme à Tahiti le photovoltaïque et l'hydroélectricité qui sont les plus importants contributeurs. La différence se situe dans la part du PV qui est ici la première production renouvelable, principalement grâce à la mise en place du programme Photom. Notons que dans le cas des centrales hybrides, n'est prise en considération ici que la part renouvelable de la production, estimée en fonction des puissances installées, sur la base de 1350h de production à puissance nominale pour le photovoltaïque et 2100 heures pour l'éolien.

### 7.2. La gestion de l'électricité dans les îles

Dans la section 4 sur les compétences des communes de la Polynésie française, l'article 45 prévoit que « La Polynésie française peut, sur demande des conseils municipaux, autoriser les communes à produire et distribuer l'électricité dans les limites de leur circonscription. Cette autorisation n'est pas nécessaire pour les communes qui, à la date de

promulgation présente loi organique, produisent et distribuent l'électricité, dans les limites de leur circonscription ».

Ainsi, on observe donc deux situations :

- les communes en concession avec la SA EDT
- les communes en régie communale.

Les communes ou îles étant actuellement en concession avec la SA EDT sont les suivantes :

Archipel	Ile / commune	Date
IDV	Moorea	1994
ISLV	Bora Bora	1991
ISLV	Huahine	1991
ISLV	Maupiti	1991
ISLV	Tahaa	1991
ISLV	Taputapuataea	1991
ISLV	Tumaraa	1992

Archipel	Ile / commune	Date
Tuamotu-Gambier	Rangiroa	1991
Tuamotu-Gambier	Tikehau	1991
Tuamotu-Gambier	Mataiva	1991
Tuamotu-Gambier	Makatea	2000
Tuamotu-Gambier	Hao	2000

Archipel	Ile / commune	Date
Australes	Tubuai	1991
Australes	Rurutu	1992
Australes	Rimatara	2000
Australes	Raivavae	2007

Archipel	Ile / commune	Date
Marquises	Hiva Oa	1992
Marquises	Nuku Hiva	1992
Marquises	Ua Huka	2000
Marquises	Ua Pou	1992

Les autres communes sont en régie : la commune possède les équipements de production électrique et a en charge l'approvisionnement en gazole et la maintenance des équipements. Cependant, la commune peut choisir de confier la gérance des installations à une entreprise professionnelle. Dans le cas de la régie, la commune est totalement libre de fixer sa propre politique énergétique. Cependant, le manque général de moyens financiers et techniques la contraint à rester figée dans une solution « tout thermique ».

A contrario, dans une commune en concession EDT, la gestion et la main d'œuvre sont effectuées par des agents formés et spécialisés dans les domaines de la production et la distribution d'électricité. Si la commune perd en partie le contrôle de sa politique énergétique, les moyens qui peuvent être mis en œuvre y sont plus conséquents.

## 7.1. Rappel de l'approche choisie

### 7.1.1. Modélisation de la demande

Deux groupes d'îles sont identifiables en classant les îles selon leur nombre d'habitants. On trouve 11 îles principales (hors Tahiti) pour lesquelles nous proposons une étude spécifique disponible en annexe.

Viennent ensuite 51 îles de taille plus modeste. Pour ces îles les informations disponibles sont très limitées, nous basons donc nos estimations :

- Pour l'estimation de la demande en 2020, sur les données du recensement de 2007.
- Sur les informations disponibles spécifiquement pour quelques-unes des îles comme celles qui sont déjà équipées d'une centrale hybride par exemple.
- Pour les autres îles, sur une stratégie générale décrite ci-dessous.

### 7.1.2. Îles du groupe 1

Pour chacune des 11 îles du groupe 1, nous proposons en annexes une analyse spécifique. On pourra distinguer 2 sous-groupes parmi celles-ci.

#### **Photovoltaïque seul : Moorea, Bora-Bora, Huahine, Rangiroa, Rurutu, Tubuai**

Dans ce premier groupe, seule l'énergie photovoltaïque est prise en considération d'ici à 2020. En particulier, les potentiels hydroélectriques et éoliens, soit sont nuls (pas de potentiel hydroélectrique dans les atolls par exemple), soit n'ont pas fait l'objet de projets concrets jusqu'ici. En conséquence la part maximale atteignable est d'environ 25% de la consommation, à condition de mettre en place un système de régulation de l'intermittence et de favoriser la maîtrise de la demande.

#### **Potentiels diversifiés : Nuku Hiva, Tahaa, Raiatea, Hiva Oa, Ua Pou**

Ces îles bénéficient de ressources solaires mais également hydrauliques, éoliennes ou de biomasse. La part EnR maximale atteignable est très variable et peut aller jusqu'à 100% à Nuku Hiva.

### 7.1.3. Stratégie appliquée aux îles du groupe 2

Notons tout d'abord que le présent document n'a pas pour prétention de pouvoir fournir au Pays une « recette miracle » à appliquer pour l'ensemble des îles. Les suggestions faites dans les prochaines lignes devront donc être déclinées pour chaque île en prenant en compte les spécificités locales.

#### **Evaluation de la demande en 2020**

Les informations de consommation pour les îles du groupe 2 sont limitées. En effet à ce jour, sauf pour quelques îles, aucun suivi régulier des consommations n'est centralisé.

Toutefois des données de consommation sont disponibles pour une partie des îles :

- De 2005 à 2008 pour les îles suivantes : Napuka, Ahe, Hereheretue, Fakahina, Fangatau, Reao, Tatakoto, Anaa, Faaite et Tureia
- De 2000 à 2011 pour les îles en concession EDT : Tikehau, Mataiva, Hao, Makatea, Rimatara, Raivavae et Ua Huka.

L'analyse des consommations moyennes dans ces îles nous permet de proposer la modélisation suivante pour la demande des îles du groupe 2, en partant des données 2007 :

	2007	Scénario Haut	Scénario bas
<b>Population</b>	Données ISPF 2007	Projection de la tendance 2002-2007	
<b>Abonnés BT</b>	1 abonné pour 2,9 hab.	Idem 2007	
<b>Conso moyenne BT (kWh)</b>	2 560 kWh/an	Idem valeur 2007	-10% liée à la MDE
<b>Abonnés MT</b>	0	0	0
<b>Ratio E/P (kWh/kWp)</b>	5 400	5 400	
<b>Pertes réseau (%)</b>	10%	10%	10%

### Une politique de Maîtrise de la Demande adaptée

La situation dans les îles de petite taille est bien évidemment différente de celle de Tahiti. En particulier, il est généralement admis que le taux d'équipement et les consommations sont plus bas dans les petites îles. Néanmoins les quelques chiffres que nous avons pu comparer laissent apparaître de nombreuses disparités, mais aucune corrélation nette entre la taille des îles et la consommation par habitant. On trouve en effet des îles de moins de 200 abonnés où la consommation moyenne basse tension est supérieure à 3 000 kWh/abonné/an (Mataïva, Tikehau, Fangatao ou encore Tatakoto).

Cependant, il est évident que les prix élevés incitent déjà les habitants à la réduction des consommations. De plus, il semble difficile de mettre en place des actions de sensibilisation qui impliqueraient pour être efficaces la visite régulière d'un conseiller sur l'île. Nous préconisons donc de centrer la maîtrise de la demande sur les équipements.

Les idées possibles à mettre en place sont les suivantes :

- des subventions aux équipements à basse consommation
- un malus, voire même une interdiction de leurs équivalents énergivores
- une « prime à la casse » pour le remplacement des anciens équipements, à la condition de s'équiper en retour d'un appareil basse consommation

Le coût de ces mesures serait certainement moindre que le surcoût induit par un dimensionnement à la hausse d'une centrale hybride par exemple.

### Le photovoltaïque, solution polyvalente pour la production

Sur l'ensemble des moyens renouvelables de production d'électricité que nous avons évoqués, le photovoltaïque est le mieux adapté aux petites îles pour les raisons suivantes, déjà évoquées plus haut au paragraphe 5.2 :

- le soleil brille dans toutes les îles de Polynésie
- il s'agit d'un moyen technique facilement redimensionnable à la hausse en cas de croissance de la demande
- les coûts sont désormais compétitifs avec le kWh thermique, et continuent de baisser
- la compétence technique existe en Polynésie pour l'installation et la maintenance de ces équipements
- la maintenance des installations est relativement aisée. De plus, si les installations se généralisent, on peut alors compter sur un effet de masse permettant de revoir les coûts de maintenance à la baisse.



Pour les îles et commune où la consommation est inférieure à 250 000 kWh (soit une puissance de pointe appelée inférieure à 60 kW), au nombre de 28, nous suggérons la mise en place de centrales hybrides solaire-diesel.

Pour les îles où la consommation est supérieure à 250 000 kWh, nous avons retenu l'installation de panneaux PV intermittents à hauteur de 30% de la puissance appelée. Dans l'immédiat ces îles n'atteignent donc pas le seuil de 50% d'EnR dans le mix électrique, dans le cadre de cette version 2011 du schéma directeur. En effet, pour ces îles d'autres technologies sont émergentes et à surveiller, et pourraient faire l'objet de développements possibles.

### **D'autres énergies d'avenir à surveiller pour les îles**

Nous avons retenu 3 moyens de production renouvelables émergents dont l'évolution pourrait s'avérer intéressante, mais dont la pertinence économique reste à démontrer, en particulier pour les îles de taille moyenne :

- le photovoltaïque régulé, dont on sait désormais qu'il est envisageable pour les installations de grande taille (voir le paragraphe 5.2 et l'offre de Saft pour Hawaï)  
Un retour d'expérience est attendu à Mataïva
- l'énergie houlomotrice, dont le potentiel existe dans toutes les îles  
Un retour d'expérience est attendu à Tetiaroa
- l'énergie hydraulienne, applicable à certaines îles uniquement  
Un retour d'expérience est attendu à Hao
- le solaire thermique, applicable aux îles disposant d'un espace foncier suffisant.

Ces 4 technologies seront à examiner plus précisément lors de la prochaine mise à jour du schéma directeur.

## **7.2. Autres particularités des îles à prendre en considération lors de la mise en place des EnR**

La mise en place d'unités de production électrique renouvelables dans les îles fait souvent face à de fortes contraintes locales d'ordre techniques, économiques et environnementales. Ces raisons ont jusqu'ici eu pour conséquence de favoriser le choix du thermique, solution confortable en termes de fiabilité et même de coûts jusqu'au milieu des années 2000, la hausse des prix étant masquée par les systèmes de péréquation tarifaire. Aujourd'hui dans les îles, les énergies renouvelables sont compétitives face au thermique dans de nombreux cas (si on exclut la FRPH et la FPPH), mais les difficultés de mise en œuvre demeurent.

### **7.2.1. Intermittence**

Le problème de l'accueil des capacités de production intermittentes est particulièrement prégnant dans les îles. Ce sujet ayant déjà été évoqué au paragraphe 4.5.3.2, nous nous contentons simplement ici de rappeler la limite de 30% d'énergies intermittentes pour répondre à la puissance appelée. On rapporte généralement ces 30% à la puissance moyenne appelée en journée.

La puissance moyenne jour et nuit sont connues pour toutes les îles en concession EDT. Pour ces îles nous basons donc nos calculs sur ces chiffres.

Pour les autres îles nous utiliserons les moyennes obtenues pour les îles sous concession, qui sont les suivantes :

- la puissance minimale représente 55% de la puissance de pointe ;
- la puissance moyenne jour représente 70% de la puissance de pointe.

Le ratio consommation / puissance de pointe est quant à lui estimé par défaut à 4 200 kWh/kW pour les îles où nous ne disposons pas de cette donnée.

### 7.2.2. Emprise foncière

Comme tous les secteurs en Polynésie française, celui de l'énergie est confronté à une contrainte d'accessibilité au foncier.

Les énergies renouvelables utilisent des superficies importantes et il est peu probable que les progrès technologiques permettent de réduire significativement l'importance des superficies touchées. Cela peut constituer une barrière à leur développement, d'autant plus en contexte insulaire où l'espace disponible est particulièrement faible.

La surface utile nécessaire à l'implantation d'une centrale hybride solaire-diesel est approximativement de 15 m<sup>2</sup> par kWc installé. A Makatea, la surface de la parcelle est d'environ 1500 m<sup>2</sup>. Pour une centrale éolienne, l'emprise est également importante, sachant qu'il faut respecter une distance minimale par rapport aux habitations, pour des raisons de sécurité et de nuisances sonores. L'emprise foncière de la centrale hybride éolien-diesel de Makemo est d'environ 15 000 m<sup>2</sup>.

Ainsi, pour garantir la faisabilité d'un projet, il est avant tout nécessaire de s'assurer de la disponibilité du foncier. Les critères suivants doivent être pris en compte dans le choix des parcelles :

- Propriété communale ou domaniale, pour plus de simplicité, et pour diminuer les coûts d'investissement
- Proximité du réseau électrique, pour éviter également l'accroissement des coûts
- Qualité de sol permettant une fixation convenable des installations
- Zone non soumise (ou peu soumise) aux risques climatiques (cyclones, tsunami), en lien avec le Plan de Prévision des Risques (PPR), s'il existe.

### 7.2.3. Exploitation des centrales électriques

L'éloignement et l'isolement des îles conduisent aux principales difficultés suivantes :

- Accessibilité réduite avec une fréquence de desserte maritime ou aérienne souvent faible
- Attractivité réduite
- Absence de main d'œuvre qualifiée
- Absence de fournisseurs de pièces détachées
- Moyens de communication limités avec Tahiti.

Dans la situation actuelle, l'entretien des groupes électrogènes est en général assuré par un agent communal. On constate que la maintenance n'est pas toujours assurée de façon optimale. Néanmoins, la production d'électricité est opérationnelle compte tenu de la robustesse des groupes et de leur redondance. De plus dans les îles isolées il est difficile de maintenir sur place plusieurs années des personnes formées, qui seront plutôt attirées vers les bassins d'emploi et d'activités (Iles-du-Vent et Iles-sous-le-Vent).

L'expérience des centrales solaires photovoltaïques a démontré que la présence d'une personne formée suffit pour l'entretien quotidien. En complément, un contrat d'assistance technique à l'exploitation avec une société privée permet d'assurer la maintenance et les réparations en cas de panne. Il s'agit alors d'un coût supplémentaire pour la commune. Pour l'exploitation d'une centrale hybride solaire-diesel, ce coût est d'environ 2 à 3 millions de F CFP par an.

A l'éloignement des îles s'ajoute souvent une faible fréquence des dessertes aériennes ou maritimes, impliquant de longs délais d'intervention des techniciens en cas de panne. Pour une intervention réelle de quelques heures, les techniciens vont rester quelques jours, voire plus, ce qui augmente considérablement les coûts d'intervention.

En résumé, l'installation des systèmes (acheminement des matières premières, des machines et des hommes, chantiers) est complexe ; le déplacement de techniciens spécialisés pour la maintenance des installations coûte cher ; les fournisseurs de pièces détachées sont la plupart du temps absents ; la communication entre les populations concernées et les sociétés de services en charge de la maintenance des installations est difficile.

### 7.3. Conclusion

L'analyse de la demande et des projets EnR dans les différentes îles nous permet de dresser le graphique suivant, récapitulatif de la production dans les îles à horizon 2020, dans le cas du scénario haut.

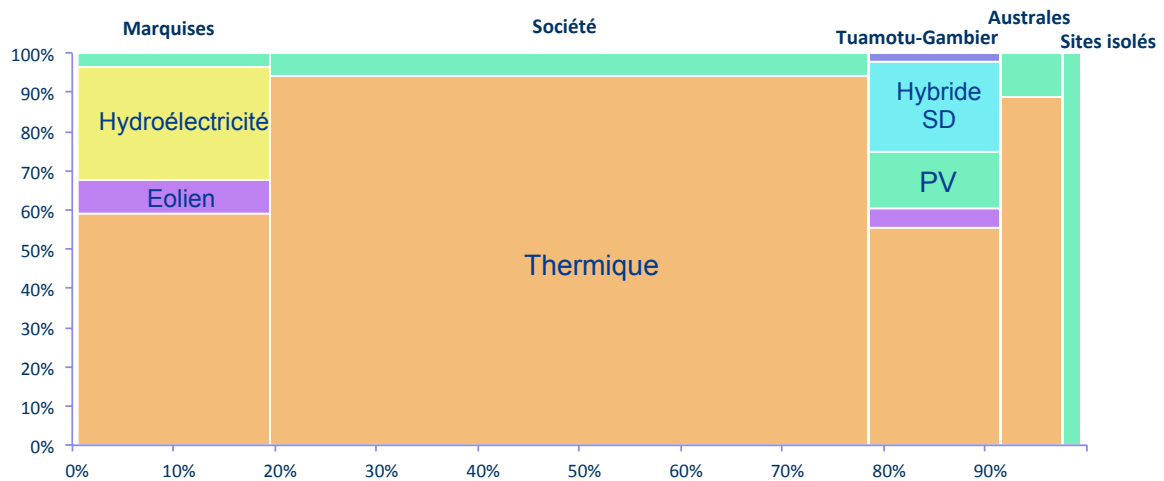


Figure 7-2 Energie produite dans les îles, par archipel et par mode, scénario haut

On constate tout d'abord que l'électricité d'origine thermique est toujours majoritaire. Cependant le panorama change puisque le mix évoluerait de 2% de renouvelables en 2011 à 20% en 2020. Les investissements à réaliser seraient de 13 milliards de francs dans le cas du scénario bas, et 16 milliards dans le cas du scénario haut, répartis comme suit :

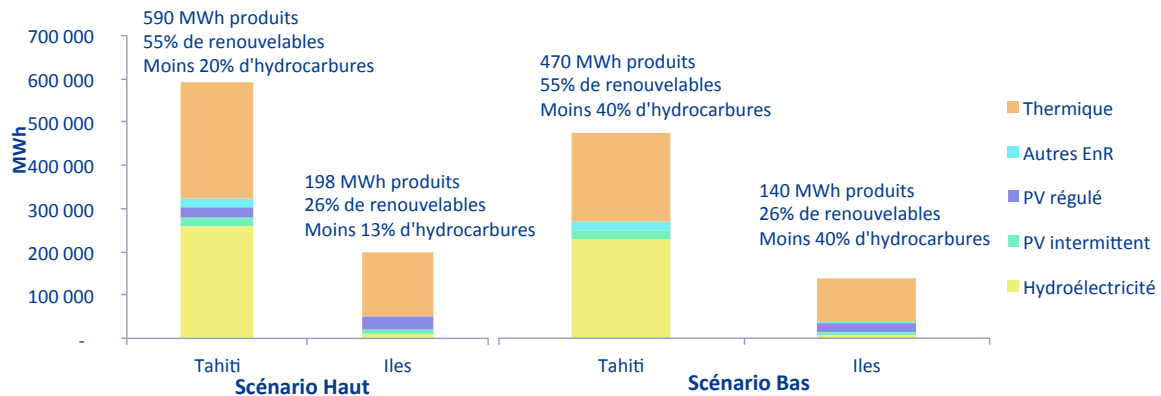
- 3 600 millions pour le photovoltaïque intermittent,
- 9 000 millions pour le photovoltaïque régulé,
- 2 000 millions pour l'hybride solaire-diesel,
- 1 200 millions pour l'hydroélectricité,
- 700 millions pour l'éolien,
- 60 millions pour le projet biomasse pilote de Tikehau.

## 8. Bilan et programme de travail à court terme

### 8.1. Bilan du schéma directeur proposé

Le schéma directeur proposé permet d'atteindre dans les différents scénarios 55% d'EnR à Tahiti et 26% d'EnR dans les îles.

Les mix électriques seraient alors les suivants en 2020 :



**Figure Mix électriques possibles en 2020 par scénario (« Croissance avec MDE » et « Décroissance » pour Tahiti, Haut et Bas pour les îles)**

Les parts d'énergies renouvelables dans les mix sont semblables : 49% pour le scénario haut et 51% pour le scénario bas. La différence entre les deux scénarios se trouve en termes d'investissements et de réduction de la dépendance aux hydrocarbures.

Cela est souligné par le tableau récapitulatif ci-dessous :

	Scénario haut	Scénario bas
<b>Investissements</b>	49 milliards de francs	26 milliards de francs
<b>Réduction des énergies fossiles (en valeur absolue)</b>	-19%	-40%

Notons que sur ces investissements, une partie non négligeable (20% environ) serait réalisée par les particuliers s'équipant en panneaux photovoltaïques.

On peut conclure de cette première analyse de l'importance de la maîtrise de la demande. Même si celle-ci n'influe pas ou peu sur le mix au final, elle permet des économies substantielles non seulement en termes d'économies d'énergie, mais également en économies d'investissements.

#### 8.1.1. Impact sur les coûts

Un autre constat est celui de la hausse attendue des prix. En effet :

- La montée des prix des hydrocarbures se répercutera sur le prix de l'électricité
- Tous les projets de développement des EnR présentés ici ont un coût de revient (hors subvention) supérieur à celui du kWh thermique en 2011, et parfois supérieur au coût du kWh thermique sur toute la période 2011-2020.

En conséquence, sans l'apport d'éventuelles subventions, le prix pour l'ensemble des usagers est appelé à monter. Toutefois, il existe deux différences essentielles entre les renouvelables et la production d'origine fossile.

Premièrement, dans le cas des énergies renouvelables, l'immense majorité des coûts sont des coûts d'amortissement, la part variable étant réduite à la maintenance. Autrement dit les coûts sont (hors accident) relativement constants et tout à fait prédictibles, là où le prix des hydrocarbures est croissant et surtout volatil.

Deuxièmement, le développement des énergies renouvelables est éligible à subventions. Nous explicitons au paragraphe 6.3.1.2 qu'avec des subventions à hauteur de 50% rares sont les projets dont le coût de revient dépasse le niveau du kWh thermique 2011.

Le tableau ci-dessous résume l'impact sur le prix du kWh dans le scénario « Haut » ou « Croissance avec MDE ».

	Actions entreprises	Surcoût 2020 Baril haut	Surcoût 2020 Baril bas (= prix 2011)	Variabilité
Tahiti	<b>Pas d'EnR supplémentaires</b>	<b>+4 XPF/kWh</b>	<b>-1 XPF/kWh</b>	<b>+5 XPF/kWh</b>
	EnR sans subventions	+5 XPF/kWh	+2 XPF/kWh	+3 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>+1 XPF/kWh</i>	<i>+3 XPF/kWh</i>	
	EnR avec subventions	+2,5 XPF/kWh	-1 XPF/kWh	+3,5 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>-1,5 XPF/kWh</i>	<i>+0 XPF/kWh</i>	
Les îles	<b>Pas d'EnR supplémentaires</b>	<b>+8 XPF/kWh</b>	<b>0 XPF/kWh</b>	<b>+8 XPF/kWh</b>
	EnR sans subventions	+10 XPF/kWh	+4 XPF/kWh	+6 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>+2 XPF/kWh</i>	<i>+4 XPF/kWh</i>	
	EnR avec subventions	+3,5 XPF/kWh	-2,5 XPF/kWh	+6 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>-4,5 XPF/kWh</i>	<i>-2,5 XPF/kWh</i>	
Polynésie	<b>Pas d'EnR supplémentaires</b>	<b>+5 XPF/kWh</b>	<b>-1 XPF/kWh</b>	<b>+6 XPF/kWh</b>
	EnR sans subventions	+6 XPF/kWh	+2 XPF/kWh	+4 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>+1 XPF/kWh</i>	<i>+3 XPF/kWh</i>	
	EnR avec subventions	+3 XPF/kWh	-1 XPF/kWh	+4 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>-2 XPF/kWh</i>	<i>+0 XPF/kWh</i>	

## 8.2. Tout un programme à court terme : créer les conditions propices à la mise en place concrète de projets EnR

### 8.2.1. Créer les conditions d'arrivée de nouveaux acteurs

Aujourd'hui les conditions technico-économiques sont difficiles pour les entrepreneurs qui souhaiteraient déployer des projets portant sur les énergies renouvelables :

- La croissance du pays est négative ces dernières années
- Les projets sont de petite taille
- Le Pays est isolé géographiquement

D'autre part, à l'heure actuelle, un seul producteur est significatif et aucune disposition réglementaire n'a été prise pour garantir une concurrence saine dans le cas de l'entrée de nouvelles entreprises dans le secteur de l'énergie. L'absence d'un régulateur indépendant, associée aux nombreux changements de gouvernements constatés ces dernières années, pousse les investisseurs à la prudence. Un premier objectif pour le Pays est donc de créer des conditions favorables à l'arrivée de nouveaux porteurs de projets.

