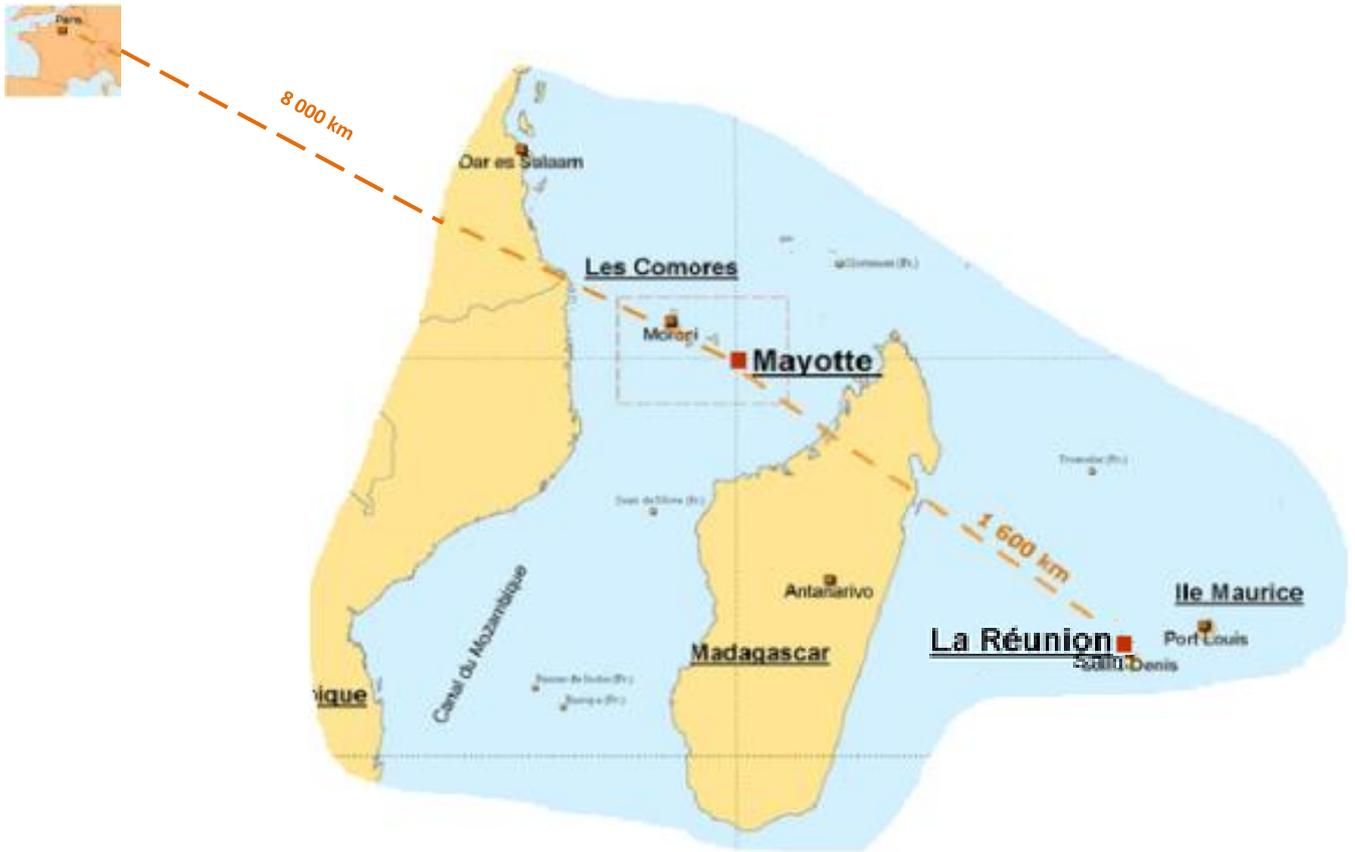




# Rapport sur la mission de la CRE à Mayotte et à la Réunion

Juillet 2015



*Photos de couverture :*

*A gauche : La Réunion, cascades dans la vallée de Takamaka en amont du barrage hydroélectrique du même nom*

*A droite : Mayotte, cheminées et système d'échappement de la centrale diesel des Badamiers*

## Introduction

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (ZNI)<sup>1</sup> de bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale. Cependant, les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont en moyenne, pour l'année 2013, presque cinq fois supérieurs à la part énergie de ces tarifs – représentative des coûts de production comptables d'EDF – occasionnant pour les opérateurs historiques, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) et Electricité de Mayotte (EDM), des surcoûts qui font l'objet d'une compensation par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) payée par l'ensemble des consommateurs d'électricité.

Les surcoûts cumulés au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI pour la période 2002-2013 s'élèvent à 10,8 Md€ courants, soit près d'un tiers du cumul des charges de service public sur cette période. Près de 70 % relèvent des surcoûts de production d'EDF SEI et d'EDM. Les surcoûts liés aux contrats d'achat des énergies renouvelables représentent moins de 10 % et sont presque entièrement portés par le soutien à la filière photovoltaïque. Les surcoûts liés au photovoltaïque dans les ZNI s'élèvent à 0,6 Md€ sur la période de 2002 à 2013.

Par ailleurs, les ZNI disposent d'une certaine autonomie s'agissant de la politique de l'énergie depuis La loi n° 2000-1207 du 13 décembre 2000 d'Orientation pour l'Outre-Mer (LOOM). La Martinique et la Guadeloupe ont bénéficié au surplus d'une habilitation énergie, dont le renouvellement est prévu par le projet de loi de transition énergétique. Ce projet de loi prévoit l'adoption d'une programmation pluriannuelle de l'énergie par territoire élaborée conjointement par le président de la collectivité et le préfet. A l'initiative du gouvernement ou du président de la collectivité, ce document pourra faire l'objet d'une révision simplifiée.

Au regard des enjeux financiers passés et futurs associés au développement de la production d'électricité dans ces territoires, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a décidé d'engager, dans la limite de ses ressources, un cycle de visites de chacune des zones non interconnectées.

\* \* \*

L'île de la Réunion bénéficie d'un parc de production dont le mix de production est diversifié. Plusieurs producteurs contribuent au maintien de l'équilibre offre/demande. C'est le territoire où s'est achevée la construction de la première installation d'EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI) qui vient en remplacement de la centrale actuelle d'EDF SEI. Par ailleurs, le premier gros projet de maîtrise de la demande en électricité sur lequel la CRE pourrait avoir à rendre un avis est situé à la Réunion. Enfin, le taux d'attribution du tarif de première nécessité (TPN) y est le plus élevé des ZNI. C'est pour ces raisons que la CRE a décidé d'y effectuer sa première visite.

Les échanges avec EDM sont moins fréquents qu'avec EDF SEI du fait l'éloignement géographique du siège. Le changement de statut de Mayotte (la collectivité est devenue le 101unième département le 31 mars 2011) a introduit de nouvelles problématiques, notamment s'agissant de l'attribution des tarifs sociaux mis en œuvre en principe à partir de 2014. L'île de Mayotte étant facilement accessible depuis l'île de la Réunion, il est apparu pertinent procéder à une mission « océan indien ».

Les objectifs de cette mission étaient multiples :

- Prendre la mesure *in situ* des contraintes techniques et logistiques pesant sur les petits réseaux électriques isolés ;
- Rencontrer les principaux producteurs locaux (EDF SEI, EDM, EDF PEI, Albioma) pour mieux appréhender les particularités d'exploitation des moyens de production et leur intégration dans le mix énergétique global de chaque île ;

---

<sup>1</sup> Corse, départements d'outre-mer, Saint-Pierre et Miquelon, Saint Martin, Saint Barthélémy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey.

- Rencontrer les acteurs institutionnels locaux : Région, Préfet, DEAL, ADEME, *etc* ;
- Observer la déclinaison opérationnelle des missions de service public confiées à EDM et à EDF SEI par le Code de l'énergie.

\* \* \*

Une délégation de la CRE s'est rendue à Mayotte (du 21 au 23 octobre 2014) et à la Réunion (du 24 au 31 octobre 2014).

La délégation de la CRE était composée de :

- Philippe de Ladoucette, Président (27 et 28 octobre)
- Catherine Edwige, Commissaire en charge des ZNI (Réunion seulement)
- Christine Lavarde, chef du département dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs
- Kseniya Khromova, responsable du pôle ZNI

Le présent rapport expose les enjeux spécifiques à chaque zone. Lorsqu'elle l'a jugé utile, la CRE a formulé des recommandations qui ont été communiquées aux entités concernées.

Ce rapport a été adopté par le Collège de la CRE par une délibération en date du 16 avril 2015. Il a été transmis dans sa version publique à l'ensemble des acteurs rencontrés, les informations relevant du secret des affaires ayant été occultées.

## Remerciements

La CRE remercie l'ensemble des personnes rencontrées pour la qualité des échanges et l'implication dans la préparation des visites. Ces temps d'échange ont été bénéfiques à toutes les parties. Ils ont notamment été l'occasion pour la CRE de préciser son rôle et ses missions.

La CRE souligne le très bon accueil qui lui a été réservé par toutes les personnes rencontrées qui ont fait preuve de disponibilité et de professionnalisme sur les différents sujets abordés au cours de la mission et lors d'échanges ultérieurs pour préciser certains points.

La CRE remercie les personnes suivantes, pour leur contribution au bon déroulement de la mission et leur partage d'expérience.

- **Electricité de Mayotte**

Yacine CHOUABIA, directeur général

Bruno SPINATTO, directeur administratif et financier

Jérôme LECOMTE, chef du pôle production

Marsile ROBERRINI, chef de la centrale de Longoni

Houmadi ISSOUFFI, chef de la centrale de Badamiers

George TORINO, chef du pôle réseau

Frédéric PLACIDE, chef du pôle réseau / système

Philippe ALCINDOR, chef de projet industriel

Laurence YEUNG, chef du pôle clientèle

Grégory STOOPS, chef du pôle MDE / ENR

Sylvain HERBER, chef du pôle support

Melissa JACQUELAIN, responsable comptabilité gestion

- **DEAL de Mayotte**

Jean-François LEROUX, chef d'unité environnement industriel et énergie

- **ADEME Mayotte**

Christel THURET, responsable de l'antenne de l'ADEME à Mayotte

- **EDF SEI**

Frédéric BUSIN, directeur EDF SEI

Karine REVCOLEVSCHI, directrice finances et régulation

Catherine FLEITER, déléguée gestion finances

- **EDF SEI centre de la Réunion**

Michel MAGNAN, directeur du centre EDF SEI à La Réunion

Nicolas BURIEZ, directeur développement Océan Indien

Gilles HOUBRE, chef du service système électrique

Bettina LAVAUD, chef du service veille stratégique et communication

Fabien FAUCHARD, chef du service management de la performance

José CASABIANCA, chef du service opérateur de réseau

David BEAUVEIL, attaché système, service système électrique

Damien DEVILLAIN, attaché développement des réseaux, service système électrique

Clément SEUGE, chef du service clientèle et commercial

Fabienne MOLINARI, chef du service efficacité énergétique

Jean-Marc PHYLIS, chef de Service Groupement Thermique - Chef de projet post exploitation

Frédéric CELLIER, chef du service production et moyens de pointe

- **Préfecture de la Réunion**

Daniel SORAIN, préfet

- **DEAL de la Réunion**

Daniel FAUVRE, directeur

Michel MONCLAR, directeur adjoint

Michel MASSON, chef du service prévention des risques et environnement industriels

Christian PRETOT, adjoint au chef du service aménagement durable, énergie-climat, construction

Samuel LASLANDES, responsable de l'unité climat énergie

- **ADEME Réunion**

Philippe BEUTIN, directeur

Jean-François COUSIN, responsable énergie

- **Région Réunion**

Alin GUEZELLO, conseiller régional, président de la SPL Energies Réunion

Dr. Soudjata RADJASSEGARANE, directrice de l'énergie et de l'environnement

Hairat SAID SOILIH, responsable du service énergie

Rémy DURAND, chargé d'opération

- **SPL Energies Réunion**

Pierre-Yves EVAZIN, directeur technique

Elodie SOUNDROM, responsable du service ENR

- **EDF PEI**

Jean-Michel LEBEAU, président

Cédric DUPUIS, directeur de la centrale de Port Est

Christophe MILAN, directeur administratif et financier

Joëlle DIAZ, responsable du pôle comptabilité

- **Albioma**

Pascal LANGERON, directeur-général adjoint

Joël THEOPHIN, directeur de la centrale de Bois Rouge

Eric DE BOLLIVIER, directeur adjoint des exploitations thermiques

Cyril PERROY, directeur juridique

- **Sucrierie de Bois Rouge (groupe Tereos)**

Denis CASTERS, directeur

- **Professionnels du solaire**

Michel DEJOUX, président Groupe Dijoux S.A.S

Patrice GALBOIS, président Corexsolar

# Sommaire

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Introduction</b> .....  | <b>3</b>  |
| <b>Remerciements</b> .....   | <b>5</b>  |
| <b>Sommaire</b> .....  | <b>8</b>  |
| <b>Mayotte</b> .....   | <b>10</b> |
| 1. Le plus jeune département français, avec des enjeux de développement économique spécifiques .....                                     | 11        |
| 1.1. Le contexte institutionnel.....   | 11        |
| 1.2. Le contexte économique .....  | 11        |
| 1.3. Le contexte social .....  | 13        |
| 2. Les conséquences d'un très petit parc de production et d'un petit réseau électrique sur la qualité et la sûreté de la fourniture..... | 14        |
| 2.1. L'équilibre du réseau repose sur deux sites de production .....   | 14        |
| 2.2. Le difficile maintien de la tension du réseau.....  | 15        |
| 3. L'expertise développée par Electricité de Mayotte .....   | 16        |
| 3.1. Un transfert de compétence entre EDF SEI et EDM.....  | 16        |
| 3.2. Les solutions techniques et technologiques déployées sont à la pointe .....   | 16        |
| 3.3. Une adaptation permanente aux contraintes logistiques.....  | 18        |
| 4. Une application difficile, et parfois très coûteuse, de la réglementation métropolitaine et européenne.....                           | 19        |
| 4.1. La mise aux normes IED de la centrale de Badamiers.....   | 19        |
| 4.2. Le prolongement de la ligne 90 kV au Sud .....  | 19        |
| 4.3. Les difficultés à surmonter pour mettre en œuvre le TPN.....  | 20        |
| 5. Les actions de maîtrise de la demande en électricité .....  | 20        |
| 5.1. Les actions à destination des particuliers.....   | 21        |
| 5.2. La réalisation d'audits énergétiques chez les grands clients.....   | 21        |
| 5.3. Les certificats d'économie d'énergie.....   | 22        |
| 5.4. Les projets internes à EDM.....   | 22        |
| 6. Le développement des énergies renouvelables.....  | 22        |
| 6.1. Perspective de développement.....   | 22        |
| 6.2. La batterie OPERA.....  | 23        |
| 6.3. Véhicule électrique.....  | 23        |
| 7. Conclusion .....  | 24        |
| <b>La Réunion</b> .....  | <b>25</b> |
| 1. Contexte .....  | 27        |
| 1.1. Le contexte institutionnel.....   | 27        |

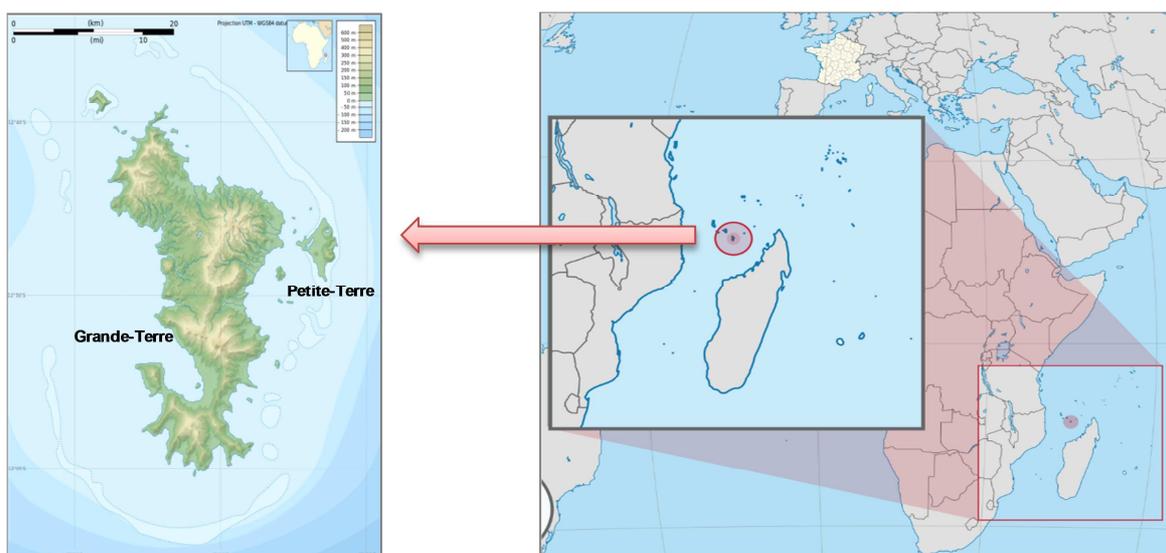
|      |   |           |
|------|---|-----------|
| 1.2. | Le contexte économique .....  | 28        |
| 1.3. | Le contexte social .....  | 31        |
| 2.   | Le système électrique.....  | 32        |
| 2.1. | Un parc de production suffisant pour satisfaire l'équilibre offre/demande mais mal réparti                            | 31        |
| 2.2. | Une surcapacité qui se traduit par une utilisation dégradée des moyens de base .....                                  | 34        |
| 2.3. | La gestion de l'ordre d'appel des moyens de production est efficace.....  | 35        |
| 2.4. | Le développement du photovoltaïque nécessite une réserve primaire importante .....                                    | 36        |
| 2.5. | Le développement des ENR est fortement contraint.....   | 37        |
| 2.6. | Une gestion incitative de la part d'EDF SA qui contribue à la qualité de la fourniture.....                           | 38        |
| 3.   | La mise en place d'une gouvernance de l'énergie .....   | 38        |
| 3.1. | Des expériences antérieures peu concluantes.....  | 38        |
| 3.2. | L'organisation de la SPL Energies Réunion .....   | 39        |
| 4.   | La maîtrise de la demande en électricité .....  | 42        |
| 4.1. | Un important parc de chauffe-eau solaires.....  | 42        |
| 4.2. | Les petites actions de MDE ou actions de mass market .....  | 43        |
| 4.3. | Les risques liés au développement du véhicule électrique.....   | 46        |
| 5.   | La gestion du TPN .....   | 47        |
| 5.1. | Les coûts de gestion déclarés par EDF SEI sont en l'état assez peu auditables .....                                   | 47        |
| 5.2. | Le contrôle des bénéficiaires est perfectible .....   | 48        |
| 5.3. | La définition de la trêve hivernale introduite par la loi Brottes n'apparaît pas adaptée à la situation des ZNI ..... | 49        |
| 6.   | L'arrêt et le démantèlement de la centrale de Port Ouest .....  | 49        |
| 6.1. | La gestion des déchets .....  | 50        |
| 6.2. | La valorisation du patrimoine.....  | 50        |
| 6.3. | La remise en état du site .....   | 51        |
| 7.   | Sujets divers.....  | 52        |
| 7.1. | Le projet de Takamaka 3 .....   | 52        |
| 7.2. | La gestion des contrats d'achat .....   | 52        |
| 7.3. | La conversion de la centrale d'EDF PEI au gaz.....  | 52        |
| 7.4. | Projets de microgazéification .....   | 53        |
| 7.5. | Eléments sur l'exploitation des centrales d'Albioma .....   | 53        |
| 7.6. | Déploiement de compteurs intelligents.....  | 53        |
| 8.   | Conclusion .....  | 53        |
|      | <b>Conclusion générale.....</b>   | <b>55</b> |



# Mayotte

Située dans l'hémisphère sud, entre l'équateur et le tropique du Capricorne, dans la partie Ouest de l'océan indien, entre l'Afrique et Madagascar, l'île de Mayotte se situe à 8 000 km de la métropole continentale et à 1 500 km de l'île de la Réunion. D'une superficie de 374 km<sup>2</sup>, Mayotte comprend deux îles principales, la Petite-Terre et la Grande-Terre, ainsi qu'une trentaine d'îlots épars.

