



**Programmation Pluriannuelle
de l'Énergie (PPE)
2016-2018 et 2019-2023
de la Guyane**

Table des matières

Avant-propos : cadre d'élaboration de la programmation pluriannuelle de Guyane.....	5
1. Le système énergétique de la Guyane	8
1.1 Historique et bilan énergétique en 2014.....	8
1.1.1 Système électrique.....	8
1.1.2 Bilan d'énergie primaire.....	10
1.1.3 Bilan d'énergie finale	11
1.1.4 Bilan électrique.....	12
1.2 Cadre législatif et réglementaire spécifique de la Guyane	13
1.2.1 Dispositions spécifiques aux ZNI en matière d'énergie	13
1.2.2 Habilitation énergie	15
1.2.3 Cadre d'intervention des acteurs de l'énergie électrique	15
1.3 Contexte européen et international, engagements de la France.....	17
1.4 Coûts de production de l'électricité en Guyane.....	18
2. La demande d'énergie.....	23
2.1 Evolution passée de la demande d'énergie.....	23
2.1.1 Evolution de la consommation d'énergie finale	23
2.1.2 Evolution de la demande électrique.....	24
2.1.3 Evolution de la consommation des carburants.....	24
2.1.4 Evolution de la consommation d'énergie finale par secteur	25
2.2 Principaux déterminants de l'évolution de la demande.....	26
2.2.1 Démographie	26
2.2.2 Croissance économique	29
2.2.3 Evolutions et transferts d'usages	30
2.2.4 Actions de maîtrise de la demande d'énergie	32
2.2.5 La mobilité durable.....	34
2.3 Scénarios d'évolution de la demande d'énergie : MDE référence, MDE volontariste et prise en compte des projets miniers.....	35
2.4 Objectifs de renforcement des mesures d'efficacité énergétique	37
2.4.1 Objectifs de baisse de la consommation d'électricité	37
2.4.2 Actions de MDE dans le secteur résidentiel collectif et individuel	37
2.4.3 Actions de MDE dans les secteurs tertiaire et industriel	38
2.4.4 Actions de MDE transversales.....	39
2.5 Objectif de réduction de la précarité énergétique.....	40
2.6 Objectifs de baisse de la consommation d'énergie primaire fossile.....	41
3. Les objectifs de sécurité d'approvisionnement	42
3.1 Sécurité d'approvisionnement en carburant et autres énergies fossiles	42
3.1.1 Identification des importations énergétiques, des capacités de stockage et du circuit de distribution des carburants en Guyane.....	42
3.1.2 Définition des enjeux et des contraintes pour les carburants, ainsi que des éventuels critères de sécurité d'approvisionnement.....	45
3.2 Sécurité d'approvisionnement en électricité	47
3.2.1 Définition des enjeux.....	47

3.2.2	Contraintes.....	50
4.	L'offre d'énergie (hors communes de l'intérieur)	56
4.1	Enjeux de développement des différentes filières, de mobilisation des ressources énergétiques locales et de création d'emplois.....	57
4.2	Objectifs quantitatifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie stable	57
4.2.1	Biomasse énergie.....	57
4.2.2	Valorisation énergétique des déchets.....	59
4.2.3	Hydraulique.....	60
4.2.4	Autres sources d'énergie.....	62
4.3	Objectifs quantitatifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire.....	62
4.3.1	Photovoltaïque.....	62
4.3.2	Eolien.....	63
4.4	Evolution du seuil de déconnexion	64
4.5	Objectifs résultants en matière de développement des EnR dans le mix électrique Guyanais	64
4.6	Objectifs de développement de l'offre conventionnelle de production d'électricité.....	65
5.	Les communes de l'intérieur non raccordées au réseau de transport	67
5.1	Les communes de l'intérieur	68
5.2	Les enjeux de l'électrification des communes de l'intérieur	69
5.3	L'offre de production dans les communes de l'intérieur	71
5.4	L'évolution de la consommation d'électricité	73
5.4.1	Les actions de maîtrise de la demande d'électricité.....	74
5.5	Le cadre d'intervention sur Maripa-Soula et Saint-Georges de l'Oyapock.....	76
5.5.1	La situation du bourg de Maripa-Soula	76
5.5.2	Situation du bourg de Saint-Georges de l'Oyapock	77
5.6	Le programme d'électrification des écarts	77
5.6.1	Le développement des compétences et de la formation à l'auto-construction de kits solaires individuels dans les écarts	80
6.	Les infrastructures énergétiques et les réseaux	82
6.1	Etat des lieux du réseau électrique guyanais	82
6.1.1	Le réseau électrique du littoral guyanais	82
6.1.2	Le réseau de transport.....	83
6.1.3	Le réseau de distribution.....	83
6.2	Objectifs en matière de réseaux électriques	84
6.2.1	Entretien des réseaux : investissement d'amélioration, qualité	84
6.2.2	Avancement de l'élaboration du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR).....	85
6.2.3	Développement du réseau HTB, impact des orientations de la PPE sur les réseaux	85
6.2.4	Extension du réseau de transport en HTB à l'est.....	86
6.2.5	Electrification rurale et dispositif du FACE.....	87
6.2.6	Création d'un syndicat mixte d'électrification	88
6.2.7	Déploiement de dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables	89
6.3	Objectifs relatifs aux projets miniers.....	89
7.	Synthèse des mesures de la PPE.....	91
8.	Étude d'impact et évaluation de l'atteinte des objectifs.....	95

8.1	Impact économique et financier	96
8.1.1	Investissements nécessaires	96
8.1.2	Impact sur les finances publiques	101
8.2	Impact social	105
8.2.1	Les ménages en situation de précarité énergétique	105
8.2.2	La création d'emplois	106
8.2.3	Impacts sur la formation	107
8.3	Impact environnemental	108
9.	ANNEXE 1 PPE : Plan de développement de la filière biomasse énergie en Guyane	109
10.	Glossaire.....	116
11.	Table des figures et illustrations	117

Avant-propos : cadre d'élaboration de la programmation pluriannuelle de Guyane

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 fixe le cadre d'un nouveau modèle énergétique français plus diversifié, plus sobre en énergie, plus équilibré et plus participatif. Elle prévoit dans son article 176 que la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) précise les objectifs de politique énergétique, hiérarchise les enjeux, identifie les risques et difficultés associés à sa mise en œuvre. Elle doit permettre d'orienter les travaux et de définir les priorités d'action des pouvoirs publics afin d'atteindre les objectifs fixés par la loi.

Pour les départements d'outre-mer, la loi réaffirme ainsi les objectifs d'autonomie énergétique à l'horizon 2030 et d'intégration de 50% d'énergie renouvelables dans le bilan d'énergie finale en 2020. Elle réaffirme également le pilotage des Régions dans la planification et la stratégie énergétique du territoire notamment au travers de la co-élaboration de la PPE comme demandé par la Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie dans son courrier du 23 février 2015 au Préfet de la Guyane et au Président du Conseil Régional et conformément à l'article 203 de la loi. Élément fondateur de la transition énergétique, la PPE constitue un document unique en matière de stratégie énergétique pour la Guyane et a vocation à accélérer la transition énergétique. Il reviendra au Préfet de région et au Président de l'exécutif de la collectivité territoriale de Guyane de valider le projet de PPE. Cette première PPE couvrira deux périodes successives, respectivement de trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023 ; la première période portera prioritairement sur le volet électrique sur lequel un certain nombre d'actions devront être engagées et des résultats concrets peuvent être obtenus rapidement. Elle fera l'objet d'une révision à l'issue de la première période.

La PPE des zones non interconnectées s'appuie sur le bilan mentionné à l'article L.141-9 du code de l'énergie, bilan de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité établi par le gestionnaire du réseau de distribution. Elle intègre également les orientations du Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) adopté en Guyane par arrêté préfectoral en date du 27 juin 2012 et réactualise les données. Elle constitue désormais le volet énergie du SRCAE. La PPE fera l'objet d'un décret, aux côtés du rapport présenté à l'Assemblée nationale.

La Guyane doit, en matière d'énergie, passer d'un statut de territoire d'expérimentation à celui de territoire créateur de richesses et d'emplois. Pour la Région Guyane qui connaît un taux de chômage élevé et où la lutte contre la précarité énergétique s'avère essentielle, se trouve là un fort enjeu de développement économique et d'amélioration de la situation de l'emploi.

La PPE de la Guyane revêt un fort enjeu pour les communes de l'intérieur et ses écarts puisqu'elle comporte un volet sur l'électrification de ces sites non raccordés au réseau public d'électricité. L'accès à l'énergie doit être pris en considération afin de permettre le développement de ces territoires.

Une action concertée et coordonnée apparaît essentielle pour permettre de répondre collectivement aux enjeux économiques et énergétiques du territoire notamment la sécurité de l'approvisionnement en carburant et en électricité, l'accès à l'énergie pour les habitants des communes de l'intérieur et des zones situées le long des fleuves frontières, le développement des énergies à partir de sources renouvelables et la maîtrise de la demande énergétique

connaissant une croissance régulière générée par une croissance démographique et un développement économique. L'élaboration de la PPE de Guyane appelle donc une gouvernance adaptée.

A cet effet, les travaux de la PPE qui ont débuté en mai 2015 ont associé l'ensemble des parties prenantes intéressées : l'Etat, la Région, le Département, les collectivités, le gestionnaire du réseau (EDF), les chambres consulaires, les associations de protection de l'environnement, les entreprises du secteur de l'énergie, les producteurs d'électricité, etc.

L'élaboration de la PPE s'appuie ainsi sur les éléments de programmation et d'observation fournis par :

- L'observatoire Guyane Energie Climat (GEC),
- Le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande du gestionnaire de réseau de juillet 2015,
- Les études menées par l'ADEME,
- Les propositions formulées à l'issue du débat sur la transition énergétique,

Au travers de sa politique énergétique, la Guyane souhaite réaffirmer dans la PPE les priorités suivantes :

La PPE s'inscrit dans la continuité des démarches engagées :

- PRERURE et SRCAE 2012,
- SAR,
- Contribution au débat sur la transition énergétique 2013,
- Conférence Régionale de l'Energie 2014.

Elle doit permettre de développer et valoriser les ressources locales :

1. L'hydraulique, notamment au fil de l'eau,
2. La biomasse,
3. Le photovoltaïque (autoproduction / autoconsommation, avec stockage) ainsi que les autres sources d'énergies renouvelables.

Elle doit également permettre de respecter les impératifs suivants :

- Sécuriser l'approvisionnement énergétique et en électricité en particulier dans un contexte de croissance démographique et de vieillissement des outils de production,
- Développer des solutions adaptées à l'attention des territoires isolés en formalisant un véritable programme d'électrification des communes de l'intérieur et des écarts,
- Anticiper le développement des projets miniers sur le territoire.

La PPE doit enfin servir de levier :

- Territorial de développement durable et de lutte contre le changement climatique,
- De recherche et d'innovation :
 - Techniques : en créant les conditions pour accueillir localement la recherche fondamentale et le développement,
 - D'ingénierie financière : en ayant recours par exemple au tiers investissement,
 - En termes de gouvernance : en sollicitant l'habilitation à fixer des lois et règlements spécifiques à la Guyane ou en se dotant d'une Agence Régionale de

l'Énergie, véritable outil de mise en œuvre et d'animation de la politique énergétique de la région,

- D'équilibre social, notamment en permettant l'accès à tous à l'énergie,
- Pour l'emploi, l'industrie et la formation,
- De coopération transfrontalière, par le biais du PO Amazonie et du projet Arconorte.

Compte tenu des perspectives de développement économique et sociales annoncées, la transition énergétique constitue à la fois un défi à relever mais également un levier de croissance pour le territoire guyanais qui en a besoin.

1. Le système énergétique de la Guyane

Synthèse du système énergétique de la Guyane et la problématique des communes de l'intérieur

La Guyane se caractérise par un système énergétique dépendant à 80% de ressources énergétiques importées, principalement des hydrocarbures dont l'essentiel est utilisé dans les transports. Comme dans la plupart des autres territoires ultramarins, la consommation d'énergie primaire de la Guyane s'est stabilisée depuis 2009.

Le réseau électrique guyanais est marqué par l'absence d'interconnexion avec les pays voisins et par sa taille réduite. Il est composé d'un réseau de transport organisé le long de la frange littorale et de systèmes indépendants les uns des autres pour les communes de l'intérieur et les écarts. La production d'électricité en Guyane est marquée par l'importance des ressources renouvelables mobilisées (64% de la production électrique totale en 2014) dont l'essentiel provient du barrage de Petit-Saut) pour alimenter la zone littorale. La production dans les communes de l'intérieur se fait essentiellement à partir de moyens thermiques.

La Guyane a l'ambition, au travers de la PPE, de diversifier ses moyens de production d'énergie en valorisant notamment ses ressources locales que sont la biomasse et l'hydraulique. Il s'agit également de parvenir à un développement équilibré du territoire en permettant à tous d'accéder à l'énergie dans des conditions techniques, économiques et environnementales satisfaisantes.