### Dispatch et régulation du réseau

A l'heure actuelle EDT assure à la fois la production et le dispatch des différentes énergies. Voici ce qu'écrit la société dans un document concernant les énergies intermittentes :

*« Toutefois, au cas où la puissance EnR aléatoire instantanée dépasse le seuil de 10 MW, EDT pourra être amené, si la préservation de la stabilité du réseau est nécessaire, à découpler certains producteurs EnR "non marginaux" équipés de dispositifs de télédecouplage (installations de puissances supérieures à 1% de la puissance minimale instantanée, soit 400 kW actuellement à Tahiti). »*

En outre, le découplage pourra être nécessaire dans les cas suivants :

- lors des périodes de fortes productions hydroélectriques, principalement les week-ends et jour fériés, pendant lesquelles les moyens de production thermique sont réduits
- en cas de fonctionnement en mode dégradé du système électrique de Tahiti (pannes sur les moyens de production, de transport ou de distribution) »

En conséquence, EDT est dès aujourd'hui et sera dans l'avenir pour des raisons techniques amené à choisir de « placer » un type d'électricité plutôt qu'un autre (nous avons déjà évoqué le problème du placement de l'hydroélectricité plus haut). Dans un contexte concurrentiel il est donc nécessaire que l'activité de dispatch soit particulièrement bien encadrée.

Il faut donc nécessairement qu'un poste de régulateur soit créé, dont les obligations seraient de :

- Définir les règles de dispatch
- Contrôler la fonction dispatch (que celle-ci soit assurée par EDT ou non)
- Arbitrer les éventuels contentieux entre producteurs

Par ailleurs sur la fonction technique de dispatch elle-même, deux options sont actuellement considérées :

- La première option consiste en une reprise en main de l'activité de dispatching par la TEP.
- La seconde option consiste en une conservation de cette activité par EDT

Le présent document n'a pas pour objectif de conclure sur ce point précis.

### 8.2.2. Remettre à plat la politique tarifaire

#### Le système de péréquation favorise le kWh thermique

Le Pays a souhaité afficher sa volonté de développer les énergies renouvelables. Or le système actuel de coûts est basé sur un mécanisme de péréquation (FRPH et FPPH) qui fausse à la baisse le coût affiché de l'électricité d'origine fossile. Il y a là une première incohérence qui freine la compétitivité des énergies renouvelables. De plus, la péréquation mène au final à la vente de l'électricité à un coût inférieur à son prix de revient dans les îles, et ce, sans discrimination des revenus des consommateurs.

#### La politique tarifaire mène à la vente à perte... aux riches

La politique tarifaire actuelle proposée est également sujette à caution. Pour la basse tension le système très progressif mis en place est efficace, car il incite les consommateurs aux économies d'énergie.

Néanmoins un effet pervers apparaît au niveau de la tranche la plus basse, la tranche P0 dont le prix est de 19,16 XPF/kWh, inférieur au coût de production de l'électricité (30 XPF/kWh pour Tahiti en 2010<sup>15</sup>). Cette électricité est donc clairement subventionnée. Or tous les Polynésiens bénéficient de cette tranche P0, y compris ceux qui consomment plus de 150 kWh et atteignent les tranches supérieures.

Pire : ce système privilégie les familles peu nombreuses, qui sont bien souvent les plus riches. Par exemple, un célibataire ayant les moyens de vivre seul consommera généralement moins de 150 kWh/mois. Réciproquement une famille modeste qui vit à plus de 5 personnes sous un toit aura bien évidemment des besoins plus importants. Evaluons-les pour notre exemple à 300 kWh par mois. Le système actuel revient alors à subventionner intégralement l'électricité du riche célibataire, contre la moitié seulement pour la famille nombreuse.

Pour la moyenne tension, le constat est encore plus simple : l'électricité est vendue à toutes les entreprises à un prix inférieur au coût de revient : 26,46 XPF/kWh quels que soient leurs besoins ou leur activité.

La principale conclusion de ce paragraphe est que **les tarifs de l'électricité ne sont pas un bon vecteur de la politique sociale**. Ces tarifs subventionnés ont été institués pour des raisons honorables : protéger les ménages modestes et les industries. Mais l'effet recherché est clairement minimisé par les phénomènes décrits plus haut.

Nous ne rentrerons pas ici dans le détail d'une stratégie de refonte du système tarifaire qui pourrait faire l'objet d'une étude spécifique à part entière. Cependant nous pensons que la tarification gagnerait à s'appuyer sur les règles de base suivantes :

- Supprimer les systèmes de FRPH et FPPH. Le produit des taxes sur le gazole pour véhicules peut être conservé afin de financer la protection des ménages modestes.
- Fixer les prix en premier lieu sans considération sociale. En particulier, ne pas vendre l'électricité, dans aucune tranche et dans aucune île, à un prix inférieur au coût de revient réel. Le système progressif doit être conservé.
- Parallèlement, cibler les îles, ménages et industries que l'on souhaite soutenir, à hauteur d'un certain montant (par exemple une franchise de 30 kWh prépayés pour chacun des ayant droits au minimas sociaux).

Ce système devrait permettre une économie financière qui correspondrait à la fin des subventions pour les classes aisées. Cet argent pourrait être utilisé par exemple pour subventionner des projets EnR.

### 8.3. Prochaine mise à jour du schéma directeur

La présente étude a été effectuée dans un intervalle de temps relativement court. De nombreux sujets ont été évoqués et nous avons souhaité intégrer toutes ces interrogations dans ce rapport. Certains points méritent certainement d'être étudiés plus en détail, notamment :

- La place future des technologies émergentes, en particulier les énergies marines
- La question du placement des EnR dans un contexte de décroissance des consommations (cf. 4.5.3.3)

---

<sup>15</sup> Coût de production : hors marge EDT, hors taxe, hors péréquation îles et hors subvention FRPH

- La question du stockage de l'énergie afin de pallier à la problématique de l'intermittence
- La question de la puissance garantie et de sa rémunération dans un contexte où les renouvelables occupent une place plus importante



# ANNEXES

## 1. Tableau récapitulatif des puissances renouvelables installées et en projet

Type	Projet	Ile	Puissance (kW)	Productible (kWh)
Eolien-Diesel	Makemo - ED	Makemo	210	443 000
Hydroélectricité	Atuona + Puamau	HIVA OA	575	852 000
	Hydro 2010	Tahiti	46 500	192 500 0
	Omoa	Fatu Hiva	141	280 000
	Opt. Taipivai	Nuku Hiva	125	500 000
	tahuata - hydro	Tahuata -	42	45 000
Photovoltaïque	BORA BORA - PV int.	BORA BORA	155	209 088
	HAO - PV int.	HAO	10	13 500
	MAKATEA - PV int.	MAKATEA	10	13 365
	MATAIVA - PV int.	MATAIVA	29	39 150
	MOOREA - PV int.	MOOREA	218	293 868
	Nuku Hiva (Hatiheu) -	Nuku Hiva	15	19 764
	Nuku Hiva (Taiohae) -	Nuku Hiva	61	82 620
	PV 2008-2011 8MW	Tahiti	7 500	10 125 00
	RAIATEA - PV int.	RAIATEA	20	26 460
	RIMATARA - PV int.	RIMATARA	60	81 000
	TAHAA - PV int.	TAHAA	34	45 360
Solaire-Diesel	UA POU - PV	UA POU	10	13 365
	Ahe - SD	Ahe	130	175 500
	Fakahina - SD	Fakahina	70	94 500
	Fangatau - SD	Fangatau	100	135 000
	Makatea - SD	MAKATEA	45	60 750
	Napuka - SD	Napuka	85	114 750
	Reao - SD	Reao	130	175 500
<b>Somme Installé</b>			<b>56 393</b>	<b>206 500 5</b>
Biomasse	Dendrothermie (v. EDT)	Nuku Hiva	500	2 000 000
	Paihoru	Tahiti	500	5 200 000
	TIKEHAU - Coco	Tikehau	80	250 000
Eolien	Terre Déserte	Nuku Hiva	275	950 000
	TIKEHAU - Eolien	Tikehau	55	175 000
	UA POU - Eolien	UA POU	275	600 000
	(vide)	TAHAA	550	950 000
Hydroélectricité	Hakau	Nuku Hiva	350	2 200 000
	Hananave - Hydro	Fatu Hiva	95	300 000
	Hydro Aakapa	Nuku Hiva	20	95 000
	Hydro Aratoa Opoa	RAIATEA	124	360 000
	Hydro Avera Rahi	RAIATEA	410	1 600 000
	Mapuaura	Tahiti	796	4 460 000
	Micro-hydroélectricité	Tahiti	0	700 000
	Moaroa	Tahiti	464	2 270 000
	Onohea	Tahiti	1 329	7 610 000
	Optimisation hydro	HIVA OA	0	284 000

	Papeiha	Tahiti	10 000	24 000 00
	Taharuu Inf	Tahiti	2 880	15 200 00
	Taharuu Sup	Tahiti	3 370	17 920 00
	Tuauru	Tahiti	2 350	9 830 000
	Turbine isolée	HIVA OA	40	116 000
	Vairaharaha	Tahiti	1 107	5 940 000
	Vaitaara	Tahiti	2 730	15 800 00
	Hydroélectricité	Iles groupe 2	95	555 000
Hydrolien	Passe Kaki	HAO		
Photovoltaïque	BORA BORA - PV int.	BORA BORA	1 000	1 350 000
	Iles - PV int. 2012	HIVA OA	35	47 644
		HUAHINE	86	116 574
		Nuku Hiva	20	27 000
		RAIATEA	132	178 110
		RANGIROA	62	84 101
		TUBUAI	27	36 814
	Iles - PV int. 2014	BORA BORA	1 000	1 350 000
		HIVA OA	35	47 644
		HUAHINE	86	116 574
		MOOREA	1 130	1 525 289
		Nuku Hiva	20	27 000
		RAIATEA	132	178 110
		RANGIROA	62	84 101
		TUBUAI	27	36 814
		UA POU	37	49 999
	Iles - PV int. 2016	BORA BORA	1 000	1 350 000
		HIVA OA	35	47 644
		HUAHINE	86	116 574
		MOOREA	1 130	1 525 289
		Nuku Hiva	20	27 000
		RAIATEA	132	178 110
		RANGIROA	62	84 101
		TUBUAI	27	36 814
		UA POU	37	49 999
	Iles - PV int. 2018	BORA BORA	143	192 995
		HIVA OA	35	47 644
		HUAHINE	86	116 574
		MOOREA	1 130	1 525 289
		Nuku Hiva	20	27 000
		RAIATEA	132	178 110
		RANGIROA	62	84 101
		TUBUAI	27	36 814
		UA POU	37	49 999
	Iles - PV régulé 2014-	BORA BORA	7 695	10 388 19
		HIVA OA	329	444 677
		HUAHINE	806	1 088 023
		MOOREA	8 417	11 362 71
		RAIATEA	1 231	1 662 363
		RANGIROA	581	784 947
		TUBUAI	255	343 599

		UA POU	7	9 929
	PV 2012 Tahiti	Tahiti	1 000	1 350 000
	PV 2014 Tahiti	Tahiti	1 000	1 350 000
	PV 2016 Tahiti	Tahiti	2 000	2 700 000
	PV 2018 Tahiti	Tahiti	2 000	2 700 000
	PV intermittent	Iles groupe 2	806	1 087 812
	PV régulé	Iles groupe 2	503	678 756
	PV régulé 2016 Tahiti	Tahiti	10 000	12 500 00
	PV régulé 2018 Tahiti	Tahiti	10 000	12 500 00
				15 000 00
SWAC	SWAC hôpital	Tahiti	7 000	0

## 2. NUKU HIVA

### 2.1. Contexte

Seconde île de Polynésie française par sa superficie, Nuku Hiva est la plus grande et la plus peuplée des îles Marquises (2 664 habitants en 2007). Sa population représente 31% de la population des Marquises et 1% de la population de Polynésie française.

Son agglomération principale, Taiohae, qui regroupe plus de 1900 habitants (70% de la population de l'île), est le chef lieu de la circonscription de l'archipel, de même que son premier pôle économique. C'est pourquoi on trouve à Nuku Hiva, un hôpital, des écoles, un collège et de nombreux services (banques, OPT, gendarmerie, etc.).

Les secteurs les plus porteurs sont :

- le tourisme : l'île offre une grande variété de sites historiques et de prestations touristiques. On compte une dizaine de pensions et un hôtel classé ;
- l'artisanat ;
- l'agriculture : Nuku Hiva est le premier producteur de légumes des Marquises. Viennent ensuite la production d'œufs et la coprahculture. On notera que la production de coprah a chuté de 65% entre 2003 et 2004, au profit de la culture du noni.

#### Situation du réseau électrique

Nuku Hiva représente 3% de la consommation électrique totale des îles (hors Tahiti).

L'île est sous concession EDT. La majeure partie de l'île de Nuku Hiva est alimentée en électricité par une centrale thermique principale installée à Taiohae et deux aménagements hydroélectriques situés dans la vallée de Taipivai et interconnectés à la centrale de Taiohae.

La vallée de Aakapa, située sur la côte nord de l'île, à environ 30 km de Taiohae compte une cinquantaine de clients qui sont alimentés en électricité basse tension par une petite centrale thermique de 76 kW, et d'une puissance garantie de 36 kW. Ce réseau isolé est traité de façon spécifique.

## 2.2. Evolution de la demande

### 2.2.1. Situation actuelle



**Figure 2-1** Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

#### Demande en énergie et puissance

La demande a augmenté en moyenne de 1,4% par an depuis 2001, avec une stagnation sur les 3 dernières années et le même schéma qu'à Tahiti (baisse en 2008 puis rebond et baisse de nouveau en 2011).

#### Basse Tension

Le nombre d'abonnés en basse tension croit de façon assez régulière depuis 2003. On constate un ralentissement sur les 3 dernières années (+1,2% par an contre près de 3% précédemment). La consommation moyenne était quant à elle en nette hausse de 2002 à 2006, puis en léger retrait depuis.

#### Moyenne Tension

Sur les huit abonnés MT présents en 2001, on ne compte plus que 5 abonnés depuis 2003 dont l'hôtel classé de l'île. Ce nombre n'a pas varié depuis, nous considérerons qu'il reste stable.

De manière générale, la consommation MT a augmenté de 25% entre 2003 et 2011, avec des variations significatives sur les dernières années : maximum en 2009 à 190 000 kWh/abonné puis baisse jusqu'au niveau de 2008. On tablera sur deux hypothèses : soit une

stagnation des consommations pour le scénario bas, soit une reprise sur le rythme précédent (soit +25% d'ici à 2020) pour le scénario haut.

### Autres paramètres

La corrélation énergie-puissance est moins évidente qu'à Tahiti, avec un quotient annuel variant entre 4800 et 5400 kWh/kW<sub>pointe</sub>. Nous nous baserons sur la valeur conservatrice de 4 800 kWh/kWp.

Les pertes sont stables autour de 10% par an.

### 2.2.2. Scénarios retenus

Suite à l'analyse de la demande dans les dernières années, nous avons retenu les paramètres de modélisation ci-dessous.

	2011	Scénario Haut	Scénario bas
<b>Abonnés BT</b>	1 001	+2,3% par an	+1,1% par an
<b>Conso moyenne BT (kWh)</b>	3 607	+5,2% sur la période	-10% sur la période
<b>Abonnés MT</b>	5	0%	0%
<b>Conso moyenne MT (kWh)</b>	172 515	25,2% sur la période	-10% sur la période
<b>Ratio E/P (kWh/kWp)</b>	5 200	4 800	4 800
<b>Pertes réseau (%)</b>	10%	10%	10%

Les scénarios sont alors les suivants :

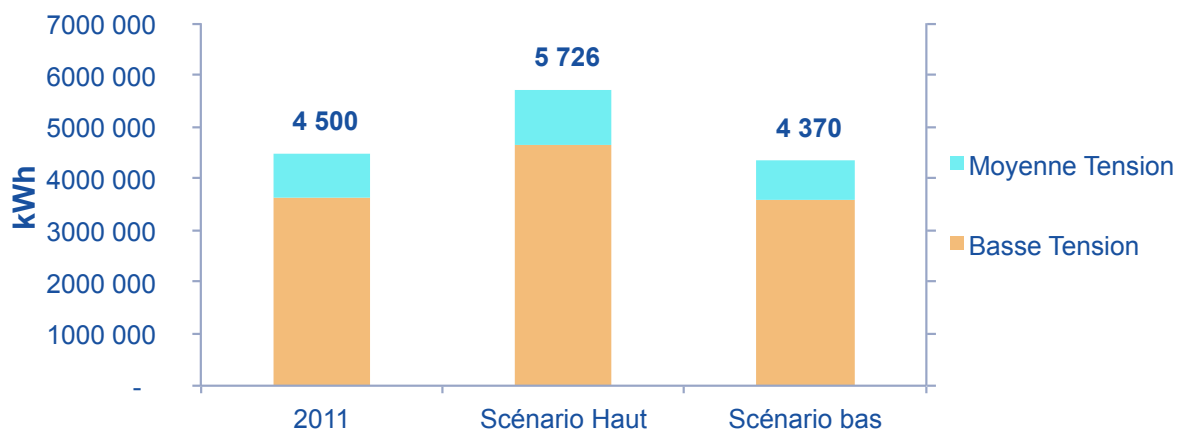


Figure 2-2 Scénarios de Demande à horizon 2020

Le scénario haut s'inscrit dans la continuité de la moyenne des 10 dernières années, sans prendre en compte la récente crise.

Le scénario bas est donc un scénario où le nombre d'abonnés continue d'augmenter, mais avec une contraction de la demande liée au tourisme, et un effort modéré consenti (-10% en moyenne) pour la réduction des consommations.

## 2.3. Production et équilibre offre-demande

A Nuku Hiva (sauf vallée de Aakapa), la production d'électricité est assurée par une centrale thermique constituée de 6 groupes électrogènes, pour une puissance installée totale de 2 580 kW.

Le réseau est également alimenté par deux turbines hydroélectriques de 115 et 330 kW. Leur production est très dépendante des conditions climatiques de l'année, avec des variations du productible du simple au double (700 MWh en 2008 et 1 200 MWh en 2009). Nous avons donc basé nos estimations sur un productible moyen de 1 000 MWh annuels auxquels viennent s'ajouter l'optimisation effectuée en 2010-2011 offrant un productible de 500 MWh supplémentaires.

La puissance photovoltaïque installée est de 76 kW.

### 2.3.1. Puissance garantie

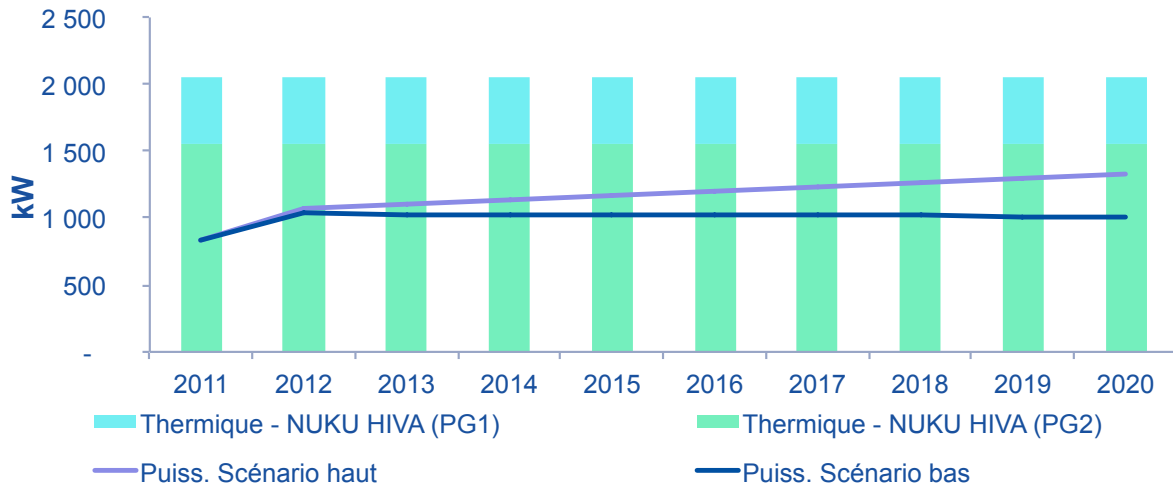


Figure 2-3 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020

### 2.3.2. Nouveaux moyens de production

De nombreux aménagements sont possibles et ont été chiffrés à Nuku Hiva. Nous avons retenu les projets suivants :

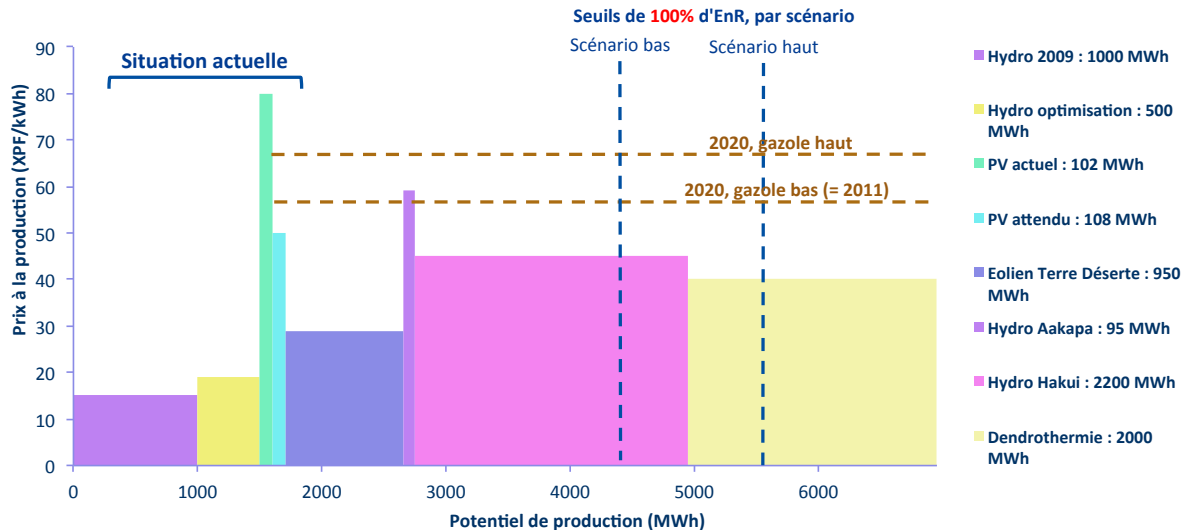
Probabilité	Projet	Potentiel (kW)	Invest (MXPF)	Productible (kWh)	Coût (XPF/kWh)
Probable	Hydro Aakapa	20	20	95 000	59
Probable	Eolien Terre Déserte	275	150	950 000	29
Probable	PV intermittent	80	40	27 000	50
Possible	Hydro Hakau	350	750	2 200 000	45
Eventuel	Dendrothermie	750	450	2 000 000	40

Les 3 premiers projets sont marqués « probable » étant donné les investissements et coûts modérés, ainsi que la volonté affichée de la part du concessionnaire de faire de Nuku Hiva une « vitrine » du développement des EnR en Polynésie. Pour le projet hydroélectrique d'Aakapa les coûts sont plus importants mais le projet est justifié par le fort coût de l'électricité thermique pour ce réseau isolé. Enfin nous considérons toujours un équipement progressif de la part des particuliers en panneaux photovoltaïques.



### 2.3.3. Equilibre offre-demande

Les projets présentés ci-dessus sont assez ambitieux à l'échelle de Nuku Hiva. Comme on le constate aisément sur le graphique suivant, on peut en effet atteindre un mix électrique théorique 100% renouvelable en 2020 :



**Figure 2-4 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut**

#### Lecture verticale : coûts au kWh

On constate que tous les projets sont compétitifs face au coût élevé du kWh thermique à Nuku Hiva (même avec un maintien des prix 2011), et ce hors subvention. Nous ne présentons pas ici la version du graphique « avec subvention » car elle ne présente pas d'intérêt supplémentaire pour l'analyse, en revanche il est aisé de constater qu'en cas de subvention une baisse substantielle des coûts moyens de production est possible pour Nuku Hiva.