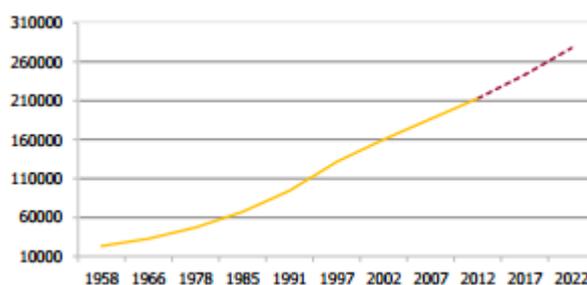
## Géolocalisation de Mayotte



Source : Wikipedia

Mayotte compte 212 645 habitants selon le recensement de 2012 répartis dans 17 communes. La croissance démographique est très forte (+14% entre 2007 et 2012) du fait d'une natalité élevée et de l'immigration, essentiellement clandestine, en provenance des îles voisines. La population est très jeune : 60% de la population totale à moins de 25 ans.

## Population à l'horizon 2022



Source : INSEE

D'origine volcanique, Mayotte présente une altitude qui peut aller jusqu'au 660 mètres. Le relief de l'île est accidenté et se caractérise par de fortes pentes. Par conséquent, la population se concentre sur la bande littorale ou dans les espaces plats de l'île. La densité est de 570 habitants par km<sup>2</sup>.

Mayotte est caractérisée par un climat tropical maritime et connaît deux saisons. L'été austral correspond à la saison des pluies et s'étend d'octobre à mars avec des températures élevées (entre 29°C et 34°C) et un taux d'humidité important (environ 85 %). Pendant cette période, Mayotte est

exposée à des tempêtes cycloniques dont la puissance est cependant atténuée par sa position à l'ouest de Madagascar. L'hiver austral correspond à la saison sèche et s'étend d'avril à septembre. Pendant cette période, les pluies sont rares et les températures sont plus fraîches (entre 22°C et 25°C).

Mayotte est entourée par l'un des plus grands récifs coralliens du monde qui la protège des forts courants marins.

## **1. Le plus jeune département français, avec des enjeux de développement économique spécifiques**

### **1.1. Le contexte institutionnel**

Avec la loi n°2001-616 du 11 juillet 2001, Mayotte est devenue une collectivité territoriale dénommée « Collectivité départementale de Mayotte » (CDM). La loi de 2011 a prévu deux étapes dans le processus de décentralisation. En 2004, l'exécutif de la CDM a été transféré du préfet au président du conseil général. En 2007, la loi organique n°2007-223 portant dispositions statutaires et constitutionnelles relatives à l'outre-mer a institué la « collectivité d'outre-mer de Mayotte ».

Une nouvelle étape a été franchie avec la consultation sur le pacte pour la décentralisation organisée le 29 mars 2009. 95,2% des électeurs se sont prononcés favorablement à une transformation de Mayotte en une collectivité unique appelée département, régie par l'article 73 de la Constitution, exerçant les compétences dévolues aux départements et régions d'outre-mer. Mayotte est ainsi devenue le 31 mars 2011 le 101<sup>ème</sup> département français. Elle bénéficie depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2014 du statut de région ultrapériphérique de l'Union européenne.

Le droit local inspiré du droit musulman et des coutumes africaines et malgaches s'applique aux seuls Mahorais ayant conservé leur statut personnel, comme le permet l'article 75 de la Constitution. La loi du 11 juillet 2001 relative à Mayotte maintient l'existence de ce statut civil de droit local et précise les possibilités d'y renoncer au profit du statut civil de droit commun. Les domaines d'application du statut civil de droit local sont précisés par la loi programme n°2003-660 pour l'Outre-Mer (LOPOM) du 21 juillet 2003 : l'état et la capacité des personnes, les régimes matrimoniaux, les successions et les libéralités.

Outre la révision de l'état-civil et la réforme de la justice, cette évolution institutionnelle s'accompagne d'un alignement progressif du SMIC et des prestations sociales sur les niveaux hexagonaux, d'une réforme de la fiscalité et de la création d'un Fonds mahorais de développement économique, social et culturel (FMDESC) qui remplace le Fonds mahorais de développement (FMD). L'octroi de mer et la fiscalité nationale trouvent à s'appliquer depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2014.

### **1.2. Le contexte économique**

#### **1.2.1. Une économie tirée par le secteur institutionnel<sup>2</sup>**

En 2011 (dernières données disponibles), le Produit intérieur brut (PIB) de Mayotte s'élevait à 1,6 Md€<sup>3</sup>. Il a progressé de 12,8 % entre 2009 et 2011. Le secteur institutionnel des administrations publiques est le principal contributeur à la création de richesse à Mayotte (52 % du PIB, en hausse de

<sup>2</sup> Note expresse, n°277, juillet 2014, Institut d'émission des départements d'Outre-Mer. *Panorama de Mayotte*.

Note expresse, n°287, septembre 2014, Institut d'émission des départements d'Outre-Mer. *Tendances conjoncturelles*, 2<sup>ème</sup> trimestre 2014, Mayotte.

INSEE Analyses Mayotte, n°2, octobre 2014. PIB Mayotte 2011. *Une économie en rattrapage soutenue par la dépense publique*.

<sup>3</sup> A comparer au PIB de la métropole continentale de 2 055 Md€ en 2013 ou à celui de la Réunion de 16,1 Md€.

6 point comparé à 2009). Le conseil général est le principal employeur de l'île avec près de 1200 fonctionnaires. À Mayotte, la forte contribution des administrations à la valeur ajoutée totale n'est pas due à un poids excessif de l'administration publique, au regard des standards nationaux, mais à la trop faible part des entreprises dans la production économique. En effet, la proportion de fonctionnaires est inférieure à celle de France métropolitaine : moins de 6 emplois publics pour 100 habitants à Mayotte contre 7,2 en métropole. Au cours de la même période (2009-2011), la valeur ajoutée créée par les entreprises recule d'un point (22 % en 2011).

Les administrations publiques constituent le premier employeur (53,5 % de l'emploi total, 47,0 % des offres d'emploi en 2013). Toutefois, selon le recensement de 2012, 36,5% des actifs se déclarent au chômage.

Le tissu économique mahorais est en grande partie constitué de très petites unités (90,0 % des entreprises actives ont moins de 5 salariés). On dénombre environ 500 « grandes entreprises » (*i.e.* celles dont le chiffre d'affaires annuel est supérieur à 150 000 euros) réalisant 58% de leur valeur ajoutée dans les secteurs du commerce, des transports et des services aux particuliers.

Alors que Mayotte exportait 14 tonnes d'ylang-ylang en 1996, 18 tonnes en 1999, seules 6 tonnes ont été exportées en 2007. Depuis le début de l'année 2013, les exportations sont nulles. Selon le parfumeur Guerlain qui a cédé 80% de ses parts dans la plantation de Combani, « *Le problème à Mayotte, c'est le coût de la main d'œuvre. La filière mahoraise de l'ylang-ylang n'est pas compétitive avec celle de Madagascar ou des Comores.* »

La consommation demeure le principal moteur de l'économie mahoraise, notamment par une amélioration du taux d'équipement des ménages.

### **1.2.2. Les budgets des collectivités sont sous surveillance**

La chambre régionale des comptes de la Réunion et de Mayotte lors de l'audience solennelle du 2 juillet 2014 fait état de 28 contrôles à Mayotte au cours de l'année 2013. Plus de la moitié de ces saisines se rapportent à des gestions en déficit. Les appréciations portées sur les situations financières sont diverses. Pour plus de la moitié, le rétablissement prévu paraît difficilement envisageable. La Cour relève une amélioration des finances du conseil général puisque l'exécution budgétaire 2013 laisse apparaître un excédent de près de 40 M€, après un déficit cumulé en 2012, qui doit cependant être diminué d'un certain nombre de régularisations. La Cour demeure réservée sur l'avenir du territoire : « *C'est une embellie dans un ciel qui reste incertain, pour ne pas dire inquiétant, en raison des inconnues que représente pour les collectivités de Mayotte, particulièrement les communes, l'instauration d'une fiscalité directe locale et de l'octroi de mer.* »

### **1.2.3. Des infrastructures faiblement développées et des contraintes logistiques fortes**

Le transport à l'intérieur du territoire est un problème majeur qui freine les échanges, les déplacements et le développement économique. La desserte entre les îles de Petite-Terre (où sont notamment situés l'aéroport, la préfecture, l'hôpital, la centrale de production d'électricité de Badamier) et de Grande-Terre (où est localisée la capitale et la quasi-totalité de la population) est assurée par un service de barges. La liaison est assurée chaque demi-heure ou chaque heure pendant les heures de moindre trafic, notamment la nuit. La construction d'un pont n'est pas à l'ordre du jour.

**Barge entre Petite-Terre et Grande-Terre  
pour les piétons (à gauche) et pour les véhicules avec leurs passagers (à droite)**



*Crédit CRE*

Du fait de la faiblesse des infrastructures routières, de l'absence du transport en commun et de l'explosion du nombre de véhicules, le réseau routier est engorgé. En période scolaire, il n'est pas inhabituel de mettre plus d'une heure pour parcourir quelques kilomètres. En outre, le maillage du réseau routier est très faible ce qui paralyse la circulation en cas d'un accident. Par ailleurs, le réseau existant est en très mauvais état, exception faite de la route principale refaite régulièrement. En conséquence, l'usure des véhicules est prématurée.

Ces contraintes, conjuguées à d'autres difficultés structurelles, ont pour conséquence que près d'une facture sur deux, d'après EDM, n'arrive jamais à destination.

Créé par arrêté préfectoral du 7 octobre 1992, le port de Longoni a été mis en service la même année avec un quai principal de 130m. Son essor date de 2009 avec la mise en service d'un terminal pétrolier et gazier et du nouveau terminal conteneurs prolongé par de nouvelles capacités de stockage.

### **1.3.Le contexte social**

Jusque dans les années 1980-1990, les Mahorais ne fermaient jamais les portes de leurs maisons à clé. L'insécurité et les vols étaient peu courants, voir même quasi inexistantes. Les chiffres dévoilés le 12 février 2014 par le procureur général donnent une idée de l'explosion de la petite délinquance : +24 % en un an et +57 % en deux ans. Ce sont principalement les atteintes aux biens qui se multiplient avec +18 % en un an et +37 % en deux ans. Les cambriolages connaissent la plus forte recrudescence : +27 % en un an et +86 % sur deux ans.

A titre d'exemple de cette fragilité de l'équilibre social, on peut citer les événements de la mi-septembre 2014, pendant lesquels des dizaines de maisons sont parties en fumée et plusieurs personnes ont été blessées, au cours d'affrontements entre bandes de jeunes. Armés de bâtons et machettes, les jeunes des deux camps ont paralysé la circulation sur plusieurs routes du nord de l'île. L'élément déclencheur a été un match de football.

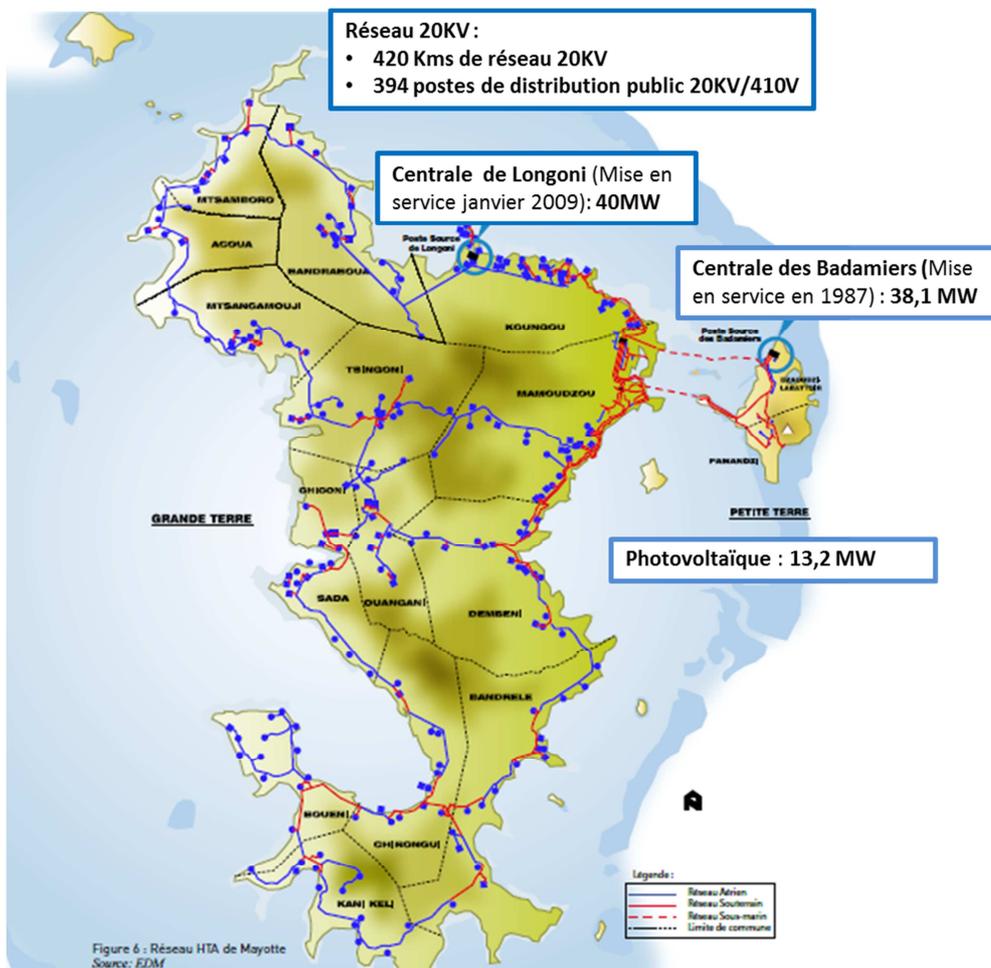
## 2. Les conséquences d'un très petit parc de production et d'un petit réseau électrique sur la qualité et la sûreté de la fourniture

Historiquement la fourniture d'électricité à Mayotte était assurée par une régie et depuis 1997 par la SAEM Electricité de Mayotte ayant un contrat de concession avec le Conseil général. Électricité de Mayotte (EDM) est l'opérateur unique pour l'île. Le contrat de concession couvrait la production, la distribution et la fourniture. Les activités de production et de transport (DSP à venir avec l'Etat) ont été sorties du contrat de concession respectivement en 2006 et 2011.

### 2.1.L'équilibre du réseau repose sur deux sites de production

La production est assurée par 17 moteurs diesel répartis entre 2 sites : l'un sur l'île de Petite Terre mis en service en 1987 (centrale des Badamiers) et l'autre sur Grande Terre mis en service en 2009 (centrale de Longoni). Les puissances (de 750 kW à 8 MW) et les technologies différentes des moteurs permettent d'optimiser le fonctionnement du système au regard de ses besoins (fonctionnement en base, en pointe, modulation, réserves rapides). Le parc est complété par des installations photovoltaïques sans stockage pour une puissance cumulée de 13 MW.

#### Parc de production et réseau électrique mahorais



Source : EDM

Afin de répondre à l'augmentation continue de la consommation due à la croissance démographique et économique soutenue, la centrale de Longoni est en cours d'extension avec trois nouveaux moteurs, soit 36 MW supplémentaires.

Alors même que l'avenir de la centrale historique de Badamiers est incertain (cf. 4.1), son existence est structurante pour l'équilibre du système électrique. En effet, de gros sites de consommation sont présents sur Petite-Terre (aéroport, hôpital, etc.) dont l'alimentation ne peut être assurée par le seul câble sous-marin. En moyenne, sur les quatre dernières années, la consommation de la Petite Terre a représenté 15% de la consommation totale. Seule l'utilisation conjointe de groupes de Badamiers et Longoni permet une bonne tenue de tension.

La question de l'investissement dans un nouveau moyen de production à Petite Terre se posera donc au moment du déclassement de la centrale de Badamiers à l'horizon de 2023.

Par ailleurs, le site de Longoni pourrait accueillir une troisième tranche de moteurs thermiques mais la concentration de la production en un lieu unique risque de déséquilibrer le système.

### **Moyens de production**



**Centrale des Badamiers**



**Centrale de Longoni**



**Ferme solaire au sol de Longoni (1 MWc) sur le site de la centrale thermique du même nom**

*Crédit EDM, CRE*

## **2.2. Le difficile maintien de la tension du réseau**

À l'instar de nombreux autres systèmes insulaires, le réseau électrique de Mayotte est un réseau fermé qui n'est pas interconnecté aux autres îles. L'injection de production sur le réseau est réalisée via trois postes sources de répartition 20 kV/20 kV situés à Longoni, Kaweni et à Badamiers.

Le transport est actuellement assuré avec une tension de 20 kV, utilisée habituellement uniquement pour la distribution. Sa structure est la suivante :

- 4 postes de répartition HTA/HTA (Longoni, Badamiers, Kawéni et Convalescence) ;
- 17 départs HTA en technologie aérienne et souterraine (plus 1 dédié pour le raccordement de la ferme solaire de Longoni) ;
- des liaisons de transit HTA souterraines : 2 entre Longoni et Kawéni, 2 entre Kawéni et Convalescence ;

- 3 câbles sous-marins d'une capacité de 12 MW par câble avec des liaisons de transit HTA souterraines entre Badamiers et Kawéni.

Le relief de l'île et le manque d'un véritable réseau de transport (à l'heure actuelle, le réseau de transport est en 20 kV) imposent de longs départs (en moyenne 50 km) et entraînent des chutes de tension pour les clients situés dans le Sud en bout de ligne.

Afin d'éviter le black-out, il existe quatre seuils de délestage fréquentométrique. Quatre départs de 20 000 volts sont affectés à ces seuils. Tous les 20 délestages, afin de ne pas pénaliser la clientèle, l'ordre de déclenchement des départs change.

Aujourd'hui l'état du système électrique mahorais ne permet pas l'utilisation de réenclencheurs automatiques. Ainsi tout défaut nécessite le déplacement d'un technicien pour remettre le système sous tension. L'introduction de réenclencheurs ne sera techniquement possible qu'après une augmentation de la consommation et la présence d'un poste source dans le Sud.

La taille du réseau ne permet pas de remettre sous tension un départ dans sa totalité après un délestage car sinon l'appel de puissance serait trop fort entraînant des chutes de fréquence et des déclenchements. Le redémarrage se fait progressivement tronçon par tronçon.

### **3. L'expertise développée par Electricité de Mayotte**

#### **3.1. Un transfert de compétence entre EDF SEI et EDM**

EDM est détenue à 50,01 % par le conseil général de Mayotte, 24,99 % par Électricité de France (EDF), 24,99 % par SAUR International et 0,01 % par l'État. Le conseil d'administration a lieu chaque trimestre.