1.1 Historique et bilan énergétique en 2014

1.1.1 Système électrique

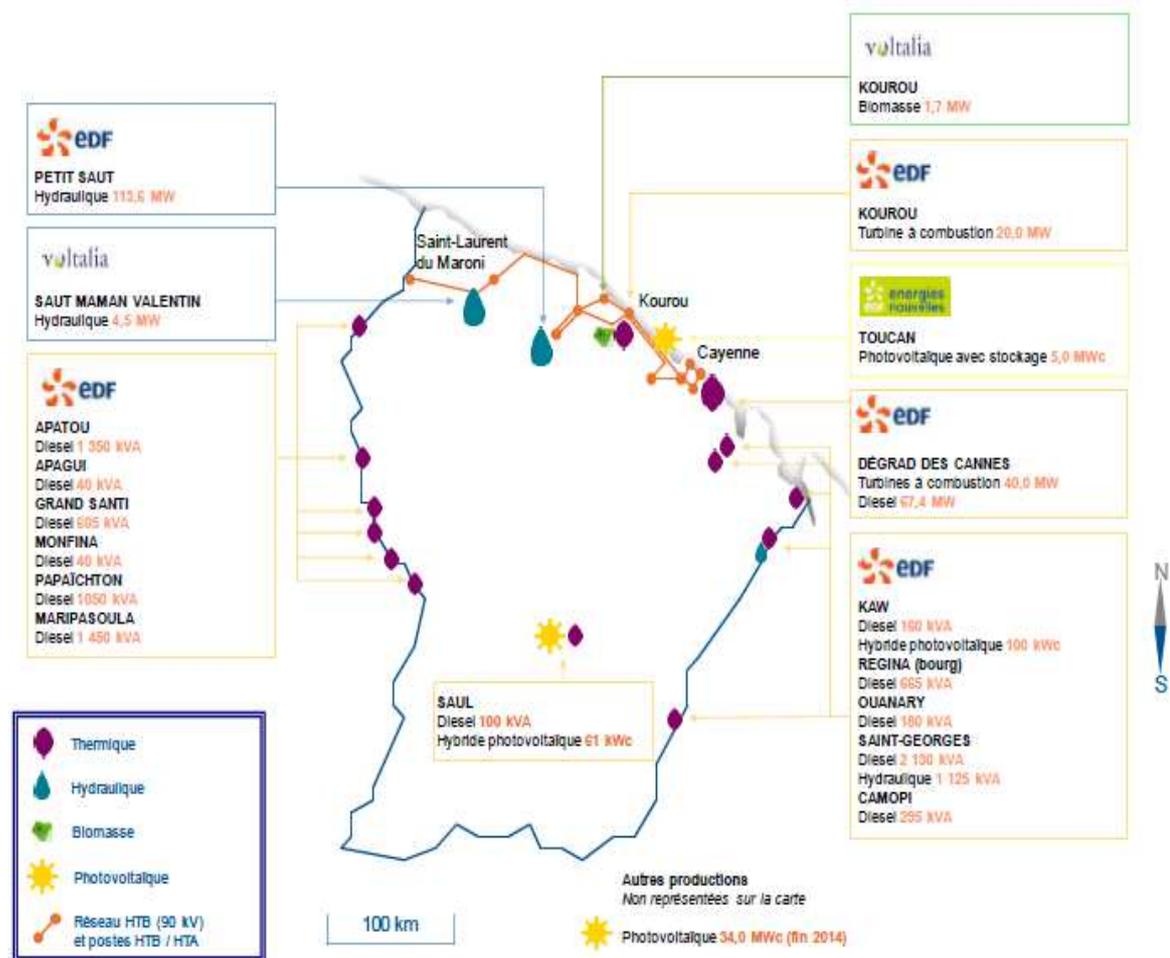


Figure 1 : Schéma du système électrique guyanais (source : EDF)

Le réseau guyanais de transport d'électricité (dit réseau HTB) n'est pas interconnecté avec les pays voisins. Il s'étend sur 414 km, sur le littoral, depuis Saint-Laurent-du-Maroni jusqu'à l'agglomération de Cayenne. L'est de la Guyane n'est à ce jour pas desservi par ce réseau.

Le tableau ci-après montre les moyens de production implantés sur le littoral au 31 décembre 2014.

Producteur	Site	Type	Fonctionnement	PCN (MW)
EDF	Dégrad Des Cannes	Diesel	Base	67,4
EDF	Dégrad Des Cannes	TAC	Pointe	2 x 20
EDF	Kourou	TAC	Pointe	20
EDF	Petit Saut	Hydraulique	Base / Pointe	4 x 28,4
Voltalia	La Mana	Hydraulique	Base	4,5
Voltalia	Kourou	Biomasse	Base	1,7
(multiples)	(multiples)	Photovoltaïque	Intermittent	34 MW
TOTAL				247,2 MW et 34 MWc

Figure 2 : Récapitulatif du parc de production guyanais (source : EDF)

Outre ces moyens de production situés dans la zone littorale et connectés au réseau de transport d'électricité HTB, chaque commune de l'intérieur est dotée de son propre système

électrique, non raccordé au réseau HTB. Ces systèmes isolés sont constitués d'une ou plusieurs unités de production d'électricité dont la capacité maximale n'excède pas le seuil de 2 MW fixé par le décret n°2004-46 du 6 janvier 2004. Ces unités de production sont essentiellement des centrales fonctionnant au diesel.

1.1.2 Bilan d'énergie primaire

La Guyane reste dépendante des approvisionnements extérieurs pour près de 80 % de la consommation totale d'énergie primaire¹ en 2014 (carburants pour les transports, produits pétroliers importés, combustibles pour la production d'électricité) comme le montre le tableau suivant :

Année	2000	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Taux de dépendance énergétique	81%	91%	87%	86%	81%	81%	79%

Figure 3 : Evolution du taux de dépendance énergétique² de la Guyane (source : GEC)

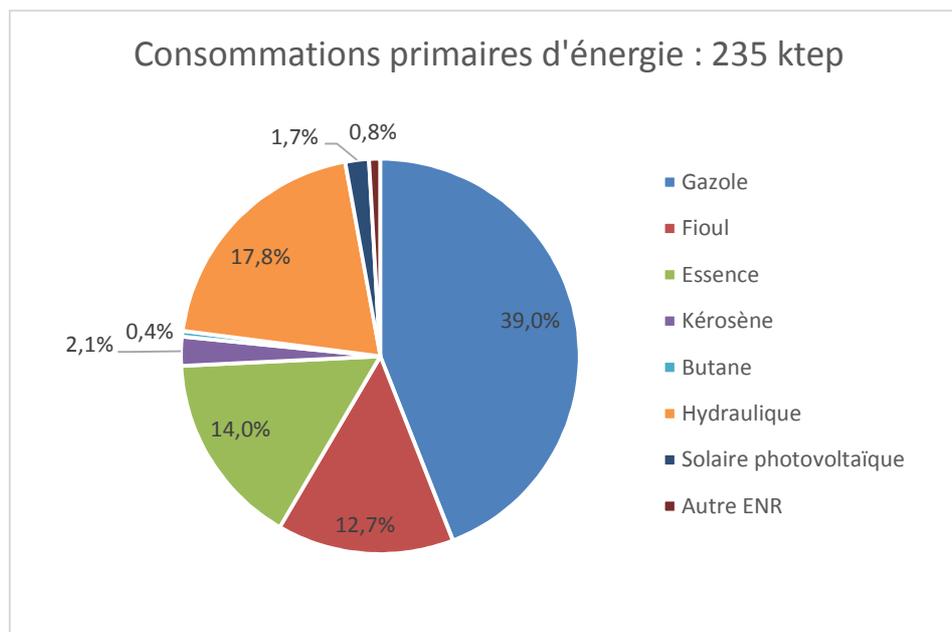


Figure 4 : Bilan des consommations primaires d'énergie 2014 de la Guyane (source : GEC)

La consommation d'énergie primaire en Guyane est en baisse régulière depuis 2009 (-9 % environ entre 2013 et 2014). Cette baisse peut être interprétée par plusieurs facteurs explicatifs positifs (impacts des mesures de maîtrise de l'énergie, évolutions technologiques...) mais aussi négatifs (ralentissement de l'activité économique, décrochage de certains ménages en particulier sur l'accès aux moyens de transport).

¹ L'énergie primaire est l'énergie disponible dans l'environnement et directement exploitable sans transformation. Étant donné les pertes d'énergie à chaque étape de transformation, stockage et transport, la quantité d'énergie primaire est toujours supérieure à l'énergie finale disponible.

² Le taux de dépendance énergétique, défini comme le rapport des importations nettes divisées par la consommation brute, montre dans quelle mesure un pays est tributaire des importations d'énergie.

La répartition de la consommation d'énergie primaire par secteur d'activités en 2014 est présentée ci-après :

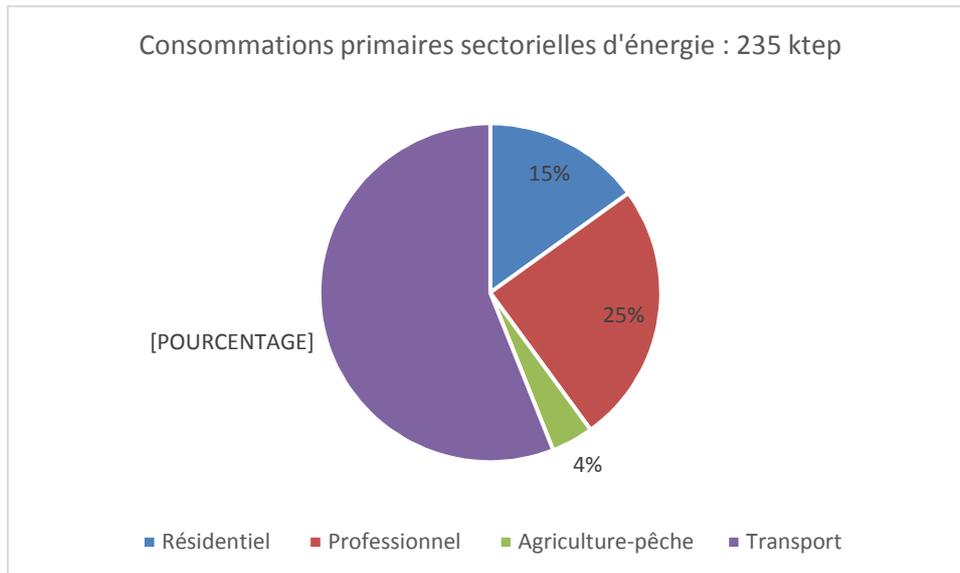


Figure 5 : Répartition sectorielle des consommations primaires d'énergie 2014 de la Guyane (source : GEC)

Le secteur du transport reste prépondérant avec 56 % du bilan énergie primaire. Cette part connaît une diminution de 6 % par rapport à 2013, en lien avec la baisse de l'activité économique amorcée à la fin de l'année 2013. Les secteurs des professionnels, qui couvre les usages non résidentiels, hors transport, agriculture et pêche, et du résidentiel enregistrent respectivement une diminution de 13 % et 14 % par rapport à 2013.

1.1.3 Bilan d'énergie finale

Le bilan en énergie finale s'élève à 222 ktep en 2014, soit une diminution de 4 % par rapport à 2013.

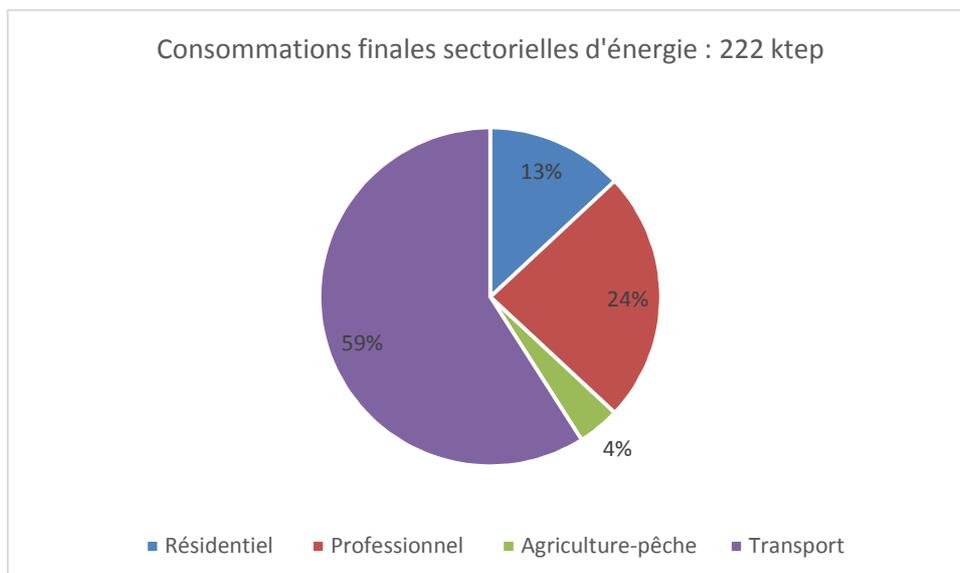


Figure 6 : Répartition sectorielle des consommations finales d'énergie 2014 de la Guyane (source : GEC)

Le secteur du transport est le premier poste de consommation de l'énergie finale, représentant 59 % du bilan en énergie finale. Cette part connaît une diminution de 6 % en 2014 par rapport à 2013 en lien avec la baisse de l'activité économique amorcée à la fin de l'année 2013.

La création de plus de 5 000 logements en cinq ans, de nouvelles zones commerciales, de l'extension de l'hôpital de Cayenne ou l'arrivée de nouveaux lanceurs (Soyouz, Véga) n'a pas entraîné d'augmentation significative de la consommation d'énergie finale hors secteur du transport.