#### Lecture horizontale : potentiels de production

La mise en place de l'ensemble des projets marqués « probables » permet d'atteindre un productible renouvelable de 2 600 MWh, ce qui est suffisant pour atteindre le seuil de 50% d'EnR dans le scénario bas, mais pas dans le scénario haut. Il est alors nécessaire de mettre en place l'un des deux projets plus importants que sont l'aménagement hydroélectrique d'Hakui et le projet dendrothermique du plateau de Toovii, dans sa version 500 kW.

### 2.3.4. Difficultés attendues et conclusions

Pour les années proches, une première conclusion s'impose, qui est de promouvoir rapidement les projets d'aménagement hydroélectrique d'Aakapa et le projet éolien de Terre Déserte.

A horizon 2020 ou 2025, il serait dommage de se limiter pour Nuku Hiva au minimum de développement pour atteindre le seuil de 50% d'EnR, notre suggestion est donc forte de s'engager dans l'objectif d'un mix 100% renouvelables. Dans cette optique plusieurs questions se posent auxquelles il sera nécessaire de répondre avant toute décision sur le développement électrique de l'île.

En particulier, les puissances éoliennes et photovoltaïques attendues d'ici 2020 sont déjà supérieures au seuil maximal de 30% acceptables sur un réseau insulaire. Il faudra donc envisager pour ce projet l'ajout d'un système de régulation. Les vents à Nuku Hiva étant

particulièrement réguliers, le dimensionnement d'un tel système pourrait être assez réduit, c'est pourquoi nous n'avons pas fait apparaître de surcoût sur le graphique.

Enfin, concluons sur l'éventuel arbitrage nécessaire entre les projets hydroélectriques d'Hakui et le projet dendrothermique de Toovii. Dans l'optique d'une énergie 100% renouvelables la technologie dendrothermique présente l'avantage important d'être disponible à la demande et donc de pouvoir participer à la régulation de l'intermittence. Cependant, en l'état actuel bien peu d'informations sont disponibles sur les conditions techniques et surtout financières d'une telle installation. Nous incitons donc le décideur à porter une grande attention à la qualité et au sérieux des propositions reçues, car ce projet serait pilote à l'échelle de la Polynésie et pourrait s'avérer assez complexe à mettre en œuvre. D'autres solutions comme la régulation par des systèmes dédiés (stockage batterie ou volants d'inertie associés à une régulation hydraulique par exemple) doivent donc être envisagés en parallèle.

## 3. MOOREA

### 3.1. Contexte

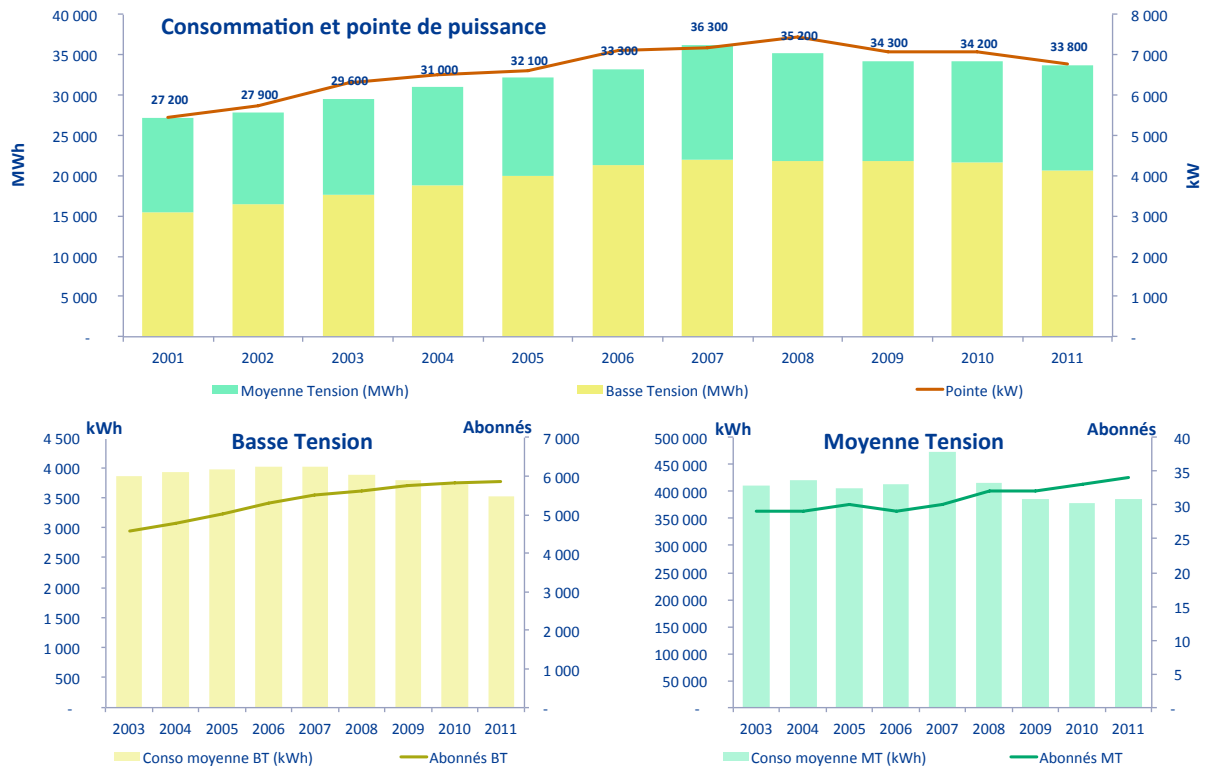
En 2007, la commune de Moorea comptait 16 507 habitants, représentant 6% de la population de Polynésie française.

L'île est sous concession EDT depuis 1994.

### 3.2. Evolution de la demande

#### 3.2.1. Situation actuelle

Dans les 10 dernières années la consommation à Moorea se situait entre 30 et 36 MWh. Les 35 abonnés Moyenne Tension représentent à eux seuls 40% de la consommation de l'île. On notera que le nombre d'abonnés continue d'augmenter de façon assez régulière sur les dernières années.



Données : EDT

**Figure 3-1** Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

#### Demande en énergie et puissance

La demande en énergie a atteint un pic en 2007 avec 36 MWh sur l'année. Depuis la demande en basse tension stagne et la moyenne tension baisse régulièrement.

#### Basse Tension

Le nombre d'abonnés basse tension a largement augmenté ces dernières années : +47% sur la période 2001-2011. Cependant cette croissance s'est ralentie et sur la période 2008-2011 la hausse est de 1,4% par an (elle était supérieure à 6% par an de 2001 à 2004). Nous retiendrons le chiffre plus récent de 1,4% pour nos scénarios. Depuis 2007 la baisse de la

consommation moyenne a compensé la hausse du nombre d'abonnés, et en 2011 on constate un léger décrochage.

### **Moyenne Tension**

Après avoir stagné à 29 abonnés entre 2002 et 2007 le nombre de clients MT est en hausse depuis à raison d'un nouvel abonné par an. La consommation moyenne est assez variable avec des années exceptionnelles comme 2007 (470 MWh/abonné) ou en remontant plus loin dans le temps, 2001 (470 MWh/abonné également). La tendance est toutefois clairement à la baisse depuis 2007, avec un léger rebond en 2011 probablement lié à la reprise de l'activité touristique.

### **Autres paramètres**

La corrélation énergie-puissance donne un ratio se situant entre 4 680 et 5 000 kWh/kWp. Nous retiendrons une valeur conservatrice de 4 700 kWh/kWp.

Les pertes sont stables et s'élèvent à 12% par an.

## **3.2.2. Scénarios retenus**

Le MRM a fait en 2009 une première analyse de la consommation des abonnés basse tension aboutissant à une réduction potentielle de 11,5% de la consommation moyenne, se décomposant ainsi :

- 1,7% sur la climatisation
- 3,6 % par le remplacement des chauffe-eau électriques
- 6% pour la mise en place accélérée de Lampes Basses Consommation.

Pour la moyenne tension nous retiendrons une baisse de 10% liée à la mise en place d'actions de MDE.

Au final nous avons retenu les paramètres de modélisation ci-dessous.

	<b>2011</b>	<b>Scénario Haut</b>	<b>Scénario bas</b>
Abonnés BT	5 870	4% par an	1,4% par an
Conso par abonné BT (kWh)	3 521	Retour à la valeur 2007 +14% sur la période	Pas de croissance -11% liés à la MDE
Abonnés MT	34	+1 par an	Stabilité
Conso par abonné MT (kWh)	385 893	Retour à la valeur 2007 +23% sur la période	Pas de croissance -10% liés à la MDE
Ratio E/P (kWh/kWp)	4 997	4 700	4 700
Pertes réseau (%)	12%	12%	12%

Le scénario haut présente une différence assez marquée avec l'année 2011 puisqu'il table sur un retour au pic de l'année 2007, assorti d'une hausse soutenue des abonnements en basse tension. Il s'agit donc vraiment d'une borne haute.

Le scénario bas est quant à lui un scénario de stagnation assorti d'une politique de MDE qui compense la hausse modérée du nombre d'abonnés BT.

Les scénarios sont alors les suivants :

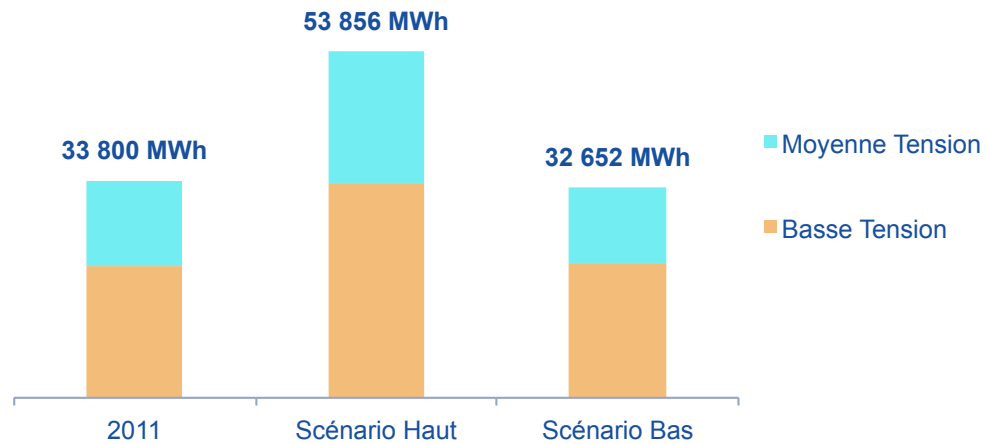


Figure 3-2 Scénarios de Demande à horizon 2020

### 3.3. Production et équilibre offre-demande

Les modes de production d'électricité à Moorea sont le thermique et le photovoltaïque.

Moorea est équipée de 5 groupes thermiques principaux pour une puissance totale de 16 500 kW, soit 13 200 kW PG1 et 9 900 kW PG2.

La puissance photovoltaïque installée est de 110 kW en 2011 (9 kW supplémentaires attendus en 2012).

L'île ne présente pas de gisement éolien et hydroélectrique significatif.

#### 3.3.1. Puissance garantie

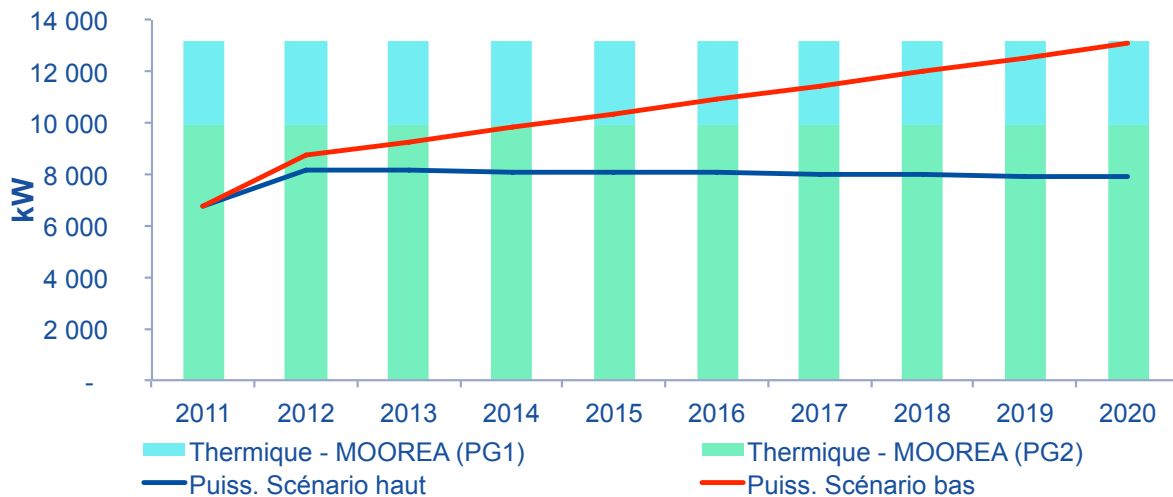
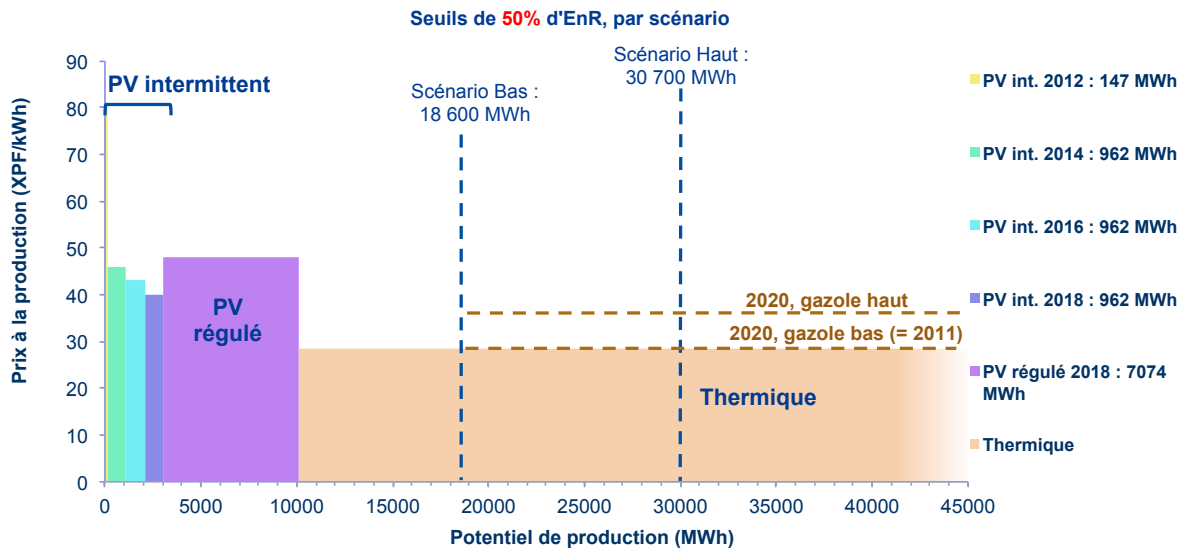


Figure 3-3 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020

Aucun nouveau moyen de production thermique n'est nécessaire d'ici à 2020 dans le cas du scénario bas. En l'absence de maîtrise des consommations il serait nécessaire de redimensionner les moyens de production thermique à la hausse en 2020.

### 3.3.2. Equilibre offre-demande



**Figure 3-4 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut**

Comme dans les autres îles éligibles uniquement au photovoltaïque, le développement de celui-ci ne permet pas d'atteindre 50% d'EnR sauf à envisager une solution de stockage semblable à celles des centrales hybrides.

Le taux de pénétration des EnR pour Moorea est donc dans le cadre de ce schéma directeur limité à 16% dans les deux scénarios.

## 4. BORA BORA

### 4.1. Contexte

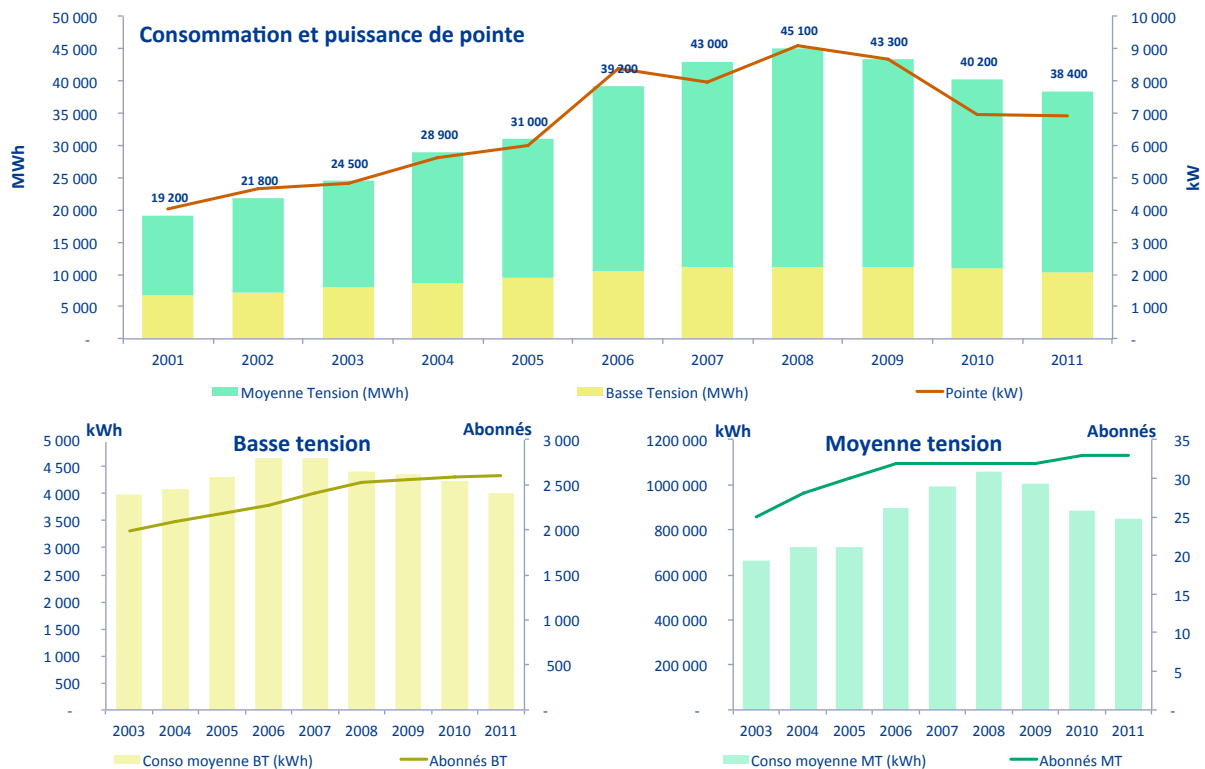
Jusqu'à 2006, Bora Bora était sans doute l'île de Polynésie la plus attractive, hormis le cas particulier du « grand Papeete » à Tahiti. Le solde migratoire y est l'un des plus élevés en Polynésie (+2,2% par an entre 2002 et 2007). Le tourisme de grand standing et la construction hôtelière qui l'accompagne sont les deux moteurs de cet essor. L'île concentre à elle seule près de 60% de la capacité hôtelière des Iles Sous-le-Vent, et le quart de la capacité de l'hôtellerie classée en Polynésie, avec environ 26 hôtels et pensions. Ainsi, près de 80% des salaires sont liés aux services non marchands, alors que ce taux est de 25% pour l'ensemble de la Polynésie.

Résultant de ce développement économique lié au tourisme, l'île de Bora Bora est la plus densément peuplée de Polynésie avec 192 hab/km<sup>2</sup>. Les 8 930 habitants de l'île en 2007 représentaient 3,4 % de la population de Polynésie française.

En termes d'énergie, avec 38 millions de kWh consommés en 2011 Bora Bora représente à elle seule 43% de la consommation électrique totale des îles en concession EDT (7% en incluant Tahiti), soit une consommation supérieure à celle de Moorea. Cette forte consommation est à relier directement à la présence d'hôtels de grand standing.

### 4.2. Evolution de la demande

#### 4.2.1. Situation actuelle



Données : EDT

Figure 4-1 Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

### **Demande en énergie et puissance**

L'île a connu une importante croissance des consommations entre 2000 et 2008, majoritairement liée à la moyenne tension. Un pic de consommation très net est observable en 2008, qui correspond au maximum de l'activité hôtelière. On notera en effet la prépondérance de la moyenne tension qui compte en 2011 1,3% des abonnés mais 73% de l'électricité totale consommée sur l'île.

#### **Basse Tension**

Pour la basse tension on trouve le schéma classique présentant une hausse du nombre d'abonnés avec un ralentissement dans les 3 dernières années, et un pic de consommation moyenne en 2007.

#### **Moyenne Tension**

Pour la moyenne tension le nombre d'abonnés semble s'être relativement stabilisé. En effet les capacités d'accueil hôtelier de l'île étaient surdimensionnées par rapport au nombre de touristes dans les dernières années : le Coefficient Moyen de Remplissage des hôtels des Iles-Sous-le-Vent était de seulement 56% en 2009<sup>16</sup>. Il est néanmoins remonté à 69% en 2011, soit son niveau de 2007.

On note donc une divergence entre le retour des touristes et la consommation moyenne, qui a nettement baissé depuis 2008. Ces baisses de consommation sont semble-t-il imputables à des plans d'économie d'énergie voire de rénovation, les hôteliers profitant de l'opportunité des chambres vides et de la faible activité pour mettre en place des actions de MDE.

#### **Autres paramètres**

La corrélation énergie-puissance est stable autour de 5 000 kWh/kW entre 2003 et 2008. Sur les dernières années la pointe est moins marquée. Nous retiendrons la valeur conservatrice de 5 000 kWh/kW.

Les pertes sur le réseau sont stables à environ 9%.

### **4.2.2. Scénarios retenus**

Suite à l'analyse de la demande dans les dernières années, nous avons retenu les paramètres de modélisation ci-dessous.

	2011	Scénario Haut	Scénario bas
Abonnés BT	2 601	+1,0% par an	0%
Conso par abonné BT (kWh)	4 000	+17% sur la période	-10% sur la période
Abonnés MT	33	38 en 2020	0%
Conso par abonné MT (kWh)	847 275	+15% sur la période	-10% sur la période
Ratio E/P (kWh/kWp)	5 536	5 000	5 000
Pertes réseau (%)	9%	9%	9%

<sup>16</sup> Pour comparaison le CMR moyen pour l'hôtellerie 4\* française est de 78%



Les scénarios sont alors les suivants :

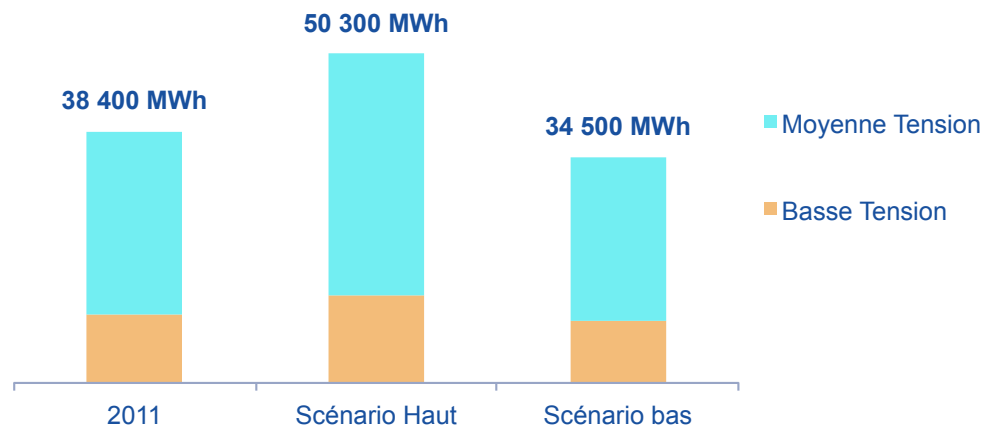


Figure 4-2 Scénarios de Demande à horizon 2020

### Scénario haut

Dans ce scénario le nombre d'abonnés basse tension augmente selon le même rythme que dans les dernières années, soit environ 1% par an. La consommation moyenne retrouve son niveau de 2007.