Par convention, le poste de directeur général est issu d'EDF, et celui de directeur administratif et financier de la SAUR. Des agents venus du Groupe EDF occupent la majorité des postes de responsables des pôles opérationnels. Cette mobilité entre EDF et EDM a été facilitée par le passage aux IEG d'EDM en 2011 : les postes ouverts sont proposés sur la bourse des IEG. Ainsi, le personnel d'encadrement vient dans le cadre de contrats de 4 ans à Mayotte souvent après des expériences dans les autres ZNI. De ce fait, EDM tire bénéfice d'un retour d'expérience acquis sur les autres systèmes électriques insulaires.

#### **3.2. Les solutions techniques et technologiques déployées sont à la pointe**

##### **3.2.1. Le nouveau siège d'EDM : un exemple de bâtiment économe en énergie**

Réalisé uniquement par des entreprises locales entre novembre 2012 et mai 2014 sur près de 4 000 m<sup>2</sup>, le nouveau siège d'EDM a été conçu pour apporter le maximum de confort aux usagers tout en limitant la consommation d'électricité. Ainsi la puissance installée est de 80 W/m<sup>2</sup> contre 140 W/m<sup>2</sup> pour des bâtiments présentant le même type d'usage.

##### **3.2.2. Le poste source de Kawéni**

Les limites posées par un recours au réseau actuellement en tension de 20 kV pour assurer la fonction de transport, les impératifs de sécurisation du système électrique et de qualité de fourniture, impliquent la mise en service d'une ligne HTB de 90 kV. L'augmentation de la puissance installée sur le site de Longoni permet de réaliser cette augmentation de la tension transitant sur le réseau.

La construction du premier tronçon de 7,5 km entre Longoni et Kawéni a débuté en février 2013. Sa mise en service devrait intervenir fin 2014.

La technologie retenue pour le nouveau poste source est une première dans les ZNI. Il s'agit d'un poste sous enveloppe mécanique, qui permet de limiter l'emprise au sol et de résister aux intempéries tout en induisant des gains d'exploitation. Ce poste est totalement doublé ce qui permet de pouvoir assurer de manière concomitante les opérations de maintenance et la distribution.

Cependant, l'entrée en service de ce transformateur d'une nouvelle génération n'a pas été sans quelques difficultés. Trois *black-out* sont intervenus au mois de décembre 2014 les 3, 13 et 17. Ces incidents ont comme origine les tests de mise en service des postes sources 90/20 kV. Cependant, grâce à la réactivité des agents d'EDM, l'ensemble des clients a pu être réalimenté en moins de 3h pour les deux premiers et en moins de 2h pour le dernier.

### **3<sup>e</sup> panne généralisée à Mayotte en 2014**

**Mayotte, département d'Outre-Mer, a enregistré mercredi 3 décembre au soir sa 3<sup>e</sup> panne généralisée d'électricité depuis le début de l'année 2014**, a indiqué Électricité de Mayotte (EDM) à l'AFP. L'arrêt a commencé à 19h18 et les derniers foyers ont été réalimentés après 22h. le problème provient du déclenchement d'une protection du nouveau transformateur de Kawéni. « *On ne soupçonne pas de défaillance technique en particulier mais (...) quelque chose qui relève plutôt d'un problème sur la livraison initiale par rapport au cahier des charges*, a indiqué Yacine Chouabia, directeur général d'EDM à l'AFP. *Sur la durée, les efforts paient. Il y a dix ans, on avait 37 black-out par an.* »

Source : article du 4 décembre 2014, Agence France Presse

#### **3.2.3. La gestion de la clientèle**

Les règlements sont majoritairement faits en espèce (seulement 22% des clients sont en prélèvement). Deux caisses sont disponibles pour le paiement des factures : une au siège d'EDM à Mamoudzou et l'autre à Pamandzi à Petite-Terre. Ainsi un client du Sud se déplace au Nord pour payer sa facture. Cette pratique est la conséquence des habitudes culturelles et d'une faible confiance dans le paiement automatique ou en ligne.

EDM réfléchit à plusieurs actions permettant un meilleur accès à toute la population des bornes de paiement :

- Mise en place d'une borne sécurisée dans l'enceinte du siège accessible 24h/24h ;
- Participation à une maison des services publics ;
- Promotion du paiement en ligne ;
- Acquisition d'un camion qui sillonnerait l'île.

Actuellement l'accueil physique des clients est effectué au siège de Longoni. Le nouveau siège est doté d'un espace d'attente rafraîchi (par des stores et une climatisation de type fan) et la file d'attente est gérée par un système de tickets (innovant à Mayotte).

Les appels téléphoniques sont gérés sous forme de files d'attente, avec une file 24h/24 dédiée pour les appels liés à des dépannages. L'allocation des ressources du service « clientèle » entre l'accueil physique et téléphonique se trouve facilitée par l'acquisition récente d'un logiciel de supervision.

Globalement EDM constate que la part des retardataires est plus importante que celle des impayés. Beaucoup de difficultés sont rencontrées dans le recouvrement des entités publiques. S'il est possible de connaître le taux de recouvrement à la maille d'un client, le système d'information d'EDM ne permet pas d'avoir une vision agrégée, c'est-à-dire de connaître le taux de recouvrement de l'ensemble des factures émises.

|   |
|---|
| <b>Recommandation</b> : Faire évoluer le système d'information de la base de facture pour disposer du taux de recouvrement à la maille du territoire de desserte. |
|---|

#### **3.2.4. Le compteur prépayé Ankiba**

EDM ne développe pas de compteurs intelligents de type Linky. Cependant, pour sensibiliser les usagers au niveau de leur consommation, EDM incite ses clients à se doter d'un compteur prépayé nommé Ankiba. Ce compteur permet à l'utilisateur d'acheter la quantité d'énergie dont il a besoin en fonction de son budget dans un commerce à proximité de son domicile. Avec ce système, le client n'a plus de facture d'électricité à gérer et ne risque donc plus d'être coupé pour impayés. Il est averti par un bip sonore et visuel dès que le crédit restant atteint un niveau plancher. En cas d'oubli de rechargement, il bénéficie d'un crédit de secours pouvant aller jusqu'à une semaine de consommation.

10% des clients sont équipés d'un tel compteur.

#### **3.2.5. La déconnexion des producteurs photovoltaïques**

EDM utilise un logiciel de déconnexion des installations photovoltaïque une fois le seuil de pénétration de 30% atteint qui informe directement les producteurs par l'envoi d'un texto. Une fois le système stabilisé, EDM informe par un téléphone le producteur qu'il peut reconnecter son installation.

### **3.3. Une adaptation permanente aux contraintes logistiques**

#### **3.3.1. Les difficultés liées aux infrastructures de transport mahoraises**

Le transport à l'intérieur de l'île est un problème majeur qui freine les échanges et rend difficile les interventions des agents d'EDM. Le système de liaison entre les deux îles principales par la barge pose de réelles difficultés pour les interventions en urgence. De ce fait, EDM a fait un choix de gestion séparée et indépendante des deux sites de production. EDM adapte son fonctionnement en urgence en créant deux groupes d'astreinte sur Petite-Terre et Grande-Terre. Le cas échéant, et en fonction de leur disponibilité, EDM a recours à des barges privées pour transporter en urgence des agents vers le site de Badamiers. De ce fait, EDM réfléchit à investir dans une barge partagée avec un ou deux autres gros industriels.

#### **3.3.2. Les difficultés de gestion du stock**

Le manque de disponibilité foncière d'EDM ne lui permet pas la constitution d'un stock stratégique de combustible. Cette obligation est reportée sur Total le seul importateur de produits pétroliers sur l'île, au travers de son obligation contractuelle de disponibilité. La réorganisation en cours de ses dépôts allouant une cuve supplémentaire au stockage de FOD à Longoni devrait lui permettre de conforter son obligation envers EDM et de pallier l'absence d'un bateau.

Pour ce qui concerne les pièces manufacturées EDM constitue un stock pour les besoins d'exploitation courante et de maintenance. L'acheminement des pièces d'échanges ou de l'urée est réalisé par bateau (*Un avion peut être réservé en cas d'urgence. Il n'y a pas de liaison par avion-cargo car la piste est trop courte, mais des pièces peuvent être acheminées en fret normal*). Le fournisseur s'engage sur une date de sortie d'usine ou une date de livraison au transporteur. EDM a intégré dans son contrat de commissionnaire (transport + transit) une obligation de respecter des délais de livraison bout en bout. Le dépassement ne donne cependant pas lieu à des pénalités (compte tenu de la multiplicité des intervenants impliqués, et la difficulté de faire accepter une telle clause au fournisseur, sachant que les intervenants et assureurs récusent en matière maritime toute responsabilité à ce titre compte tenu des aléas). En conséquence, Mayotte étant en fin de parcours, si le bateau a accumulé trop de retard pendant sa tournée, il peut rejoindre directement son port de destination finale pour décharger, et ne s'arrêter qu'au retour à Longoni, allongeant d'autant les délais. Du fait des coûts très élevés de l'assurance dans le domaine maritime, EDM acquitte auprès du transitaire les seuls coûts liés au transport ; en parallèle, un contrat d'assurance spécifique a été souscrit pour couvrir la valeur des biens (et non le retard de livraison).

La gestion du stock stratégique d'EDM répond donc à la double contrainte (i) d'avoir les éléments nécessaires aux réparations urgentes rapidement disponibles (sous peine de pénaliser éventuellement l'équilibre offre demande) et (ii) de limiter la mobilisation de capitaux, ces derniers étant nécessaires pour financer les investissements de la nouvelle centrale de Longoni et les dépenses de fonctionnement. Le délai moyen de livraison d'une commande est de l'ordre de 3 mois.

## 4. Une application difficile, et parfois très coûteuse, de la réglementation métropolitaine et européenne

### 4.1. La mise aux normes IED de la centrale de Badamiers

La nouvelle centrale de Longoni sera équipée de système de dépollution et de dénitrification conformes aux normes environnementales en vigueur. Ces travaux seront accompagnés par la mise aux normes des installations existantes de Longoni.

Aujourd'hui la centrale de Badamiers ne bénéficie d'une autorisation au titre des installations classées pour la protection de l'environnement et fonctionne donc par dérogation. EDM prévoit son exploitation jusqu'à son obsolescence technique, soit 2023, ce qui nécessite que son statut soit clarifié.

Le niveau des exigences de mise aux normes imposées par la DEAL (en termes de pollution, du bruit, du brûlage des huiles usagés) pourrait avoir une incidence sur la poursuite de l'exploitation.

### 4.2. Le prolongement de la ligne 90 kV au Sud

La construction du premier tronçon de la ligne s'est révélée performante en termes de tenue des délais et de respect de l'environnement. Les contrôles techniques de l'installation ont été réalisés par RTE. La réussite de ce chantier est due pour partie à l'important travail de concertation qui avait été mené en amont avec la population. Cette dernière semble d'ailleurs peu se soucier de la présence de la ligne comme l'illustre la photo ci-contre.



Crédit CRE

EDM envisage le prolongement de la ligne 90 kV Kaweni/Longoni vers le sud jusqu'à Sada. Seule une solution aérienne a du sens économiquement : si la liaison 90 kV n'est pas autorisée, EDM sera contraint de la remplacer par une vingtaine de lignes HTA, ce qui coûtera plus cher. Pour autant, les démarches à accomplir sont nombreuses.

#### **Les étapes préalables au prolongement de la ligne 90 kV – Source EDM**

*Concertation préalable (contraintes spécifiques) :*

Le projet exclut les zones urbanisées denses. Seules quelques habitations subsistent dans l'aire d'étude, aux alentours des zones urbanisées.

En revanche, sur l'aire d'étude huit ouvrages sont exploités pour l'alimentation en eau potable. Bien que les captages ne disposent pas de périmètres de protection une attention particulière en phase travaux devra être portée afin d'éviter toute pollution. Le projet devra impérativement être compatible avec les dispositions du SDAGE, ce qui *a priori* ne présente pas de difficulté particulière.

Le projet devra prendre en compte les milieux naturels préservés, la végétation, la faune associée. Une étude spécifique sur le paysage est prévue pour intégrer au mieux le projet de ligne à haute tension. Le choix futur du tracé de la ligne se fera de sorte que les points de vue soient limités sur l'ouvrage.

*Procédure de déclaration d'utilité publique (contraintes génériques) :*

La complétude du dossier et le respect de la procédure sont très contraignants, un nombre important de services sont consultés, il existe une possibilité d'opposition au projet par les divers acteurs consultés, enfin l'arrêté préfectoral est toujours susceptible de faire l'objet d'un recours.

*Détermination du tracé de détail (contraintes génériques) :*

Le tracé de principe résultant de la déclaration d'utilité publique doit être affiné afin que soient déterminés tous les détails techniques de l'ouvrage et sa localisation précise dans les propriétés traversées. Les études menées sur le terrain et les informations recueillies auprès des maires, des administrations, des chambres consulaires, des propriétaires et des exploitants agricoles aboutissent à la définition du projet détaillé précisant notamment l'emplacement des pylônes. Il doit être approuvé par un service de la DEAL, avec une possibilité de rejet pour des aspects qui n'auraient pas été abordés en amont.

Par ailleurs, les propriétaires peuvent refuser la signature de conventions permettant le passage de la ligne électrique sur leur propriété, avec l'impossibilité d'aboutir à un accord amiable. Dans ce cas l'arrêté préfectoral de servitude est, comme tout acte administratif, susceptible de faire l'objet d'un recours.

### **4.3. Les difficultés à surmonter pour mettre en œuvre le TPN**

La loi n°2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a étendu les critères d'éligibilité du tarif de première nécessité (TPN) en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Cette extension des critères d'éligibilité a eu pour effet de permettre l'application du TPN à Mayotte, ce qui n'était pas possible auparavant en raison de l'absence d'organisme d'assurance maladie sur ce territoire.

Pour autant, en octobre 2014, l'administration fiscale n'avait toujours pas envoyé les premières feuilles d'imposition, l'heure étant plutôt au travail préparatoire de collecte des données.

Aucun bénéficiaire potentiel n'a, à ce jour, demandé spontanément à bénéficier du TPN. La part relative des bénéficiaires dans la population pourrait être plus faible qu'escomptée au regard du niveau de vie moyen si on prend pour référence les taux observés de bénéficiaires du RSA à Mayotte et à la Réunion. EDM estime cependant que plus de 50% des clients seraient éligibles au TPN avec une prépondérance de foyers de taille importante.

EDM prévoit néanmoins le recrutement d'un ETP avec une compétence spécifique liée au TPN. La facturation étant déjà automatisée, il est possible de créer un profil spécifique dédié au TPN sans travaux lourds d'adaptation. Toutefois, il est impossible à EDM à ce stade d'appréhender la difficulté de rapprochement de sa base de données clientèle avec celle des autorités fiscales. Il n'est pas exclu que le traitement sera manuel au moins la première année.

## **5. Les actions de maîtrise de la demande en électricité**

EDM constate que l'inscription dans une démarche de MDE est plus le fait des aides financières que des contraintes réglementaires, quel que soit le segment.

## 5.1. Les actions à destination des particuliers

Depuis 2009 et jusqu'en 2012, les actions de MDE menées visaient le segment du particulier : diffusion de lampe à économie d'énergie, aide à l'installation de chauffe-eau solaire (CESI), amélioration de la performance énergétique des bâtiments, actions de communication.

| Action  | Gain annuel | Impact à la pointe du soir |
|---|-------------|----------------------------|
| <b>Distribution de LBC</b><br>(cumul des 4 opérations de vente) | 10,5 GWh    | 4,9 MW                     |
| <b>Luminaire type T5 à ballast électronique</b>                 | 105 MWh     |                            |
| <b>CESI (parc de 1736 CESI à fin juillet 2014)</b>              | 2,4 GWh     | 0,53 MW                    |

Source : EDM

Pour la distribution des lampes basse consommation (LBC), EDM profite des contrats de partenariat d'EDF SEI pour l'achat des lampes.

Le rythme de développement des CESI pourrait être fortement ralenti, voire devenir nul, du fait de la suppression du crédit d'impôt en 2013 et de l'augmentation de la taxe à l'importation (passée de 5 à 15% avec l'introduction de l'octroi de mer).

L'obligation réglementaire visant l'amélioration de la performance des bâtiments neufs ne s'appliquera à Mayotte qu'à partir de 2018-2019. Pour le moment EDM verse des aides pour l'isolation à travers différents programmes en partenariat avec ADEME et accompagne les architectes et les entreprises souhaitant réaliser des bâtiments performants.

Les gains CSPE sont calculés au regard des fiches de CEE normatifs pour les actions standardisées. Pour les LBC, la valorisation du coût évité est réalisée en fonction du nombre de lampes vendues sans tenir compte d'un coefficient de non utilisation. Pour les actions non standardisées, EDM réalise des études afin d'estimer les gains CSPE. L'opération n'est lancée que si le ratio CSPE évité/aide est strictement supérieur à 2.

Les échanges entre la CRE et EDM autour de la valorisation de ces actions ont révélé une certaine approximation dans les mesures. EDM reconnaît elle-même que « *le recul n'est pas suffisant pour apprécier à sa juste valeur l'efficacité d'une action* ».

Par ailleurs, EDM a remarqué une baisse de consommation de 15% parmi des clients ayant installé les compteurs Ankiba (cf. partie 3.2.5). On peut supposer que ces gains correspondent à une meilleure maîtrise de leur consommation par ses clients.

La CRE note en outre la crainte de l'ADEME quant à l'effet négatif de l'attribution du TPN sur le comportement des consommateurs. Pour un même montant payé, les ménages pourront consommer davantage ce qui annulerait tous les effets de sensibilisation à l'efficacité énergétique.

**Recommandation** : Améliorer les procédures de valorisation des économies d'énergie induites par les actions de maîtrise de la demande en électricité, notamment par l'introduction d'un coefficient d'actualisation ou par une différenciation de la valeur des MWh effacés en fonction de l'usage.

## 5.2. La réalisation d'audits énergétiques chez les grands clients

Depuis 2012, EDM a mis en place un accompagnement personnalisé de ses grands comptes. EDM propose de mener gratuitement un diagnostic énergétique permettant de déterminer le potentiel d'économie sur l'ensemble des utilités (électricité, chaleur, froid, traitement d'air, ...) et les actions à mener pour y parvenir. En contrepartie de cet audit, le client s'engage à mettre en œuvre une ou

plusieurs actions de MDE et à effacer gratuitement une partie de sa consommation sur demande d'EDM dans la limite de 110 fois par an pour 2 heures par jour maximum. Les effacements ne sont toutefois pas encore effectués dans l'attente de mise en place du projet OPERA (cf. partie 6.2).

### 5.3. Les certificats d'économie d'énergie

EDM n'est pas un obligé au titre des certificats d'économie d'énergie (CEE). Pour autant un certain nombre d'actions visant à réduire la consommation d'électricité ont été mises en place sous son impulsion.

Jusqu'à aujourd'hui EDM n'a valorisé aucune de ses actions sous forme de CEE alors même qu'elle en avait la possibilité. Désormais EDM envisage de demander les CEE attachées aux actions réalisées pour les revendre ensuite à un « obligé » à un prix négocié. Le gain obtenu par la valorisation des CEE sera utilisé pour augmenter le montant des aides versées, notamment celles octroyées pour l'isolation des bâtiments.

### 5.4. Les projets internes à EDM

EDM envisage de produire de l'électricité à partir de la récupération de la chaleur des fumées de la centrale de Longoni. La puissance cible est de 1 MW.