Entre 2013 et 2014, le secteur professionnel a subi une baisse d'environ 2 % en terme d'énergie finale consommée.

1.1.4 Bilan électrique

En 2014, le mix électrique guyanais se décompose comme suit :

- une part prépondérante de l'hydraulique (57% de la production d'électricité totale), issue essentiellement de la centrale hydroélectrique de Petit-Saut (54%). La variation de cette part est fortement corrélée à l'aléa d'hydraulicité ;
- une contribution de 36 % des moyens thermiques (Dégrad-des-Cannes et Kourou), qui peut varier pour compenser l'aléa d'hydraulicité en période de sécheresse ;
- et une part d'énergies renouvelables (biomasse et photovoltaïque) qui s'établit à 7 %.

La Guyane n'a pas vu son parc de production s'étoffer depuis deux décennies, à l'exception d'une centrale biomasse de 1,7 MW, d'une centrale au fil de l'eau de 5,4 MW et de deux centrales solaires photovoltaïque de 5 MWc avec dispositif de stockage, mises en service en 2015. A cela s'est ajoutée une quantité faible d'énergie non garantie (34 MWc de photovoltaïque).

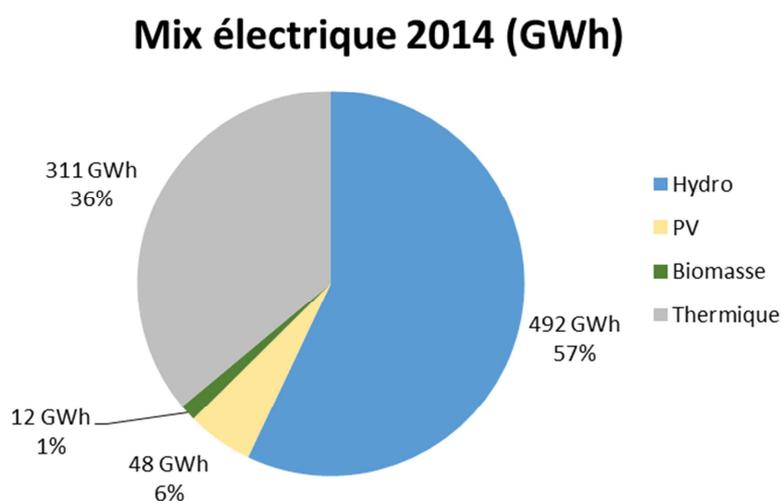


Figure 7 : Répartition du mix de production d'électricité livrée au réseau en 2014 (source : EDF)

S'agissant des communes de l'intérieur non raccordées au réseau, la production électrique s'élève à 17 GWh en 2014.

1.2 Cadre législatif et réglementaire spécifique de la Guyane

1.2.1 Dispositions spécifiques aux ZNI en matière d'énergie

L'isolement et la faible taille de leur système énergétique font des régions ultramarines des territoires spécifiques en matière d'énergie : forte dépendance aux importations de produits pétroliers, difficulté de garantir une qualité d'alimentation en électricité. Ces spécificités sont largement connues et les DOM sont reconnus, depuis la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, comme des zones non interconnectées (ZNI).

- **Le service public de l'électricité :**

La directive européenne du 26 juin 2003 pour les « petits réseaux isolés »³ ouvre la possibilité aux zones non interconnectées au réseau métropolitain continental d'électricité de déroger aux modalités d'ouverture du marché européen de l'énergie. Cette dérogation s'applique en particulier aux régions ultramarines de la France relevant de cette réglementation. Ainsi, alors que la directive du 26 juin 2003 pose notamment le principe de l'indépendance des gestionnaires de réseau de distribution et des gestionnaires de réseau de transport, pour garantir en particulier les intérêts des producteurs et des fournisseurs, dans le cas des « petits réseaux isolés », elle permet aux électriciens de ne pas séparer leurs activités de gestion du réseau de leurs activités concurrentielles.

En Guyane, et dans les outre-mer, les missions de service public de l'électricité sont ainsi assurées par EDF au travers de sa Direction Systèmes Energétiques Insulaires⁴. Ces missions sont les suivantes :

- achat de l'ensemble de l'électricité produite sur le territoire,
- gestion en continu de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité,
- transport, distribution et fourniture d'électricité aux tarifs réglementés auprès de tous les clients.

Toutefois, il convient de rappeler que la loi n'instaure pas de monopole de la production électrique : d'autres acteurs que le gestionnaire de réseau peuvent posséder et/ou exploiter des installations de production électrique.

- **La loi n° 2000-1207 du 13 décembre 2000 d'orientation pour l'outre-mer (dite loi LOOM) :**

La reconnaissance des spécificités énergétiques des outre-mer s'est accompagnée de la création de compétences propres. Ainsi chaque région de Guadeloupe, Guyane, Martinique et de la Réunion se sont-elles vues confier par l'article 50 de la loi « LOOM » du 13 décembre 2000 une forte compétence en matière d'énergie. Incombe notamment à la Région, la réalisation et la mise en œuvre d'un plan énergétique régional pluriannuel de prospection et

³ Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

⁴ A Mayotte, le gestionnaire de réseau n'est pas EDF mais d'Electricité de Mayotte (EDM).

d'exploitation des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie (PRERURE). L'actuel PRERURE a été approuvé en Assemblée plénière du Conseil régional de Guyane le 24 juillet 2012.

- **La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite loi POPE) :**

La loi du 13 juillet 2005 précise les objectifs de politique énergétique dans les DOM :

« La diversification énergétique doit tenir compte de la situation spécifique des zones non interconnectées.[...]L'Etat veille donc, en concertation avec les collectivités concernées, à mettre en œuvre une politique énergétique fondée sur une régulation adaptée permettant de maîtriser les coûts de production, de garantir la diversité de leur bouquet énergétique et leur sécurité d'approvisionnement et de maîtriser les coûts économiques correspondants. En outre, il encourage, avec le renforcement des aides dans ces zones, les actions de maîtrise de l'énergie et de développement des énergies renouvelables, notamment de l'énergie solaire »

- **La loi n° 2009-594 du 27 mai 2009 pour le développement économique des outre-mer (dite LODEOM) :**

La loi pour le développement économique des outre-mer fait des énergies renouvelables un secteur prioritaire (au même titre que l'environnement et le tourisme). La loi prévoit notamment la création par l'Etat d'un fonds exceptionnel d'investissement outre-mer pour soutenir le financement de projets d'équipements publics collectifs *« [participant] de façon déterminante au développement économique, social, environnemental et énergétique local. »* Les aides peuvent être attribuées aux projets réalisés par la Région, le Département, les communes ou leurs groupements.

- **Le Grenelle de l'Environnement : loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (dite « Grenelle I ») et loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (dite « Grenelle II »)**

La loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement reconnaît la spécificité des territoires d'outre-mer et la nécessité d'une gouvernance locale pour la mise en œuvre d'actions spécifiques aux collectivités ultramarines.

Au travers du Grenelle de l'Environnement, l'Etat, conscient de la contribution essentielle que peuvent apporter les territoires d'outre-mer dans la réalisation de la politique énergie-climat française, affiche une grande ambition pour les collectivités ultramarines, notamment l'autonomie énergétique à l'horizon 2030, le développement de programmes de maîtrise de l'énergie des consommations (plans climat-énergie territoriaux, réglementation thermique adaptée), la mise à l'étude d'un programme de maillage du territoire par des modes de transports collectifs en site propre dans une perspective de désenclavement, de préservation des espaces naturels et de développement durable.

- **La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité sur la période 2009 à 2020**

Le déploiement des lois Grenelle s'est accompagné d'une révision des programmations pluriannuelles des investissements de production d'électricité pour tenir compte des nouvelles orientations et objectifs à suivre en matière de développement des énergies renouvelables, de moyens conventionnels de production électrique, de contribution de l'efficacité énergétique et du développement de nouveaux usages (voiture électrique notamment). Des orientations spécifiques sont également définies pour les zones non interconnectées.

- **La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite LTECV)**

La LTECV fixe comme objectif aux départements d'outre-mer de parvenir à l'autonomie énergétique à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020.

L'article 203 de la LTECV précise que « *L'État, les collectivités territoriales et les entreprises prennent en compte les spécificités des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, notamment l'importance des économies d'énergie et du développement des énergies renouvelables, afin de contribuer à l'approvisionnement en électricité de toutes les populations, à sa sécurité, à la compétitivité des entreprises, au pouvoir d'achat des consommateurs et à l'atteinte des objectifs énergétiques de la France* ».

1.2.2 Habilitation énergie

Prévue par l'article 73 de la Constitution et réservée aux outre-mer, le dispositif de l'habilitation permet aux régions ultramarines qui en font la demande d'envisager d'adapter les lois et règlements nationaux aux spécificités de leur territoire. Si l'exercice de l'habilitation est très encadré pour ne pas aller à l'encontre des orientations de la politique nationale, il ouvre de nombreuses possibilités pour adapter la réglementation aux spécificités locales. L'habilitation législative fait l'objet d'une demande adressée par la Région au Parlement qui en accepte la mise en œuvre *via* l'adoption d'une loi. L'habilitation législative porte nécessairement sur un objet spécifique et est accordée pour une durée de deux ans renouvelable une fois.

A ce jour, la Région n'a pas mobilisé cette faculté prévue par la loi.

1.2.3 Cadre d'intervention des acteurs de l'énergie électrique

Différents acteurs exercent une compétence dans le secteur énergétique tant sur le littoral que dans les communes de l'intérieur. Cette organisation spécifique implique une bonne coordination des acteurs dans l'exercice de leurs compétences respectives, de la planification à la commercialisation de l'énergie.

- **Planification :**

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité institue une programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité s'appuyant notamment « *sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'État, par le gestionnaire du réseau public de transport* ». Ce bilan prévisionnel a pour objet de vérifier que l'objectif de sécurité d'approvisionnement est respecté. Il permet de confronter les prévisions de consommation d'électricité avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production.

En Guyane, l'élaboration de la planification des objectifs et des moyens pour répondre aux besoins en matière de production et de distribution est partagée entre l'État, *via* la PPI, et la Région au travers du PRERURE et du schéma régional climat-air-énergie (SRCAE). L'application de la LTECV conduit à substituer la PPE à la PPI et à renforcer la compétence de la Région en matière de planification au travers de l'élaboration conjointe avec l'Etat de la PPE. La PPE constituera le volet énergie du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie.

En l'absence de syndicat mixte d'électrification, les communes (ou dans le cas des communes de l'Ouest la CCOG) sont en charge de l'électrification des zones rurales. Elles disposent pour cela de crédits du fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) géré par le Département.

La Région, le Conseil Général, l'ADEME et EDF, par l'intermédiaire du Plan Régional de Maîtrise de l'Energie (PRME), participe également à la maîtrise de l'énergie sur le territoire.

- **Production :**

La production d'énergie électrique en Guyane est ouverte aux opérateurs du secteur.

Zone littorale :

Sur le littoral, la production d'énergie électrique est assurée par deux types de producteurs :

- principalement EDF qui produit l'électricité par le biais d'une centrale hydroélectrique, de centrales thermiques, et de turbines à combustion (TAC) ;
- les autres producteurs qui développent des centrales ou des moyens de productions individualisés ou collectifs à partir de sources renouvelables.

Communes de l'intérieur :

Les communes dites de l'intérieur non raccordées au réseau de transport sont :

- Maripasoula, Papaïchton, Grand Santi (ainsi que l'écart Apagui Ecole) et Saül qui ont confié leur compétence en matière d'énergie à la communauté de communes de l'ouest guyanais (CCOG), l'autorité concédante.
- Saint-Georges, Camopi, Ouanary et Régina (bourg de Kaw) pour lesquelles l'autorité concédante reste la commune.

Dans ces communes isolées, l'approvisionnement en électricité est assuré à partir de systèmes électriques autonomes exploités par EDF¹. Ainsi, les bourgs et leurs écarts sont le plus souvent alimentés par des moyens de productions autonomes thermiques diesel construits par les communes avec l'aide du FACE et dont l'exploitation est confiée à EDF. Certains bourgs disposent de moyens autres que thermiques comme la centrale hydroélectrique de Saut Maripa à Saint-Georges de l'Oyapock, les générateurs photovoltaïques individuels de Saül, la centrale hybride photovoltaïque-diesel de Kaw.

- **Transport :**

Le réseau de transport électrique guyanais relie les trois principales zones de consommation d'électricité du littoral (Cayenne, Kourou et Saint-Laurent-du-Maroni) et les principaux moyens de production d'EDF. Sa longueur est de l'ordre de 414 km, avec une tension de service de 90 kVA. L'exploitation du réseau de transport d'électricité est gérée exclusivement

par le gestionnaire, qui doit dans ce cadre assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, ainsi que la sûreté du système électrique. En Guyane, comme en métropole, la limite technique d'acceptabilité des sources d'énergie intermittentes raccordées sur le réseau électrique est fixée à 30 % de la puissance appelée par l'arrêté ministériel du 23 avril 2008, pour permettre de respecter les exigences de stabilité du réseau.

Il peut être noté que la commune d'Apatou a été raccordée au réseau électrique du littoral au deuxième semestre 2015.