Pour la moyenne tension la consommation moyenne par chambre d'hôtel occupée n'évolue pas mais le taux de remplissage atteint 80% en 2020, ce qui correspond à une augmentation de 14% par rapport à 2011.

### Scénario bas

Dans ce scénario la croissance est nulle. Bora-Bora perd son attractivité auprès des autres îles et le nombre d'abonnés stagne. Les actions de MDE se poursuivent ce qui permet de réduire les consommations moyennes de 10%.

## 4.3. Production et équilibre offre-demande

### 4.3.1. Puissance garantie

La puissance garantie est assurée à Bora-Bora par la présence des 9 groupes thermiques. Le graphique ci-dessous montre que ceux-ci sont suffisants, même en configuration PG2. Le groupe de secours est par ailleurs absent du graphique.

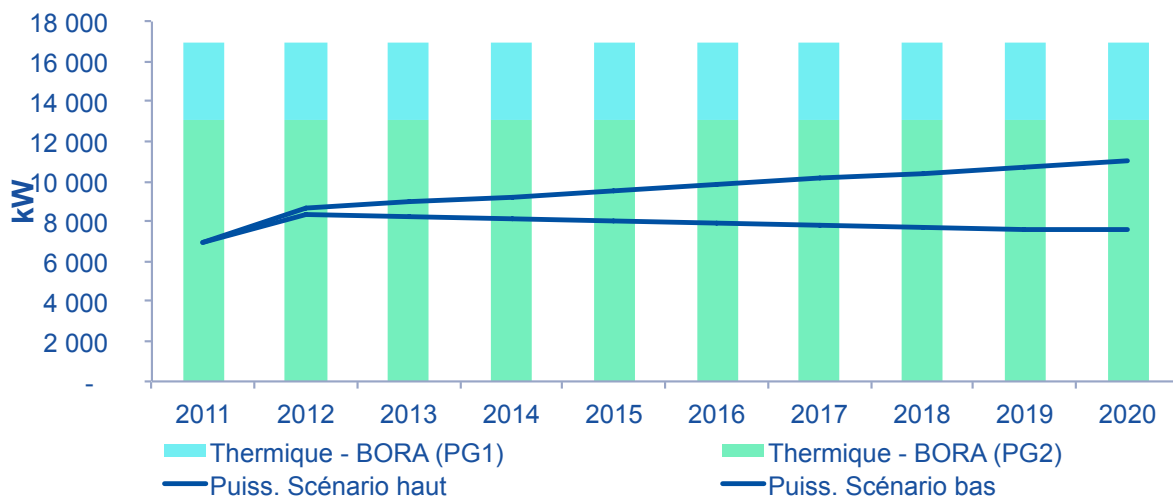
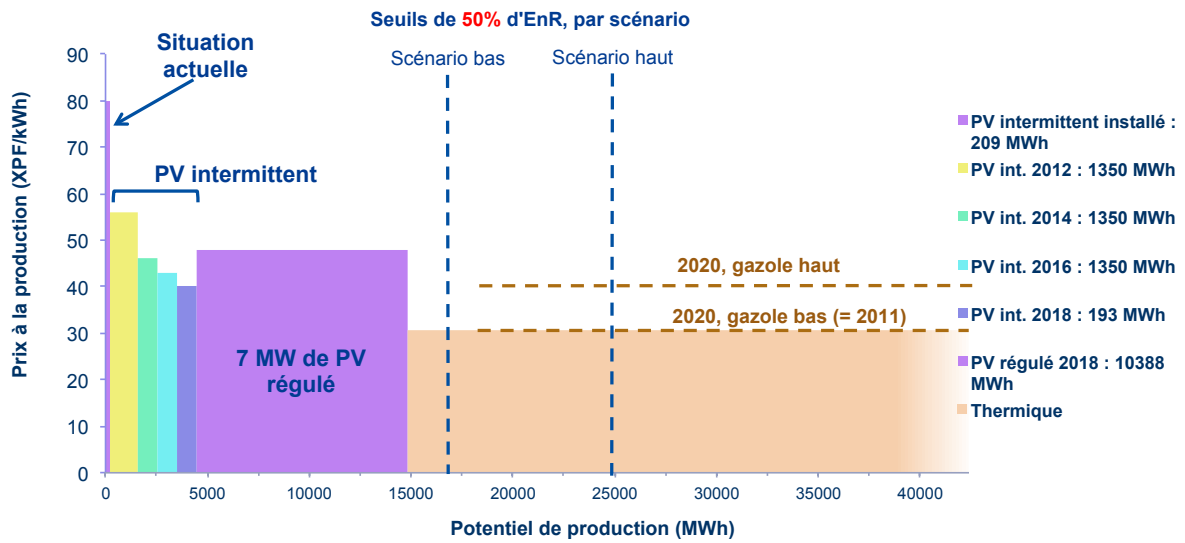


Figure 4-3 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020

### 4.3.2. Equilibre offre-demande



**Figure 4-4 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut**

Comme dans les autres îles éligibles uniquement au photovoltaïque, le développement de celui-ci ne permet pas d'atteindre 50% d'EnR sauf à envisager une solution de stockage semblable à celles des centrales hybrides.

Le taux de pénétration des EnR pour Bora Bora est donc dans le cadre de ce schéma directeur limité à 22% dans les deux scénarios.

## 5. TAHAA

### 5.1. Contexte

L'île de Tahaa compte 5011 habitants en 2007, soit 15% de la population des îles sous-le-vent et environ 2% de la population totale de Polynésie française.

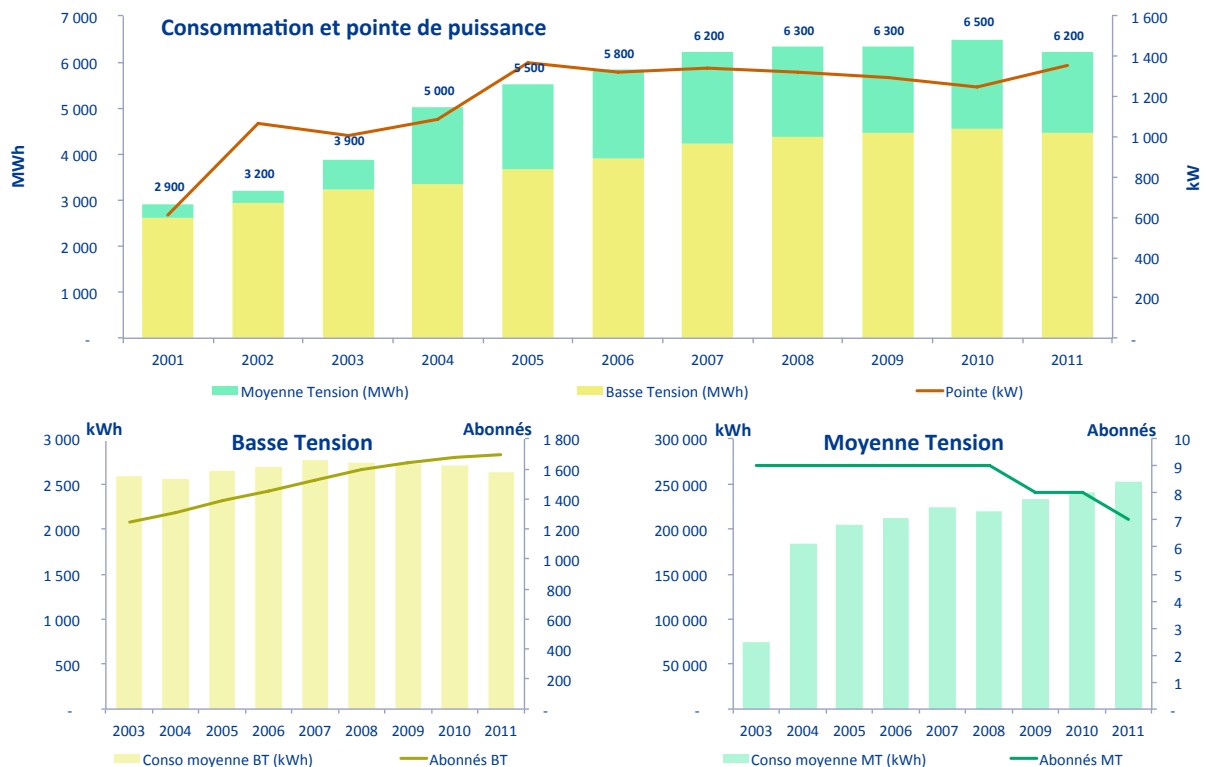
Le taux de croissance de la population est à un niveau relativement faible de 1% par an, et est en diminution (1,4% par an entre 1988 et 1996) ; alors que le solde naturel a diminué depuis 20 ans, le solde migratoire qui était négatif est aujourd'hui nul.

Tahaa est une île essentiellement agricole, qui profite de la proximité du pôle commercial et administratif de Raiatea. La culture de la vanille y est particulièrement développée, depuis le 19<sup>e</sup> siècle ; elle est devenue aujourd'hui le secteur le plus porteur de l'île avec une vingtaine de tonnes produites chaque année. Contrairement aux autres îles Sous-le-Vent où la coprah-culture est en déclin, Tahaa est le plus gros producteur de coprah de la Polynésie.

Le deuxième secteur économique de l'île est le tourisme avec entre autres l'ouverture en 2002 d'un grand hôtel classé.

### 5.2. Evolution de la demande

#### 5.2.1. Situation actuelle



Données : EDT

Figure 5-1 Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

### Basse tension

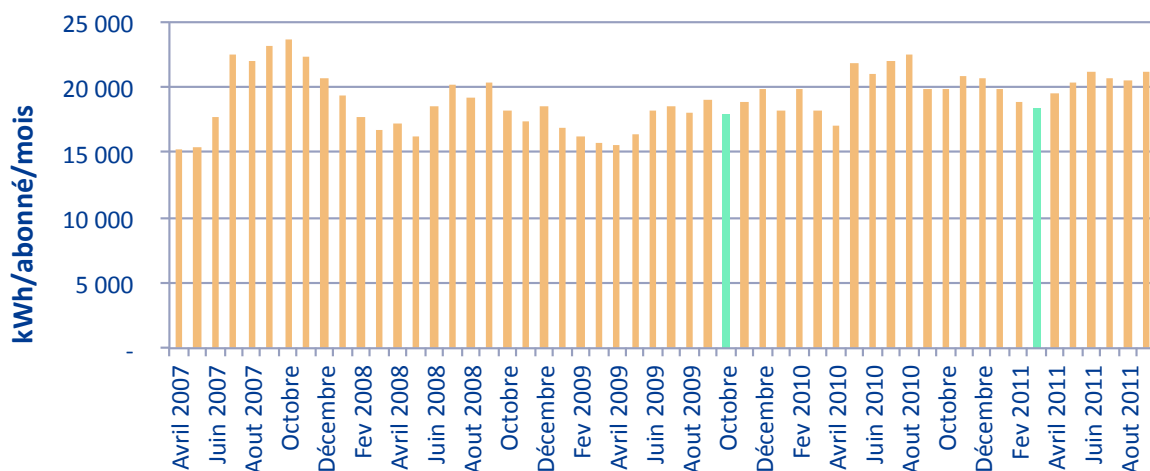
Le nombre d'abonnés augmente de façon continue depuis 2003 avec un léger ralentissement dans les dernières années.

La consommation moyenne a connu un pic en 2007 et est en légère baisse depuis.

### Moyenne tension

Le nombre d'abonnés était stable à 9 abonnés en 2008. Deux désabonnements ont eu lieu depuis.

La consommation moyenne a augmenté jusqu'en 2007 puis reculé en 2008. La hausse des années 2009 et 2011 semble correspondre à un rééquilibrage de la moyenne suite aux désabonnements. Cependant en comparant les données mensuelles on ne constate pas d'effet net des deux désabonnements, en octobre 2009 et mars 2011 comme le montre le graphique ci-dessous.



Données : EDT ; pour plus de lisibilité les valeurs données sont des moyennes sur 4 mois glissants

**Figure 5-2 Consommation moyenne des abonnés MT, Tahaa**

Nous considérerons donc qu'il y a bien une hausse de la demande MT sur l'île de Tahaa.

### Autres paramètres

La corrélation énergie-puissance augmente depuis 10 ans. Sur les dernières années il se situe entre 4 600 et 5 200 kWh/kW. Sur les dernières années la pointe est moins marquée. Nous retiendrons la valeur conservatrice de 4 600 kWh/kW.

Les pertes sur le réseau sont stables à environ 6%.

#### 5.2.2. Scénarios retenus

Nous avons retenu les paramètres de modélisation et les scénarios ci-dessous.

	2011	Scénario Haut	Scénario bas
Abonnés BT	1 695	1,6% par an	1,6% par an
Conso par abonné BT (kWh)	2 633	+10% sur la période 2 900 kWh/an	-5% sur la période 2 500 kWh/an
Abonnés MT	7	0%	0%
Conso par abonné MT (kWh)	253 148	+20% sur la période	-10% sur la période
Ratio E/P (kWh/kWp)	4 601	4 600	4 600
Pertes réseau (%)	6%	6%	6%

Les consommations des abonnés basse tension n'étant pas très élevées nous adoptons des valeurs plus à la hausse que pour les autres îles : 2 900 kWh/abonné/an pour le scénario haut (soit plus que le maximum de 2007), et seulement 5% de réduction pour atteindre 2 500 kWh/abonné/an dans le scénario bas.

Le scénario haut prévoit pour la moyenne tension une hausse liée à l'activité touristique. Le scénario bas table sur une stagnation de l'activité et la mise en place d'actions de MDE.

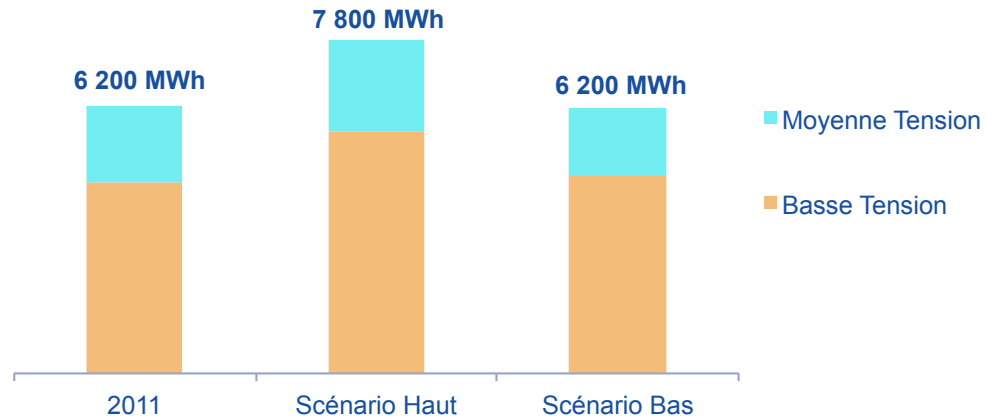


Figure 5-3 Scénarios de Demande à horizon 2020

### 5.3. Production et équilibre offre-demande

#### 5.3.1. Puissance garantie

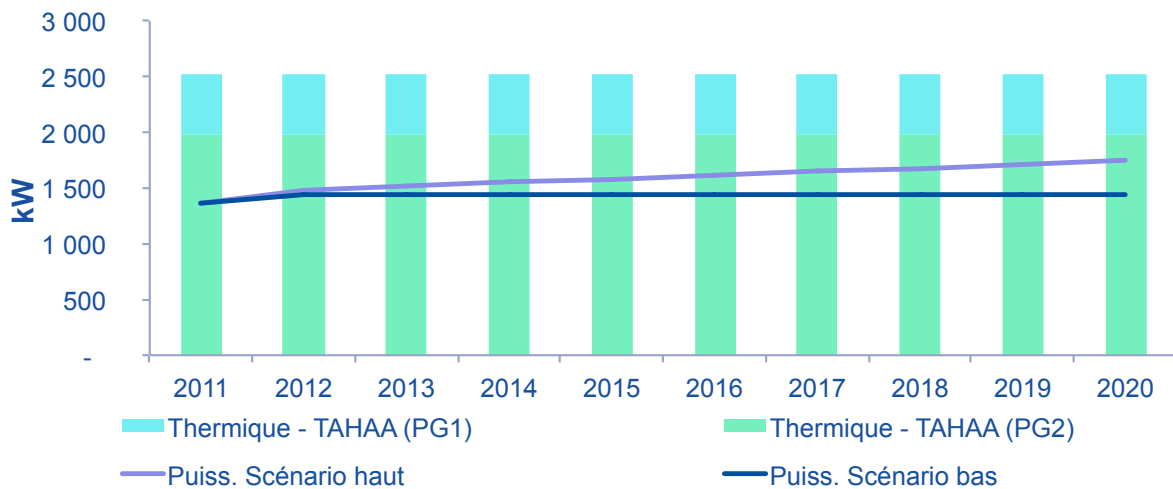


Figure 5-4 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020

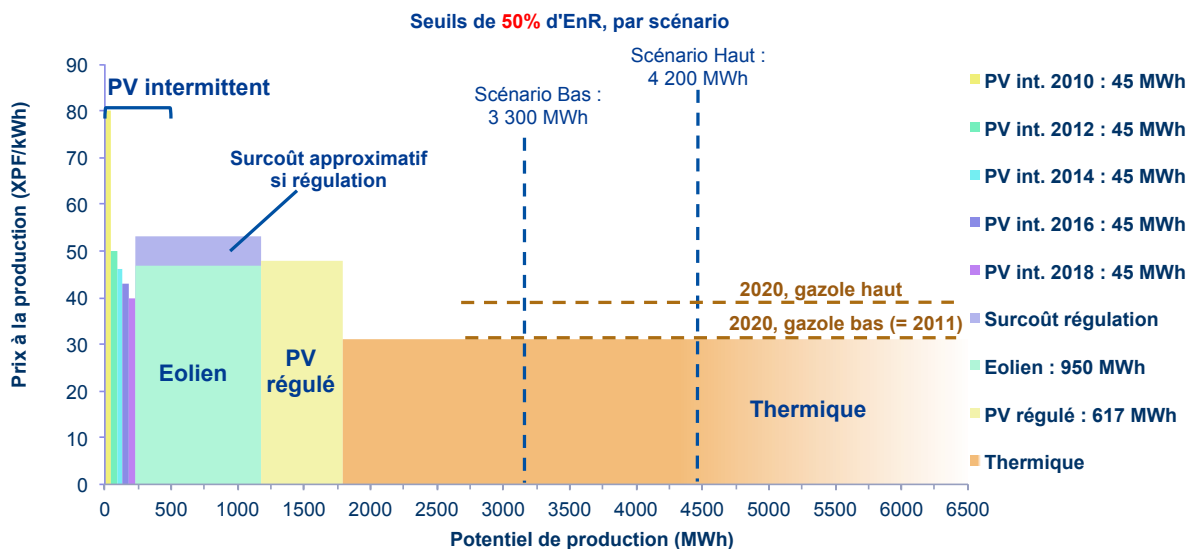
Aucun nouveau moyen de production thermique n'est nécessaire d'ici à 2020.

### 5.3.2. Nouveaux moyens de production

Un projet éolien à Tahaa a été étudié et chiffré par EDT. Nous le reprenons ici, en plus des possibles développements photovoltaïques portés par des capitaux privés :

Probabilité	Projet	Potentiel (kW)	Invest (MXPF)	Productible (kWh)	Coût (XPF/kWh)
Probable	PV intermittent	134	74	180 900	50 à 40
Possible	Eolien	550	260	950 000	47
Eventuel	PV régulé	460	299	621 000	60 à 50

### 5.3.3. Equilibre offre-demande



**Figure 5-5 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut**

Comme dans les autres îles éligibles uniquement aux énergies intermittentes, on atteint ici moins de 50% d'EnR sauf à envisager une solution de stockage semblable à celles des centrales hybrides.

Rappelons par ailleurs que la puissance moyenne de jour appelée à Tahaa est de 880 kW (1 200 kW en 2020 pour le scénario haut, et 880 kW pour le scénario bas). En conséquence la puissance maximale admissible en électricité d'origine intermittente de jour est de 260 kW. De même la puissance intermittente maximale admissible de nuit est de Le projet éolien présenté ici est d'une puissance de 550 kW, soit le double. Nous avons donc fait figurer sur le graphique le surcoût éventuel lié à l'ajout d'un système de régulation sur la même base que pour le photovoltaïque. La limite admissible est alors de 1 200 kW en 2020, « partageables » entre éolien et PV. Les deux technologies étant attendues à des prix similaires aux alentours de 2020, il convient de comparer les avantages et inconvénients de chacune.

	<b>Eolien</b>	<b>Photovoltaïque</b>
<b>Prix</b>	47 XPF/kWh en 2012 Inconnu en 2020	50 XPF/kWh en 2012 37 XPF/kWh en 2020
<b>Surcoût régulation</b>	6 à 10 XPF/kWh	
<b>Productible (heures à puissance nominale)</b>	1 730 heures (pour Tahaa)	1 350 heures
<b>Investissement</b>	470 MXPf/MW en 2012	500 MXPf/MW en 2012 370 MXPf/MW en 2020
<b>Maintenance</b>	Moyenne pour Tahaa	Aisée

Le projet éolien possède l'avantage important de produire davantage et de façon plus régulière que le photovoltaïque, qui est lui plus aisé à installer et à maintenir. Néanmoins si les prix étaient de 2009 encore largement défavorable au solaire, leur évolution tend à rendre les deux énergies tout à fait compétitives. Enfin, d'autres composantes seront à prendre en considération comme par exemple l'impact foncier et l'impact visuel.

#### **5.3.4. Difficultés attendues et conclusions**

Le taux de pénétration des EnR est dans le cadre de ce schéma directeur limité à 22% dans les deux scénarios si le choix de l'éolien est fait. Si l'on s'en tient au photovoltaïque, la limite descend à 19%. On constate encore une fois l'importance de la maîtrise de la demande, et le besoin de développer d'autres alternatives (autres énergies ou stockage).

Enfin, dans le cas d'un développement du photovoltaïque chez les particuliers, l'île sera rapidement confronté à des problèmes liés à l'intermittence. Un système de régulation pour les deux éoliennes sera donc à envisager si cette solution est retenue.

## 6. HUAHINE

### 6.1. Contexte

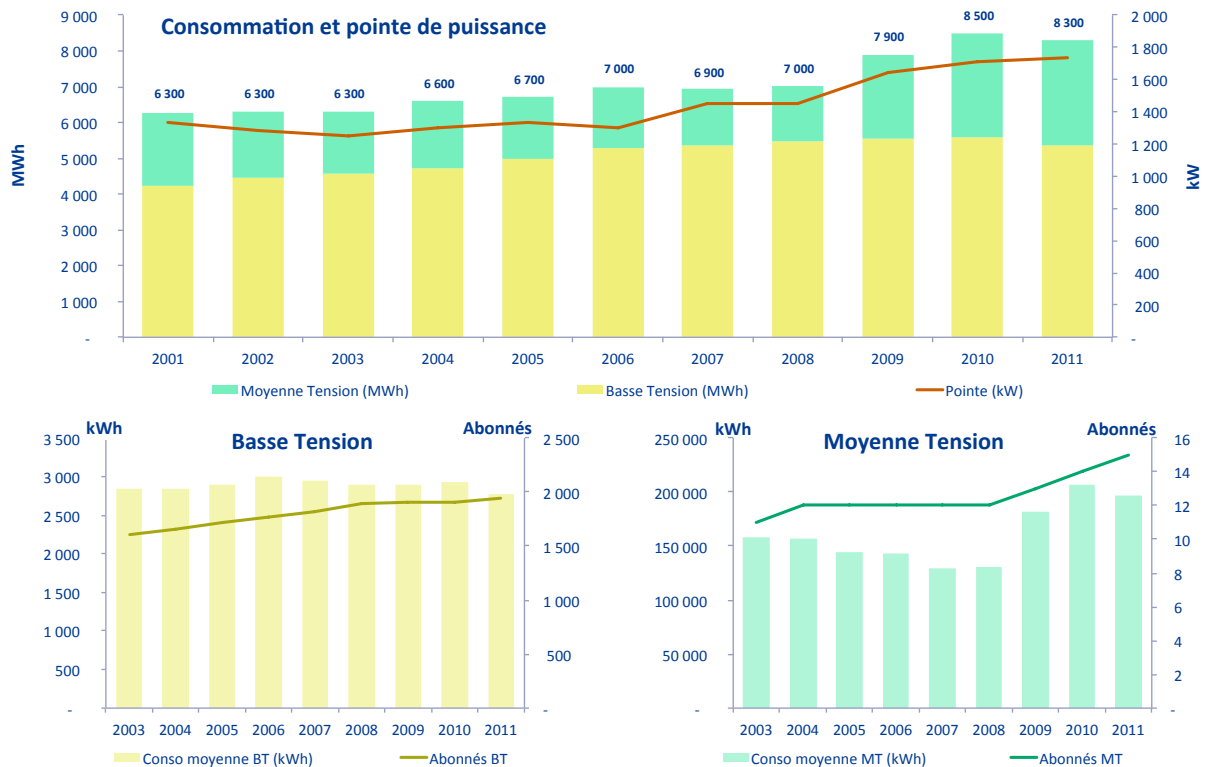
La population de Huahine représente 18% de la population des ISLV et 2,3% de celle de la Polynésie française.