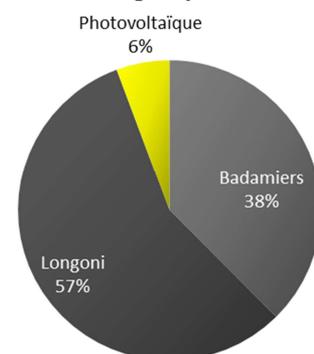
Un autre projet vise à construire un réseau de chaleur à partir de la valorisation de l'énergie fatale de la centrale de Longoni.

## 6. Le développement des énergies renouvelables

La programmation pluriannuelle d'investissements en vigueur fixe l'objectif de 30% d'énergies renouvelables dans la consommation finale à Mayotte à l'horizon 2020. Cependant, le mix énergétique actuel est composé à 95% par de l'énergie fossile, les 5% restant provenant uniquement de la filière photovoltaïque.

EDM reste réservée vis-à-vis de cet objectif ambitieux, tandis que la DEAL et l'ADEME considèrent que ce défi peut être relevé grâce au développement des ENR conjointement à des solutions de stockage de type STEP. Des nombreuses études sont en cours. Cependant, la réalisation de ces projets n'est envisageable qu'avec des aides à l'investissement ou des tarifs incitatifs.

Mix énergétique en 2013



Source : EDM

### 6.1. Perspective de développement

Seule la filière solaire présente un réel potentiel de développement. Il est toutefois limité par le seuil de 30% d'intégration des énergies intermittentes. Le potentiel de développement à Mayotte d'autres énergies renouvelables est faible. Quelques projets sont néanmoins à l'étude.

**Solaire** : Etant limité par le seuil de 30% des énergies intermittentes, le développement de la filière conditionné au développement du stockage ou à l'amélioration de la prévision à très court terme. Le projet OPERA (6.2) vise à répondre partiellement à ce besoin. Il existe par ailleurs un projet avec stockage porté par la société SUNZIL et retenu à l'issue de l'appel d'offres de 2009. Toutefois, il n'a pas encore été réalisé car l'installation n'est pas conforme avec le plan local d'urbanisme (PLU). L'ADEME développe une réflexion pour développer la production solaire en couplant les installations à un système de climatisation. Des études sont en cours pour développer l'autoconsommation. Malgré le

risque de déconnexion, EDM est intéressée par investir en propre dans des installations photovoltaïques.

**Eolien** : Un potentiel éolien existe mais du fait de son caractère aléatoire et intermittent, conjugué à certaine saisonnalité de la production et aux difficultés de raccordement (reliefs et lignes de crête difficilement accessibles) il ne trouve pas à être exploité.

**Incinération des ordures ménagères** : la première décharge de l'île a ouvert en juin 2014 (auparavant, il existait 4 décharges « sauvages » non ICPE qui sont en cours de réhabilitation). Le système de collecte des déchets chez les usagers n'est pas encore totalement opérationnel. La torchère et les premiers moteurs de l'installation de production d'électricité à partir de la valorisation des déchets ménagers devraient être installés d'ici la fin de l'année 2015. Ce projet est porté par la société STAR qui exploite déjà une installation du même type à la Réunion. Le dossier administratif est validé. Le bouclage financier n'est pas terminé. L'ADEME apporte une aide financière.

**Energies marines** : un potentiel, toutefois très faible, existe dans deux ou trois passes pour une utilisation des courants de surface mais dans les conditions économiques du tarif hydraulique les projets ne sont pas rentables. D'autres études sont menées pour utiliser le potentiel des courants de profondeur.

**Stockage hydraulique (STEP)** : Deux sites ont été identifiés pour une capacité de 1 à 3 MW chacun. Cependant, ces projets se sont avérés non rentables au stade des études de préfaisabilité. Un opérateur privé a décidé de reprendre les études en vue de proposer une nouvelle solution technique.

**SWAC** : Il serait techniquement possible d'installer un SWAC sur Petite-Terre mais à l'heure actuelle il n'y a pas de besoin avéré. Il n'est par ailleurs pas rentable de relier ce SWAC à Grande-Terre par un câble sous-marin.

## 6.2. La batterie OPERA

Le projet OPERA vise à installer une batterie de stockage d'énergie électrochimique couplée à des systèmes intelligents permettant d'effectuer le monitoring de la production photovoltaïque et sa prévision à court termes. Les variations rapides de production photovoltaïque engendrent, notamment en été austral lorsque la météo est particulièrement perturbée, des difficultés de stabilisation du réseau en fréquence / tension, nécessitant de maintenir une réserve primaire élevée et pouvant générer des délestages (il faut 30 à 40 minutes pour démarrer un groupe diesel pour compenser la perte de puissance du photovoltaïque). Le projet OPERA devrait contribuer à l'augmentation de la part des énergies intermittentes et à la baisse des réserves primaires en permettant de lisser l'injection de la production photovoltaïque tout en la rendant prévisible.

Par ailleurs, ce projet permettra l'effacement gratuit de grands clients mentionnés *supra* (cf. partie 5.2).

Les études de réalisation de ce projet devraient être terminées fin 2015. La compensation de ce projet doit s'inscrire dans le b du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

## 6.3. Véhicule électrique

Tous les acteurs rencontrés sont inquiets des dérives possibles liés au développement du véhicule électrique avec soutirage sur le réseau pour le rechargement. L'ADEME envisage à lancer un appel à projets en 2015 pour connaître les parties intéressées.

## 7. Conclusion

Un séjour à Mayotte, même très bref, permet de prendre conscience des difficultés structurelles auxquelles est confronté ce jeune département. Les conséquences directes de l'accès à départementalisation (fiscalité, octroi de mer, etc.) risquent de perturber un équilibre économique et social déjà fragile. La CRE a amélioré sa connaissance des réelles spécificités du territoire tant logistiques, climatiques, que géographiques, ou liées à la formation, à l'insécurité et aux conditions de vie.

Dans le contexte actuel, la diversification du mix énergétique n'apparaît pas comme une des priorités du conseil général. Le service énergie a disparu de l'organigramme des services. En matière d'environnement, les priorités annoncées concernent la gestion de la ressource en eau, la gestion des déchets et la préservation de la forêt. La gouvernance de l'énergie est donc, dans les faits, assurée par l'Etat, l'ADEME et EDM. L'absence de financement de la part du conseil général sur la période 2009-2011 a conduit à la disparition de l'ARER à Mayotte (Agence régionale énergie Réunion, agence qui était cofinancée par l'ADEME, EDM et le conseil général). Il convient de noter par ailleurs que le territoire n'est pas doté d'un schéma d'aménagement (pas de SRCAE).

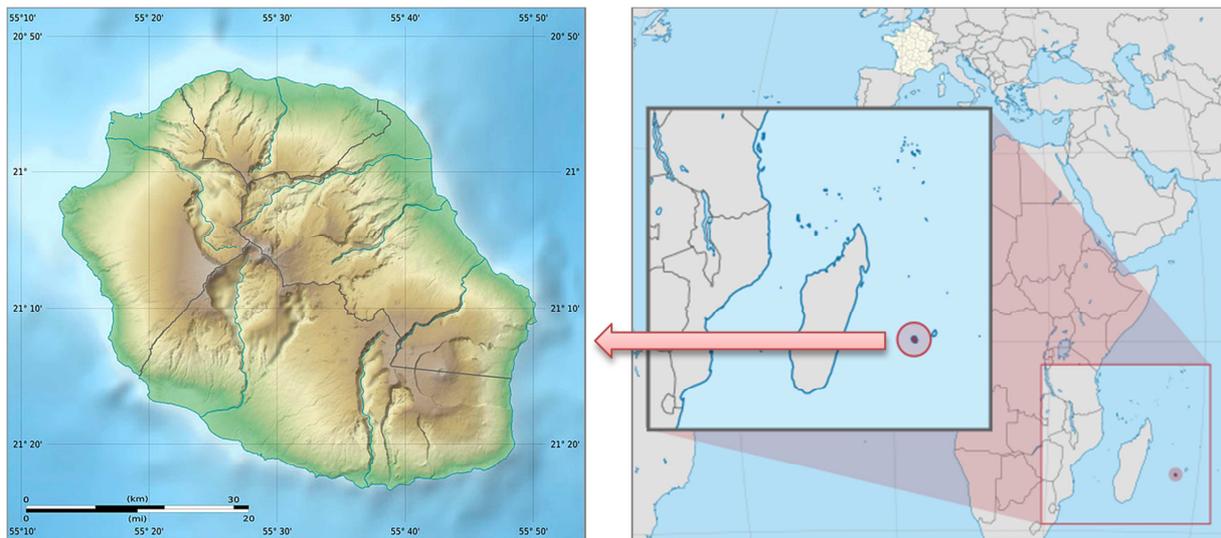
L'ADEME apparaît comme un acteur très dynamique dans la mise en œuvre de la transition énergétique sur ce territoire. Son implication est apparue comme beaucoup plus forte que celle des services de l'Etat.

La CRE souligne le professionnalisme et la disponibilité des équipes d'EDM qui ont largement répondu aux questions posées à l'occasion d'échanges francs et directs.

Par ailleurs, la CRE remarque que Mayotte reste souvent oubliée et peu impliquée dans les travaux sur la transition énergétique.

# La Réunion

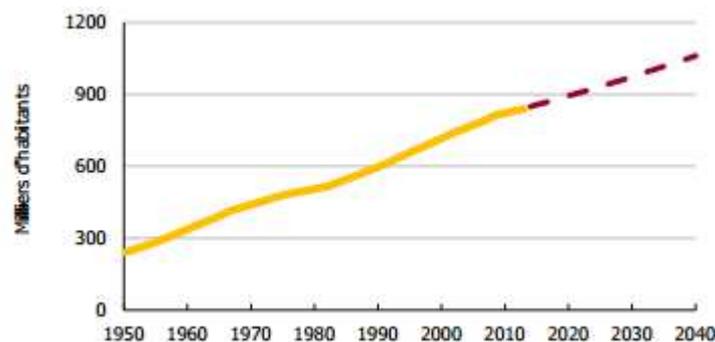
Située dans l'hémisphère sud, dans la partie Sud-ouest de l'océan indien, au niveau du tropique du Capricorne, l'île de la Réunion se situe à 9 180 km de la métropole continentale, à 700 km de l'île de Madagascar et à 170 km de l'île Maurice.



Source : Wikipedia

La Réunion compte 840 974 habitants selon le recensement de 2013 répartis dans 24 communes. La croissance démographique est plus élevée qu'en métropole (+1,2%/an entre 2006 et 2011) et l'île pourrait compter 1 million d'habitants à horizon 2030. La population est jeune : plus du tiers des habitants ont moins de 20 ans.

## Population à l'horizon 2040



Source : INSEE

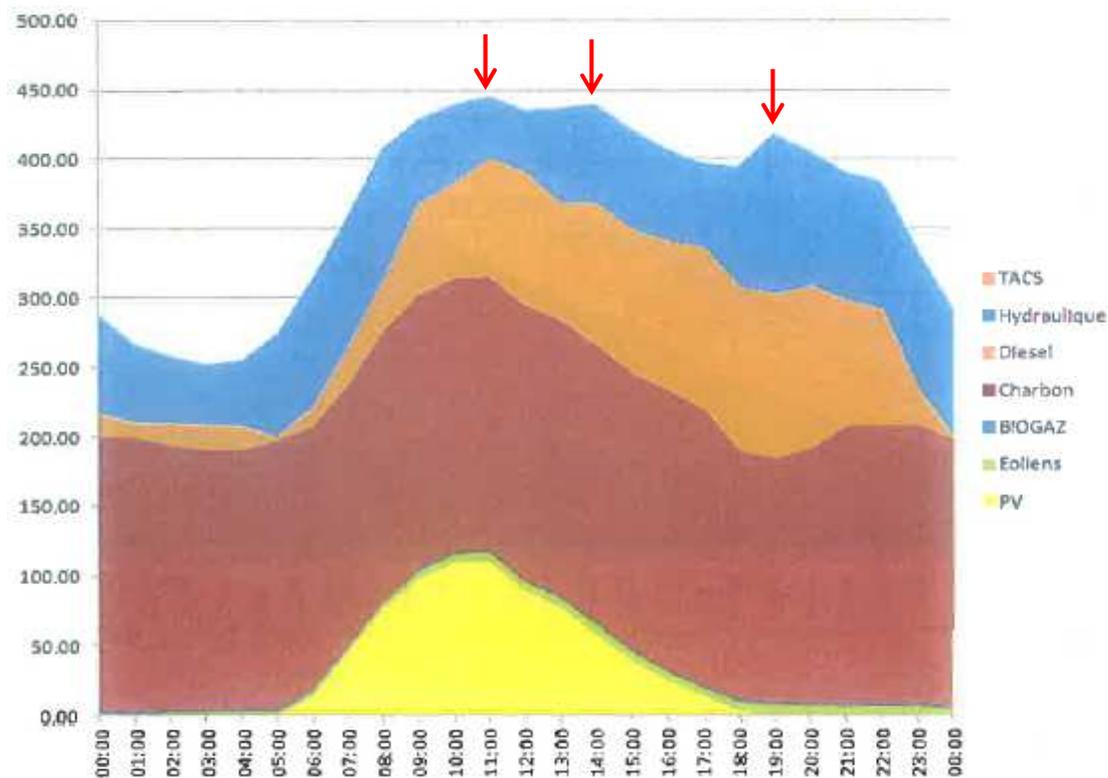
La Réunion est une île volcanique de 2 512 km<sup>2</sup> au relief escarpé (point culminant à 3 071 m). Le relief de l'île est très accidenté du fait des effondrements et des éruptions successives. Il existe trois cirques naturels isolés, Cilaos, Salazie et Mafate, ce dernier cirque n'étant accessible qu'à pied ou en hélicoptère. L'activité du volcan piton de la Fournaise explique le caractère inhabité de la partie sud-est de l'île.

La Réunion est caractérisée par un climat tropical humide sous l'influence des alizés qui soufflent d'est en ouest. Il existe deux saisons. L'été austral correspond à la saison des pluies et s'étend de novembre à avril avec des températures élevées et une humidité importante. Pendant cette période,

Réunion est exposée à de fortes tempêtes cycloniques. L'île ne bénéficie d'aucune barrière naturelle contre la houle. L'hiver austral correspond à la saison sèche et s'étend de mai à octobre. Cette période est caractérisée par la rareté des pluies, des températures douces et des alizés. Par ailleurs, du fait de la présence d'un massif montagneux, il est possible de distinguer 60 régions avec des micro climats très distinctes marqués par des différentiels thermiques et pluviométriques importants.

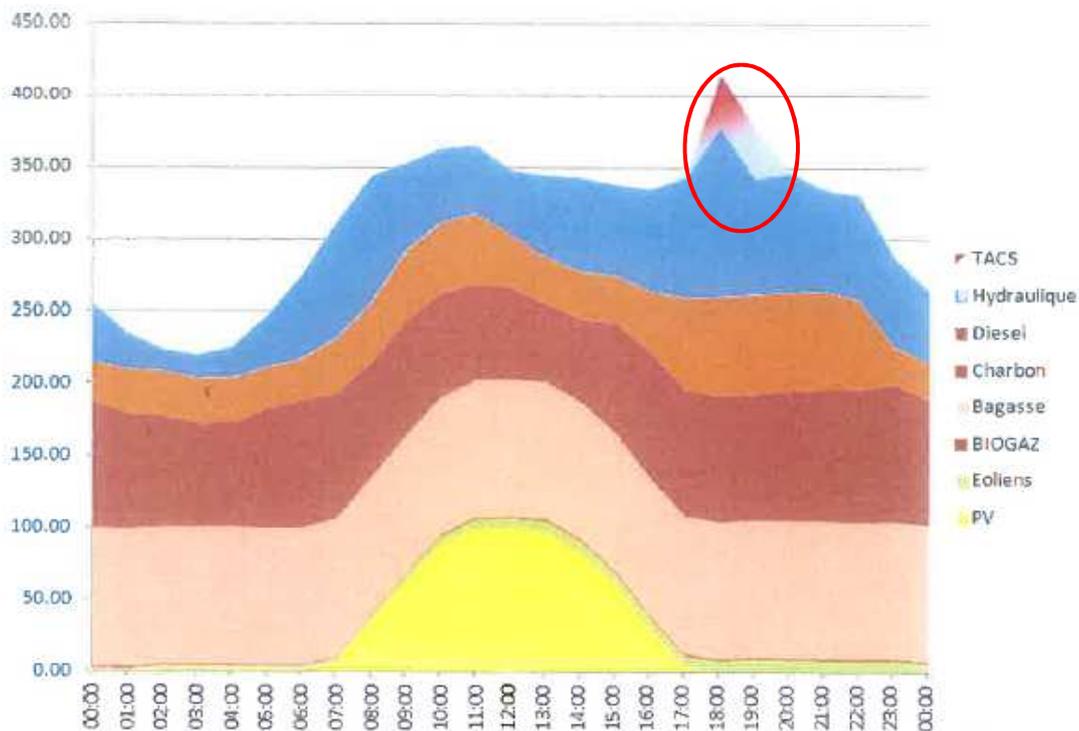
Cette forte différence climatique entre l'été et l'hiver austral se traduit par deux schémas de consommation distincts.

**Journée type pendant l'été austral**



*Ce graphique fait état de deux pointes de consommation à la mi-journée et d'une pointe le soir de moindre ampleur. La variabilité du photovoltaïque est forte dans l'après-midi.*

### Journée type pendant l'hiver austral



Ce graphique fait état d'une pointe de consommation le soir avec une croissance rapide.

Source : EDF SEI

## 1. Contexte

### 1.1. Le contexte institutionnel

A la suite à la loi n° 82-1169 du 31 décembre 1982 relative à l'organisation administrative de Paris, Marseille, Lyon et des établissements publics de coopération intercommunale, l'île acquiert le statut de région monodépartementale comme la Guadeloupe, la Martinique et la Guyane. Le Conseil Général et le Conseil Régional ont donc des attributions et des missions complémentaires sur un même territoire. La réforme constitutionnelle du 28 mars 2003 a confirmé ce double ancrage institutionnel, en créant la dénomination de « Départements et Régions d'Outre-mer » (DROM). C'est une région ultrapériphérique de l'Union européenne depuis 1997.

La collectivité de la Réunion est régie par l'article 73 de la Constitution. L'organisation administrative est proche de celle de la métropole. Les textes législatifs et réglementaires sont applicables mais la région dispose de compétences étendues notamment en matière de finances publiques locales. La Région détermine l'assiette, le taux, les exonérations et la répartition de l'octroi de mer. La possibilité laissée aux DROM par l'article 73 de la Constitution de fixer eux-mêmes les règles applicables sur leur territoire dans certains domaines pour tenir compte de leurs spécificités, ne s'applique pas à la Réunion. Ainsi, **la région Réunion ne peut disposer d'une habilitation en matière d'énergie.**

## 1.2. Le contexte économique<sup>4</sup>

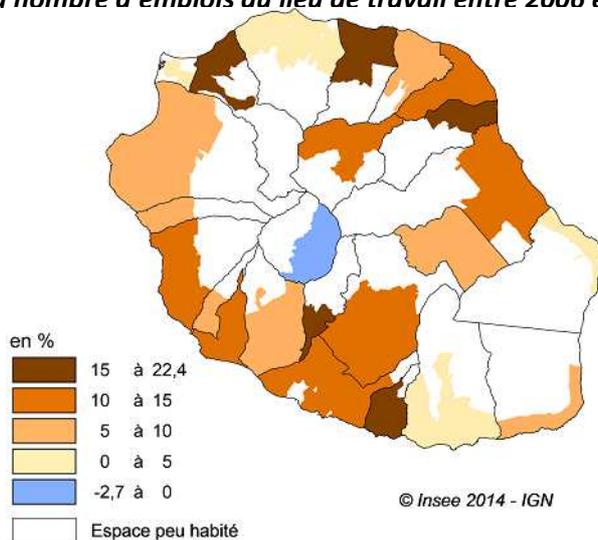
### 1.2.1. Une économie au ralenti tirée par la consommation des administrations. La question prégnante du chômage.