- **Distribution :**

En Guyane, la loi du 11 juillet 1975 a désigné EDF comme gestionnaire des réseaux publics de distribution. La loi prévoit que les autorités concédantes peuvent déléguer à EDF la gestion et la maintenance des installations dans le cadre de contrats de concession. A ce jour ces contrats de concessions n'ont été formalisés que pour une partie des communes.

L'urbanisation actuelle, sous l'effet de la pression démographique, génère des contraintes fortes sur le réseau de distribution de l'électricité liées à :

- des distances de raccordement importantes dues à l'étalement urbain, à l'éloignement des communes de l'intérieur et à leur accessibilité ;
- l'augmentation du nombre de consommateurs (déclarés ou non), de l'usage des équipements et de la demande en électricité.

Ces contraintes rendent difficile la garantie d'accès à l'électricité pour tous.

- **Commercialisation**

Le principe de la péréquation tarifaire s'applique et EDF assure la commercialisation de l'électricité sur la base de tarifs réglementés nationaux. La différence entre les coûts de production (plus élevés en Guyane que la moyenne nationale) et le tarif de vente réglementé est compensée par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). EDF est l'acheteur unique d'électricité produite pour réinjection dans le réseau à destination des clients dits finaux.

1.3 Contexte européen et international, engagements de la France

L'article 1^{er} de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe les objectifs suivants au processus de transition énergétique :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40% entre 1990 et 2030, conformément aux engagements pris vis-à-vis de l'Union européenne, et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 ;
- porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale⁵ à 2,5% d'ici à 2030, en poursuivant un objectif de réduction de la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à l'année de référence 2012 ;

⁵ L'intensité énergétique est un indicateur désignant le rapport entre la consommation énergétique d'un pays et son produit intérieur brut (PIB). Elle dépend entre autres de la structure de l'économie considérée (poids des industries et des services), de

- réduire la consommation énergétique totale des énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à l'année de référence 2012 en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune ;
- porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; à cette date, cet objectif est décliné en 40% de la production d'électricité, 38% de la consommation finale de chaleur, 15% de la consommation finale de carburants et 10% de la consommation de gaz ;
- réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité ;
- contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique du plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques ;
- disposer d'un parc immobilier dont l'ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes "bâtiment basse consommation" ou assimilées, à l'horizon 2050, en menant une politique de rénovation thermique des logements dont au moins la moitié est occupée par des ménages aux revenus modestes ;
- multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

1.4 Coûts de production de l'électricité en Guyane

En France, selon le principe de péréquation tarifaire, l'Etat a mis en place des tarifs réglementés de vente de l'électricité sur l'ensemble du territoire. Toutefois, en raison des contraintes spécifiques aux ZNI, les coûts de production de l'électricité y sont nettement supérieurs à ceux observés en métropole continentale. Par conséquent, les tarifs réglementés de vente s'avèrent insuffisants pour rémunérer la production d'électricité dans ces zones. Pour assurer la péréquation tarifaire nationale, une compensation des surcoûts est nécessaire. Celle-ci est calculée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et est financée par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

Les coûts de production sont particulièrement élevés dans les ZNI et atteignent en moyenne 225 €/MWh en 2013. Les coûts moyens de production par zone dépendent fortement des caractéristiques du parc installé. Ils s'échelonnent, en 2013, entre 172 €/MWh en Corse, 206 €/MWh à La Réunion, **243 €/MWh en Guyane**, 247 €/MWh en Guadeloupe et 259 €/MWh en Martinique.

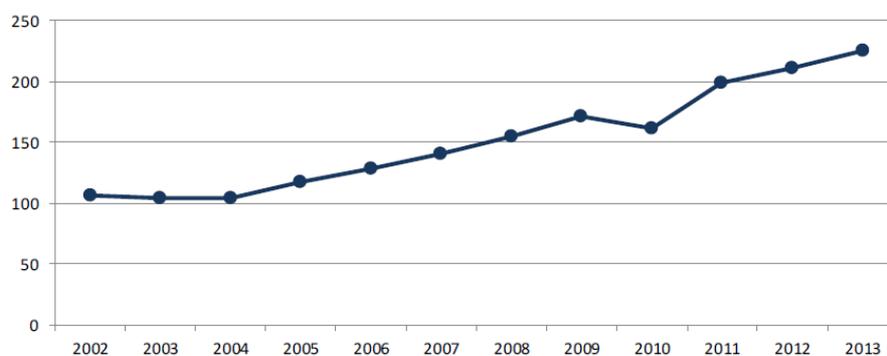


Figure 8 : Coût de production moyen en €/MWh dans les ZNI entre 2002 et 2013 (source : CRE)

l'efficacité énergétique des transports et des bâtiments, des politiques de maîtrise de la consommation mises en œuvre mais aussi de facteurs climatiques ou du niveau de vie de la population.

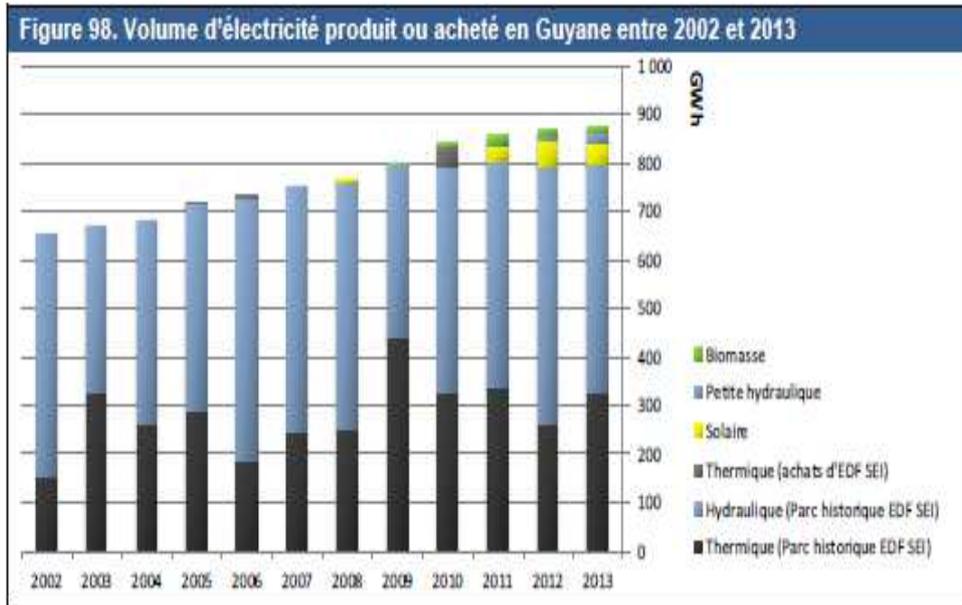


Figure 9 : Volume d'électricité produit ou acheté en Guyane entre 2002 et 2013 (source : CRE)

La demande en électricité croît régulièrement compte tenu de la croissance démographique. Cette augmentation devient moins importante à partir de 2010.

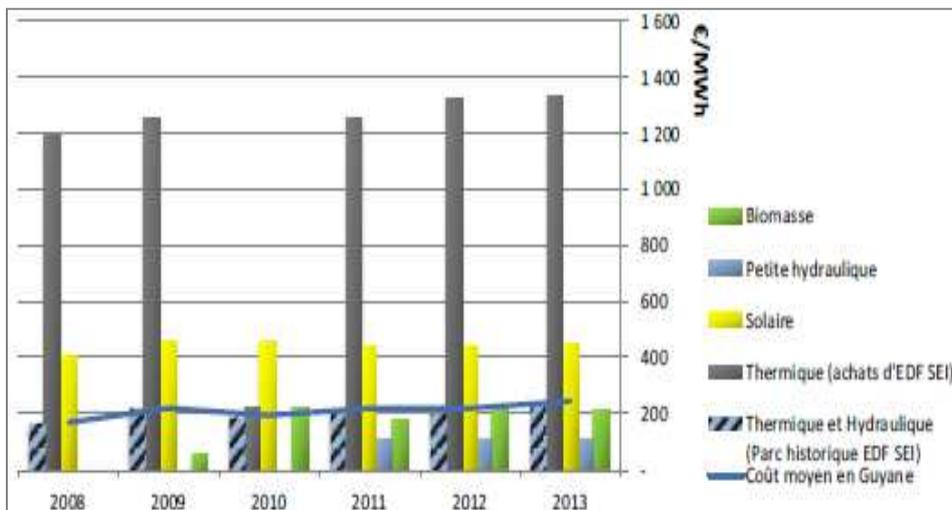


Figure 10 : Coût de production ou d'achat unitaire en Guyane entre 2008 et 2013 (source : CRE)

Pour ce qui est de la grande hydraulique qui ne supporte pas de coût de combustible, son amortissement est lissé sur 75 ans. Son coût varie dans une fourchette allant de 60 à 90 €/MWh, influencé essentiellement par un seul facteur, les apports en eau, qui peuvent fluctuer sensiblement d'une année sur l'autre.

Les coûts de production d'une centrale thermique varient d'une année sur l'autre principalement en raison des évolutions de prix des produits pétroliers.

Concernant la biomasse, l'information mentionnée dans le graphique repose sur l'unique centrale existante, d'une puissance de 1,7 MW et dont l'approvisionnement se fait à des coûts très faibles (collecte des connexes dans les scieries de Guyane). Cette information ne peut donc pas être représentative des coûts réels de la filière concernée.

Concernant le photovoltaïque, le coût mentionné est basé majoritairement sur les tarifs d'achat qui prévalaient avant 2010, situés à l'époque entre 400 et 600 €/MWh ce qui explique que la filière photovoltaïque apparaît comme la filière la plus coûteuse.

Pour ce qui est des turbines à combustion, les coûts sont essentiellement des coûts de combustibles, donc liés aux volumes de production (peu de coûts fixes et de coûts de personnel, faible coût d'amortissement).

Il est à noter que la tendance d'évolution du coût moyen de l'énergie en Guyane a été relativement stable depuis 10 ans dans la mesure où le mix énergétique n'a presque pas évolué, à l'exception du photovoltaïque, qui avec des coûts supérieurs à 400€/ MWh et une pénétration de 5% en volume, a fait monter le coût moyen de l'électricité de 10 €/MWh environ sur la période.

Les sites isolés non raccordés au réseau du littoral affichent les coûts de production les plus élevés. Les difficultés liées à l'éloignement et à l'accessibilité engendrent des coûts d'approvisionnement en combustible fossile élevés, compris entre 1 200 €/MWh et 1 300 €/MWh. De par leur enclavement, certains sites ne sont accessibles que par voie fluviale ou aérienne. En période d'étiage, d'autres sites ne peuvent être approvisionnés que par hélicoptère ce qui entraîne un renchérissement des coûts de transport et un risque de rupture d'approvisionnement. Développer le mix énergétique à partir de sources renouvelables dans ces sites permettrait d'obtenir des coûts de production plus compétitifs.

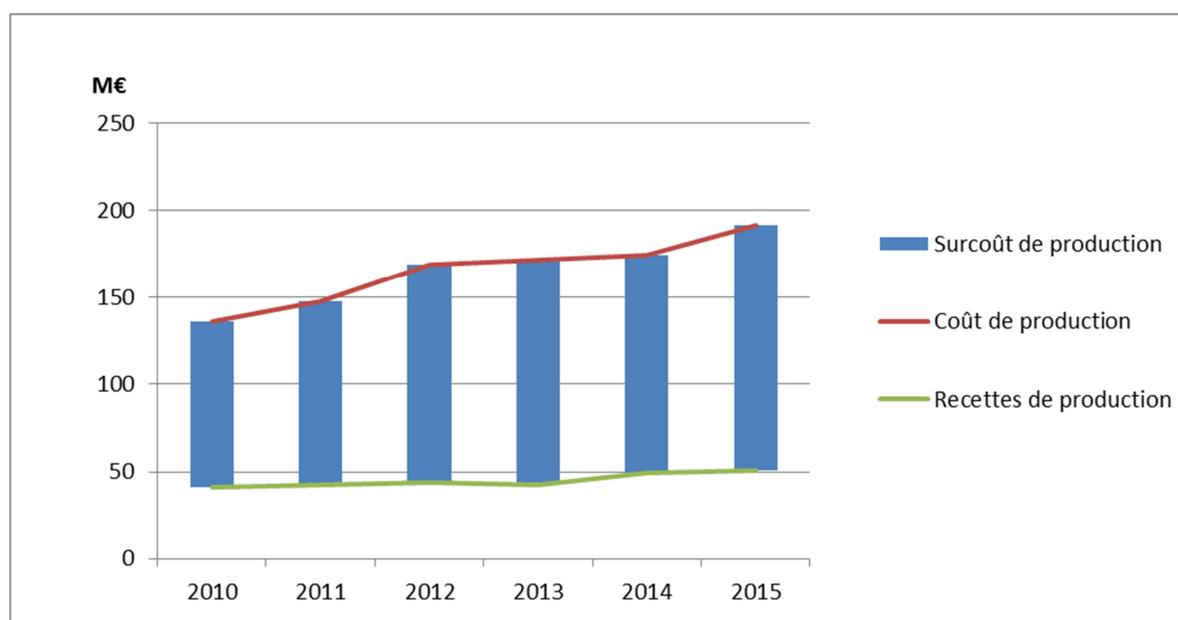


Figure 11 : Evolution 2010-2015 du surcoût de production en Guyane en M€ (source : CRE)

Le graphique ci-dessus montre que l'évolution des coûts de production en Guyane (+ 41% en 5 ans) n'est pas liée à l'augmentation des volumes d'électricité consommée (+ 4%) mais bien à l'augmentation du prix des combustibles sur la même période. Toute action visant à économiser de l'énergie ou à substituer la production d'un kWh électrique issu du parc thermique par un kWh d'origine renouvelable permet de réduire les émissions de GES, de participer à l'autonomie énergétique du territoire et peut aussi permettre, selon l'énergie renouvelable de substitution, d'économiser de la CSPE. Sur la période 2010-2015, les recettes

des ventes d'électricité augmentent de 23% pour passer de 41 M€ à un peu plus de 50 M€ en estimation 2015.