En terme de consommation d'électricité, la consommation de l'île représente 6% de la consommation totale des îles en concession EDT (hors Tahiti).

L'agriculture est aujourd'hui le secteur économique productif le plus développé, notamment la culture des pastèques et des melons sur les motu. La culture de la vanille est en expansion. Le secteur du tourisme y demeure développé ; l'île compte deux hôtels classés et presque 50 pensions de famille.

### 6.2. Evolution de la demande

#### 6.2.1. Situation actuelle



Données : EDT

Figure 6-1 Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

Les consommations à Huahine sont divergentes, on constate une hausse de la consommation MT et une baisse de la consommation BT.

#### Basse tension

Le nombre d'abonnés est en croissance depuis 2003. Cette croissance s'est nettement infléchiée dès 2008, avec même un léger recul du nombre d'abonnés entre 2009 et 2010. Néanmoins la croissance du nombre d'abonnés semble reprendre en 2011. Les



consommations moyennes suivent quant à elles une tendance baissière depuis 2006 à raison d'environ 50 kWh/an/abonné.

### Moyenne tension

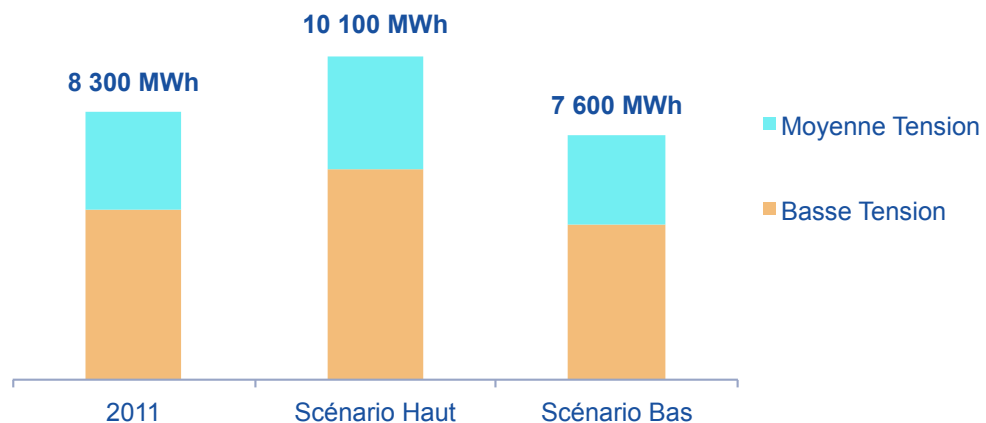
Après plusieurs années de baisse régulière (2003 à 2008) la consommation moyenne ont brutalement évolué à la hausse, probablement du fait de l'entrée des nouveaux abonnés.

### 6.2.2. Scénarios retenus

Nous avons retenu les paramètres de modélisation et les scénarios ci-dessous.

	2011	Scénario Haut	Scénario bas
Abonnés BT	1 937	+1,8% par an	+0,8% par an
Conso par abonné BT (kWh)	2 735	Retour valeur 2008	-15% sur la période
Abonnés MT	15	0%	0%
Conso par abonné MT (kWh)	201 860	+15% sur la période	0% de croissance -10% liés à la MDE
Ratio E/P (kWh/kWp)	4 784	4 855	4 855
Pertes réseau (%)	12%	12%	12%

Le scénario haut prévoit une augmentation des consommations de 10%. Le scénario bas prévoit une baisse du nombre d'abonnés et une politique de MDE menant à une réduction de 14% par rapport à 2011.



**Figure 6-2 Scénarios de Demande à horizon 2020**

### 6.3. Production et équilibre offre-demande

#### 6.3.1. Puissance garantie

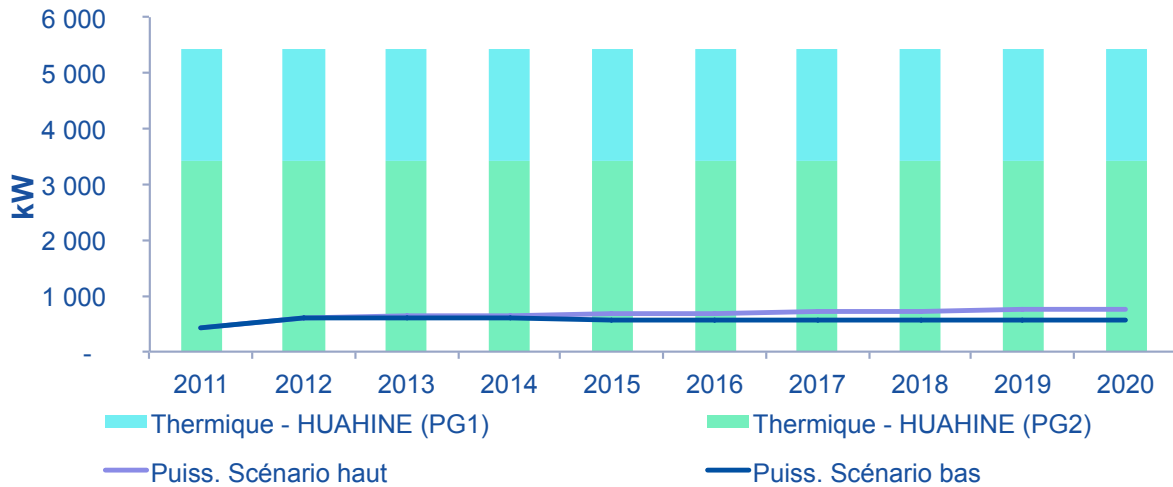


Figure 6-3 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020

Aucun nouveau moyen de production thermique n'est nécessaire d'ici à 2020.

#### 6.3.2. Nouveaux moyens de production

Les nouveaux moyens possibles retenus sont le photovoltaïque intermittent et le photovoltaïque régulé. Une production éolienne est également envisageable mais le photovoltaïque permet déjà d'atteindre le seuil de 30% d'énergie intermittente.

#### 6.3.3. Equilibre offre-demande

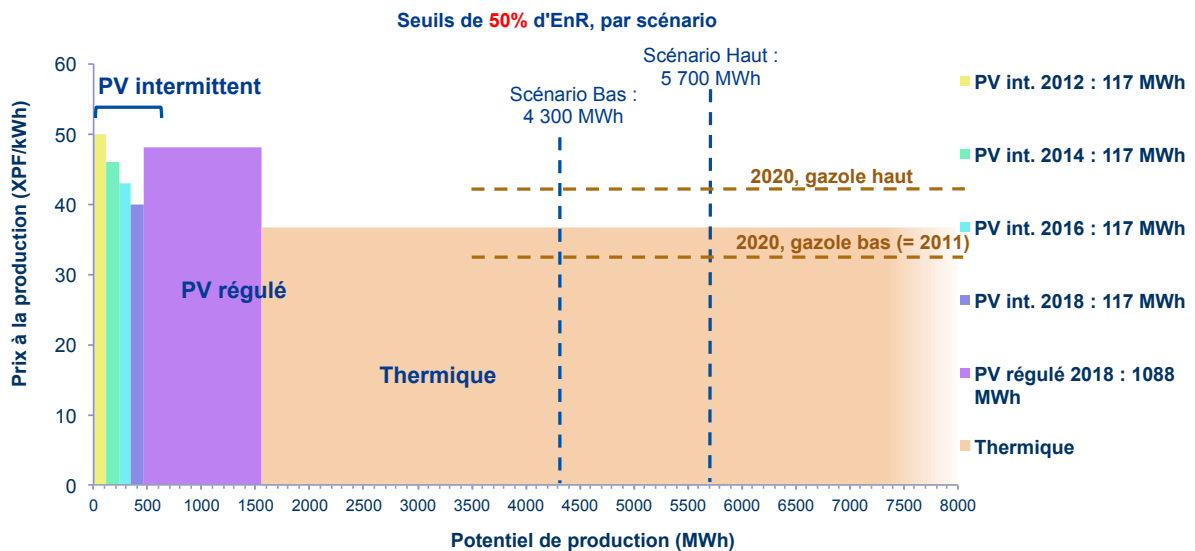


Figure 6-4 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut

Comme dans les autres îles éligibles uniquement au photovoltaïque, le développement de celui-ci ne permet pas d'atteindre 50% d'EnR sauf à envisager une solution de stockage semblable à celles des centrales hybrides.

Le taux de pénétration des EnR pour Huahine est donc dans le cadre de ce schéma directeur limité à 18% dans les deux scénarios.

## 7. HIVA OA

### 7.1. Contexte

C'est la plus grande, la plus peuplée et la mieux équipée des îles du groupe Sud des Marquises ; elle y joue de ce fait un rôle de plaque tournante.

L'agriculture n'y occupe qu'un quart des actifs, alors que plus de la moitié des salaires distribués provient des secteurs du commerce et des services marchands. Atuona, chef-lieu de l'île, est devenu un foyer d'activités pour le groupe des Marquises du sud grâce à son rôle de relais aérien, médical et éducatif. En 2005, le Pays y a construit un centre administratif qui fait de Hiva Oa un pôle administratif pour les Marquises du sud.

Les nombreux sites archéologiques de l'île, ainsi que la présence des tombes de Paul GAUGUIN et Jacques BREL ont permis à Hiva Oa de développer le secteur touristique ; en 2005, on compte 1 hôtel classé et 8 pensions de famille.

En 2007, l'île comptait 2 009 habitants, représentant 23% de la population des Marquises, et 0,8% de la population de Polynésie française.

#### Réseau électrique

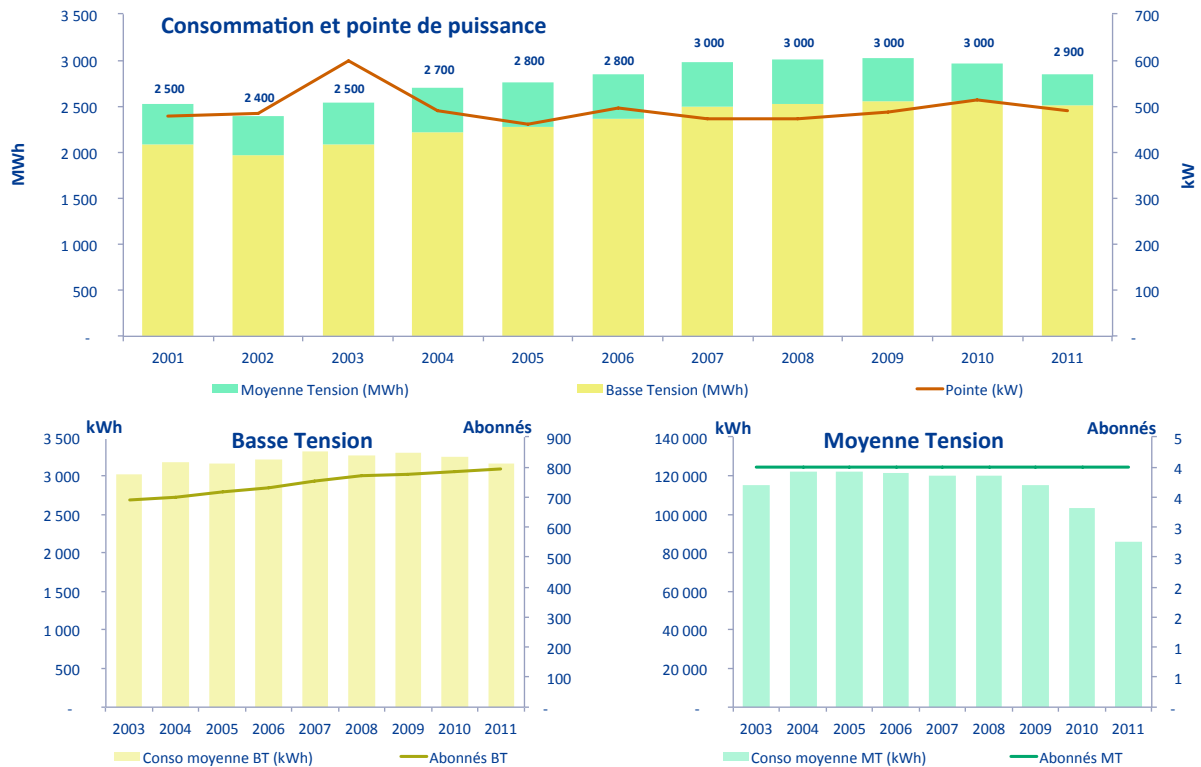
La distribution d'électricité sur l'île est complexe. Il existe en fait 4 réseaux électriques différents :

- **le réseau principal d'Atuona** qui fournit 92% de la consommation électrique de l'île en 2008, grâce à une centrale thermique de 1 440 kW, interconnectées à 3 turbines hydroélectriques (500 kW au total);
- **le réseau de Hanapaaoa** (2% de l'électricité en 2008) alimenté par une petite centrale thermique de 58 kW ;
- **le réseau de Puamau** (5 % de l'électricité en 2008), alimenté par une petite centrale thermique de 72 kW, interconnectée à une turbine hydroélectrique de 75 kW ;
- **le réseau de Nahoe** (1% de l'électricité en 2008) alimenté par une petite centrale thermique de 58 kW.

La constitution d'un réseau unique a été envisagé mais s'avère impossible compte tenu des problèmes fonciers importants sur l'île. Toutefois afin de simplifier l'approche nous considérerons ici l'île dans son ensemble et non pas plusieurs réseaux séparés.

## 7.2. Evolution de la demande

### 7.2.1. Situation actuelle



Données : EDT

**Figure 7-1** Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

#### Basse tension

Le nombre d'abonnés est en croissance continue, ralentie depuis 2008.

La consommation moyenne a connu un pic en 2007-2009 et est en léger repli depuis lors.

#### Moyenne tension

Le nombre d'abonnés n'a pas varié depuis 10 ans. Il s'établit à 4 abonnés.

La consommation moyenne a connu quant à elle une forte chute dans les dernières années : -30% entre 2008 et 2011.

#### Autres paramètres

La corrélation énergie-puissance a varié les dernières années entre 5 800 et 6 200 kWh/kW. La pointe est moins marquée sur les années de fortes consommations comme 2007 à 2008. Nous retiendrons la valeur conservative de 5 800 kWh/kW.

Les pertes sur le réseau sont stables à environ 13%.

### 7.2.2. Scénarios retenus

Nous avons retenu les paramètres de modélisation et les scénarios ci-dessous.

	2011	Scénario Haut	Scénario bas
Abonnés BT	796	+1,0% par an	+1,0% par an
Conso par abonné BT (kWh)	3 152	Retour valeur 2007 3 300 kWh/an	-15% sur la période 2 500 kWh/an
Abonnés MT	4	0%	0%
Conso par abonné MT (kWh)	85 526	Retour valeur 2008 120 000 kWh/an	-15% sur la période
Ratio E/P (kWh/kWp)	5 807	5 800	5 800
Pertes réseau (%)	13%	13%	13%

Le nombre d'abonnés varie selon la tendance des 3 dernières années. Dans le scénario haut, les consommations retrouvent leur niveau maximal atteint en 2007-2008. Dans le scénario bas, les réductions sont de 15%. Pour la moyenne tension, ce chiffre est encore en deçà de la tendance très marquée des dernières années. Pour la basse tension, le niveau de consommation de 2011 est suffisamment élevé pour laisser espérer une réduction de cet ordre à horizon 2020.

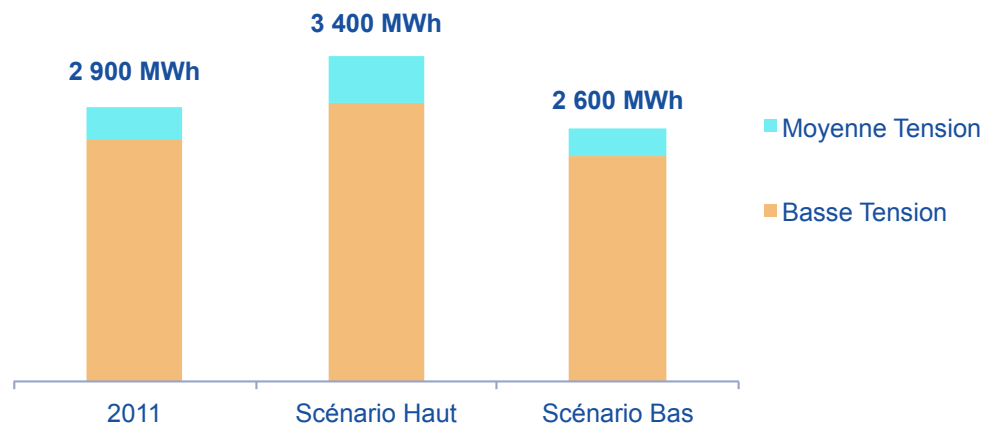


Figure 7-2 Scénarios de Demande à horizon 2020

## 7.3. Production et équilibre offre-demande

### 7.3.1. Puissance garantie

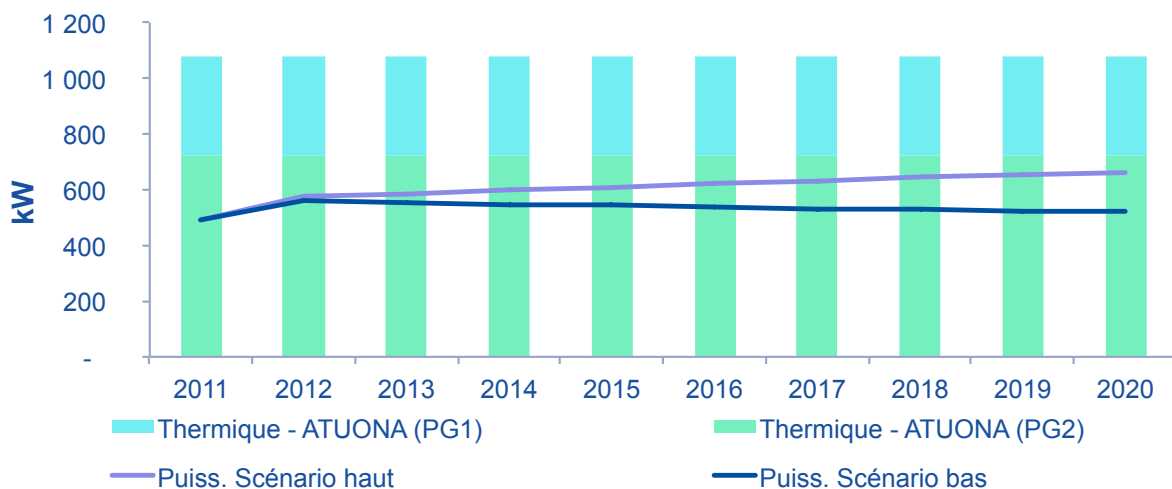


Figure 7-3 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020

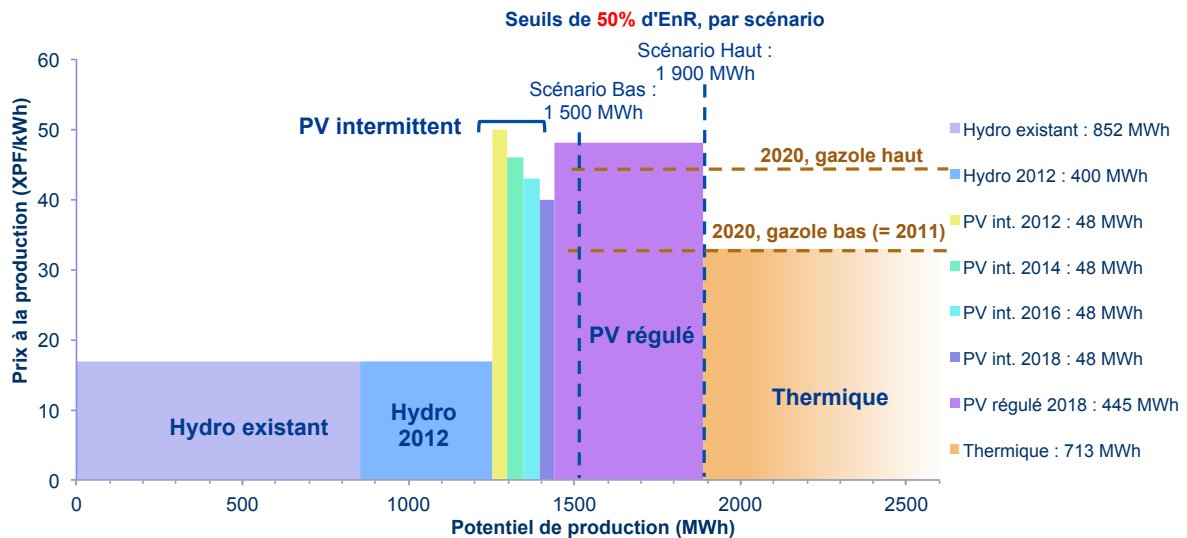
Aucun nouveau moyen de production thermique n'est nécessaire d'ici à 2020.

### 7.3.2. Nouveaux moyens de production

Hiva Oa bénéficie d'un potentiel hydraulique déjà exploité à l'heure actuelle. Une optimisation ainsi qu'une installation de 40kW sont prévus pour les années à venir. Les autres moyens possibles retenus sont le photovoltaïque intermittent et le photovoltaïque régulé.

Probabilité	Projet	Potentiel (kW)	Invest (MXPF)	Productible (kWh)	Coût (XPF/kWh)
Probable	PV intermittent	350	193	472 500	50 à 40
Probable	Optimisation hydro	40	40	400 000	17
Eventuel	PV régulé	1 000	650	1 350 000	60 à 50

### 7.3.3. Equilibre offre-demande



**Figure 7-4 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut**

A Hiva Oa, il est possible d'atteindre des taux assez élevés de pénétration des EnR. L'hydroélectricité à 17 XPF/kWh permet de maintenir un coût de revient modéré, et les technologies photovoltaïques sont compétitives du fait du prix élevé des hydrocarbures aux Marquises. Le déploiement du PV régulé n'est nécessaire pour atteindre 50% que dans le cas du scénario haut.

### 7.3.4. Conclusion

Le taux de pénétration des EnR est dans le cadre de ce schéma directeur de 37% dans le cas du scénario haut et 47% dans le cas du scénario prévoyant une baisse des consommations.

## 8. RAIATEA

### 8.1. Contexte

L'île de Raiatea englobe 3 communes distinctes : Uturoa, Taputapuatea, et Tumaraa. C'est la troisième île la plus peuplée de Polynésie après Tahiti et Moorea. La commune de Uturoa est le centre administratif des Iles-sous-le-Vent, qui accueille un grand nombre d'administrations déconcentrées du Pays et de l'Etat. C'est le second pôle urbain de Polynésie, après celui du « grand Papeete » à Tahiti. La commune constitue un centre attractif pour les habitants des îles voisines et un relais sous-régional pour de nombreuses sociétés.

Les activités motrices sont le commerce, les services, les transports insulaires, l'industrie nautique, et le tourisme. L'agriculture demeure un secteur majeur dans les districts non urbains ; Raiatea se place en troisième position derrière Tahiti et Moorea en terme de production agricole commercialisée (essentiellement coprah, légumes, noni, pastèque et vanille).

Les collèges et lycées généraux et professionnels, l'hôpital et l'aéroport se situent dans la commune d'Uturoa, contribuant largement à son rayonnement. Bon nombre d'actifs travaillant à Uturoa résident dans d'autres communes et alimentent des petits flux de migrations quotidiennes alternantes à l'instar de Papeete.