Jusqu'en 2007, l'économie réunionnaise se caractérisait par une croissance dynamique. Le PIB a presque doublé entre 1997 et 2007 avec un taux de croissance annuel moyen de 5% en volume. La consommation des ménages et l'investissement, soutenu par des incitations fiscales et par la mise en œuvre de grands chantiers, ont été les principaux moteurs de la croissance. La réorientation de la politique fiscale et le ralentissement du secteur de la construction ont exacerbé les effets de la crise économique nationale (-2,7% de croissance en 2009 en euros constants).

En 2013, le PIB de la Réunion s'est établi à 16,1 Md€<sup>5</sup>, soit une augmentation de 1,6% en valeur par rapport à 2012. La consommation des ménages reste le moteur principal de l'économie (0,6 point de croissance) mais les dépenses en volume se contractent. L'investissement a augmenté légèrement en 2013 après une baisse en 2012. Sa contribution à la croissance est très faible (0,1 point). Seule la consommation des administrations se renforce.

Le chômage est la principale préoccupation des autorités. La construction et l'agriculture ont été touchées par la crise. Sur l'ensemble de la Réunion, le chômage déclaré touche 32,6% des actifs de 25 à 54 ans en 2011. En effet, l'augmentation du nombre d'emplois entre 2006 et 2011 (+8%) est inférieure à la croissance de la population active sur la même période (+10%). L'emploi est tiré par le secteur « Administration publique, enseignement, santé et action sociale » qui est prépondérant (42,7% de l'emploi total en 2011 contre 31% en métropole). La situation s'améliore pour les moins de 25 ans, en lien avec l'augmentation du nombre de contrats aidés. Le taux de chômage est de 29% à fin 2013.

#### Evolution du nombre d'emplois au lieu de travail entre 2006 et 2011 (en %)



Source : INSEE, recensements de la population 2006 et 2011

L'emploi progresse fortement à l'Est et au Sud (+ 11 %). Sur la période 2006-2011, l'Est a bénéficié notamment de la mise en place de la zone franche urbaine, s'étendant de Saint-André à Saint-Benoît.

<sup>4</sup> Tableau Economique de la région Réunion, édition 2014, INSEE

Insee Analyses Réunion, n°1, juin 2014. Une population réunionnaise de plus en plus active mais en manque d'emplois.

Insee Dossier Réunion, n°1, juillet 2014. Bilan économique 2013 – La croissance reste faible.

La Lettre de l'Institut d'émission, n°268, octobre 2014, Institut d'Emission des Départements d'Outre-Mer.

<sup>5</sup> A comparer au PIB de la métropole continentale de 2 055 Md€ en 2013.

### 1.2.2. L'avenir incertain de la filière sucrière

L'industrie sucrière a été au cœur du développement économique de l'île. Aujourd'hui, elle se concentre autour de deux sucreries propriétés du groupe Tereos Océan indien (Bois Rouge au nord de l'île et le Gol au sud). L'île a produit en moyenne 201 500 tonnes de sucres par an au cours des dix dernières années. Le sucre représente la première source d'exportations (25% des biens exportés en valeur). La superficie consacrée à la canne à sucre correspond à environ 57% de la superficie agricole utilisée. L'île compte près de 3400 exploitations qui emploient 10 500 personnes.

#### *Plantations de canne à sucre*



*Crédit CRE*

Le résidu du processus de production du sucre, la « bagasse », est valorisé énergétiquement par deux centrales thermiques créées au début des années 1990 (CTBR : Compagnie Thermique de Bois Rouge et CTG : Compagnie Thermique du Gol) exploitées par Albioma. Ce sont des centrales de cogénération qui produisent de l'électricité et de la chaleur. L'utilisation de la bagasse pendant la campagne sucrière permet d'alimenter les sucreries en vapeur et en électricité mais aussi de participer à la couverture des besoins en électricité de l'île. Lorsque la campagne sucrière est terminée, les centrales fonctionnent uniquement au charbon.

Historiquement les contrats d'achat signés entre EDF SEI et CTBR / CTG étaient des contrats d'achat de vapeur dont une partie était vendue à la sucrerie et le reste à EDF Ile de la Réunion. Ces contrats étaient assortis d'une convention de mise à disposition des équipements de production d'électricité. Ils sont devenus des contrats d'achat d'électricité en décembre 2003 pour la CTG et en novembre 2004 pour la CTBR en application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 qui a fait d'Albioma un producteur tiers vendant de l'électricité à EDF. Concomitamment, EDF SEI a arrêté l'exploitation de ces centrales. A l'occasion de ces modifications contractuelles, le personnel d'Albioma a accédé au statut des IEG (Industries Electriques et Gazières). Ces contrats marquent l'ouverture du marché de la production d'électricité dans les ZNI.

La production de l'électricité à partir de la bagasse bénéficie d'un soutien public au travers d'une prime bagasse financée par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). En effet, l'article 53 de la LODEOM stipule que, dans les DOM, le tarif de rachat de l'électricité aux installations électriques existantes ou nouvelles qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, dont celle

issue de la canne à sucre, ne peut être « inférieure au prix de vente moyen de l'électricité issu du dernier appel d'offre biomasse national. Ce prix tient compte des coûts évités par rapport à l'utilisation d'énergies fossiles ». L'arrêté du 20 novembre 2009 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de la biomasse issue de la canne à sucre a introduit pour les installations existantes une prime de 13 € par tonne de canne qui s'actualise chaque année en fonction du taux de fibre moyen de la canne, de la moyenne annuelle des prix du charbon et de la moyenne arithmétique annuelle des prix des quotas de CO<sub>2</sub>.

Actuellement, la production de sucre bénéficie de conditions d'achat à un prix garanti par la Commission européenne dans la limite de 338 000 tonnes annuelles. Ce système de quotas et de prix garanti va disparaître au 30 septembre 2017. Selon les déclarations du président de Tereos Océan Indien à la délégation Outre-mer de l'Assemblée nationale, « dans les conditions actuelles, si le niveau des subventions restait le même, la tonne de sucre réunionnais sera 200 euros plus cher que la tonne de sucre de betterave. (...) Pour compenser cette différence, l'Etat est sollicité. Le rapport parlementaire sur l'avenir de la canne demande une revalorisation de 38 millions de l'aide de l'Etat après 2017. Au total, la subvention de l'Etat devrait s'élever à 128 millions par an. »<sup>6</sup>

Le CIRAD (Centre de coopération International en Recherche Agronomique pour le Développement) mène des expérimentations pour développer une filière de canne énergie qui permettrait le maintien d'une activité pour les planteurs tout en augmentant la part de la production d'électricité à partir de bagasse.

A l'heure actuelle, l'avenir de la filière canne reste très incertain.

### **1.2.3. Des infrastructures de transport de qualité qui font une large place à la voiture**

Depuis la fermeture de la seule ligne de chemin de fer en 1976, tout le transport à l'intérieur de l'île (fret et passager) est assuré par la route. Le projet de tram-train, plus proche d'un train que d'un tramway, qui devait relier à partir de 2012 l'aéroport, Saint Denis, Le Port et Saint-Paul a été abandonné mi-2010. Les transports en commun, uniquement assurés par des cars, restent limités à quelques liaisons entre grande ville ou à des trajets intra-muros. Les réunionnais préfèrent largement l'utilisation de leurs véhicules personnels. Ce choix de développement n'est pas sans créer régulièrement des situations de congestion.

Le réseau routier de la Réunion est dense mais reste très contraint par la topographie de l'île et une urbanisation littorale concentrée autour de Saint-Denis au Nord et de Saint-Pierre au Sud.

La route des Tamarins, longue de 34 km, ouverte à la circulation en 2009 a considérablement rapproché le sud de l'île des centres névralgiques que constituent Saint Denis et le Port. Cette route aura coûté 1,3 Md€ pour un budget initial de 635 M€.

La route de corniche reliant Saint-Denis et La Possession représente un itinéraire stratégique reliant l'aéroport, la capitale administrative et le port de commerce. Elle est empruntée par plus de 60 000 véhicules/jour. La route actuelle livrée en mars 1997 est une route à 2x2 voies de 13 km environ. Elle est réalisée sur un remblai en terre armée comportant 27 ponts. Côté mer, la route est protégée par des tétrapodes pouvant atteindre 25 tonnes, côté montagne, 760 000 m<sup>2</sup> de filets en falaise et 65 000 m<sup>3</sup> d'écran en gabions ont été mis en place pour réduire progressivement le risque de chutes de pierres.

Les risques d'éboulements rocheux et de submersion par la houle lors des épisodes cycloniques ont justifié le chantier de la nouvelle route du Littoral qui constitue la priorité de la majorité régionale. Il s'agit d'un ouvrage maritime sans péage comportant une emprise pour le passage d'un transport en commun en site propre. Les travaux ont débuté en 2013. Le coût global du projet est estimé à 1,66 Md€.

---

<sup>6</sup> L'article du 14 août 2014, témoignages.re, le journal régional de la Réunion

### **Projet de la nouvelle route de corniche**



*Source : Région Réunion*

Le port est un élément stratégique dans la chaîne logistique de l'île puisque 99% des marchandises entrantes à la Réunion passent par Port Réunion. Le grand port maritime est le 4<sup>ème</sup> port pour le trafic conteneurisé en France. Un programme d'aménagement qui vise notamment à augmenter la capacité d'accueil du Port Est et à créer un poste d'avitaillement en gaz naturel liquéfié a déjà été adopté pour la période 2014-2018 pour un budget de 140 M€.

### **1.3.Le contexte social**

Le taux de chômage est très élevé, autour de 30% qui atteint 60% chez les jeunes de moins de 25 ans.

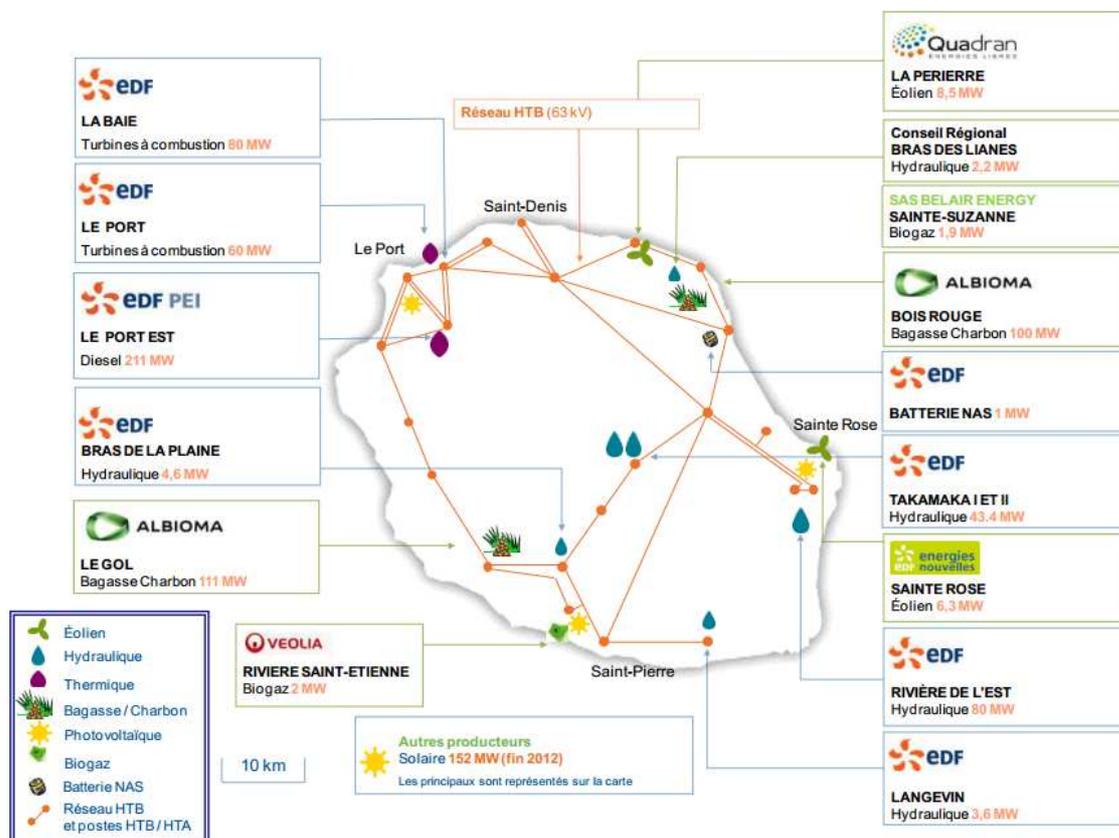
Le RSA en place depuis 2011 concerne plus de 272 653 réunionnais à fin juin 2014, soit un tiers de la population. Son nombre d'allocataires a augmenté de 7,3% en 2013. 60% de la population vit officiellement sous le seuil de pauvreté (ce chiffre ne tient pas compte de l'économie parallèle).

Par ailleurs, 80% de la population est éligible à un logement social.

## 2. Le système électrique

### 2.1. Un parc de production suffisant pour satisfaire l'équilibre offre/demande mais mal réparti

#### Parc de production et réseau électrique

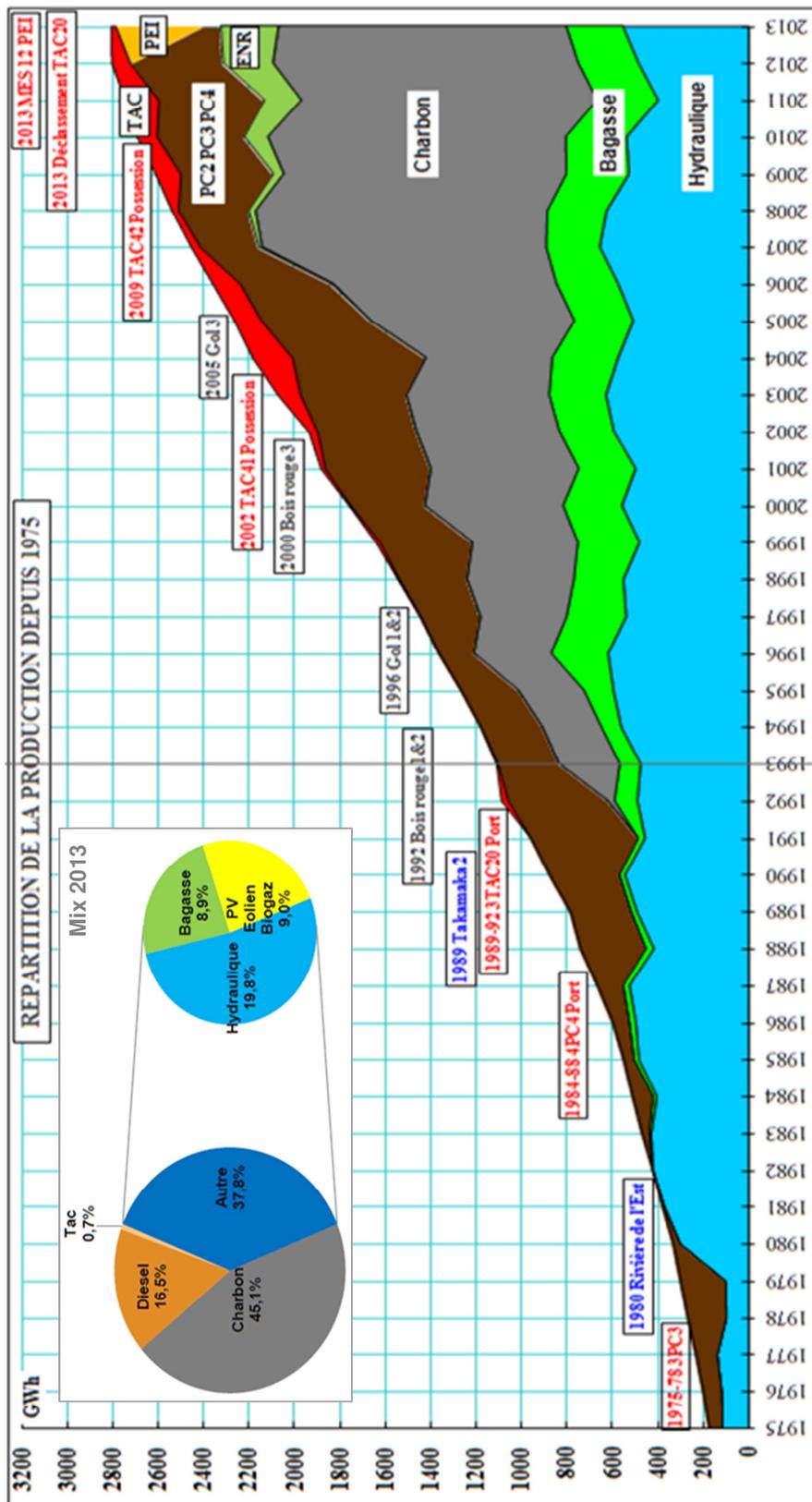


Source : EDF SEI

#### Puissance installée par filière au 31 décembre 2013 (Source : EDF SEI)

| Exploitant     | Site               | Technologie     | Fonctionnement | PCN (MW) |
|----------------|--------------------|-----------------|----------------|----------|
| Albioma        | Bois Rouge         | Bagasse/charbon | Base           | 27       |
|                |                    | Bagasse/charbon | Base           | 28       |
|                |                    | Charbon         | Base           | 45       |
|                | Le Gol             | Bagasse/charbon | Base           | 29       |
|                |                    | Charbon         | Base           | 30       |
| EDF PEI        | Port Est           | Diesel          | Base           | 12*17,6  |
| EDF            | Le Port            | TAC             | Pointe         | 3*20     |
|                | La Baie            | TAC             | Pointe         | 2*40     |
|                | Takamaka 1         | Hvdraulique     | Base/pointe    | 17,4     |
|                | Takamaka 2         | Hydraulique     | Base/pointe    | 26       |
|                | Rivière de l'Est   | Hvdraulique     | Base/pointe    | 80       |
|                | (4 sites)          | Hydraulique     | Fatal          | 10,15    |
| Région Réunion | Bras des Lianes    | Hvdraulique     | Fatal          | 2,2      |
| Veolia         | Rivière St Etienne | Biogaz          | Fatal          | 2        |
| Belair Energy  | Sainte-Suzanne     | Biogaz          | Fatal          | 1,9      |
| Divers         | Divers             | Eolien          | Intermittent   | 14,8     |
| Divers         | Divers             | Photovoltaïque  | Intermittent   | 160,2    |

Dans les années 1980, la Réunion a été presque autosuffisante en électricité grâce à son potentiel hydroélectrique. Avec la croissance rapide de la consommation, la production carbonée est devenue prépondérante : en 2013, la production d'origine ENR représentait 37,8% de la production d'électricité.



Source : EDF SEI

Avec une puissance installée de 870 MW pour une puissance appelée à la pointe de 450 MW, le parc de production permet de satisfaire l'équilibre offre/demande. Cependant la concentration des principaux moyens de production au Nord de l'île a pour conséquence une fragilité de l'alimentation du Sud et de l'Ouest de l'île lors des pointes de consommation du soir. Avec la configuration actuelle du réseau, le groupe 3 de la centrale du Gol est devenu une source stratégique d'approvisionnement du Sud et son déclenchement se traduit très souvent par un délestage de clientèle.