Le coût de production se compose de la façon suivante pour atteindre 192 M€ en 2015 (prévisionnel) :

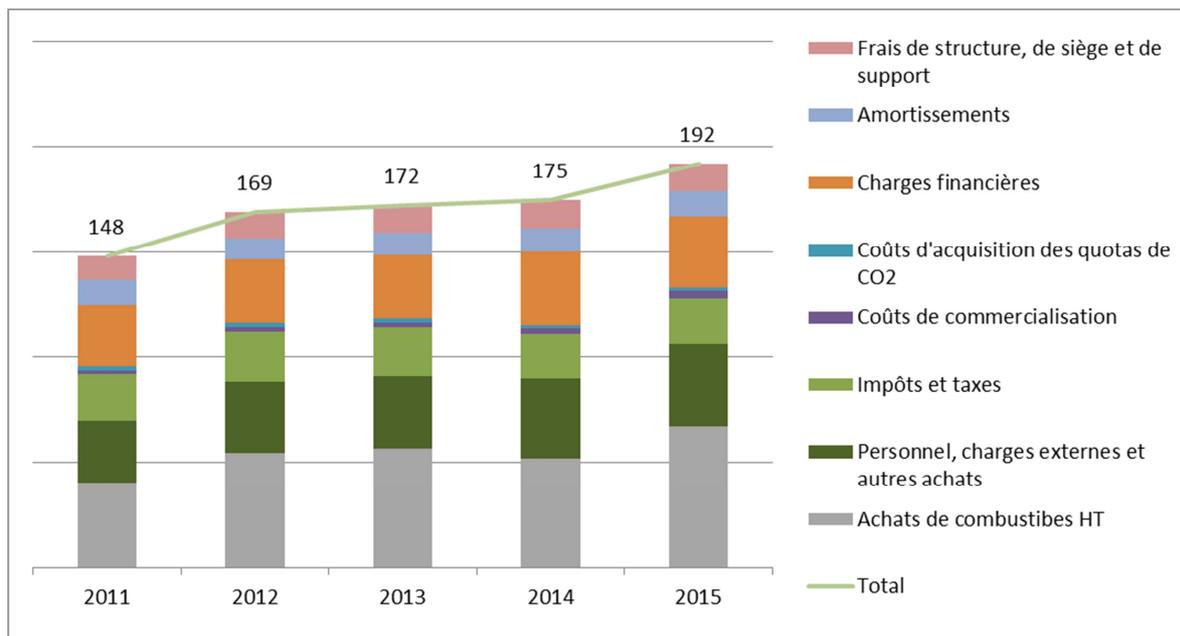


Figure 12 : Composition du coût de production en Guyane en M€ (source : CRE)

En 2015, les achats de combustible devraient compter pour 35% des coûts de production pour un montant de 67 M€. Viennent ensuite les charges de personnel, 21%, pour un montant de 39,5 M€ et les charges financières avec 18% des coûts, pour 34 M€.

Entre 2010 et 2015, la part des achats de combustibles évolue entre 26% et 35% des coûts de production.

Le graphique ci-dessous illustre pour la Guyane l'évolution de la part de dépenses engagées par EDF au titre des contrats d'achat d'énergie produite par des tiers. Le poids du photovoltaïque correspond aux projets bénéficiant des conditions tarifaires d'avant fin 2010.

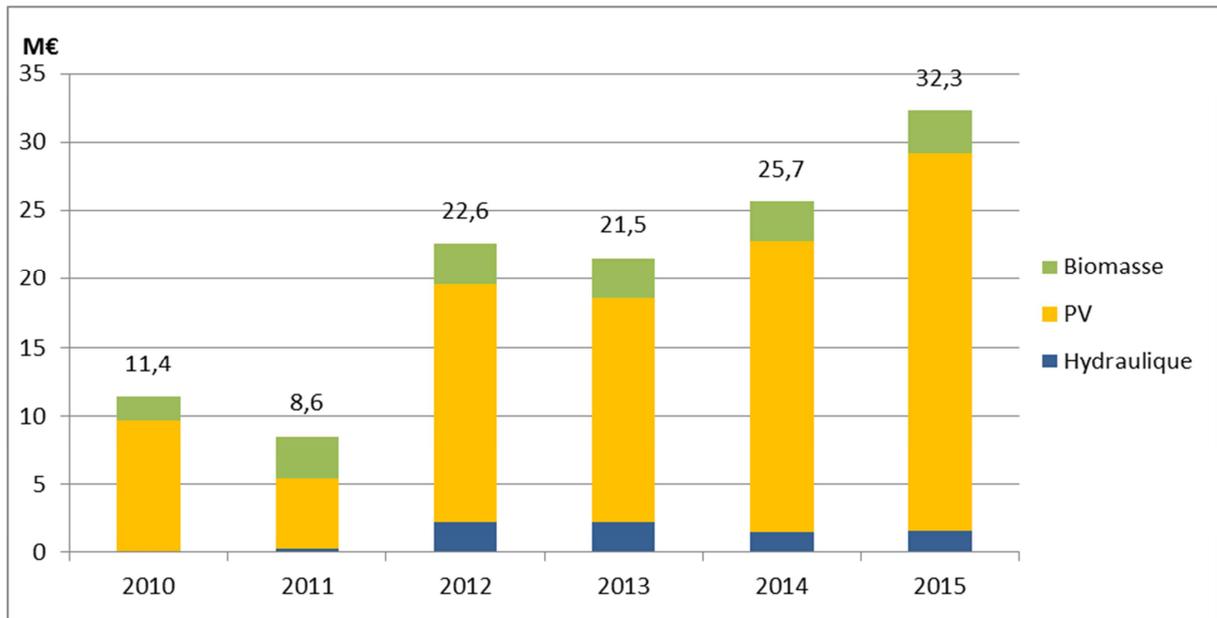


Figure 13 : Montant des achats d'énergie réalisés par EDF en Guyane en M€ (source : CRE)

2. La demande d'énergie

Synthèse des objectifs demande en électricité

Evolution de la demande selon deux scénarios :

scénario MDE volontariste hors projets miniers : +46 GWh en 2018 et +106 GWh en 2023

scénario MDE référence hors projets miniers : +106 GWh en 2018 et +257 GWh en 2023

Les actions de maîtrise de l'énergie prévues dans les secteurs résidentiels, tertiaires et professionnels seront mises en œuvre afin d'atteindre les objectifs de réduction de la consommation.

Objectifs de réduction de la consommation : - 60 GWh (-7%) en 2018 et -151 (-17%) GWh en 2023.

Objectifs de réduction de la consommation dans le secteur résidentiel :

- climatisation : - 3GWh en 2018 et -7 GWh en 2023

- Eau chaude sanitaire : - 15 GWh en 2018 et -27 GWh en 2023

Objectifs de réduction de la consommation dans les secteurs tertiaire et industriel :

- climatisation : - 22 GWh en 2018 et -39 GWh en 2023

- Eau chaude sanitaire : - 4 GWh en 2018 et -9 GWh en 2023

La PPE retient la nécessité d'établir un schéma régional des infrastructures de recharge de véhicules électriques ou hybrides rechargeables d'ici 2018. Une étude préalable déterminant les conditions de déploiement des infrastructures de recharge devra être menée.

Il sera également nécessaire de caractériser l'ampleur, la nature et les causes de la précarité énergétique d'ici 2018.

2.1 Evolution passée de la demande d'énergie

2.1.1 Evolution de la consommation d'énergie finale

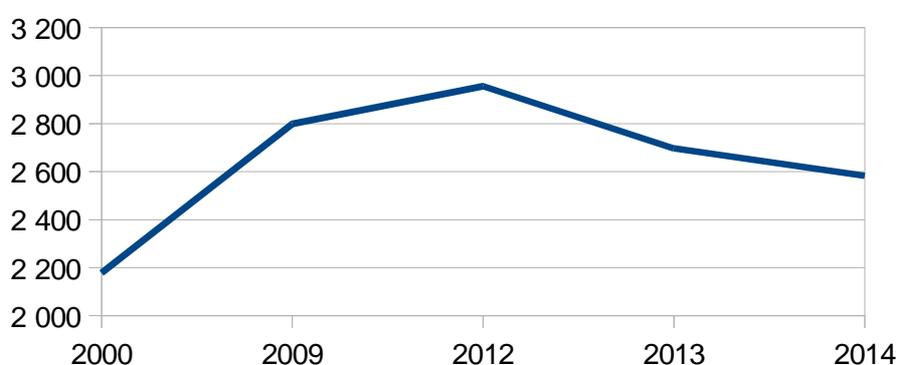


Figure 14 : Evolution de la consommation d'énergie finale en Guyane de 2000 et 2014 en GWh (source : GEC)

La baisse constatée pourrait s'expliquer par le ralentissement économique précité, combiné à une augmentation plus modérée de la croissance démographique qui est passée de 3,9 % à

selon les chiffres de l'INSEE, une meilleure sensibilisation grâce aux étiquettes énergie entre autres et à la réalisation d'actions en matière de maîtrise de l'énergie notamment l'utilisation de la climatisation performante, l'installation de chauffe-eau solaires, l'utilisation d'équipements pour le froid domestique plus performants, l'isolation et le déploiement massif des lampes basse consommation.

2.1.2 Evolution de la demande électrique

La courbe suivante montre que la demande électrique augmente de façon très modérée à partir de 2011 avec une augmentation annuelle avoisinant les 0,5 % en 2013 et 2014. Le taux de croissance moyen annuel est évalué à 2,4 % entre 2004 et 2014. Le tassement dans la croissance de la demande énergétique, observé depuis 2011 peut être pour partie attribué aux politiques de maîtrise de l'énergie développées au cours des années précédentes, en l'absence de ralentissement de la croissance démographique à la même période. Il peut également être en partie lié au ralentissement de la croissance économique consécutif à la crise.

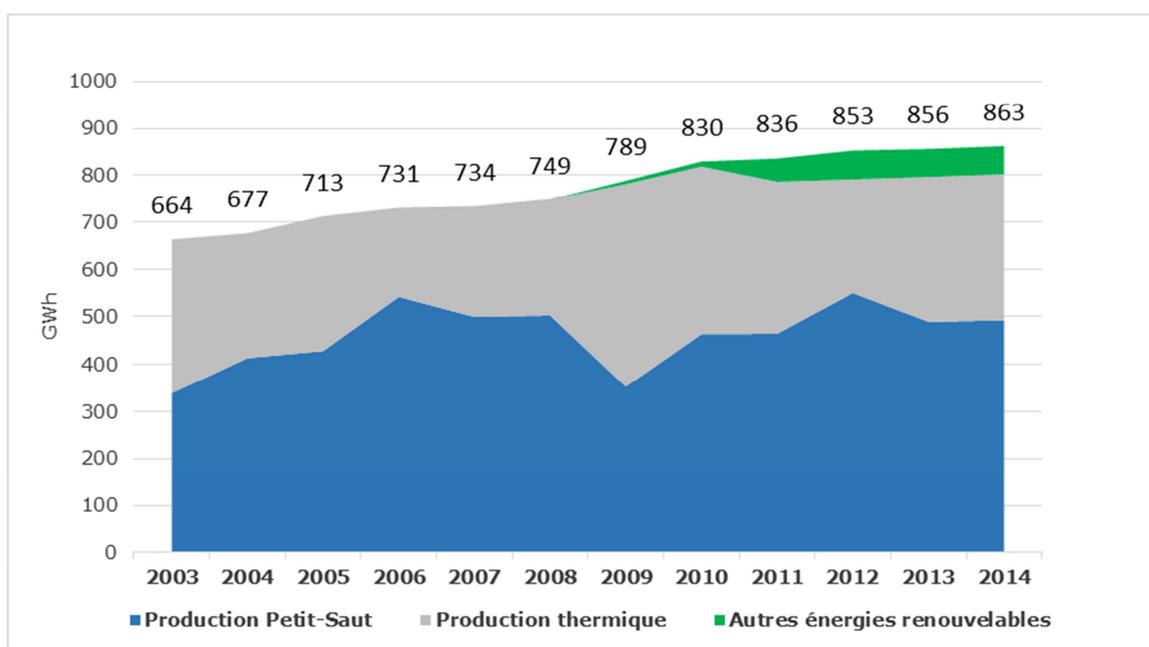


Figure 15 : Livraisons d'électricité au réseau sur la période 2003 à 2014 (source : GEC)

Au cours d'une année, la Guyane, située près de l'équateur, connaît peu de variations de température. On distingue deux types de saisons, saison sèche et saison des pluies qui s'alternent sur des périodes plus ou moins courtes tout au long de l'année.