D'ailleurs, au fil des différents recensements, la population d'Uturoa augmente très peu (+1% par an). Par contre, on observe une augmentation de population de 2,1 % par an dans la commune de Taputapuatea qui comptait en 2007 le plus grand nombre d'habitants de l'île ; ceux-ci étant surtout concentrés dans le district de Avera, limitrophe d'Uturoa.

Enfin, la commune de Tumaraa, qui est une commune essentiellement rurale, est la moins peuplée de l'île.

#### **Situation du réseau électrique**

Le réseau électrique de Raiatea est complexe. La commune d'Uturoa est en régie communale ; elle gère la production et la distribution de l'électricité. En parallèle, les communes de Taputapuatea et de Tumaraa sont en concession avec la SA EDT, et sont alimentées par la centrale thermique de Faaroa.

Il existe donc sur l'île deux gestions et deux réseaux électriques différents.

Nous pouvons toutefois dresser un portrait préalable. Les activités de l'île étant situées principalement à Uturoa, la moitié de la consommation électrique de la commune est imputable aux clients MT alors qu'ils ne représentent que 3% des abonnés. Réciproquement la concession EDT ne compte presque pas d'abonnés MT (7) mais le nombre d'abonnés BT est deux fois supérieur à celui de la commune d'Uturoa. Ces derniers représentent 90% de la consommation, qui est pourtant deux fois moins importante qu'à Uturoa.

Concernant les puissance de pointe, dans la concession EDT, on observe l'habituelle pointe du soir correspondant à l'activité des foyers alors que dans la commune d'Uturoa, la puissance de pointe quotidienne est observée le matin entre 10h et 11h, correspondant à l'activité des entreprises, industries, écoles et de l'hôpital.

## 8.2. Commune d'Uturoa

### 8.2.1. Situation actuelle et scénarios

Les données de consommation pour Uturoa ne sont pas disponibles au-delà de l'année 2008. Nous basons donc nos scénarios sur cette année de départ.

	2008	Scénario Haut	Scénario bas
<b>Abonnés BT</b>	1 337	+1,7% par an	+1,7% jusqu'en 2011
<b>Conso moyenne BT (kWh)</b>	4 600 kWh/an	3 500 kWh/an	3 000 kWh/an
<b>Abonnés MT</b>	8	8	8
<b>Conso moyenne MT (kWh)</b>	130 000 kWh/an	140 000 kWh/an	120 000 kWh/an
<b>Ratio E/P (kWh/kWp)</b>	4 600		4 600
<b>Pertes réseau (%)</b>	Inconnues	10%	10%

La consommation moyenne basse tension apparaît très élevée en 2008. Une telle consommation nous semblant difficilement tenable sur le long terme, nous baserons nos deux scénarios sur une baisse, légère pour le scénario haut et plus marquée pour le scénario bas.

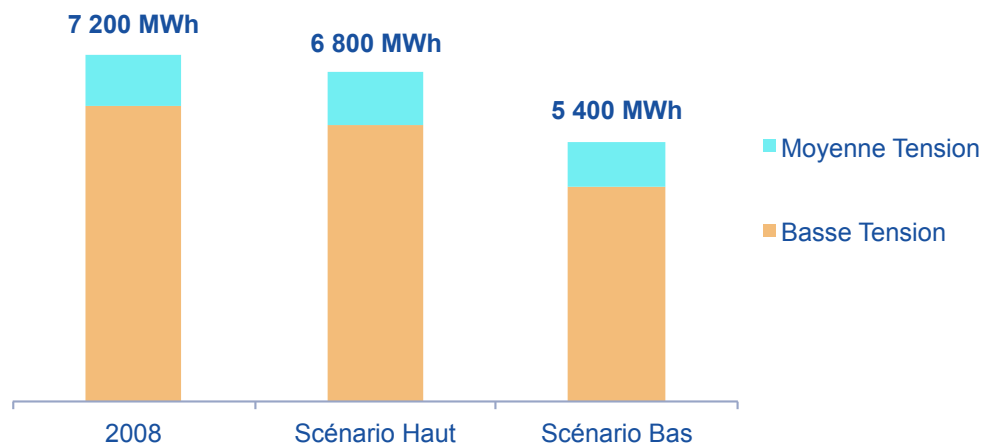


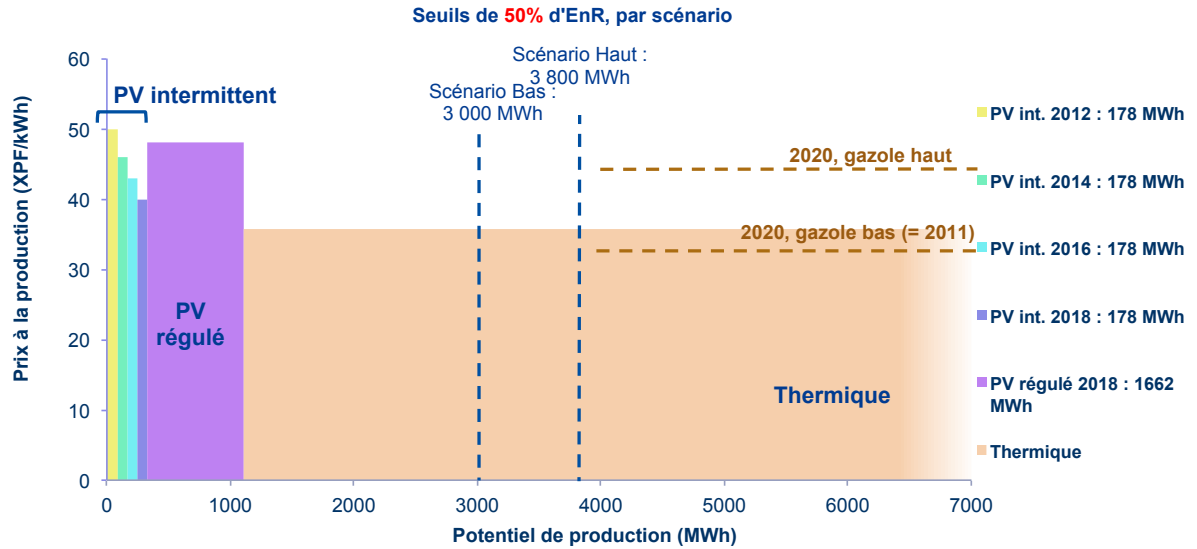
Figure 8-1 Scénarios de consommation pour la commune d'Uturoa

### 8.2.1. Equilibre offre-demande

Les données de puissance des groupes thermiques ne sont pas disponibles pour l'année 2011.

A Uturoa, dans l'immédiat la seule énergie développable est le photovoltaïque. Nous proposons donc l'équilibre offre-demande suivant pour la commune :



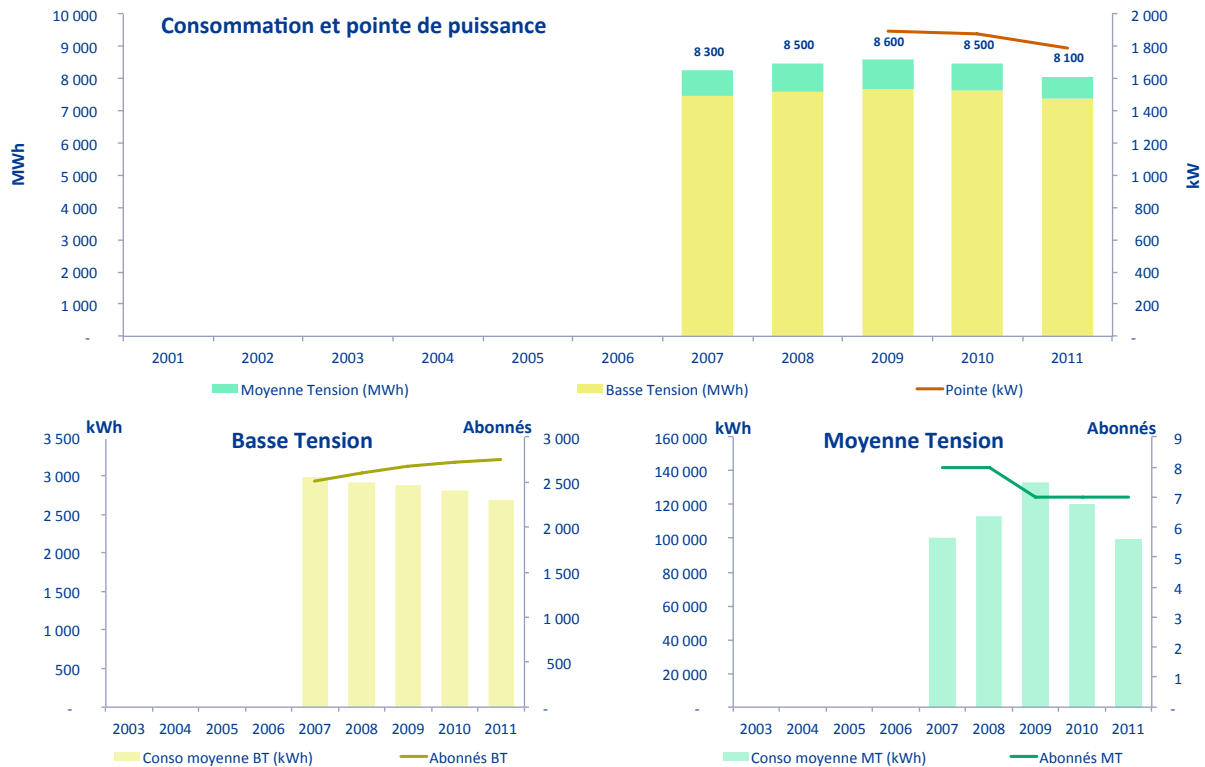


**Figure 8-2 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut**

Dans le cadre de ce schéma directeur, le photovoltaïque permet donc d'atteindre seulement 15% d'EnR dans les deux scénarios.

### 8.3. Concession EDT : évolution de la demande

#### 8.3.1. Situation actuelle



Données : EDT

**Figure 8-3** Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

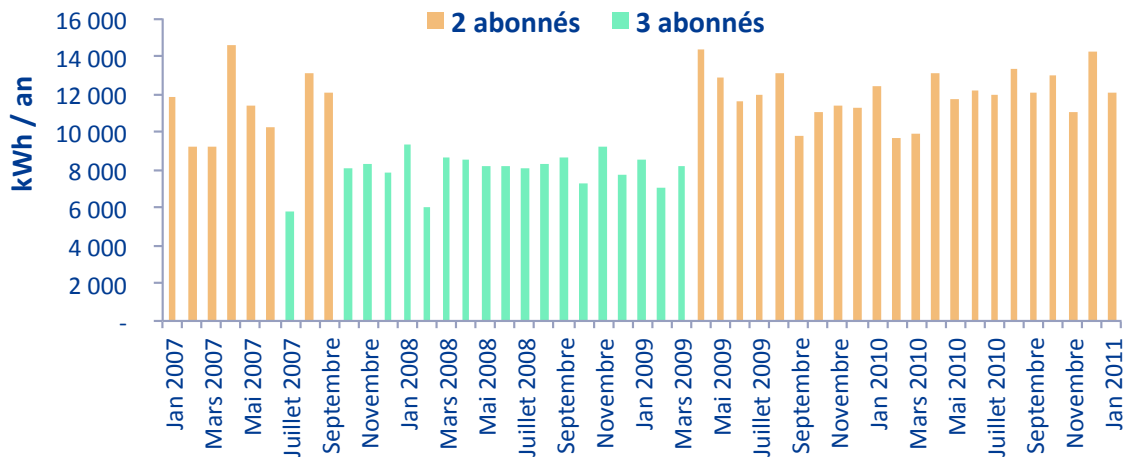
Dans la concession EDT l'essentiel de la demande vient de la basse tension. On constate un pic en 2009 à 8 600 MWh.

#### Basse tension

Le nombre d'abonnés basse tension augmente depuis 2007, avec un ralentissement depuis 2009. La consommation moyenne est en baisse régulière depuis 2007 (-2,7% par an).

#### Moyenne tension

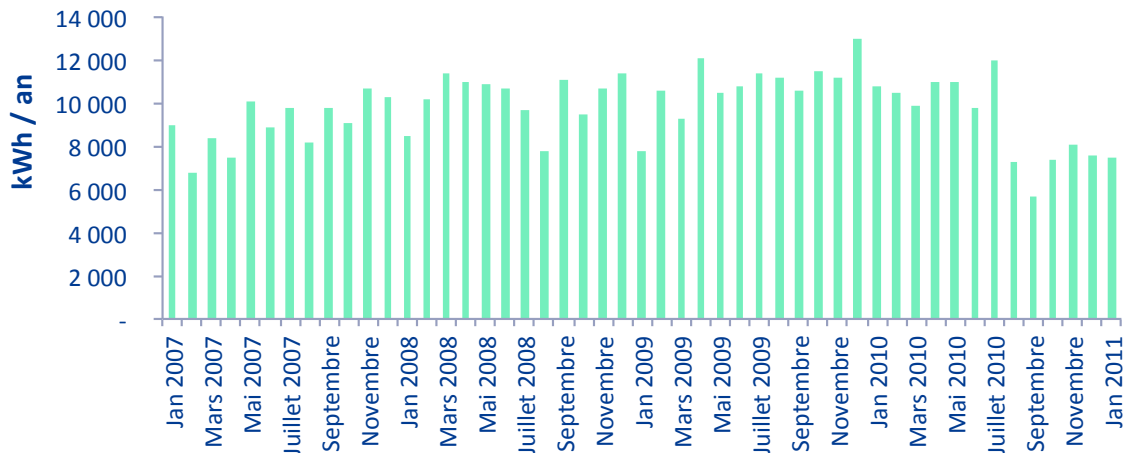
La consommation moyenne des abonnés MT est très variable. En effet du fait du faible nombre de clients MT le désabonnement de l'un deux a rééquilibré la demande moyenne à la hausse en 2009 comme le montre le graphique ci-dessous.



Données : EDT

**Figure 8-4 Rééquilibrage de la consommation moyenne MT suite à un désabonnement dans la commune de Tumara'a**

Si l'on exclut ce désabonnement la consommation est en légère croissance sur la période 2008-2010. En 2011 on constate un décrochement pour la commune de Taputapuatea qui pourrait s'expliquer par une diminution d'activité (temporaire ou non) pour l'un des abonnés :



Données : EDT

**Figure 8-5 Consommation moyenne par abonné MT, commune de Taputapuatea**

### Autres paramètres

La corrélation énergie-puissance est stable sur les dernières années autour de 4 500 kWh/kW. La prédominance de la basse tension laisse à penser qu'il n'y aura pas de fortes variations dans les années à venir, nous retiendrons donc cette valeur.

Les pertes sur le réseau sont stables à environ 13%.

### 8.3.2. Scénarios retenus

Nous avons retenu les paramètres de modélisation et les scénarios ci-dessous.

	2011	Scénario Haut	Scénario bas
Abonnés BT	2 747	Croiss. 2007-2011 +2,3% par an	Croiss. 2009-2011 +1,3% par an
Conso par abonné BT (kWh)	2 683	Valeur 2007 3 000 kWh/an	0% de croissance -10% liés à la MDE
Abonnés MT	7	0%	0%
Conso par abonné MT (kWh)	99 603	Valeur 2010 120 000 kWh/an	0% de croissance -10% liés à la MDE
Ratio E/P (kWh/kWp)	4 507	4 500	4 500
Pertes réseau (%)	13%	13%	13%

Les deux scénarios dépendent principalement de la demande basse tension. Dans le scénario haut, la hausse du nombre d'abonnés reprend la tendance des années pré-2009, et la consommation moyenne se cale sur la moyenne îles 2011 (autour de 3 000 kWh/abonné/an). Dans le scénario bas, la croissance de la population est plus modérée et la MDE permet de compenser cette hausse. Le niveau de demande atteint est donc semblable à celui de 2011.

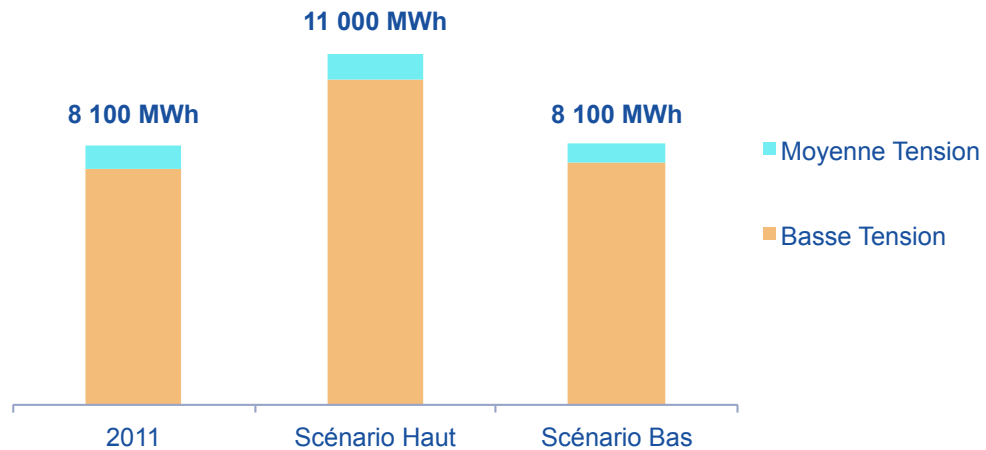


Figure 8-6 Scénarios de Demande à horizon 2020

## 8.4. Production et équilibre offre-demande

### 8.4.1. Puissance garantie

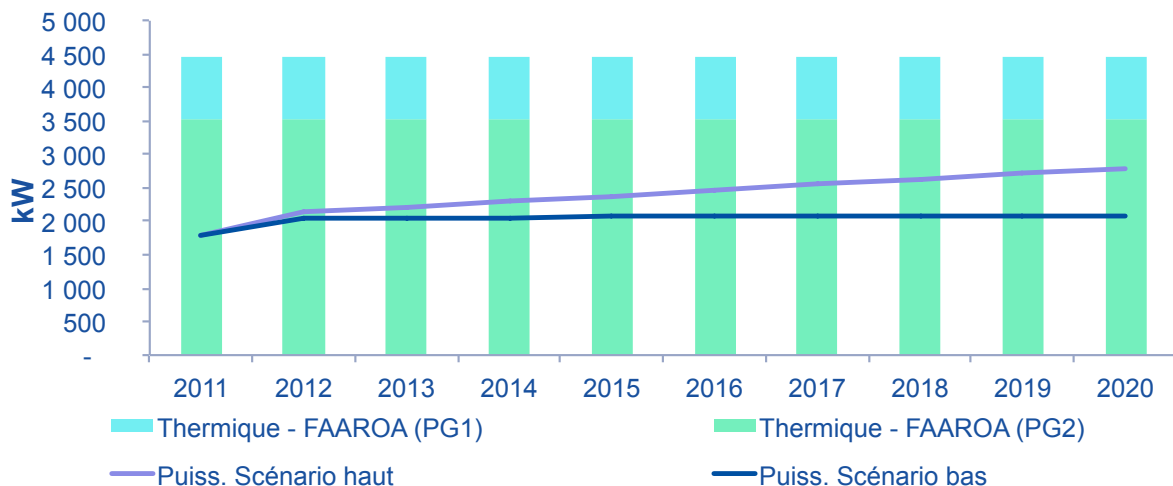


Figure 8-7 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020

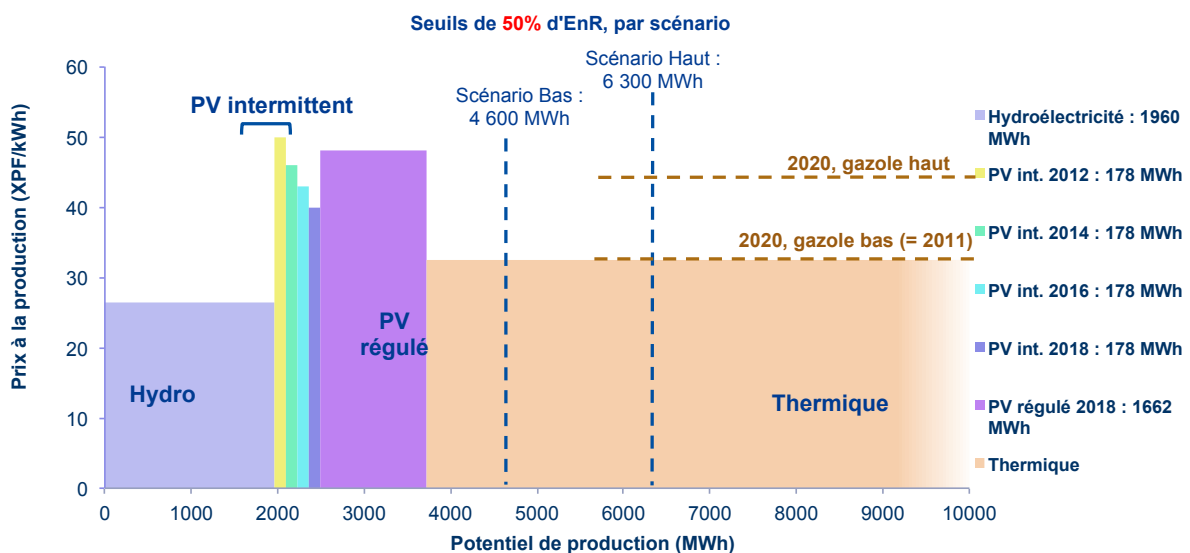
Aucun nouveau moyen de production thermique n'est nécessaire d'ici à 2020.

### 8.4.2. Nouveaux moyens de production

Un premier projet hydraulique de réhabilitation de l'aménagement d'Aratoa Opoa est en cours. Un second a été proposé par EDT pour l'aménagement de la vallée de Haava – Avera Rahi. Nous les reprenons ici, en plus des possibles développements photovoltaïques portés par des capitaux privés :

Probabilité	Projet	Potentiel (kW)	Invest (MXPF)	Productible (kWh)	Coût (XPF/kWh)
Probable	PV intermittent	392	216	529 818	50 à 40
Probable	Hydro Aratoa Opoa	124	61	360 000	26,50
Possible	Hydro Avera Rahi	410	285	1 600 000	26,50
Eventuel	PV régulé	916	595	1 236 241	60 à 50

### 8.4.3. Equilibre offre-demande



**Figure 8-8 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut**

Le développement des potentiels hydroélectriques et photovoltaïques ne permet pas d'atteindre 50% d'EnR sauf à envisager une solution de stockage semblable à celles des centrales hybrides.

Le taux de pénétration des EnR pour Raiatea (concession EDT) est donc dans le cadre de ce schéma directeur limité à 34% dans le cas du scénario haut et 40% dans le cas du scénario prévoyant une baisse des consommations.

## 9. RANGIROA

### 9.1. Contexte

Chef lieu de la commune de Rangiroa, l'atoll de Rangiroa est le plus étendu et le plus peuplé des Tuamotu. C'est aussi celui qui possède la plus grande surface émergée. C'est enfin l'atoll qui a développé l'économie la plus diversifiée des Tuamotu, autour du tourisme (2 hôtels classés et 20 pensions de famille), de la perliculture, de la pêche, du coprah, et plus récemment de l'aquaculture. Rangiroa est indiscutablement l'atoll le plus attractif et le plus visité de l'archipel.

Rangiroa compte 2 473 habitants, soit 15% de la population des Tuamotu-Gambier et 0,9% de la population de Polynésie française. La consommation électrique de l'île représentait en 2010 3% de la consommation totale des îles.