Le réseau de transport d'électricité réunionnais a été développé au fur et à mesure des années pour satisfaire les besoins de l'île. Il comprend quelques lignes anciennes, de plus de 30 voire 40 ans, notamment celles qui relient le réseau du Sud et Ouest au réseau Nord et Est.

Par ailleurs, les régions du Sud sont celles où l'on constate une croissance de la consommation du fait du développement économique (cf. partie 1.1.) de +2%/an. Conséquence de cette répartition géographique non efficiente des moyens de production, deux investissements majeurs sont prévus à horizon 2016 :

- Mise en service d'une turbine à combustion de 40 MW à Saint Pierre<sup>7</sup> ;
- Remplacement de la ligne existante entre le Nord et le Sud de l'île par une ligne de forte capacité.

## **2.2. Une surcapacité qui se traduit par une utilisation dégradée des moyens de base**

Conçue en 2006 dans un contexte de croissance forte de la consommation et d'amorce du développement du photovoltaïque, la centrale de PEI a été dimensionnée pour assurer l'équilibre offre/demande. Aujourd'hui, la capacité installée apparaît surdimensionnée et la puissance unitaire des moteurs ne permet pas leur fonctionnement optimal. En conséquence, le nombre élevé de démarrages (environ 200 par mois) et les plages d'utilisation accélèrent l'usure des moteurs. Les moteurs de PEI fonctionnent dans un mode dégradé pendant près de 85% de leur durée d'utilisation.

A l'heure actuelle, les moteurs de PEI ont plus un fonctionnement de « semi pointe » que de « base » ce qui aura à moyen terme des incidences sur la maintenance. Certes, ces coûts de démarrage et de modulations sont prévus par le contrat entre PEI (producteur) et SEI (acheteur obligé gestionnaire du système) mais cela génère des surcoûts à court et moyen termes financés par la CSPE.

---

<sup>7</sup> Investir dans une nouvelle TAC s'avère plus rentable que le déplacement des deux TACs de Port Ouest qui ont été arrêtées. Le montant de la mise aux normes IED de ces TACs est de l'ordre de 8 M€.

### Utilisation moyenne des groupes de Port Est



Nombre heures de fonctionnement entre démarrage et arrêt ; Taux d'usure

Source : EDF PEI

Une évaluation sera menée au cours de l'année 2015 à partir de données de fonctionnement de l'année 2014. A ce stade, il est uniquement possible de constater un nombre d'arrêts et démarrages (A/D) réalisés en 2014 élevé, soit 2000.

Le constructeur n'a pas fourni d'abaques sur heures de marche équivalentes d'un A/D à PEI. De fait, les maintenances sont réalisées à un rythme indépendant et seulement fonction des heures de marche réelles. Seul un retour d'expérience sur un cycle de 36 000 h par moteur permettra de savoir si le risque d'incidents est augmenté et de voir comment corriger la périodicité des arrêts.

Par ailleurs, PEI a identifié des problèmes de mise au point des filtres catalytiques qui assurent la dénitrification (ou DeNox) des fumées d'échappement. Ce problème est plus prégnant à la Réunion. L'usure prématurée des premières couches peut s'expliquer par le nombre d'A/D supérieur à celui des autres sites. Cependant cette hypothèse n'est pas encore avérée. L'impact financier potentiel est estimé à environ 150 000€ par moteur et par an soit 1,8 M€ pour la centrale. Ce surcoût relève des risques d'exploitation à la charge de PEI.

Il n'y a pas de solution à court terme à l'utilisation inefficace des moyens de production de Port Est évoquée *supra* ; l'optimisation du parc étant faite de manière efficace à partir d'un algorithme qui apparaît performant (cf. partie 2.3.). Cependant, ce constat pose la question de la pertinence de ce type de moyen de production et de son adaptation au mix énergétique de la Réunion.

### 2.3. La gestion de l'ordre d'appel des moyens de production est efficace

Bénéficiant d'une priorité d'injection, la production renouvelable est la première appelée. Les groupes thermiques sont ensuite mobilisés en fonction de leur coût marginal de production. Les centrales hydrauliques équipées d'un réservoir sont gérées en « éclusées journalières », *ie* que la capacité de stockage (environ de 2 heures de fonctionnement à pleine puissance) est utilisée pour minimiser les coûts de production à la pointe (minimiser les démarrages de groupes diesels ou de turbines à combustion - TAC).

Le programme d'appel est défini annuellement. Le programme de maintenance de chaque installation est discuté entre l'exploitant et EDF SEI de manière à minimiser les coûts pour le système tout en garantissant la sûreté de l'approvisionnement. Les producteurs s'engagent sur un

programme de production hebdomadaire. En cas d'indisponibilité non programmée, ils sont pénalisés financièrement.

Le coût marginal de chaque installation, tel qu'il peut être calculé à partir des clauses des contrats de gré à gré pour les installations qui n'appartiennent pas au parc de production d'EDF, est actualisé mensuellement pour tenir compte de l'évolution du prix des combustibles et des quotas de CO<sub>2</sub>. Cette actualisation a cependant peu d'importance car les coûts marginaux des moyens sont fortement différenciés. Le logiciel d'optimisation par itération (GESPROD, outil utilisé par tous les centres de SEI) prend aussi en compte des contraintes techniques comme par exemple la puissance minimale de démarrage des TACs nécessaire au fonctionnement des installations DéNOx, ou la localisation des moyens de productions et la production maximale pouvant être injectée en un point donné du réseau.

Chaque jour un regard critique est porté par le responsable du dispatching sur le réalisé. La principale source de divergence par rapport au programme de marche donné par GESPROD provient de la production photovoltaïque. Le plan de production est rejoué annuellement pour déterminer l'optimum d'utilisation des groupes.

## **2.4. Le développement du photovoltaïque nécessite une réserve primaire importante**

La production photovoltaïque est d'autant plus aléatoire que le temps est annoncé comme dégagé sur l'île. EDF SEI, à partir d'un modèle développé par la R&D du groupe et de données satellitaires fournies par Météo France, essaie de prévoir la production photovoltaïque à venir. Les données fournies par Météo France ne prennent pas en compte le foisonnement. L'utilisation de données agrégées sur l'ensemble du territoire ne permet pas d'obtenir une prévision fiable du fait de la présence des très nombreux microclimats.

Pour calculer la production en temps réel, EDF SEI utilise les données de production des grosses centrales qui sont télé-relevées et procède par interpolation pour déterminer celle des petites centrales.

Ces deux catégories de données sont nécessaires pour déterminer la réserve primaire qui est équivalente à 50% de la puissance photovoltaïque en fonctionnement. Afin d'assurer la sécurité du réseau, EDF SEI impose à Albioma et à EDF PEI de disposer de 10% de réserves primaires. Par ailleurs, EDF SEI veille à disposer en permanence d'une réserve rapide, mobilisable en moins de 20 minutes, égale à au moins la moitié de la production intermittente.

Aujourd'hui, si l'hydraulique est en capacité d'assurer l'équilibre offre/demande, il ne peut contribuer au maintien de la fréquence dans les instants qui suivent une diminution forte de la production photovoltaïque. La seule solution reste donc la déconnexion des dernières installations photovoltaïques raccordées. Le producteur n'est informé ni de la déconnexion, ni de la reconnexion de son installation, toutes les opérations étant gérées automatiquement depuis le centre de dispatching.

La question suivante se pose désormais : quelle contrepartie les acteurs sont-ils prêts à accepter, en termes de délestage fréquentométrique, pour augmenter la puissance photovoltaïque installée ?

EDF SEI a réfléchi à la mise en œuvre de solutions de stockage qui permettraient de lisser la production photovoltaïque. La construction d'une STEP, solution technique parfaitement adaptée, se heurte à la loi littoral et s'avère par ailleurs non rentable sans soutien public important. L'expérimentation autour d'une batterie sodium souffre a été arrêtée en 2012 du fait de défaillances techniques sur ces produits identifiées au Japon. Les premières conclusions indiquent que si cette technologie permet de répondre aux attentes techniques, elle n'est pas rentable d'un point de vue économique.

## 2.5. Le développement des ENR est fortement contraint

**Biomasse :** Un des axes de développement des ENR de la Région est l'installation de petites centrales partout sur l'île : biomasse, épuration, cogénération dans l'objectif de maximiser les installations décentralisées. La forêt est presque entièrement gérée par ONF. Une toute petite partie appartient aux domaines ou à des particuliers. Par ailleurs, une partie du massif forestier est classée par l'UNESCO. Actuellement l'exploitation du bois d'œuvre est faible. Il existe cependant quelques scieries. L'exploitation de la ressource forestière est principalement clandestine et destinée au chauffage personnel. Dans ces conditions, la CRE est réservée quant à un développement rapide des filières à partir de biomasse forestière.

**Energies marines :** Pour ce qui concerne les énergies marines, un site a été identifié au large du Port pour accueillir un projet d'ETM. Par ailleurs, DCNS a étudié un prototype à Saint Pierre. Une autre possibilité consiste à développer un projet de type Pelamis destiné à récupérer l'énergie des vagues et à l'acheminer jusqu'à la côte par un câble sous-marin sous la forme d'énergie électrique avec un couplage avec un système de stockage. Des prototypes existent déjà en mer du Nord et au Portugal. Cependant, la résistance de cette technologie dans une zone cyclonique doit encore être étudiée.

**Géothermie :** En raison du caractère volcanique de l'île, le développement de la filière géothermique semble être favorable. Un projet d'exploitation avait été envisagé, mais n'a pas pu être concrétisé, en raison du classement du Parc national de La Réunion au Patrimoine mondial de l'UNESCO.

**Eolien :** Le développement de l'éolien a été contraint par la loi littoral. De ce fait, seul un projet parmi les six retenus à l'issue de l'appel d'offres pour des projets éoliens avec stockage de 2011 va voir le jour. L'article 6 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 est venu modifier le code de l'urbanisme. Dans les départements d'outre-mer, l'article L.146-4 de ce code a été remplacé par l'article L.156-2. Le 5<sup>ème</sup> alinéa de cet article dispose que « *l'implantation des ouvrages nécessaires à la production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent qui sont incompatibles avec le voisinage des zones habitées peut être autorisée par arrêté du représentant de l'Etat dans la région, en dehors des espaces proches du rivage<sup>8</sup>, après avis de la commission départementale compétente en matière de nature, de paysages et de sites et des ministres chargés de l'urbanisme, de l'environnement et de l'énergie* ». Cette disposition se traduit concrètement par la nécessaire compatibilité des projets éoliens (ou photovoltaïques) avec le schéma de mise en valeur de la mer (SMVM), inclus dans le schéma d'aménagement régional (SAR).

---

<sup>8</sup> Le même article définit les espaces proches du rivage comme « *une bande littorale comprise entre le rivage de la mer et la limite supérieure de la réserve domaniale dite des cinquante pas géométriques [...]. A défaut de délimitation ou lorsque la réserve domaniale n'a pas été instituée, cette bande présente une largeur de 81,20 mètres à compter de la limite haute du rivage.* »

### Extrait du SMVM de la Réunion

#### **F.11 Mettre en œuvre une stratégie d'aménagement pour l'exploitation des énergies renouvelables liées à la mer**

Le SAR reconnaît le caractère stratégique en termes de développement économique des énergies renouvelables. C'est à cet effet que le SAR définit la compatibilité entre les fonctions des espaces naturels et agricoles et la mise en œuvre d'installations de production d'énergies renouvelables. **Les expérimentations sur les réseaux et la production d'énergies renouvelables** liées à la mer en particulier la houle et l'Energie Thermique des Mers (ETM) doivent être envisagées.

Des sites potentiellement intéressants pour l'exploitation de l'énergie houlomotrice ont déjà été identifiés, en tenant compte des critères environnementaux, socio-économiques et fonctionnels.

Les **projets ayant un impact écologiques faibles** doivent être privilégiés :

- les dispositifs implantés au large qui n'ont aucune incidence sur la morphodynamique littorale ;
- les installations pouvant être intégrées aux aménagements existants ou à conduire dans le cas de dispositifs installés sur le littoral ou près du rivage.

Concernant l'exploitation de l'ETM, les opportunités d'installations devront également être analysées en regard des critères environnementaux et socio-économiques.

Concernant tous ces projets, les moyens d'accostage et de raccordement aux réseaux électriques et thermiques devront être adaptés à la qualité des espaces côtiers et terrestres traversés tant sur le plan paysager qu'écologique.

Source : SAR de la Réunion, page 139

Par ailleurs, la Région a exprimé son intention de développer l'autoconsommation à partir de panneaux photovoltaïques couplés avec du stockage chez les particuliers. Les aides peuvent aller jusqu'à 6 000€ pour 3-5 kVA installés.

En termes d'intégration des énergies renouvelables dans le système local, la DEAL déplore les coûts élevés de raccordement figurant dans le S3RENr proposé par EDF SEI.

## **2.6. Une gestion incitative de la part d'EDF SA qui contribue à la qualité de la fourniture**

Un contrat de performance a été instauré en interne au groupe EDF SA qui incite chaque échelon à faire ses meilleurs efforts. Ainsi EDF SEI contractualise des objectifs globaux avec la direction du groupe. Ces objectifs sont déclinés au niveau de chaque centre, puis au niveau de chaque unité de production.

Une partie de la rémunération des agents est fonction de l'atteinte des objectifs qui leur ont été assignés qui peuvent être de nature diverse (performance du système, ressource humaine, respect du budget maintenance, etc.).

## **3. La mise en place d'une gouvernance de l'énergie**

### **3.1. Des expériences antérieures peu concluantes**

L'ARER (Agence Régionale de l'Energie Réunion) a été créée en 2000 sous un statut d'association à but non lucratif, rassemblant le Conseil régional, le Conseil de la culture, de l'éducation et de l'environnement, du Conseil économique, social et environnemental régional, l'ADEME et EDF SEI. Son objet social était « *Promouvoir la maîtrise de l'énergie et l'utilisation des énergies renouvelables et préserver les ressources naturelles locales dans une perspective de développement durable et d'adaptation aux changements climatiques* ». Cette agence a à son crédit un certain nombre de

publications et la réalisation du bilan énergétique annuel de l'île. Une navigation sur le site Internet de l'agence révèle que l'activité s'est fortement ralentie depuis la fin de l'année 2012.

Le GERRI (Grenelle de l'environnement à la Réunion : réussir l'innovation) a été créé en juillet 2009 autour de l'Etat, du Conseil régional, du Conseil général, de l'association La Réunion économique et du club des entreprises partenaires. A sa création, les objectifs du GERRI consistaient à intégrer d'ici 2030 toutes les innovations conduisant vers l'autonomie énergétique de la Réunion dans les secteurs des transports, de la production et du stockage de l'énergie, de l'aménagement et de la construction durable, ainsi que du tourisme. En janvier 2012, la Région a décidé l'arrêt de la subvention versée à ce groupement d'intérêt public. Le 3 avril 2013, une assemblée générale extraordinaire a acté sa dissolution. Les 150 projets liés aux énergies renouvelables accompagnés par le GERRI sont repris par la société publique locale (SPL) Energies Réunion qui a remplacé l'ARER.

Dans le passé, la gouvernance de l'énergie s'est principalement concentrée sur le développement des énergies renouvelables au détriment de l'efficacité énergétique ou de la réduction de la place de la voiture.

Par ailleurs, la région participe au réseau Pure Avenir, créé en 2009, qui réunit quatre régions insulaires, à savoir la Guadeloupe, Martinique, Réunion et Corse. L'objectif de ce groupement est de soutenir le développement économique et de garantir à terme l'autonomie énergétique de ces territoires, tout en favorisant la recherche en matière d'énergies renouvelables et de maîtrise de la demande en énergie.

### 3.2.L'organisation de la SPL Energies Réunion

Depuis le début de l'année 2014, la gouvernance de l'énergie est organisée autour d'un comité stratégique regroupant autour du conseil régional, le conseil général, le préfet, l'ADEME, le SIDELEC et EDF. Ce comité délègue l'animation et la coordination des techniques des actions à la SPL Energies Réunion dont les seuls actionnaires sont des collectivités. L'ADEME et EDF SEI participent cependant au financement direct de certaines actions.

Les objectifs de cette gouvernance sont les suivants :

- Atteindre 50% d'ENR dans le mix en 2020 ;
- Etre autonome électriquement en 2030 ;
- Lutter contre la précarité énergétique ;
- Lutter contre le changement climatique ;
- Mettre en place des stratégies de coopération internationale et de développement économique.

Le comité stratégique se réunit trimestriellement pour assurer la cohérence des travaux thématiques et suivre leur avancement ainsi que pour analyser le plan de financement 2014-2020 (programme européenne).