La saison sèche se caractérise par une consommation plus élevée qu'en saison des pluies (11 % en 2012). Cette hausse de la consommation est partiellement compensée par une production solaire très importante en milieu de journée (première pointe journalière). La saison des pluies se caractérise par une consommation plus faible (moindre recours à la climatisation) et une plus faible production solaire. Durant ces périodes de l'année où l'essentiel de la production est assuré par le l'usine hydroélectrique de Petit Saut, les moyens thermiques sont utilisés afin d'assurer les compléments à la pointe, ainsi que les services système (tenue de tension, stabilité et sûreté du réseau).

2.1.3 Evolution de la consommation des carburants

Les quinze dernières années ont été marquées par une augmentation régulière de l'importation de gazole due à la diesélisation du parc de véhicules et une stagnation de celle de l'essence.

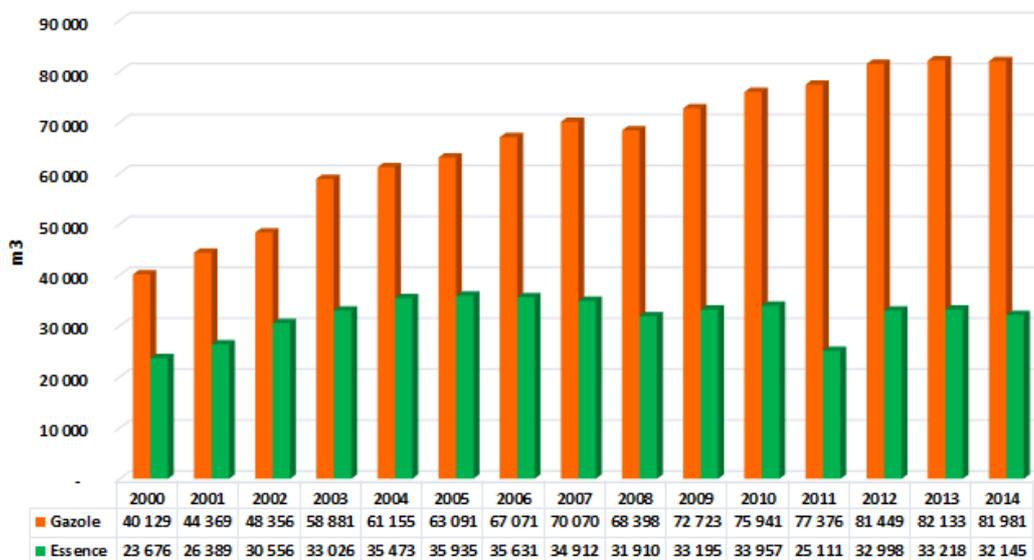


Figure 16 : Evolution des consommations 2000-2014 de gazole et d'essence en Guyane (source : GEC)

2.1.4 Evolution de la consommation d'énergie finale par secteur

La consommation d'énergie finale est marquée par la prédominance du secteur du transport qui représente près de 55 % à 60 % des consommations.

La baisse de la consommation d'énergie finale est essentiellement supportée par le secteur professionnel et en moindre mesure pour le secteur résidentiel comme le montre la figure 20.

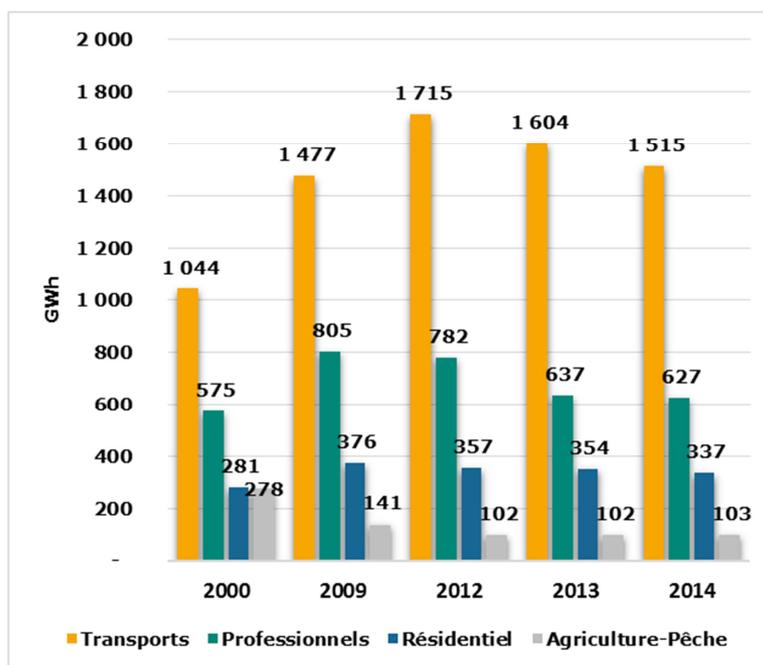


Figure 17 : Evolution sectorielle 2000-2014 de la consommation finale d'énergie en Guyane (source : GEC)

Points forts :

- La croissance de la demande énergétique est en stabilisation pour une grande partie en lien avec les actions de MDE et les politiques réglementaires de maîtrise de l'énergie. La consommation électrique par habitant est en diminution ces dix dernières années.
- La Guyane représente un cas quasi-unique d'un mix électrique comportant plus de 50% d'énergies renouvelables (64% en 2014).

Néanmoins certains points d'attention demeurent :

- La pénétration grandissante des énergies renouvelables intermittentes découlant des objectifs visés par la loi transition énergétique peuvent conduire à atteindre rapidement les limites techniques du réseau : atteinte du seuil de 30 % des énergies intermittentes, nécessité d'assurer un niveau suffisant de services système (régulation fréquence/puissance active, régulation tension/puissance réactive, passage de pointe, etc.) afin de garantir la sûreté du système électrique.
- Les perspectives de développement des filières (aurifère, pétrolière, spatiale...) et la croissance démographique pourraient engendrer une forte hausse de la demande énergétique après 2020 qui ne pourrait être assurée par les moyens de production et le réseau actuels.

2.2 Principaux déterminants de l'évolution de la demande

2.2.1 Démographie

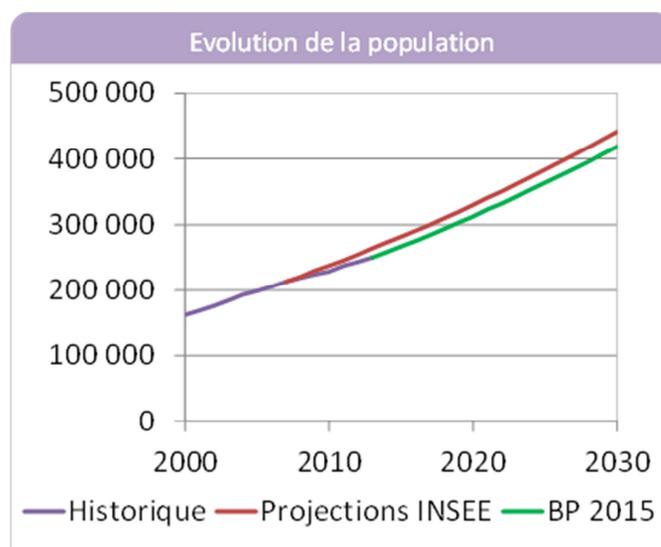


Figure 18 : Evolution de la population utilisée par EDF à l'horizon 2030 dans le cadre de sa programmation (source : EDF)

Ces éléments de modélisation mis à disposition par l'INSEE, et tirés de son étude de janvier 2011, ont été utilisés par EDF et adaptés au regard des tendances récentes observées pour servir de base à l'élaboration des scénarios d'évolution de la demande d'électricité sur le territoire.

Evolution du nombre de logements										
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000/ 2010	2010/ 2020	2020/ 2030
Population (en milliers)	162	199	229	267	313	364	419	3.52%	3.16%	2.97%
Nombre de personnes par ménage	3.33	3.47	3.54	3.48	3.45	3.43	3.40	0.62%	-0.26%	-0.15%
Nombre de logements (en milliers)	48	57	65	77	91	106	123	3.03%	3.43%	3.12%

Figure 19 : Projections en matière du nombre de logements suivant la croissance démographique
(source : EDF)

Cette approche basée sur des observations est réaliste mais s'écarte de certaines perspectives d'évolution démographique comme celles retenues pour le projet de schéma d'aménagement régional (SAR) en cours d'élaboration. Ce dernier a en effet retenu le doublement de la population à l'horizon de la décennie 2030-2040, correspondant au scénario haut de l'INSEE (515 000 habitants à l'horizon 2030). Selon les prévisions du SAR, l'essentiel de la dynamique de développement de la Guyane sera tiré par six bassins de vie, sur lesquels la demande en énergie et les besoins d'accès à l'énergie seront donc accrus :

- **Centre Littoral** : 184 000 habitants en 2030 (+58 000), 19 000 logements à construire, correspondant à la Communauté d'Agglomération du Centre Littoral (CACL), soit les communes de Cayenne, Rémire-Montjoly, Matoury, Roura, Montsinéry-Tonnégrande et Macouria ;
- **Bas Maroni** : 192 000 habitants en 2030 (+120 000), 26 000 logements à construire, c'est le territoire qui connaîtra la plus forte évolution, composé de la partie avale du Maroni : la partie Nord de la Communauté de Communes de l'Ouest Guyanais (CCOG), soit les communes de Saint-Laurent, Mana, Awala-Yalimapo, Apatou et Grand Santi ;
- **Haut Maroni** : 71 000 habitants en 2030 (+54 000), 10 000 logements à construire, composé de la partie amont du Maroni : la partie Sud de la CCOG, soit les communes de Maripasoula et Papaïchton ;
- **Savanes** : 51 000 habitants en 2030 (+18 000), 5 000 logements à construire, correspondant à la Communauté de Communes des Savanes (CCDS), soit les communes de Kourou, Saint-Elie, Sinnamary et Iracoubo ;
- **Est** : 17 000 habitants en 2030 (+9 000), 2 000 logements à construire, correspondant à la Communauté de Communes de l'Est Guyanais (CEEG), soit les communes de Régina, Ouanary, Saint-Georges et Camopi ;
- **Cœur de Guyane** : 350 habitants en 2030 (+ 200), 100 logements à construire, composé de la Commune de Saül.

En tout état de cause, quel que soit le scénario retenu, la population croît fortement à l'horizon 2030.

La carte ci-après permet de visualiser à la fois la localisation mais également les dynamiques de développement envisagées.

Organisation territorialisée de la Guyane en 2030 autour de pôles structurants

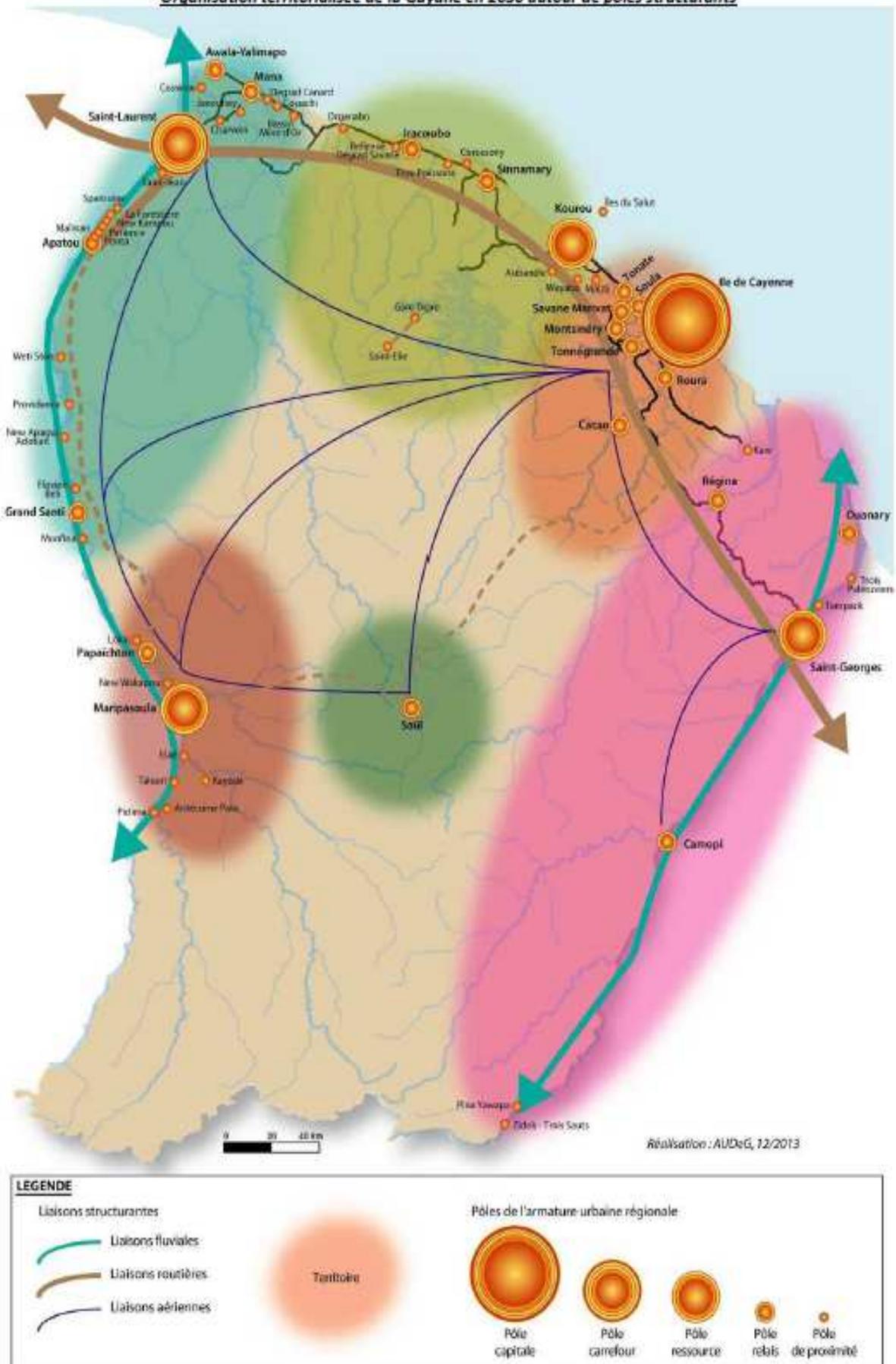


Figure 20 : Perspectives d'organisation territorialisée de la Guyane en 2030 (source : SAR)

Le territoire de l'Ouest guyanais, qui ne comptait que 38 000 habitants en 1999, constitue aujourd'hui un bassin de vie de 95 000 habitants, soit une multiplication par 2,5 en 15 ans. Il concentre des communes où le taux de croissance moyen annuel est d'environ 10 %. Selon les projections de l'INSEE, la population de l'Ouest pourrait atteindre 276 000 habitants en 2030, soit un peu plus de la population de l'ensemble de la Guyane actuelle. La population de la seule commune de Saint-Laurent du Maroni devrait tripler à l'horizon 2030 en passant de 38 367 à 129 033 habitants.