#### **Situation du réseau électrique**

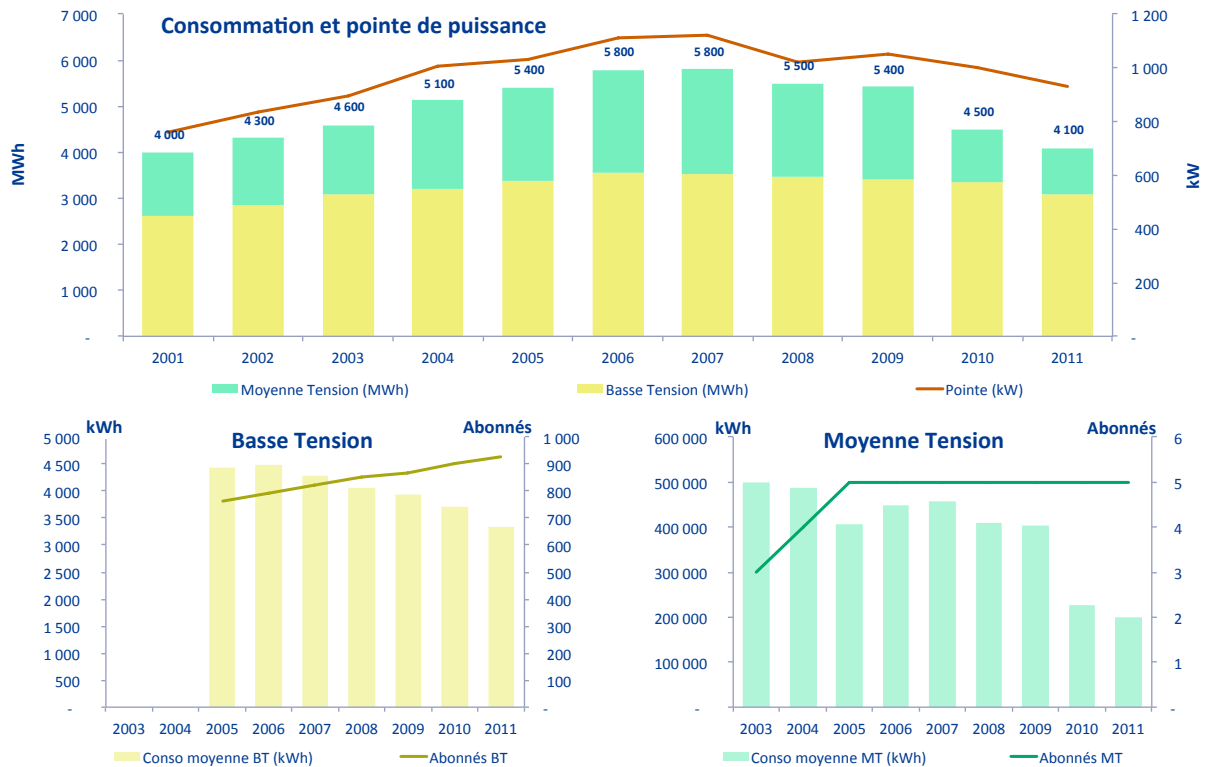
Rangiroa est composé de 415 îlots. L'atoll compte deux villages : Avatoru et Tiputa installés sur deux motu de la côte nord. Les équipements en matériels y sont nombreux et comparables à ceux des petites communes de Tahiti. L'aérodrome est situé sur le motu de Avatoru ; les liaisons avec Tahiti sont quotidiennes.

Malgré la passe qui sépare ces deux villages, un câble sous-marin permet de les relier en un seul réseau électrique.

Outre Rangiroa, la commune de Rangiroa comprend les atolls de Tikehau, Mataiva et Makatea, tous en concession EDT. Ce chapitre porte sur l'atoll de Rangiroa uniquement.

## 9.2. Evolution de la demande

### 9.2.1. Situation actuelle



Données : EDT

**Figure 9-1** Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

#### Basse Tension

Le nombre d'abonnés basse tension augmente régulièrement depuis 2005, sans ralentissement apparent dans les dernières années.

La consommation moyenne basse tension est par contre en forte baisse depuis 2006 (-30% en 5 ans).

#### Moyenne Tension

Pour la moyenne tension on peut distinguer les hôtels des autres abonnés. La fermeture d'un premier hôtel en 2005 et d'un second en 2010 marquent des ruptures dans la consommation moyenne. Notons cependant que la fermeture du second hôtel était temporaire. Celui-ci a réouvert en fin d'année 2011, et les travaux effectués devraient permettre de substantielles économies d'énergie.

On peut constater parallèlement une baisse régulière de la consommation moyenne correspondant probablement à la baisse de fréquentation touristique. Rappelons que pour l'ensemble des îles hors IDV et ISLV les taux de remplissage ont baissé d'environ 20% entre 2007 et 2011.

#### Autres paramètres

La corrélation énergie-puissance est elle aussi marquée par la fermeture de l'hôtel en 2010. Située au-dessus de 5 100 kWh/kW entre 2004 et 2009, elle est tombée à 4 400 kWh/kW depuis. Nous adopterons donc la valeur de 5 100 kWh/kW.

Les pertes réseau se situent entre 7% et 8%.

### 9.2.2. Scénarios retenus

Nous avons retenu les paramètres de modélisation et les scénarios ci-dessous.

	2011	Scénario Haut	Scénario bas
Abonnés BT	926	+3,2% par an	
Conso par abonné BT (kWh)	3 345	Retour valeur 2007 4 300 kWh/an	-20% sur la période 2 700 kWh/an
Abonnés MT	5	0%	
Conso par abonné MT (kWh)	402 008	Retour valeur 2007 460 000 kWh/an	Pas de croissance -15% liée à la MDE
Ratio E/P (kWh/kWp)	4 402	5100	
Pertes réseau (%)	8%	8%	

Dans les deux scénarios le nombre d'abonnés suit la tendance actuelle. Dans le scénario haut la consommation retrouve les niveaux de 2007, soit plus de 4 000 kWh/an pour la basse tension ce qui très élevé comparativement aux autres îles des Tuamotu.

Dans le scénario bas, la croissance est absente, la consommation moyenne basse tension continue de baisser

Rangiroa garde son attractivité, avec une augmentation de 3% par an du nombre d'abonnés basse tension. La politique de MDE permet de ramener Rangiroa à un niveau de consommation moyen de 3 000 kWh/abonné/an (soit le niveau de consommation moyen actuel des autres îles des Tuamotu en concession). L'hôtel 2 réouvre en 2012 et l'activité remonte à son niveau de 2007, mais les aménagements effectués pendant la fermeture de l'hôtel et la politique de MDE permettent une réduction des consommations de l'ordre de 15% par rapport à 2007.

Le scénario bas prévoit que l'hôtel reste définitivement fermé entraînant une baisse de l'attractivité de l'île. La politique de MDE permet de réduire la demande moyenne de 10%.

Les valeurs obtenues en 2020 sont les suivantes :

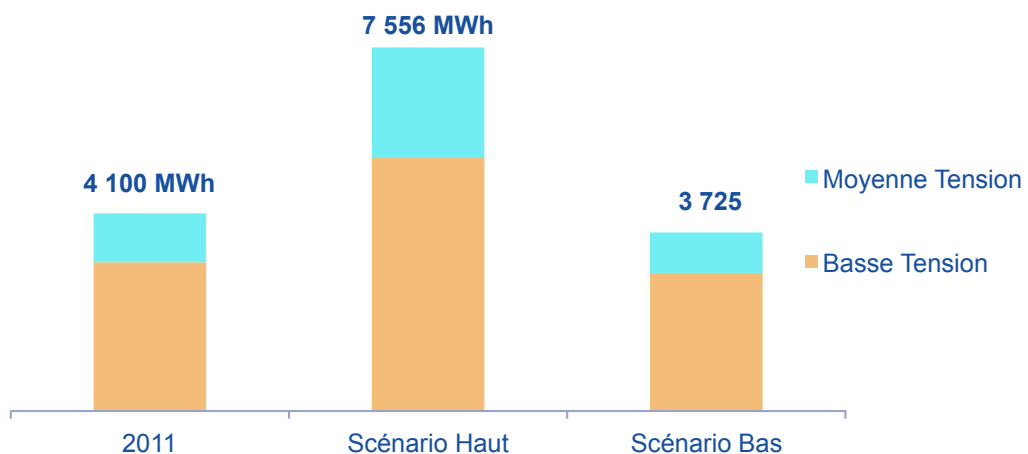


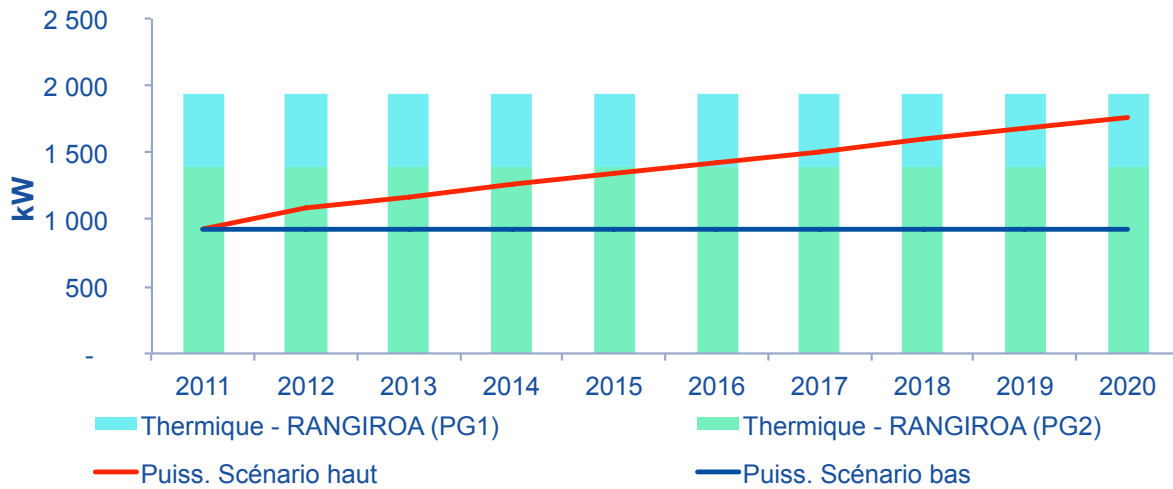
Figure 9-2 Scénarios de Demande à horizon 2020

### 9.3. Production et équilibre offre-demande

Six groupes thermiques sont installés pour une puissance de 2 300 kW. Rangiroa fait partie des îles qui n'ont aucun moyen de production d'EnR installé à l'heure actuelle.



### 9.3.1. Puissance garantie



**Figure 9-3 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020**

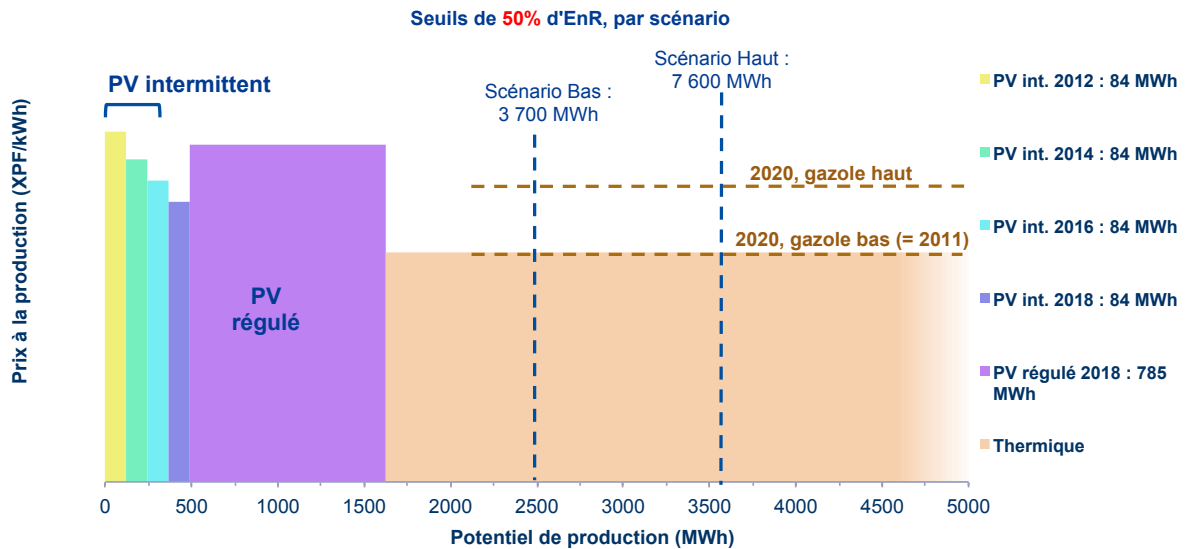
On constate que de nouveaux moyens de production thermique seraient à installer entre 2017 et 2020 dans le cas du scénario haut. La maîtrise de la demande en électricité permettrait de garder les puissances installées actuelles jusqu'en 2020.

### 9.3.2. Nouveaux moyens de production

Les projets envisageables à court terme pour Rangiroa se limitent au photovoltaïque intermittent. Nous avons également pris en compte la possibilité d'ici 2020 de la mise en place de centrales photovoltaïques avec régulation.

Probabilité	Projet	Potentiel (kW)	Invest (MXPF)	Productible (kWh)	Coût (XPF/kWh)
Probable	Photovoltaïque intermittent	350	-	193	472 500
Eventuel	Photovoltaïque régulé	800	-	650	1 350 000

### 9.3.3. Equilibre offre-demande



**Figure 9-4 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut**

Comme dans les autres îles éligibles uniquement au photovoltaïque, le développement de celui-ci ne permet pas d'atteindre 50% d'EnR sauf à envisager une solution de stockage semblable à celles des centrales hybrides.

Le taux de pénétration des EnR pour Rangiroa est donc dans le cadre de ce schéma directeur limité à 20% dans les deux scénarios.

### 9.3.4. Difficultés attendues et conclusions

Le problème de l'intermittence risque de se poser pour Rangiroa. Les deux hôtels qui consomment plus de 150 000 kWh/an seront certainement amenés à s'équiper en panneaux solaires à hauteur de 120 à 150 kW dans les années à venir. Or la capacité d'accueil intermittente est de 350 kW dans le scénario haut, et seulement 250 kW dans le cas du scénario haut avec MDE. Si l'on prend en compte quelques équipements supplémentaires pour les ménages ou administrations, on dépasserait alors la capacité d'accueil de l'île.

## 10. RURUTU

### 10.1. Contexte

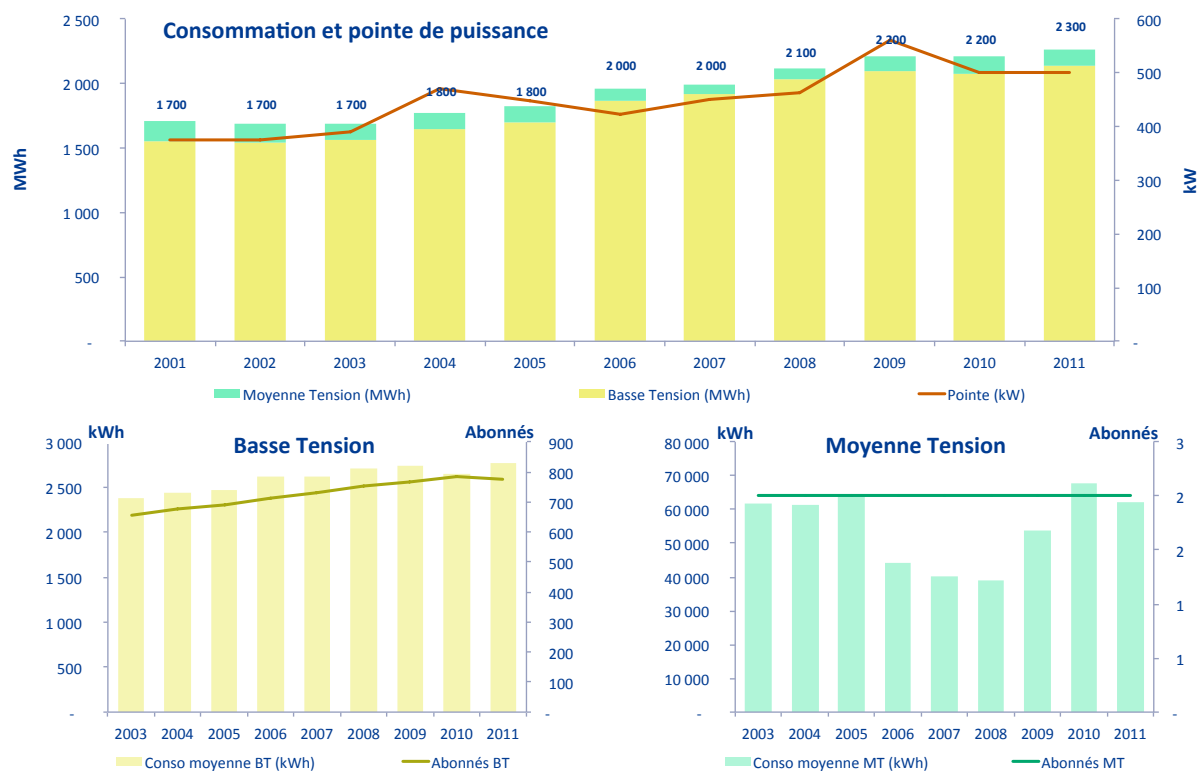
Avec 2 089 habitants en 2007, Rurutu est l'île la plus peuplée des Australes. Elle représente 33% de la population de l'archipel et 0,8% de la population de Polynésie française.

Les activités économiques principales consistent en la production d'objets de vannerie et, grâce à ses terres fertiles, en une agriculture spécialisée dans le maraîchage et les cultures vivrières, avec comme principales productions agricoles la pomme de terre et le taro. Le secteur du tourisme a fait l'objet d'un relatif et récent développement grâce à la notoriété des visites de baleines à bosse entre juillet et octobre.

La consommation électrique de l'île représente 1,5% de la consommation totale des îles en concession EDT.

### 10.2. Evolution de la demande

#### 10.2.1. Situation actuelle



Données : EDT

Figure 10-1 Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

#### Basse tension

Les consommations à Rurutu sont en croissance, l'île ne semble pas avoir été impactée par la crise en 2008. Toutefois on constate une inflexion en 2011 : le nombre d'abonnés basse tension baisse pour la première fois.

#### Moyenne tension

On constate une baisse sur les années 2006 à 2008 mais la consommation est désormais revenue à son niveau de 2005.

### 10.2.2. Scénarios retenus

Nous avons retenu les paramètres de modélisation et les scénarios ci-dessous.

	2011	Scénario Haut	Scénario bas
Abonnés BT	775	1,0% par an	-0,5% par an
Conso par abonné BT (kWh)	2 761	0%	-9% sur la période
Abonnés MT	2	0%	0%
Conso par abonné MT (kWh)	62 347	9% sur la période	-10% sur la période
Ratio E/P (kWh/kWp)	4 530	4 377	4 377
Pertes réseau (%)	13%	13%	13%

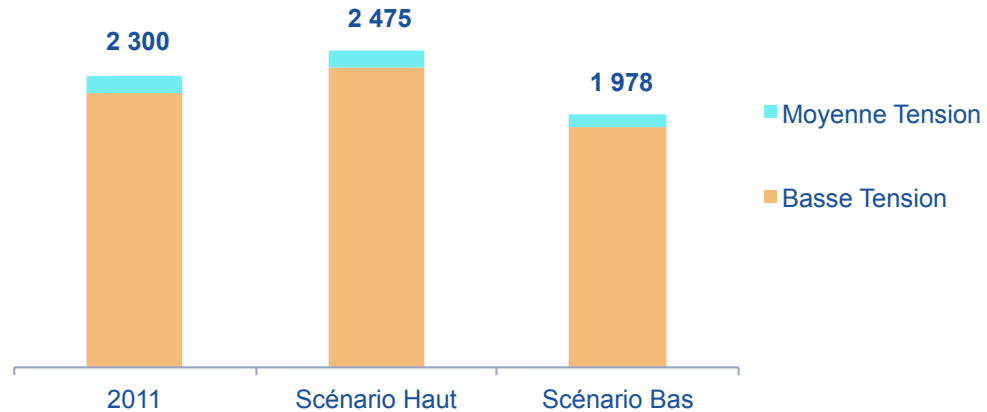


Figure 10-2 Scénarios de Demande à horizon 2020

Le scénario haut prévoit une augmentation des consommations de 10%. Le scénario bas prévoit une baisse du nombre d'abonnés et une politique de MDE menant à une réduction de 14% par rapport à 2011.

## 10.3. Production et équilibre offre-demande

### 10.3.1. Puissance garantie

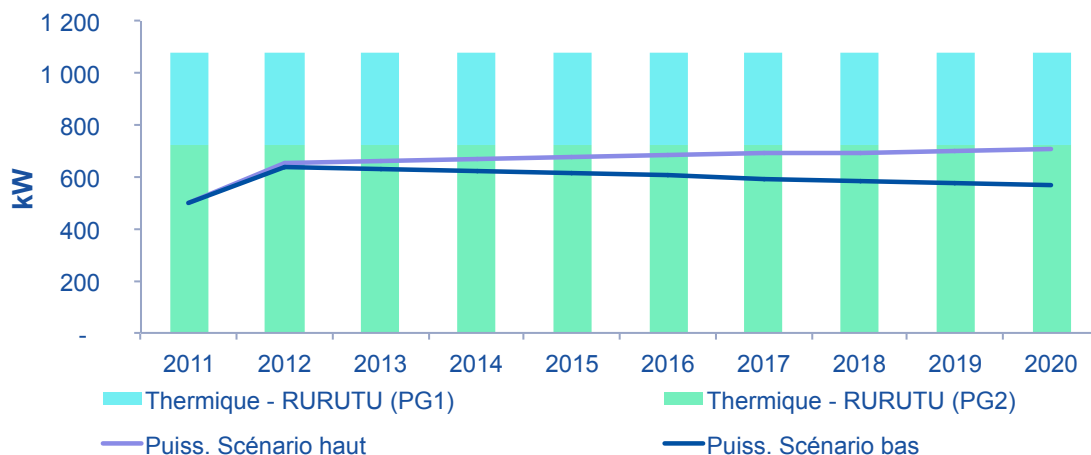


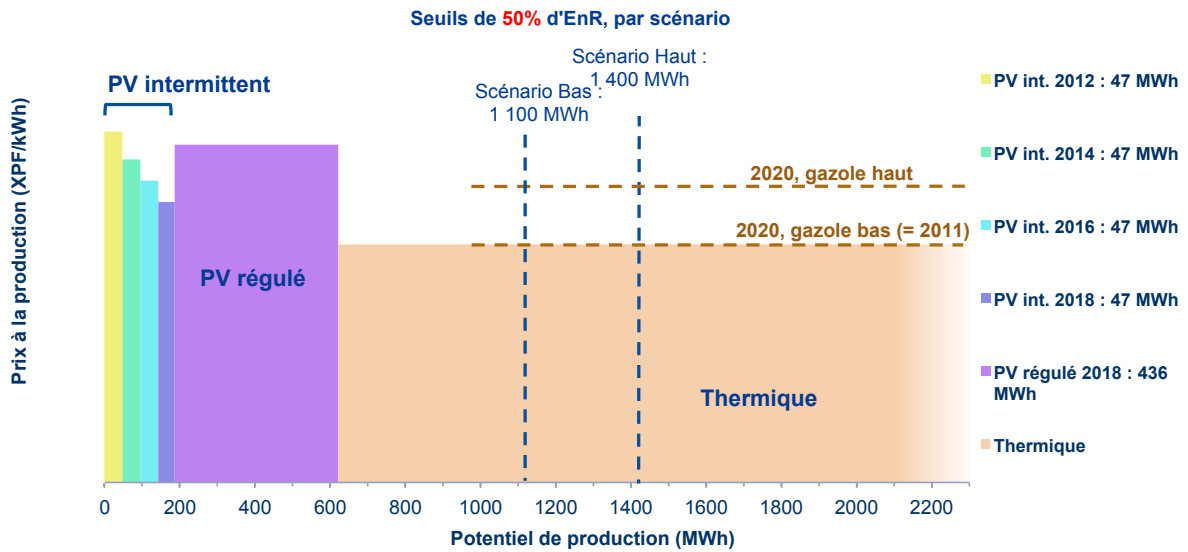
Figure 10-3 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020

Aucun nouveau moyen de production thermique n'est nécessaire d'ici à 2020.

### 10.3.2. Nouveaux moyens de production

Les nouveaux moyens possibles retenus sont le photovoltaïque intermittent et le photovoltaïque régulé. Une production éolienne est également envisageable mais le photovoltaïque permet déjà d'atteindre le seuil de 30% d'énergie intermittente.

### 10.3.3. Equilibre offre-demande



**Figure 10-4 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut**

Comme dans les autres îles éligibles uniquement au photovoltaïque, le développement de celui-ci ne permet pas d'atteindre 50% d'EnR sauf à envisager une solution de stockage semblable à celles des centrales hybrides.