Les travaux thématiques sont organisés au sein de 5 comités sectoriels et 2 comités transversaux. Le financement de ces actions est assuré pour 70% par le FEDER.

| <i>Objectif</i>  | <i>Résultats attendus en 2014</i>                           |
|--|---|
| <b>Energies renouvelables et production décentralisée</b>  |   |
| Développer la production décentralisée d'énergie lorsqu'elle est pertinente, et assurer une meilleure répartition de la production à la Réunion. | Traduire le potentiel biogaz déjà évalué en projet concret. |

| <b>Objectif</b>   | <b>Résultats attendus en 2014</b>   |
|---|---|
| Assurer le déploiement de solutions de stockage en appui à la gestion du système électrique ou associés à des projets de production décentralisée.                                  | Etudier les possibilités d'implanter 50 MWe de stockage de type STEP dans le Sud à horizon 2018/2020.   |
| Promouvoir les projets ENR précurseurs en particulier sur des technologies émergentes.  | Etudier les potentiels de projets SMART GRIDS, y compris les véhicules électriques (MILLENER, VERT).  |
| Assurer une activité permanente de veille sur les filières ENR et le stockage   | Publication des veilles.  |
| <b>MDE et efficacité énergétique</b>  |   |
| Poursuivre les efforts de MDE en direction du grand public (applications domestiques) et de publics cibles des personnels des collectivités et acteurs de la maîtrise de l'énergie. | Atteindre 900 ménages en situation de précarité (chauffe-eau solaire, pack MDE, ...).   |
| Poursuite des programmes de réhabilitation des logements sociaux avec un volet énergie (ECS et confort thermique).  | 800 logements sociaux collectifs réhabilités lourdement (ECS + confort thermique).  |
| Amplifier le programme Prebat Réunion portant sur les bâtiments tertiaires neufs bioclimatiques en amont d'un futur label DOM.  | Viser le montage de projets tertiaires neufs bioclimatiques à hauteur de 5 000 m <sup>2</sup> minimum sur la période.                                     |
| Développer un programme de MDE sur le tertiaire existant dans le cadre d'une démarche de management de l'énergie.   | 3 000 m <sup>2</sup> de travaux   |
| Poursuivre des programmes MDE (industrie agroalimentaire en particulier) sur les bases des projets déjà menés.  | Evaluation des actions.   |
| <b>Précarité énergétique</b>  |   |
| Mieux appréhender le phénomène de la précarité énergétique à la Réunion.  | Réaliser une étude spécifique sur la précarité énergétique à la Réunion.  |
| Dresser un état des lieux des acteurs, des différents dispositifs et de leur efficacité pour mieux les connaître et mieux les coordonner.   | Mutualiser les actions entre les partenaires et créer un réseau coordonné pour lutter contre la précarité énergétique.                                    |
| Poursuivre et améliorer les actions en matière d'efficacité énergétique sur les logements et l'équipement des ménages en situation de précarité énergétique.                        | Dispositif éco solidaire.   |
| Mieux informer et mieux accompagner.  | Sensibiliser 2000 familles aux économies d'énergie.   |
| <b>Climat</b>   |   |
| Etudier l'impact des émissions de GES et autres polluants en vue de leur réduction de 10% en 2020.  | Bilan des émissions au niveau régional et intercommunal.  |
| Identifier les vulnérabilités aux impacts du changement climatique.   | Utilisation de l'observatoire des risques naturels pour identifier une liste qualitative des vulnérabilités du territoire liées au changement climatique. |

| <b>Objectif</b>  | <b>Résultats attendus en 2014</b>   |
|--|---|
| <b>Climat, aménagement et transport</b>  |   |
| Réduire les consommations d'énergie dans le cadre bâti.  | Décliner le plan de rénovation énergétique de l'habitat pour les propriétaires privés et les locataires ainsi que dans les logements sociaux.<br>Cartographier et favoriser les éco-quartiers principalement en milieu urbain.  |
| Aménager le territoire de manière optimisée, en préservant les milieux naturels et agricoles.  | Suivi des indicateurs du SAR portant sur les espaces naturels et le foncier agricole.<br>Suivi de la tache urbaine et de l'étalement urbain.  |
| Diminuer de 10% le volume d'importation du carburant fossile pour le secteur des transports en 2020.   | Réaliser une enquête ménages et déplacements.<br>Valoriser les actions mises en place par les intercommunalités dans le cadre du PCET.<br>Mettre en place des flottes captives électriques auprès des collectivités locales, des institutions et des entreprises.               |
| <b>R&amp;D, innovation et formations</b>   |   |
| R&D sur les systèmes de stockage de l'énergie  | Publier des informations sur les innovations en matière d'ENR et la veille technologique.   |
| Nouvelles technologies en matière d'ENR  |   |
| Nouveaux dispositifs de MDE : SWAC (et Deep Ocean Water Application) / Solaire thermique / Bâtiment  | Effectuer la liaison entre le monde de la recherche et le monde économique dans le domaine de l'énergie. Faire le lien avec les professionnels de l'énergie.  |
| Veille stratégique – technologique / Intégration de réseaux d'acteurs  | Mise en place d'un catalogue de formations adaptées aux ambitions énergétiques de la Réunion.<br>Mise en œuvre d'un programme « nouveaux métiers de l'énergie » pour l'identification et la mise en valeur des nouvelles compétences dans le domaine des énergies et du climat. |
| <b>Ingénierie financière et juridique autour des grands projets structurants</b>   |   |
| Proposer une stratégie financière de développement pour les grands projets structurants dans les domaines de l'énergie, du transport, de l'aménagement du territoire et du climat. | SWAC Nord : phase opérationnelle<br>SWAC Sud : phase d'étude<br>STEP Marine du Grand Sud : étudier les possibilités du projet   |
| Accompagner les grands projets structurants dans les domaines de l'énergie, du transport, de l'aménagement du territoire et du climat.   |   |
| <b>Coopération régionale et internationales</b>  |   |
| La Réunion comme vitrine de technologies innovantes en matière de développement énergétique et d'économie décarbonnée dans la zone Océan indien.                                   | Définir une stratégie d'autonomie énergétique avec les îles de la COI (Commission de l'océan Indien).   |

| <i>Objectif</i>   | <i>Résultats attendus en 2014</i>   |
|---|---|
| Ouverture à l'international pour bénéficier de l'expérience des régions du monde engagées dans les politiques environnementales durables. | Phase opérationnelle des projets sur l'énergie (convention SPL/SEC) entre la Réunion et les Seychelles. |
| Coopération économique dans la zone du grand Océan indien   | Mission de coopération économique entre la Réunion et le Mozambique.                                    |

Les parties prenantes (ADEME, DEAL, EDF SEI et Région) ont toutes évoqué la création de la SPL et des comités comme une réelle avancée dans la gouvernance de l'énergie sur l'île. Cependant les visions portées par les uns et les autres ne s'accorderont pas facilement. Ainsi l'objectif d'une île autonome avec un mix 100% ENR (vision de la région) va se heurter à l'objectif de sûreté (porté par EDF SEI) et de la rentabilité économique des projets à l'étude.

## 4. La maîtrise de la demande en électricité

### 4.1. Un important parc de chauffe-eau solaires

L'île de la Réunion est exemplaire pour ce qui concerne son parc de chauffe-eau solaires individuels (CESI). Environ 12 000 CESI sont installés chaque année contre par exemple 2 000 à la Martinique. Le parc installé est aujourd'hui de 120 000 CESI, auxquels il convient d'ajouter les chauffe-eau solaires collectifs. 350 000 logements (environ un tiers des logements sur l'île) bénéficient d'une eau chauffée par l'énergie du soleil. Selon les estimations d'EDF SEI, sans le déploiement de cet important parc, 3 TACs supplémentaires auraient été nécessaires pour passer la pointe du soir (un CESI permet d'éviter 1-1,5 kW par foyer à la pointe). Ce parc s'est développé sous l'impulsion forte de l'ancien président de région, Paul Vergés. L'ADEME et EDF SEI ont pris le relais, l'un sur le parc locatif social, l'autre sur le parc de logement individuel.

En 2007, plusieurs systèmes favorisant l'installation de CESI ont coexisté, à savoir une aide financière de la région et un crédit d'impôt à l'achat, un système de leasing où utilisateur payait régulièrement un loyer au titre du bénéfice du CESI (les problèmes d'impayés ont mis fin à ce dispositif).

Depuis la promulgation de la RTAA-DOM<sup>9</sup> en avril 2009, tous les logements (sauf en Guyane) dont le permis de construire a été déposé après le 1<sup>er</sup> mai 2010 doivent être équipés d'une installation d'eau chaude sanitaire. Ces installations doivent en outre être alimentées par de l'énergie solaire à hauteur de 50% au moins des besoins.

EDF SEI ne procède pas directement à l'installation des CESI. Elle sous-traite cette tâche à des installateurs agréés à qui est versée l'aide CSPE qui vient en déduction du prix de vente facturé aux clients. EDF SEI a instauré une procédure de contrôle de la qualité des CESI installés. Ces contrôles sont réalisés par des bureaux d'étude spécialisés choisis après mise en concurrence. Quand une anomalie est détectée par le centre EDF de la Réunion, des actions sont mises en œuvre avec l'installateur pour la corriger. A la fin de l'année 2014, 300 CESI, soit 6% du parc aidé, ont été contrôlés *in situ*.

<sup>9</sup> Réglementations thermique, acoustique, aération, spécifiques aux DOM.

Décret n° 2009-424 du 17 avril 2009 portant sur les dispositions particulières relatives aux caractéristiques thermiques, énergétiques, acoustiques et d'aération des bâtiments d'habitation dans les départements de la Guadeloupe, de la Guyane, de la Martinique et de La Réunion.

Arrêté du 17 avril 2009 définissant les caractéristiques thermiques minimales des bâtiments d'habitation neufs dans les départements de la Guadeloupe, de la Martinique, de la Guyane et de La Réunion.

### Extrait de l'attestation sur l'honneur signé par l'installateur

Mobile : \_\_\_\_\_

Courriel : .....

(\*) En tant que représentant de l'entreprise :

- ayant mis en œuvre ; ou
- ayant assuré la maîtrise d'œuvre

de l'opération d'économies d'énergie, j'atteste sur l'honneur :

- que je fournirai exclusivement à [raison sociale du demandeur] l'ensemble des documents permettant de valoriser cette opération au titre du dispositif des certificats d'économies d'énergie, notamment la facture (ou à défaut une autre preuve de la réalisation effective de l'opération) ;
- que je ne signerai pas, pour cette opération, d'attestation sur l'honneur semblable avec une autre personne morale ;
- l'exactitude des informations que j'ai communiquées ci-dessus sur les caractéristiques techniques relatives à l'opération d'économies d'énergie et, le cas échéant, sur les qualifications professionnelles requises pour mettre en œuvre cette opération ;
- que la ou les opérations d'économies d'énergie décrites ci-dessus ont été intégralement réalisées et que j'ai respecté les conditions de leur réalisation, conformément à ou aux fiches d'opérations standardisées d'économies d'énergie concernées. Je suis informé que je suis susceptible d'être contacté par les services du ministère chargé de l'énergie (ou tout organisme désigné par le ministère chargé de l'énergie) dans le cadre d'un contrôle concernant la nature de l'opération et la réalisation effective de celle-ci.

Source : EDF SEI

L'ADEME exige un télécontrôle des installations collectives. Le solde de sa subvention est versé au regard de l'efficacité au terme de la première année de fonctionnement. Cette obligation de comptage permet à l'ADEME d'estimer que chaque capteur solaire installé permet d'éviter 600 kWh pour 1 m<sup>2</sup> des panneaux installés.

Aujourd'hui une partie du parc arrive à obsolescence et doit être remplacé. Rien n'impose qu'un CESI soit remplacé par un CESI, hors le CESI reste plus cher qu'un chauffe-eau électrique. Le code des douanes ne permet pas d'imposer une taxation différenciée en fonction de la qualité des produits importés, la taxe étant fonction de l'usage.

## 4.2. Les petites actions de MDE ou actions de mass market

### Offres promotionnelles dans les Grandes Surfaces



Source : EDF SEI

### 4.2.1. Une valorisation contestable des gains des actions de MDE pour la CSPE. Calcul des MWh évités

Les méthodes adoptées par EDF SEI sont des méthodes nationales avec une adaptation des coûts de référence à la situation locale. Le lien entre les actions locales, leur valorisation en termes de CSPE évitée, leur impact sur la courbe de charge et donc sur le pilotage sur système électrique n'est pas apparu clairement au cours des échanges. Des travaux ultérieurs, dédiés à cette problématique, sont à prévoir entre les services de la CRE et EDF SEI.

### **Méthode de valorisation des MWh évités par les lampes basse consommation (LBC)**

*Consommation* : il est fait l'hypothèse qu'une LBC fonctionne 800h par an. Il est fait l'hypothèse de répartition de ces heures sur les périodes d'heures pleines et d'heures creuses. A chacune de ces périodes est associé un coût marginal du kWh évité.

*Etat du marché* : il est fait l'hypothèse d'un taux de substitution. L'effet n'étant pas le même si la LBC vendue remplace une LBC ou une ampoule à incandescence.

*Actualisation* : le taux d'actualisation de 8% retenu pour ramener à la date de l'achat les économies générées sur une période de plusieurs années (plus de 10 ans, les lampes vendues ayant une durée de vie de 10 000 heures) tient compte du fait que certaines lampes ne seront jamais installées.

La CRE aurait souhaité pouvoir procéder à une analyse de la comptabilité analytique, par type d'action, des dépenses liées à la MDE. EDF SEI ne dispose pas de ces données. Certains postes notamment sont mutualisés comme la communication ou les dépenses de systèmes d'information. SEI est uniquement en capacité de ventiler les charges liées à la MDE entre les charges de personnel et les autres charges.

**Recommandation**: Améliorer le suivi comptable en affectant les sommes si possible par action (LBC, chauffe-eau solaires, etc) et *a minima* en distinguant les actions à destination des particuliers et celles à des destinations des grands comptes.

#### **4.2.2. La valorisation des CEE**

Le groupe EDF SA ne fixe pas d'objectif de CEE à obtenir à sa direction SEI dans son contrat annuel de performance. Les objectifs fixés sont exprimés en CSPE évitées et le volume de CEE obtenus est un indicateur de suivi. La même logique est suivie dans les contrats annuels de performance signés entre la Direction SEI et les centres.

EDF n'obtient aucun CEE pour une action cofinancée par l'ADEME. Une convention spécifique existe entre l'ADEME et le centre SEI de la Réunion. Cette convention annuelle s'inscrit dans un programme pluriannuel, avec un engagement financier annuel d'environ 20 M€ complété par 7 M€ du FEDER. Dans le cadre de cette convention, EDF doit transmettre à l'ADEME un bilan récapitulatif des CEE mobilisés au cours des trois dernières années.

Lorsqu'EDF SEI obtient un CEE du fait de la réalisation d'une action de MDE, ce dernier n'est pas valorisé sur le marché des CEE car il est utilisé par le groupe EDF SA pour atteindre ses objectifs en tant qu'obligé. Il ne vient donc pas réduire les charges de service public.

#### **4.2.3. Un gain d'image pour EDF**

La CRE a constaté que pour les actions de *mass market* seul le logo d'EDF est réellement mis en avant. Les logos de la Région et de l'ADEME figurent uniquement en tous petits caractères et tout en bas du présentoir des LBC (n'apparaît pas sur les photos).

## Rayons d'un supermarché Jumbo



Crédit CRE

Ces deux logos ne figurent pas sur les emballages des produits (pris'éco, LBC, douchette, etc.). A l'inverse, on peut relever cinq mentions à EDF sur l'emballage de l'ampoule LBC.

## Emballage d'une LBC



Crédit CRE

**Recommandation :** La CRE demande à ce que les trois partenaires des opérations de type *mass market* soient mis en avant de manière équilibrée. Il lui semble que la mise en avant des partenaires institutionnels (Région et ADEME) pourrait renforcer l'acceptabilité de ces initiatives dans la population. Par ailleurs, cela pourrait permettre de faire supporter par des tiers les dépenses aujourd'hui intégralement financées par EDF.

#### 4.2.4. Une diffusion restreinte

Les actions de *mass market* (pris'éco, ampoules LBC, douchette, etc.) subventionnées par la CSPE ne sont pas d'un accès facile. Elles ne sont pas distribuées en centre-ville comme a pu en témoigner la visite d'un supermarché situé au cœur de Saint-Denis ou d'un magasin spécialisé en électro-ménager. Il semblerait qu'elles ne soient disponibles que dans les centres commerciaux situés en périphérie des grandes villes.

#### ***Rayon du supermarché de centre-ville et rayon d'un spécialiste en électroménager.***

##### ***Ville de Saint-Denis***



Crédit CRE

**Recommandation :** La CRE recommande que le rayon de distribution des LBC, des pris'éco, des douchettes, etc. soit élargi de manière notamment à ce que la population des centres-villes, dont l'habitat est en moyen plus ancien que celui de la périphérie, puisse en bénéficier facilement.

#### 4.3. Les risques liés au développement du véhicule électrique

Les véhicules électriques bénéficient d'un octroi de mer réduit et d'une prime de l'Etat (bonus écologique). Le contrôle des véhicules<sup>10</sup> lors de leur entrée sur l'île n'est actuellement pas possible. Tous les acteurs rencontrés signalent que dans le cadre réglementaire actuel, avec un soutien financier de leur développement, il n'est pas possible de maîtriser l'extension du parc automobile électrique.

<sup>10</sup> Le nombre de véhicules électriques actuellement à la Réunion est estimé à 10-100 voitures.

|   | Octroi de mer                                  | Octroi de mer régional |
|---|--|------------------------|
| Véhicules de tourisme essence ou diesel | De 10.5 à 25.5% de la valeur CAF <sup>11</sup> | 2,5% de la valeur CAF  |
| Véhicules de tourisme hybrides          | 4% de la valeur CAF                            | 2,5% de la valeur CAF  |
| Véhicules de tourisme électriques       | 0%   | 0%                     |

Par ailleurs, l'installation de bornes de charge dans les bâtiments et les parkings neufs est obligatoire. Consciente des enjeux liés à la consommation d'électricité pour le transport, la Région cherche à favoriser la construction d'ombrières photovoltaïques équipées de bornes de rechargement. Toutefois, rien n'empêche les utilisateurs d'utiliser les prises « normales ».

### ***La vie en électrique***

Importée depuis le mois de février à la Réunion, la Renault Zoé est le fer de lance du constructeur en matière de véhicule 100 % électrique. Quinze bornes de recharge rapides ont été installées à travers l'île (Renault, Carrefour, Mr Bricolage et Décathlon, deux stations Total, ainsi qu'à la mairie de Sainte-Rose) et sont gratuitement accessibles. [...]

Grâce au bonus écologique, la Renault Zoe est facturée à partir de 25 900 euros. Elle concurrence une Renault Clio très bien équipée tout en affichant un budget carburant environ 5 fois inférieur. Comptez moins de 2,50 euros une recharge complète, soit 12,50 euros pour parcourir plus de 650 kilomètres, l'autonomie d'une Clio diesel dernière génération. Quant à l'entretien, Renault annonce un coût 4 fois moins élevé qu'un véhicule classique.

Jean-Philippe Lutton, article du 31 aout 2014

[clicanoo.re](http://clicanoo.re), Le Journal de l'île de la Réunion

Selon les calculs d'EDF, un parc de 10% de véhicules électriques engendrerait une augmentation de 6% de la consommation d'électricité actuelle et un besoin de puissance installée supplémentaire de 80 MW.

L'instauration d'un octroi de mer spécifique au véhicule électrique, destiné à limiter son développement à La Réunion, n'est pas compatible avec le code des douanes qui ne permet pas de distinguer les biens selon leur qualité (éco-performant ou pas notamment). En conséquence, le développement du véhicule électrique se traduira par une croissance de la consommation d'électricité, dont les sources de production sont majoritairement thermiques et coûteuses, ce qui aura pour effet une augmentation des charges de la CSPE.

## **5. La gestion du TPN**

### **5.1. Les coûts de gestion déclarés par EDF SEI sont en l'état assez peu auditables**

Le logiciel de suivi du centre clientèle est le même dans tous les centres SEI.

Après un entretien en agence ou au téléphone, le conseiller clientèle renseigne le motif de la sollicitation en fonction du sujet évoqué le plus longuement. Quatorze catégories sont possibles, dont la catégorie « Autre » mais aucune catégorie ne vise spécifiquement le TPN. Le temps consacré

<sup>11</sup> Coût-Assurance-Fret

à la gestion du TPN est donc estimé de manière approximative alors même qu'on coût de gestion est déclaré au titre de charges de service public.



**Page d'accueil du logiciel de suivi du centre clientèle**

**Entretien avec le visiteur**

Numéro du motif :  [Ajouter](#)

**Motifs sans groupe**

|  |   |
|--|---|
| <a href="#">1. CAISSE</a>              | <a href="#">2. MES</a>                          |
| <a href="#">3. CESSATION</a>           | <a href="#">4. MES ET CESSATION</a>             |
| <a href="#">5. MODIF CONTRAT</a>       | <a href="#">6. REGLEMENT CB</a>                 |
| <a href="#">7. DELAI DE PAIEMENT</a>   | <a href="#">8. MODIF TARIF</a>                  |
| <a href="#">9. EXPLICATION FACTURE</a> | <a href="#">10. ATTESTATION DE CONTRAT</a>      |
| <a href="#">11. RETABLISSEMENT</a>     | <a href="#">12. AUTORISATION DE PRELEVEMENT</a> |
| <a href="#">13. BRANCHEMENT</a>        | <a href="#">14. AUTRES</a>                      |

**Catégories de motif de sollicitation disponibles**

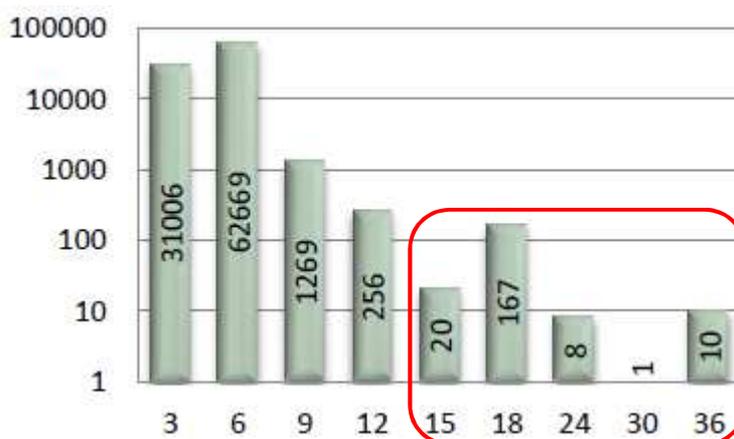
Crédit CRE

**Recommandation :** La CRE demande une évolution du logiciel de suivi de la clientèle de manière à introduire une catégorie « TPN ». Il serait par ailleurs souhaitable que le logiciel accepte plusieurs motif pour une même visite ou un même appel.