De même, les communes de l'intérieur guyanais devraient connaître dans les prochaines années une croissance démographique exponentielle.

Cette croissance démographique pose la question de la capacité à répondre à l'accroissement de la demande en besoins énergétiques, en particulier électriques, de l'Ouest guyanais y compris dans les communes non-connectées au réseau de distribution publique d'électricité.

2.2.2 Croissance économique

Le PIB par habitant en Guyane progresse de 2,6% en 2013 mais ne représente encore que la moitié du PIB par habitant au niveau national.

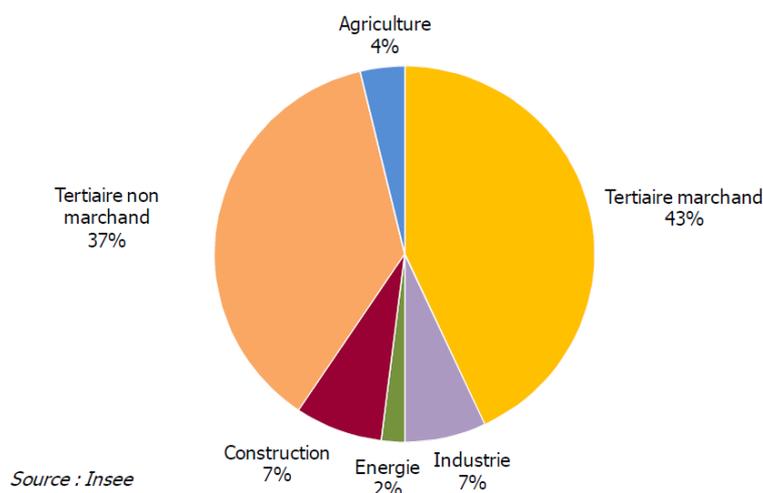


Figure 21 : Répartition de la valeur ajoutée en 2010 (source : INSEE, IEDOM)

Le tableau suivant donne une indication des principaux indicateurs guyanais comparés à ceux de l'ensemble de la France.

L'emploi dans les secteurs non marchands reste prédominant avec 50,1 % du total de l'emploi salarié contre 32,6 % en métropole.

Les secteurs des services et de l'industrie ont été les plus dynamiques en termes de créations d'emplois depuis 2000.

Principaux indicateurs économiques	Guyane	France ⁽²⁾
PIB (milliards d'€ courants, 2013)	3,9 ⁽¹⁾	2 113,7
Taux de croissance du PIB (% , € constants, 2013)	29 ⁽¹⁾	0,3
PIB par habitant (€ courants 2013)	15 820 ⁽¹⁾	32 190
Taux de chômage (% , au sens du BIT, 2014)	22,3	8,9 ⁽³⁾

(1) Estimation CEROM ; (2) Chiffres de 2013 sauf mention contraire ; (3) En moyenne sur l'année 2014

Figure 22 : Principaux indicateurs économiques de la Guyane (source : INSEE, CEROM, Douanes, IEDOM)

Le secteur spatial est un vecteur important du dynamisme économique. Il tire les exportations à la hausse et influence les autres composantes de la demande, en particulier l'investissement.

La filière du BTP reste fragile en 2014, mais de par son potentiel de développement (forte demande de logements et d'infrastructures), il constitue l'un des moteurs de la croissance guyanaise, alors que la plupart des filières traditionnelles sont en difficulté depuis plusieurs années.

La filière minière pourrait connaître une croissance notable avec les projets miniers annoncés sur le territoire. Quant à la filière bois, qui bénéficie d'une demande soutenue, elle se développe de même que le tourisme qui dispose de perspectives favorables.

Le développement de ces filières est susceptible d'engendrer des besoins énergétiques et de contribuer au développement de la filière bois-énergie.

2.2.3 Evolutions et transferts d'usages

2.2.3.1 Véhicules électriques

Compte tenu de fortes incertitudes sur ce nouveau marché dont les perspectives restent incertaines, le gestionnaire de réseau n'a pas tenu compte du développement du véhicule électrique en Guyane lors de l'élaboration du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande réalisé en juillet 2015. Le constat de l'arrivée sur le marché des Antilles et de la Guyane de véhicules dans les circuits de vente ainsi que la multiplication d'actions visant à promouvoir leur développement, laisse entrevoir un développement progressif de la flotte.

Un transfert de 10 % du parc de véhicules vers les véhicules électriques d'ici 2030 entraînerait une consommation de 10 GWh/an, soit moins de 1 % de la consommation d'électricité.

La promotion des véhicules électriques pourra être encouragée en veillant à :

- réaliser la recharge des batteries avec une énergie non fossile afin que le contenu carbone global du kilomètre parcouru reste en fin de compte inférieur à celui d'un véhicule thermique ;
- permettre, par un système de pilotage, que ces recharges ne s'effectuent pas aux heures de pointe de consommation du système électrique afin d'éviter d'avoir à investir dans des moyens de production de pointe qui sont, par construction, les plus onéreux et les plus carbonés ;
- favoriser les dispositifs de recharge lente afin de limiter les renforcements à opérer sur les réseaux de distribution d'électricité.

Des travaux et études seront engagés d'ici 2018 pour à la fois suivre le développement du véhicule électrique sur le territoire guyanais et anticiper le développement d'infrastructures adaptées, notamment au travers de l'établissement d'un schéma régional des infrastructures de recharge de véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Une étude préalable devra être menée pour évaluer la faisabilité, déterminer les conditions technico-économiques de

déploiement des dispositifs de recharges et caractériser les impacts sur le réseau.

2.2.3.2 Evolutions dans le bâtiment

Pour satisfaire la demande en logements, il faudrait produire entre 3 900 et 4 600 logements supplémentaires chaque année soit 82 000 à 96 000 logements au total à l'horizon 2030. Près de 9 000 demandes de logements sociaux restent en attente. Le territoire fait aujourd'hui face à un phénomène généralisé d'urbanisation spontanée non maîtrisée, dont l'une des conséquences est la « production » de plus de 1 000 logements insalubres chaque année.

Sur le plan qualitatif, selon l'INSEE, 73% des 63 000 logements en résidence principale sont des maisons ou des immeubles en dur et 18 % des habitations en bois. Le reste des logements (6 000) se partage de manière homogène entre les habitations de fortune et les cases traditionnelles. Ces dernières regroupent des habitations créoles, bushinengués ou amérindiennes, dont le mode de construction est spécifique et ancien. Les habitations de fortune sont des constructions de mauvaise qualité, généralement construite avec des matériaux de récupération et de manière illicite. C'est particulièrement le cas dans les communes connaissant une forte croissance démographique telles que Saint-Laurent-du-Maroni ou Matoury ou, selon les années, les constructions autorisées peinent à atteindre 1% du nombre de nouveaux logements.

En 2011, sur l'ensemble du territoire guyanais, une habitation principale sur cinq ne possède ni toilettes, ni salle d'eau. Au-delà de l'absence de confort de base, 8 600 logements (12,7 %⁶) n'ont pas l'électricité contre 12 % en 2009 et 10 % en 1999. 58 % des logements ne disposent pas d'eau chaude, 17% des logements ont des réseaux électriques intérieurs mal protégés et 8% ne sont pas équipés de prise de terre. Si cette situation est beaucoup moins marquée dans la zone littorale et de Cayenne en particulier, elle est très fréquente dans les communes de l'intérieur. En particulier, cette situation prédomine dans les sept communes de l'intérieur éloignées du réseau routier que sont Camopi, Ouanary, Grand-Santi, Maripasoula, Saül, Saint-Elie et Papaïchton.

Face à cette véritable explosion des besoins, la PPE donne, dans la continuité des orientations définies dans le PRERURE et le SRCAE, la priorité au déploiement des mesures de maîtrise de la demande d'énergie et la programmation de moyens de production adaptés En effet, la montée en qualité du parc ainsi que le déploiement d'infrastructures et des moyens d'accès à l'énergie se traduiront nécessairement par le développement de nouveaux usages.

Ces orientations sont en cohérence avec la déclinaison pour la Guyane du plan logement outremer signé le 28 août 2015 ; cet accord régional a fait l'objet d'une concertation entre les parties prenantes (notamment l'ADEME, EDF, les bailleurs sociaux, la Caisse de dépôts et de consignation, les services de l'État...). Le plan logement comporte en effet des orientations en faveur de la transition énergétique, dont un principe directeur destiné à « engager la transition énergétique dans le secteur du bâtiment ».

La PPE prévoit ainsi de renforcer, d'ici 2018, la programmation des moyens d'actions en matière de :

⁶ Sources : Insee, RP2011 exploitations principales

- règles constructives applicables en Guyane : elle étudiera l'opportunité de mettre en œuvre d'une réglementation adaptée, de diagnostics énergétiques, etc. ;
- exigences accrues de la performance énergétique des équipements d'importation utilisés sur le territoire, par exemple en ayant recours à un renforcement des normes européennes à l'aide de l'habilitation législative tout en respectant les conditions de marché ;
- sensibilisation, accompagnement et formation continue des populations en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie.

Pour accompagner ces actions, les études nécessaires permettant d'affiner la connaissance des enjeux (suivi des impacts sur les consommations d'énergie, caractérisation des modes constructifs et des systèmes, caractérisation des usages ...) seront réalisées.

2.2.4 Actions de maîtrise de la demande d'énergie

La maîtrise de l'énergie (MDE) est une des priorités de la politique énergétique. Les principaux potentiels de réduction énergétique dans le bâtiment résident dans les actions suivantes : l'isolation et l'amélioration de l'enveloppe, la climatisation, la production d'eau chaude sanitaire solaire, l'optimisation de l'éclairage et des différents usages énergétiques des bâtiments.

Les partenaires locaux de la maîtrise de l'énergie (conseil régional, conseil général, EDF, ADEME, DEAL, GENERG) ont su développer un nombre important d'actions de sensibilisation mais aussi techniques de maîtrise de l'énergie sur le territoire auprès des particuliers et entreprises. Les premiers résultats sont très encourageants et participent pour une part substantielle à la stabilisation de la croissance de la demande énergétique dans un contexte de forte poussée démographique.

Les gros consommateurs (CNES, CARREFOUR, ARIANESPACE, REGULUS, Ciments Guyanais, Hôpital de Cayenne, AIR LIQUIDE, SUPER U...), incités par EDF, sont entrés dans une démarche d'amélioration de l'efficacité énergétique de leurs installations. Au cours des années 2012 à 2014, cet effort important a permis de réduire la consommation d'environ 5% sur l'ensemble du territoire.