Le taux de pénétration des EnR est dans le cadre de ce schéma directeur limité à 22% dans les deux scénarios.

## 11. TUBUAI

### 11.1. Contexte

Capitale administrative de la circonscription des Australes, Tubuai est avant tout un terroir agricole riche en produits maraîchers et vivriers. 74% des pommes de terres et 70% des carottes commercialisées en Polynésie française proviennent de Tubuai.

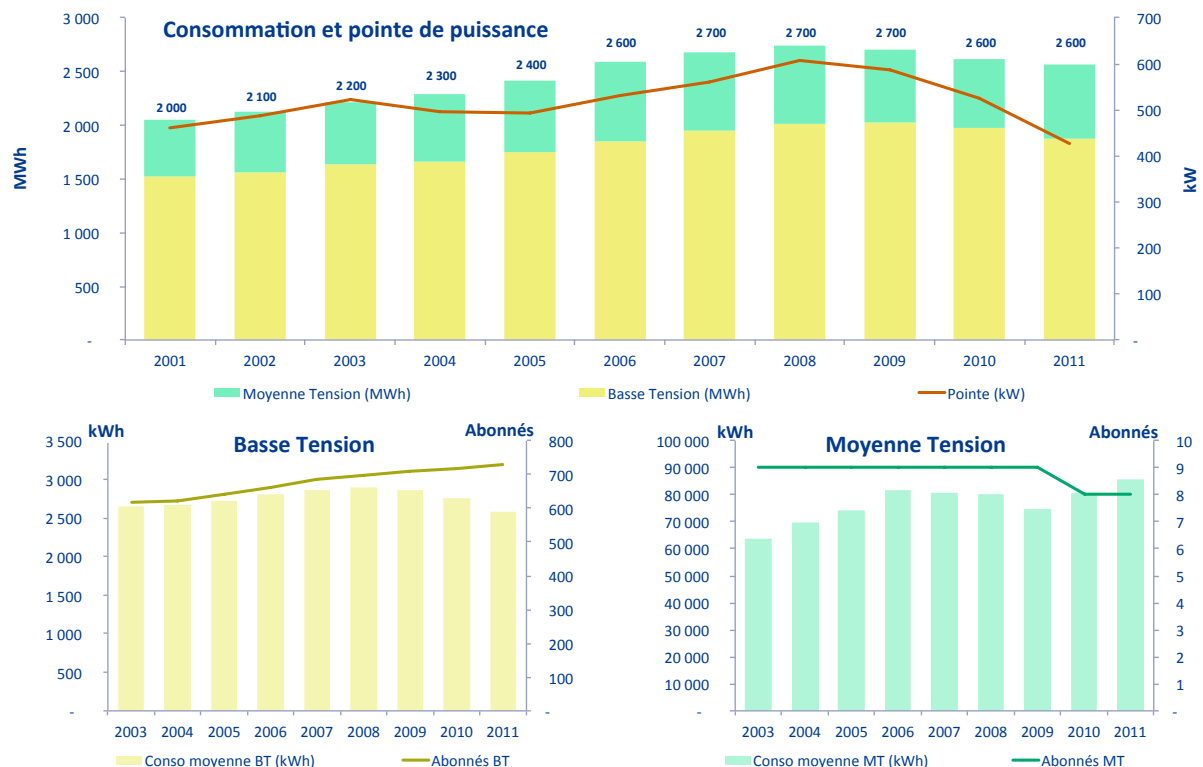
Située sur la côte nord de l'île, Mataura est le chef lieu de la commune de Tubuai et le chef lieu de la circonscription des Australes. Ce centre regroupe une gendarmerie, un collège, un centre médical, et un aéroport.

Tubuai compte 2044 habitants en 2007, soit 32% de la population des Australes et 0,8% de la population de Polynésie française.

La consommation électrique de l'île représente 2% de la consommation totale des îles en concession EDT.

### 11.2. Evolution de la demande

#### 11.2.1. Situation actuelle



Données : EDT

Figure 11-1 Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

#### Demande en énergie et puissance

On constate qu'un pic de demande a été atteint en 2008. La baisse observée depuis est exclusivement liée aux abonnés basse tension puisque la demande augmente en moyenne tension sur la période.

### Basse Tension

Le nombre d'abonnés suit une pente régulière à +1,6% par an depuis 2007. Les consommations moyennes ont atteint un pic en 2008 et baissent fortement depuis (-4% par an).

### Moyenne Tension

La moyenne tension est marquée par la perte d'un des abonnés en 2009-2010 ce qui explique certainement la baisse des consommations moyennes entre 2007 et 2009, ainsi que la forte hausse observée lors du départ de l'abonné en question.

### Autres paramètres

La corrélation énergie-puissance sera basée sur les années précédant 2008. Le ratio énergie/puissance est particulièrement élevé les dernières années (plus de 6 000 heures).

Les pertes s'élèvent à 6%.

## 11.2.2. Scénarios retenus

Suite à l'analyse de la demande dans les dernières années, nous avons retenu les paramètres de modélisation ci-dessous.

	2011	Scénario Haut	Scénario bas
Abonnés BT	730	1,6% par an	1,6% par an
Conso par abonné BT (kWh)	2 573	13% sur la période	-20% sur la période
Abonnés MT	8	0%	0%
Conso par abonné MT (kWh)	85 869	20% sur la période	-10% sur la période
Ratio E/P (kWh/kWp)	6 008	4 506	4 506
Pertes réseau (%)	6%	6%	6%

Les scénarios sont alors les suivants :

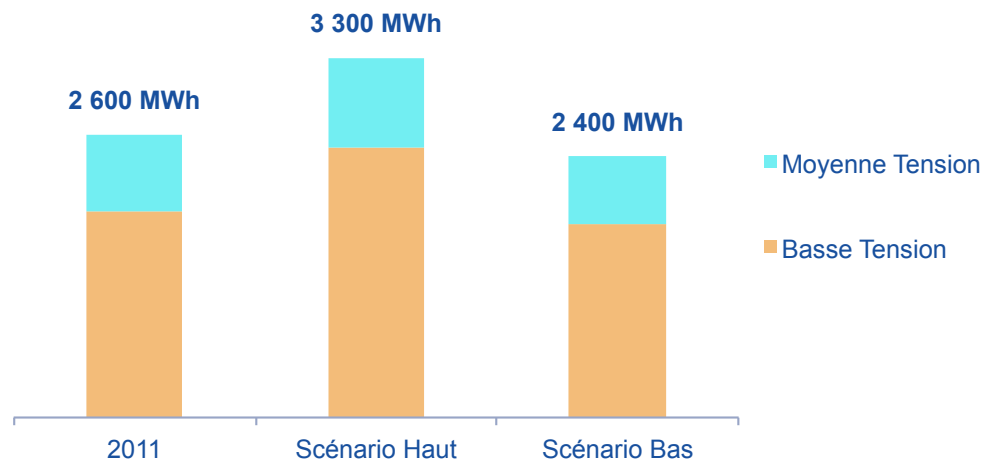


Figure 11-2 Scénarios de Demande à horizon 2020

### 11.3. Production et équilibre offre-demande

#### 11.3.1. Puissance garantie

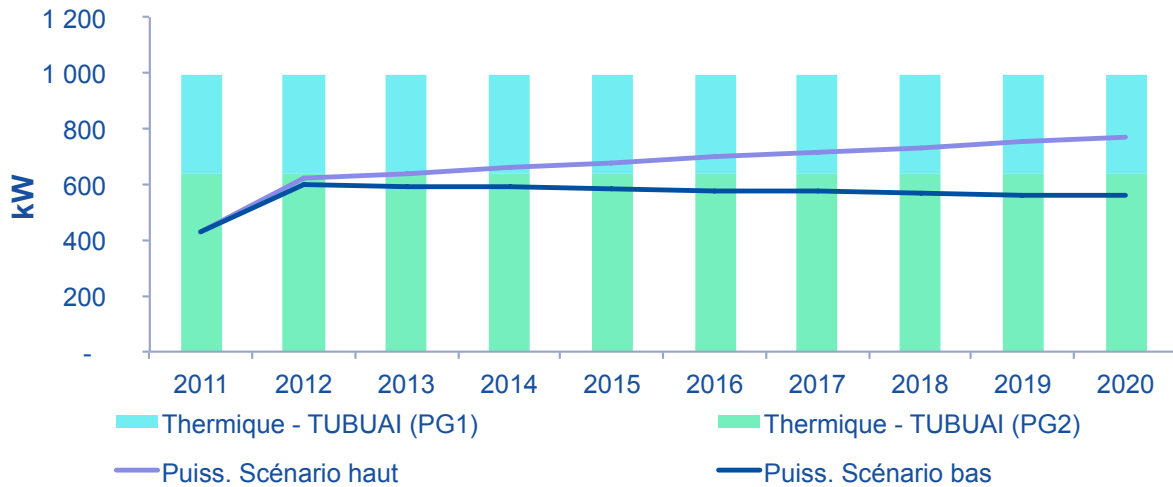


Figure 11-3 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020

Dans le cas du scénario bas aucun moyen de production thermique supplémentaire n'est nécessaire. Dans le cas du scénario haut, un nouveau groupe n'est nécessaire qu'en PG2.

#### 11.3.2. Equilibre offre-demande

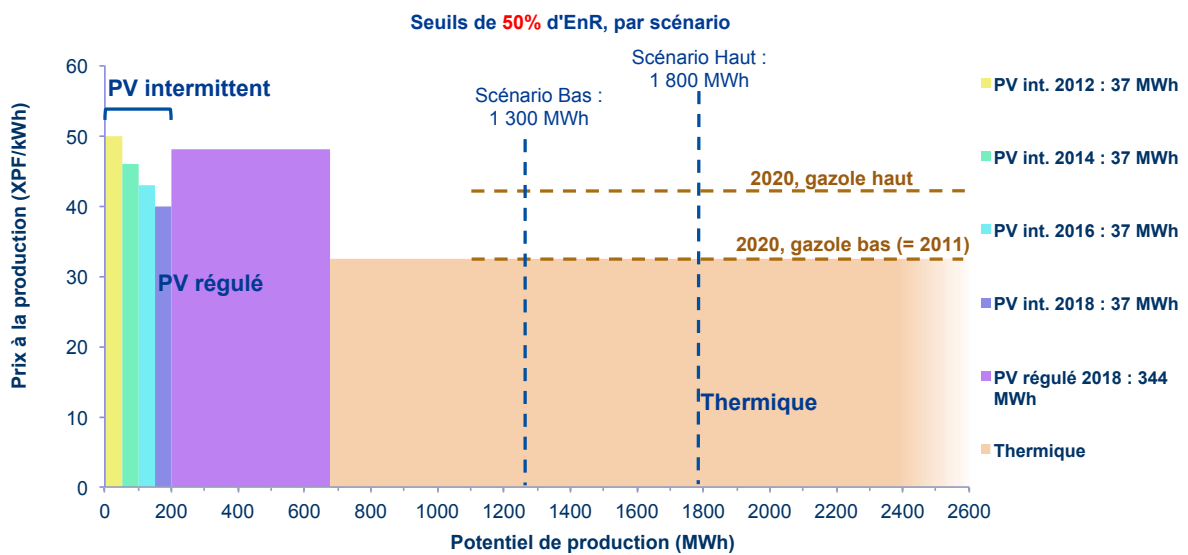


Figure 11-4 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut

Comme dans les autres îles éligibles uniquement au photovoltaïque, le développement de celui-ci ne permet pas d'atteindre 50% d'EnR sauf à envisager une solution de stockage semblable à celles des centrales hybrides.

Le taux de pénétration des EnR pour Tubuai est dans le cadre de ce schéma directeur limité 19% dans les deux scénarios.



## 12. UA-POU

### 12.1. Contexte

Second foyer de population de l'archipel des Marquises avec 2 158 habitants (2007), l'île de Ua Pou est le troisième producteur d'agrumes de Polynésie derrière Tahiti et Moorea, en particulier les citrons qui sont exportés vers Tahiti. La culture du noni s'y est également beaucoup développée.

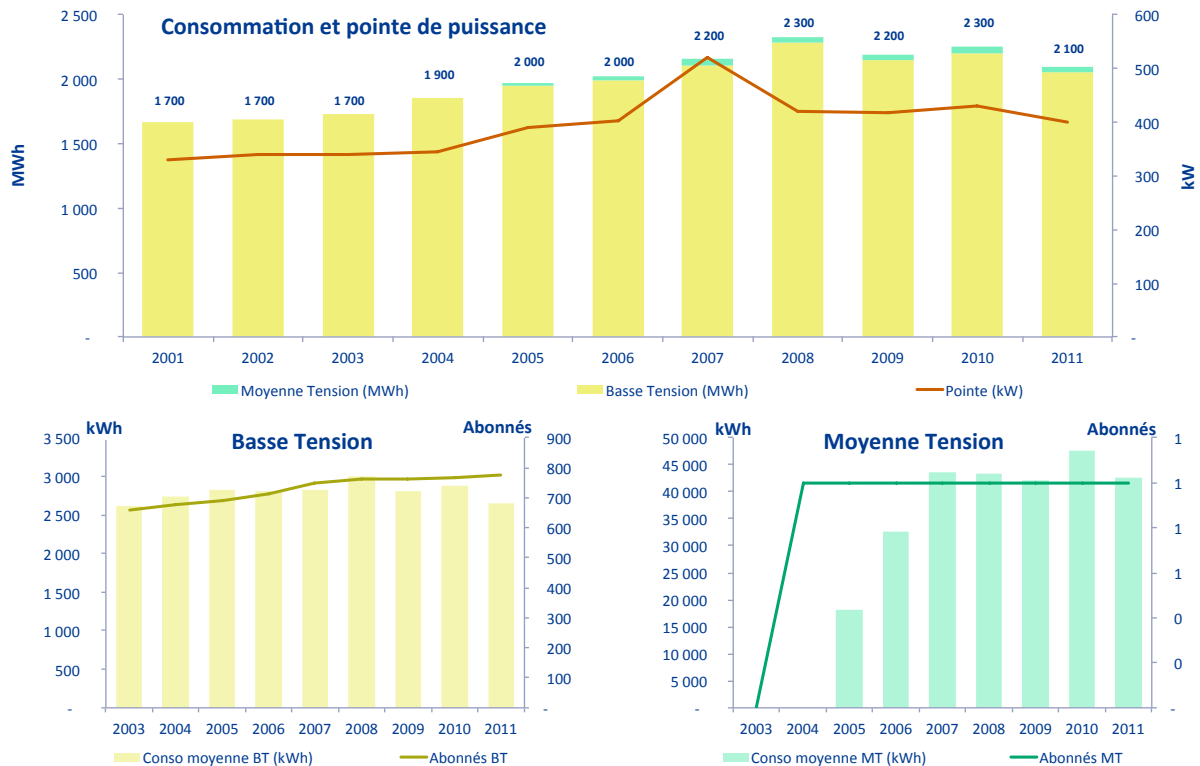
L'île de Ua Pou possède l'un des patrimoines paysagers les plus spectaculaires des Marquises. Le projet de parc patrimonial de la vallée de Hakatehau est d'ailleurs à l'étude. L'île est également considérée comme un centre culturel et artistique riche et dynamique. Pour ces raisons, Ua Pou a choisi de développer un tourisme de découverte, ancré dans une dynamique de développement durable.

La population de Ua Pou représente 25% de la population de l'archipel et 0,8% de la population de Polynésie.

La consommation d'électricité de l'île représente 2% de la consommation totale des îles en concession EDT.

### 12.2. Evolution de la demande

#### 12.2.1. Situation actuelle



Données : EDT

Figure 12-1 Détail de l'évolution récente de la demande pour les abonnés basse et moyenne tension

### Demande en énergie et puissance

La demande est en légère baisse depuis 2008.

#### Basse Tension

Le nombre d'abonnés augmente régulièrement, le rythme est ralenti depuis 2007. Les consommations moyennes baissent depuis 2008 avec une baisse plus marquée en 2011.

#### Moyenne Tension

Il n'y a qu'un seul consommateur MT à Ua Pou. Si l'on exclut l'année 2010 la consommation est relativement constante.

### 12.2.2. Scénarios retenus

Suite à l'analyse de la demande dans les dernières années, nous avons retenu les paramètres de modélisation ci-dessous.

	2011	Scénario Haut	Scénario bas
Abonnés BT	775	0,5% par an	0,5% par an
Conso par abonné BT (kWh)	2 646	Retour valeur 2008 13% sur la période	-10% sur la période
Abonnés MT	1	0%	0%
Conso par abonné MT (kWh)	42 651	12% sur la période	-10% sur la période
Ratio E/P (kWh/kWp)	5 234	5 020	5 020
Pertes réseau (%)	8%	8%	8%

C'est la basse tension qui détermine logiquement l'orientation des scénarios. Le scénario haut prévoit une hausse des consommations avec un retour à la valeur 2008. Le scénario bas prévoit une baisse légère de la demande brute associée à des actions de MDE permettant une diminution d'environ 10% de la demande. Cette baisse est assez faible étant donné les consommations déjà modérées.

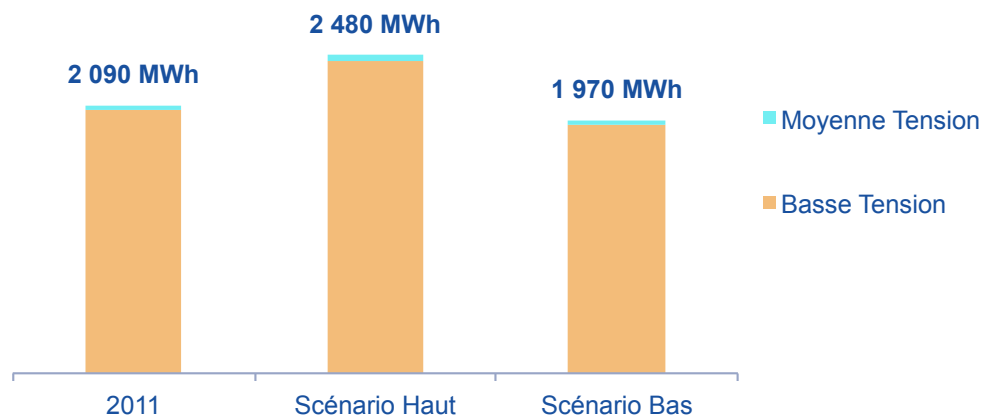


Figure 12-2 Scénarios de Demande à horizon 2020

## 12.3. Production et équilibre offre-demande

### 12.3.1. Puissance garantie

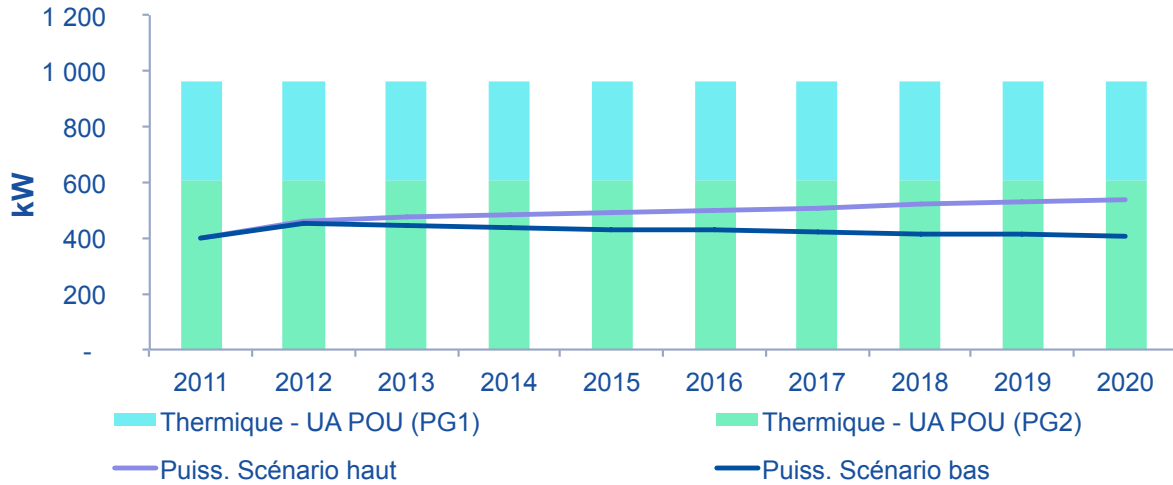


Figure 12-3 Adéquation puissance-pointe à horizon 2020

### 12.3.2. Nouveaux moyens de production

Un projet éolien à Tahaa a été étudié et chiffré par EDT en 2008. Nous le reprenons ici, en plus des possibles développements photovoltaïques portés par des capitaux privés :

Probabilité	Projet	Potentiel (kW)	Invest (MXPF)	Productible (kWh)	Coût (XPF/kWh)
Probable	PV intermittent	121	67	163 362	50 à 40
Possible	Eolien	275	130	600 000	38
Eventuel	PV régulé	7	5	9 929	48

### 12.3.3. Equilibre offre-demande

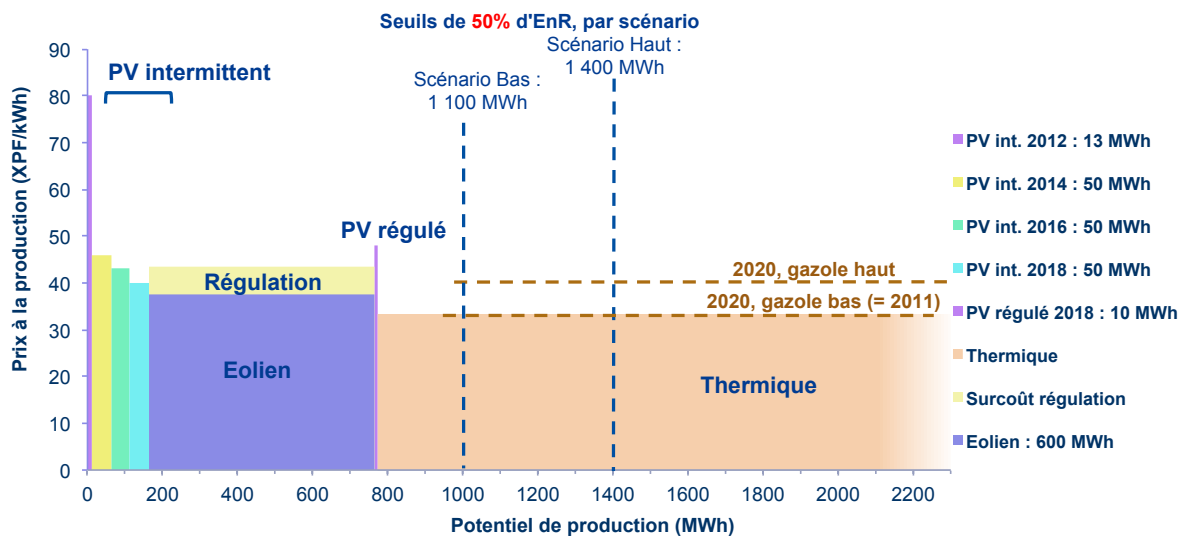


Figure 12-4 Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions, dans le cas du scénario haut

Comme dans le cas de l'île de Tahaa, le projet éolien envisagé à Ua Pou est d'une puissance qui dépasse la capacité d'accueil de l'île pour l'intermittence. En effet le seuil est de 111 kW pour 275 kW éoliens envisagés. Nous avons donc fait figurer sur le graphique l'éventualité d'une régulation. Dans ce cas on atteint en additionnant PV intermittent et éolien la puissance moyenne journalière, en conséquence il n'est plus possible de mettre en place du photovoltaïque régulé sauf à lui adjoindre un système de stockage.

Notons que le productible attendu pour cette installation éolienne est assez important : environ 2 200 heures à puissance nominale, soit 60% de plus qu'une installation photovoltaïque de puissance équivalente. Cela permet d'obtenir un prix au kWh modéré ainsi qu'un taux plus important d'EnR dans le mix électrique. L'éolien semble donc une bonne solution pour Ua Pou, moyennant la prise en compte de critères de faisabilités locaux comme l'accessibilité au site ou les besoins de maintenance.

Le taux de pénétration des EnR est dans le cadre de ce schéma directeur limité à 28% dans le cas du scénario haut et 30% dans le cas du scénario bas.