## 5.2. Le contrôle des bénéficiaires est perfectible

La CRE s'étonne des puissances souscrites par certains bénéficiaires du TPN, qui excèdent parfois 12 kVa. EDF SEI dispose uniquement d'un engagement sur l'honneur que l'usage du local est résidentiel, aucun contrôle *in situ* n'est réalisé.

### Nombre d'ayants-droit au TPN par puissance souscrite en 2013 à la Réunion



Source : EDF SEI

**Recommandation :** La CRE demande à EDF SEI contrôler particulièrement toute demande d'un client bénéficiant du TPN dont la puissance souscrite serait supérieure à 12 kVa.

### 5.3. La définition de la trêve hivernale introduite par la loi Brottes n'apparaît pas adaptée à la situation des ZNI

En effet, l'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles, modifié la loi du 15 avril 2013, dispose que « du 1<sup>er</sup> novembre de chaque année au 15 mars de l'année suivante, les fournisseurs d'électricité, de chaleur, de gaz ne peuvent procéder, dans une résidence principale, à l'interruption, y compris par résiliation de contrat, pour non-paiement des factures, de la fourniture d'électricité, de chaleur ou de gaz aux personnes ou familles. Les fournisseurs d'électricité peuvent néanmoins procéder à une réduction de puissance, sauf pour les consommateurs mentionnés à l'article L. 337-3 du code de l'énergie.»

Les conditions climatiques et la saisonnalité qui prévalent dans une majorité de ZNI ne sont toutefois pas les mêmes que celles de la métropole et interrogent sur la pertinence d'appliquer, sur la période du 1<sup>er</sup> novembre au 15 mars, les mesures prévues par l'article précité.

**Recommandation :** En conséquence, la CRE suggère une modification législative pour tenir compte de la spécificité des ZNI.

## 6. L'arrêt et le démantèlement de la centrale de Port Ouest

Ayant été la première installation d'EDF SEI à avoir été arrêtée, le projet de déconstruction de la centrale de Port Ouest fait l'objet d'un pilotage national. Les centrales SEI de Jarry, Bellefontaine et Lucciana connaîtront le même devenir. Ce projet comprend quatre phases :

- 1<sup>ère</sup> phase = préparation à la post exploitation et mise en sécurité du site ;
- 2<sup>ème</sup> phase = nettoyage des installations et préparation à la déconstruction ;
- 3<sup>ème</sup> phase = déconstruction (jusqu'à 2m de profondeur) et désamiantage ;
- 4<sup>ème</sup> phase = dépollution des sols et remise en état du site.

La déconstruction est d'autant plus compliquée qu'au cours de son exploitation le site a accueilli 5 ouvrages de production (4 centrales diesels et 3 TACs). La durée de projet de déconstruction est estimée à 7 ans avec un budget prévisionnel de 36 M€. Ce montant a été évalué par une équipe

spécialisée d'EDF dans l'hypothèse où tous les travaux sont effectués par EDF. Ce montant ne tient pas compte de recettes éventuellement perçues.

### **Centrale du Port Ouest**



Source : EDF SEI

## **6.1. La gestion des déchets**

A l'issue de la mise en sécurité, 5 000 m<sup>3</sup> de combustibles dits « impompables » ont été évacués en décembre 2013.

La classification de ces « impompables » comme combustibles en fin de vie, retenue par la DEAL, a permis à EDF de les revendre. Cette possibilité était toutefois subordonnée au respect de conditions spécifiques et à la qualité de l'acquéreur. Ce dernier devait être un professionnel des raffineries pétrolières pour assurer un traitement de ces combustibles ultimes conforme à la réglementation européenne.

La complexité de ce dossier a conduit EDF SEI à choisir après appel d'offres un prestataire susceptible de mener ces opérations pour son compte. Le prestataire retenu a réalisé l'ensemble des opérations : chargement du combustible à partir de la centrale, transport maritime de la cargaison, production de toutes les pièces justificatives à la DEAL, revente du fioul.

Cette prestation a été facturée 180 000 euros à EDF SEI. Ce montant est, selon les dires d'EDF SEI, bien inférieur au 5,5 M€ qui auraient été nécessaires à l'élimination de ces combustibles s'ils avaient été qualifiés de déchets. Ces éléments seront vérifiés par la CRE lors de son évaluation des coûts liés à l'arrêt de la centrale en vue de leur compensation.

## **6.2. La valorisation du patrimoine**

En amont de la fermeture de la centrale, EDF SEI a cherché à valoriser le stock résiduel. Un catalogue du matériel disponible a été élaboré dans le logiciel comptable de SEI. Une partie des pièces a ainsi été envoyée dans les deux centrales exploitées aux Antilles.

Les pièces obsolètes et/ou inutilisables ont été mises en rebut dans les filières spécialisées.

Dans un second temps, un catalogue de matériel résiduel encore exploitable et de toutes les pièces à vendre a été réalisé et adressé à toutes les entreprises identifiées par EDF comme potentiellement intéressées. Une seule société s'est portée candidate pour reprendre l'intégralité des installations et du stock résiduel pour 900 000 € en vue de les réinstaller sur un site de production. En conséquence, cette société a pris à sa charge la responsabilité de la déconstruction dont EDF SEI estime le coût évité à 1,2 M€.

L'économie de la transaction laisse perplexe car l'état du stock laisse penser que sa valeur pourrait être substantielle. En règle générale, la valorisation du patrimoine se fait plutôt à la tonne de cuivre, à la tonne d'acier, etc.

### 6.3. La remise en état du site

Le terrain sur lequel est située la centrale de Port Ouest est la propriété du Conseil général.

EDF SEI envisage une remise en état pour un usage futur de nature industriel. La commune a contesté cette approche et demande que le site soit remis en état pour un usage résidentiel conformément aux orientations du PLU. En effet, la commune du Port développe un projet urbain depuis une quarantaine d'année qui vise à lui redonner un accès direct à la mer. [Cf. p39 du PLU de 2004]

EDF SEI n'envisage cependant de considérer qu'un usage industriel futur du site. La situation devait être tranchée par arrêté du préfet de région avant la fin de l'année 2014. Le projet d'arrêté impose à EDF SEI un usage résidentiel comme objectif de réhabilitation des terrains sur lesquels était située l'ancienne centrale.

L'enjeu financier est conséquent puisque les surcoûts de remise en état pour un retour à l'usage résidentiel sont estimés entre 6 M€ et 20 M€. Une position intermédiaire pourrait être une remise en état pour un usage de zone artisanale.

**Plan de situation de la centrale d'EDF SEI Port-Ouest**



Source : Annexe au projet d'arrêté

La connaissance de l'état initial du site est d'autant plus difficile à connaître qu'EDF a repris en 1976 la centrale qui avait été construite par la société Entreprise Electrique de La Réunion dans les années 1970. La cohabitation de plusieurs unités de production sur le même site au fil des ans, sans diagnostic de la pollution résiduelle des sols, complexifie la remise en état du site. Une partie seulement de l'historique de la pollution est traçable car elle devait faire l'objet de la déclaration uniquement à partir de l'année 2005. Le premier diagnostic de pollution sera réalisé en 2015.

Par ailleurs, une pollution de la nappe phréatique aux solvants chlorés fait l'objet d'une investigation de la part de la DEAL. Un industriel a été identifié comme étant responsable et quatre, dont EDF SEI, sont potentiellement suspects. Les solvants chlorés étaient autorisés à l'époque où EDF SEI les a utilisés pour du nettoyage industriel. En fonction des conclusions de la DEAL, les mesures de dépollution pourront se traduire par un coût complémentaire pour EDF.

**Recommandation:** La CRE demande à ce que tout investissement dans une nouvelle installation de production fasse l'objet d'une étude précise de l'état initial du site. Les coûts de remise en état éligibles à une compensation par la CSPE seront les seuls coûts résultant d'une exploitation conforme aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement.

## 7. Sujets divers

### 7.1. Le projet de Takamaka 3

Le projet consiste à construire un 3<sup>ème</sup> groupe qui fonctionnera à partir des réservoirs actuels. Le potentiel supplémentaire est estimé à 40 MW. La vocation de cette extension n'est pas d'augmenter le volume d'énergie produite mais d'accroître la puissance installée. Le coût du projet est estimée actuellement à 180 M€.

Même en l'absence de réalisation de la 3<sup>ème</sup> tranche, le site de Takamaka devra faire l'objet d'un investissement autour de 12 M€ pour la remise en état de l'ascenseur.

### 7.2. La gestion des contrats d'achat

EDF SEI a créé un outil de gestion des contrats photovoltaïques dans son outil de facturation. La saisie manuelle de tous les contrats a été l'occasion d'une vérification de leur conformité.

Le producteur est responsable de l'envoi de sa facture. EDF a développé un fichier excel<sup>12</sup>, accessible depuis son site internet, qui facilite son édition.

Pour les installations de moins de 3 kW qui ne sont pas télé-relevées, EDF procède à la relève du compteur de l'installation photovoltaïque lors de sa relève du compteur client. Une réconciliation des données déclarées et des données relevées est opérée.

Pour les contrats de gré à gré, les factures sont contrôlées à trois reprises : par le gestionnaire, par le responsable du service puis par le directeur-adjoint du centre. Le gestionnaire réalise un contrôle de cohérence entre les données de production transmises par le producteur et celles issues du *dispatching*.

La gestion des contrats d'achat, comprise dans une large acceptation, n'appelle pas de remarques particulières.

**Recommandation :** Au regard du niveau de détails disponibles, la CRE envisage de faire évoluer le fichier de suivi annuel des contrats à remplir par EDF SEI dans le cadre de l'envoi annuel de sa comptabilité appropriée.

### 7.3. La conversion de la centrale d'EDF PEI au gaz

La Région a informé la CRE de son souhait de voir les moteurs de la centrale du Port Est d'EDF PEI fonctionnant actuellement en fioul utiliser du gaz naturel ou du bioéthanol<sup>13</sup>.

EDF PEI ne peut confirmer la possibilité technique de conversion de ses moteurs au bioéthanol. Pour ce qui concerne le gaz naturel, dans la mesure où il serait disponible, il faut compter un investissement complémentaire pour la conversion d'environ 80 M€ pour la centrale hors ouvrages d'aménée du gaz et hors poste de livraison (comptage et détente).

<sup>12</sup> <http://sei.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/SEI/commun/2014-04-30-Calcul-factures-PV-v3.xls>

<sup>13</sup> Produit localement ou importé de l'île Maurice et de Madagascar.

En plus, à ces coûts d'investissement, il convient d'ajouter les coûts d'exploitation car le modèle d'approvisionnement en gaz est différent de celui appliqué au fioul. Les contrats sont des contrats de long terme de type *take or pay*. Cette logique est difficilement conciliable avec une production dont le volume est variable.

De fait, en ce qui concerne la Réunion, le coût de la molécule de gaz livrée devrait être très attractif pour baisser le coût du KWh produit et ainsi rendre cette conversion rentable pour la CSPE.

#### 7.4. Projets de microgazéification

La CRE remarque que souvent la CSPE est perçue comme un outil à la disposition des uns et des autres pour venir rentabiliser des projets dont la vocation première n'est pas nécessairement la production d'électricité. On citera notamment les deux projets de micro-gazéification des Hauts de la Réunion, retenus à l'issue d'un appel à manifestation d'intérêt, lancé conjointement par les ministères en charge de l'agriculture et de l'aménagement du territoire, et dont la vocation première est le traitement local des déchets.

#### 7.5. Eléments sur l'exploitation des centrales d'Albioma

##### **Mise aux normes IED**

Dans un avenir proche, les coûts d'exploitation des centrales d'Albioma vont augmenter significativement du fait de la mise en conformité des installations bagasse/charbon existantes aux normes environnementales de la directive IED<sup>14</sup>. Cette opération nécessite un investissement global estimé à ce jour à 190 M€2014 pour les centrales installées à La Réunion.

##### **Gestion des huiles usagées**

Les 2 500 tonnes d'huiles usagées sont brûlées actuellement en mode de fonctionnement charbon. Un ramasseur assermenté financé par la DEAL à l'aide d'une taxe qui s'impose à tous les usagers d'huile réalise la collecte et filtre la matière avant qu'elle arrive dans les installations d'Albioma. Le cadre réglementaire en vigueur ne permet plus de continuer ce brûlage. La demande d'autorisation est en cours d'étude par le DEAL. En absence d'autorisation, les huiles usagées seront transportées vers un centre de traitement situé en métropole à un coût non négligeable.

#### 7.6. Déploiement de compteurs intelligents

EDF SEI travaille sur l'élaboration de ses propres compteurs communicants. La durée de vie de ces compteurs à la Réunion est estimée à 14 ans à cause du climat tropical. L'installation de la fibre optique sur toutes les lignes HTB est envisagée à moyen terme ce qui devrait faciliter le déploiement des compteurs communicants.

## 8. Conclusion

Si le niveau de vie à la Réunion est bien plus élevé qu'à Mayotte, la question de l'emploi et de la précarité n'en est pas moins prégnante et guide l'ensemble des politiques publiques, qu'elles soient portées par l'Etat ou les collectivités locales.

La Région est cependant très attentive à la croissance verte et au respect de l'environnement. Du 24 au 26 juin 2014, elle a accueilli la première conférence internationale Climat Energie sur le thème « les îles et le changement climatique – Opportunités, résilience, adaptation ». A cette occasion, le président du conseil régional de La Réunion Didier Robert a eu les mots suivants : « *Notre île est aujourd'hui, une véritable « vitrine », un modèle pour ses pratiques et ses innovations dans des*

---

<sup>14</sup> Directive européenne 2010/75/UE du 24 novembre 2010 définissant les nouvelles valeurs limites d'émission pour les installations de combustion dont la puissance est supérieure à 20 MWth.

*secteurs tels que les énergies marines (projet SWAC et ETM), l'agri énergie... L'implication de tous les Réunionnais de toute La Réunion est entière pour affirmer chaque jour un peu plus notre volontarisme, notre engagement pour l'excellence énergétique, pour un développement durable. ».* Concrètement, la région accompagne près de 1500 familles chaque année dans la réalisation d'un diagnostic énergétique de l'habitat et dans la mise en œuvre d'actions visant à réduire la consommation (isolation, chauffe-eau solaire, etc.)

Ainsi, la région Réunion est aujourd'hui dotée d'une structure de gouvernance de l'énergie, la SPL Energies Réunion, dont toutes les parties prenantes sont très fières. Cette structure encore jeune, elle vient juste de fêter sa première année d'existence, doit renforcer son approche des différents projets ou initiatives pour lesquels elle a manifesté de l'intérêt, notamment en termes de coordination et d'efficacité. Les structures locales antérieures n'ont pas vraiment réussi à atteindre cet objectif.

Les acteurs locaux regrettent que l'avenir énergétique de l'île soit obéré par les investissements récents réalisés pour remplacer la centrale thermique d'EDF SEI vieillissante par une nouvelle centrale thermique diesel au fioul exploitée par EDF PEI. *A posteriori*, sept ans après le moment de la décision, les conditions d'exploitation de la centrale de PEI (pour mémoire, plus de 80% de l'utilisation des moteurs se fait sur un régime d'usure supérieur au taux optimal) conduisent à s'interroger sur les choix techniques de l'époque et l'impact sur la CSPE devra en être apprécié. Il convient de noter cependant que le choix s'est fait sur la base d'hypothèses qui ne sont pas réalisées : maintien d'une forte croissance de la consommation et développement du solaire sur un rythme moins soutenu.

Le développement massif du solaire dans un système électrique isolé oblige à réfléchir à de nouvelles solutions technologiques pour favoriser son intégration tout en assurant la sécurité du système. On peut regretter que l'expérimentation d'une batterie sodium-soufre menée par EDF SEI, l'ADEME et la région ait été interrompue du fait d'une défaillance technique.

Les charges couvertes par la CSPE devraient continuer à progresser du fait de la part très significative de la production thermique en semi-base et de l'exploitation en régime non optimal de la centrale du Port et du fait qu'elle pourrait couvrir les surcoûts des projets suivants dans les prochaines années<sup>15</sup> :

- Construction d'une TAC au bioéthanol dans le sud de l'île dont le coût d'approvisionnement est estimé 1,5 fois plus cher qu'au fioul dans les conditions actuelles de marché ;
- Mise aux normes IED des centrales d'Albioma ;
- Projet de convertir au bioéthanol ou au GNL les nouvelles installations de Port Est ;
- Démantèlement de la Centrale de Port Ouest et remise en état du site de Port Ouest à l'état résidentiel.

La CRE, ainsi que tous les acteurs rencontrés, exprime de fortes réserves sur le développement du véhicule électrique. Diverses incitations économiques poussent aujourd'hui les particuliers ou les entreprises à se doter de tels véhicules. Pour autant, rien ne peut garantir que leur rechargement sera uniquement effectué à partir de panneaux photovoltaïques dont le coût marginal de production est nul. Le risque est d'autant plus grand que, selon EDF SEI, les consommateurs sont beaucoup plus sensibles au prix du carburant qu'au prix de l'électricité et aux hausses tarifaires. Dans ce contexte, afficher le vrai prix de l'électricité pourrait avoir du sens.

---

<sup>15</sup> Par courrier en date du 2 décembre 2014 adressé au directeur d'EDF SEI, la CRE a confirmé que les surcoûts exposés au titre de projets de microgazéification dont l'objectif premier relève de l'aménagement du territoire, ne peuvent être compensés dans le cadre d'un contrat de gré à gré.

## Conclusion générale

Ce rapport de mission est le reflet de la situation telle qu'elle a pu être constatée par les missionnaires au mois d'octobre 2014.

Le déplacement de la CRE sur site lui a permis de prendre conscience des enjeux locaux et de la place qu'occupe la politique de l'énergie dans les îles visitées. Elle a ainsi amélioré sa connaissance des spécificités de chaque territoire. Les différents entretiens ont aussi été l'occasion d'un travail de pédagogie et d'information sur le rôle et les missions de la CRE.

A l'issue des différentes rencontres, la CRE constate que l'inscription dans une démarche de maîtrise de la demande en énergie/électricité est plus le fait des aides financières que des contraintes réglementaires ou d'une démarche volontaire. La CRE reconnaît que les actions de MDE sont un véritable enjeu pour la maîtrise des charges de service public. Cependant, elle relève que les conséquences de ces actions sont encore mal évaluées par l'ensemble des acteurs, en particulier la mesure de leur impact sur la courbe de charge de l'île de la Réunion n'est pas apparue clairement. Il ne s'agit plus seulement de se convaincre que l'énergie la moins chère est celle que l'on ne consomme pas, il faut aussi s'assurer que les actions sont réalisées au moindre coût pour la collectivité.

La maîtrise des charges de service public est un objectif partagé par tous les acteurs rencontrés mais les moyens pour y parvenir divergent. La nouvelle gouvernance de l'énergie définie par la future loi de transition énergétique permettra peut-être de réconcilier les approches.



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France  
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)