Le bilan cumulé des actions d'efficacité énergétique fait état d'une économie cumulée de l'ordre de 90 GWh d'énergie finale en 2014 :

Bilan cumulé des actions d'efficacité énergétique en Guyane

Période 2006-2014 selon données PRME/EDF/Douanes/DGEC

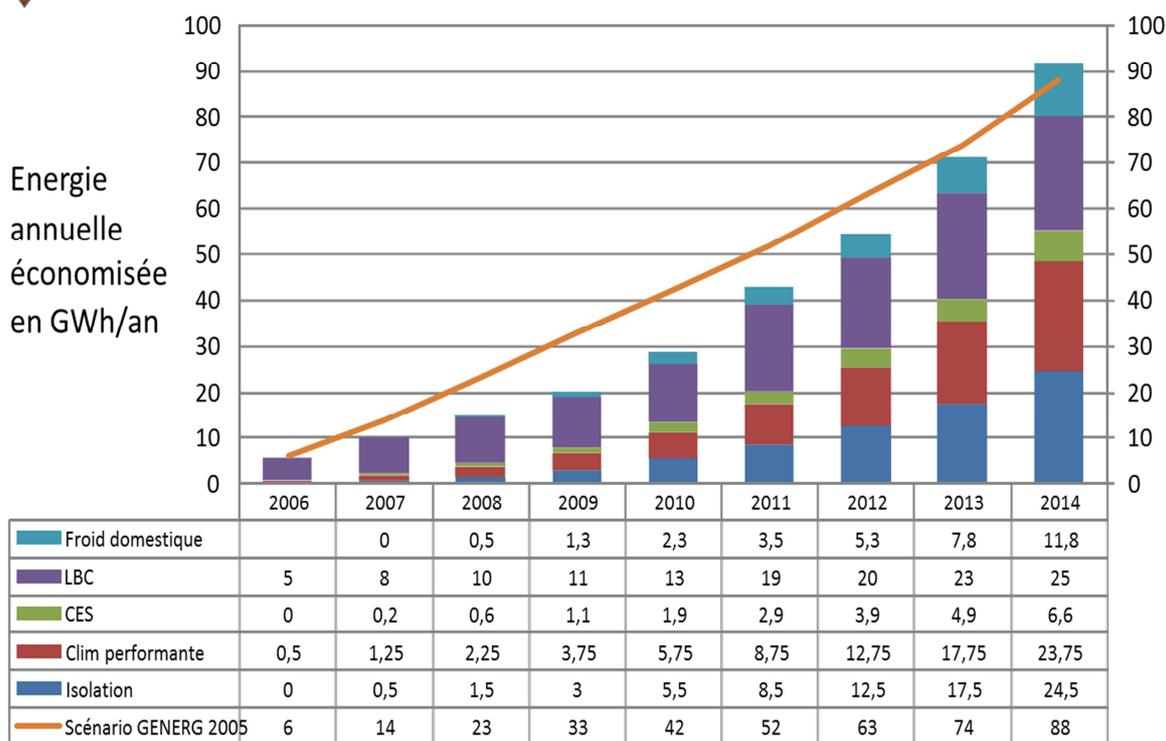


Figure 23 : Cumul des actions d'efficacité énergétique menées en Guyane sur la période 2006-2014 (source : GENERG)

Ce bilan montre que la climatisation et l'isolation constituent les postes pour lesquels les potentiels de réduction des consommations sont les plus élevés et sur lesquels les actions de sensibilisation et d'incitation doivent se renforcer. Les travaux d'isolation contribuent à lutter contre l'installation de la climatisation ou à réduire leur consommation. Ils sont d'autant plus nécessaires dans le secteur professionnel où les climatiseurs sont les appareils les plus énergivores en représentant près de 76 % de la consommation électrique, loin devant les équipements bureautiques (11%) et l'éclairage (10%). La mise en place d'une réglementation thermique dans les secteurs tant tertiaire que professionnel revêt toute son importance dans ces conditions.

Les besoins en logements et bâtiments vont s'accroître (3 900 à 4 600 logements/an d'ici 2030) et il est essentiel que les bâtiments neufs soient construits avec des prescriptions de performance énergétique. La réglementation thermique en vigueur en Guyane est la RTAA DOM (réglementation thermique acoustique aération) non applicable au secteur tertiaire. Pour être effectivement appliquée, la réglementation doit tenir compte des usages et pratiques. Elle ne doit pas conduire à des surcoûts trop importants qui réduiraient les marges de progrès des acteurs. C'est pourquoi un chantier de refonte de la RTAA DOM a été mené en partenariat avec la DHUP et le CEREMA pour prendre en compte les spécificités de la région. Parmi les évolutions réglementaires attendues en Guyane courant 2016, il est à noter l'obligation d'installation de chauffe-eau solaires déjà appliquée dans les autres DOM (Martinique, Guadeloupe, Réunion). Ces évolutions permettront d'accentuer le ralentissement de l'évolution de la consommation d'électricité. L'évaluation du surcoût évoqué doit être caractérisée en Guyane.

Compte tenu des besoins en construction dans le secteur du bâtiment, les réflexions et travaux engagés en faveur de la mise en place d'une filière sur les éco-matériaux devront se poursuivre sur le territoire. Par ailleurs, les formations RGE (« Reconnu garant de l'environnement ») à destination des professionnels doivent être développées pour répondre à l'obligation d'éco-conditionnalité des aides.

Le plan logement précité contribuera à renforcer la démarche d'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment.

Les mécanismes de financement de la MDE s'appuient essentiellement sur le dispositif de certificat d'économies d'énergie (CEE) mis en place par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, et également sur des aides commerciales adossées à la CSPE évitée. Les CEE sont attribués aux particuliers, entreprises, collectivités qui réalisent des travaux d'économie d'énergie (installation de climatiseurs plus performants, réalisation d'isolation pour les murs ou la toiture, achat de chauffe-eau solaires...). Ils sont « rachetés » par les fournisseurs d'énergie (appelés « les obligés ») sous forme d'offre de service ou de primes. Depuis avril 2014, ce dispositif a été renommé dans les DOM sous le label « Agir plus ».

Toutefois, les mécanismes de financement de la MDE restent encore insuffisants et il est à noter quelques difficultés dans leur déploiement :

- certains dispositifs, tels que la prime d'aide à la rénovation énergétique, ne sont pas déployés dans les DOM ;
- le réseau bancaire en Guyane n'est pas mobilisé pour distribuer l'éco-prêt à taux zéro. Un seul établissement de crédit propose cette avance alors qu'elle est nécessaire pour inciter et compenser la faible capacité de financement des ménages ;
- les aides de l'ANAH et les crédits de la Ligne budgétaire unique (LBU) sont prioritairement consacrés aux travaux de lutte contre l'insalubrité et la sécurité des logements.

2.2.5 La mobilité durable

Pour ce qui est de la mobilité durable, comme il a été évoqué, le secteur du transport est le premier poste consommateur d'énergie finale. Les difficultés de circulation en Guyane et en particulier autour de Cayenne, Matoury et Rémire-Montjoly, handicapent le développement des activités économiques et la mobilité des personnes. En effet, conséquence du dynamisme démographique du territoire, une forte hausse de la mobilité est attendue : +70% à +100% de flux de voyageurs sur la bande littorale en 2025 par rapport à la situation actuelle et +70% à 80% (en tonnage) de flux de marchandises.

La mise en place d'infrastructures structurantes majeure sur le plan des transports en commun en Guyane apparaît donc nécessaire. (fluidification, réduction des vitesses...)

A cet effet, le projet de développement des transports en commun en site propre (TCSP) porté par la CACL, lauréat de l'appel à projets " Transports collectifs et mobilité durable", devrait contribuer à diminuer la part du transport dans le bilan d'énergie finale. Le projet consiste en la création de deux lignes de bus à haut niveau de service (BHNS) allant de l'hypercentre de Cayenne (place des Palmistes) au rond-point des Maringouins au sud (ligne A) et à Mont Lucas à l'est (ligne B) afin de soulager le trafic des points clés du réseau routier. Ce projet de TCSP devrait permettre une économie en énergie finale de 13 GWh/an et un évitement d'émission de 3 359 tCO₂eq/an.

2.3 Scénarios d'évolution de la demande d'énergie : MDE référence, MDE volontariste et prise en compte des projets miniers

Le développement de l'activité (principalement dans les services), la démographie, la croissance du nombre de ménages et l'évolution des modes de vie (taux d'équipement des ménages et baisse du nombre de personnes par foyer) contribuent à l'augmentation de la demande d'électricité. Les perspectives de développement des filières pétrolière, spatiale et aurifère y contribueront également. Toutefois, il est à noter que le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'EDF (BPEOD) de juillet 2015 ne prend pas en compte ces perspectives de développement.

Dans ce bilan prévisionnel, EDF évoque plusieurs scénarios en matière de consommation totale et de puissance maximale dont les deux scénarios suivants :

- **un scénario de référence (appelé scénario « référence MDE »)** qui intègre les hypothèses les plus probables de croissance démographique et économique, ainsi que poursuite des actions de maîtrise de l'énergie engagées depuis plusieurs années sur le territoire ;

Scénario référence MDE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Energie annuelle moyenne (GWh)	879	911	939	969	1 000	1 026	1 158	1 280
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	3,2%						2,4%	2,0%
Pointe annuelle moyenne (MW)	130	135	139	144	149	154	175	197
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	3,4%						2,6%	2,3%

Figure 24 : Scénario de référence du BPEOD 2015

- **un scénario « MDE renforcée »** qui reprend le contexte macro-économique du scénario référence MDE mais avec une accélération de la maîtrise de la demande d'électricité liée à des actions volontaristes et économiquement responsables.

Scénario MDE renforcée	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Energie annuelle moyenne (GWh)	879	906	928	952	976	995	1 078	1 142
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	2,5%						1,6%	1,1%
Pointe annuelle moyenne (MW)	130	134	138	142	146	150	165	180
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	2,9%						1,9%	1,8%

Figure 25 : Scénario « MDE renforcée » du BPEOD 2015

Il est décidé de retenir pour la présente PPE le scénario de référence MDE d'EDF pour définir les moyens de production à puissance garantie nécessaires et les besoins d'investissement associés.

Il est important de préciser que le fait de retenir les prévisions du « Scénario Référence MDE » du bilan prévisionnel ne signifie pas pour autant que tout ne doit pas être fait pour conduire des actions en matière d'efficacité énergétique allant au-delà des hypothèses prévues par ce scénario.

Aussi, les actions préconisées pour le renforcement des mesures d'efficacité énergétique visent-elles à atteindre les objectifs du scénario MDE volontariste du PRERURE.

Les projections de consommation selon les scénarios du bilan prévisionnel et du PRERURE conduisent aux résultats suivants :

Scénarios de consommation de la demande d'électricité	2015-2018	2015-2023	2015-2030
Référence MDE (BPEOD 2015)	969 GWh	1 120 GWh	1 280 GWh
MDE Volontariste (PRERURE)	909 GWh	969 GWh	1 061 GWh

Figure 26 : Scénarios d'évolution de la consommation d'électricité

L'évolution de la demande peut ainsi être modélisée comme suit, résultats à mettre en parallèle des hypothèses d'évolution de la population et du nombre de logement déjà évoqués plus haut au chapitre 2.2.1.

Scénarios d'évolution de la demande d'électricité (hors projets miniers)	2015-2018	2015-2023	2015-2030
Référence MDE (BPEOD 2015)	+106 GWh (+12,3%)	+257 GWh (+29,8%)	+417 GWh (+48,3%)
MDE Volontariste (PRERURE)	+46 GWh (+5,3%)	+106 GWh (+12%)	+198 GWh (+23%)

Figure 27 : Hypothèses de croissance de la demande d'électricité

Il est important de préciser que le scénario MDE de référence ne prend pas en compte d'éventuels développements très structurant en matière de demande énergétique. En particulier, la filière minière pourrait changer sensiblement la donne, avec des projets très consommateurs d'énergie, envisageables d'ici la fin de la décennie.

Il est important de préciser que le scénario MDE de référence ne prend pas en compte d'éventuels développements très structurant en matière de demande énergétique. En particulier, la filière minière pourrait changer sensiblement la donne, avec des projets très consommateurs d'énergie, envisageables d'ici la fin de la décennie.

Le projet le plus avancé est le projet COLUMBUS GOLD - NORDGOLD, localisé sur le site de Paul Isnard dans le nord-ouest de la Guyane. A lui-seul, **sous-réserve de réunir les conditions optimales (environnementales, sociales et économiques, en particulier du point de vue de l'impact induit sur les charges de service public de l'électricité) à son éventuel raccordement** au réseau de transport d'électricité, il pourrait ainsi nécessiter entre 20 et 40 MW de production électrique continue supplémentaire (soit entre 160 et 320 GWh, ce qui représenterait, dans ce dernier cas, près de 36% de la consommation actuelle de la

Guyane. D'autres projets sont également annoncés tels que le projet NEWMONT, situé lui aussi à l'ouest, et qui pourrait également nécessiter 20 MW de puissance électrique, ou le projet HARMONY, situé sur les montagnes de Kaw, qui lui pourrait nécessiter de l'ordre de 10 MW de puissance électrique (80 GWh). Les projets NEWMONT et HARMONY, à leur niveau de développement actuel, ne sont pas encore certains (recherches insuffisamment avancées pour confirmer le potentiel par exemple).

Le tableau ci-dessous présente l'impact de la prise en compte estimée des projets miniers dans les scénarios du bilan prévisionnel et du PRERURE.

Scénarios d'évolution de la demande (projets miniers inclus)	2015-2018	2015-2023	2015-2023
		Fourchette basse	Fourchette haute
Référence MDE	+106 GWh (12,3%)	+500 GWh (58%)	+660 GWh (76%)
MDE Volontariste	+46 GWh (5,3%)	+346 GWh (40%)	+506 GWh (59%)

Figure 28 : Hypothèses de croissance de la demande d'électricité avec développement minier

2.4 Objectifs de renforcement des mesures d'efficacité énergétique

2.4.1 Objectifs de baisse de la consommation d'électricité

L'objectif en matière MDE sur la période 2015-2023 est de réduire la consommation totale d'électricité de 60 GWh (-7 %) en 2018 et de 151 GWh (-16%) en 2023 pour atteindre le scénario volontariste.

Les besoins structurants en matière de consommation sont pris en compte. C'est par exemple le cas du futur hôpital de Saint-Laurent, de la construction de plusieurs lycées, et de la mise en place d'infrastructures nouvelles telles que des stations d'épuration ou de pompage. Pour compenser de tels besoins supplémentaires, il est envisageable de s'inscrire dans des actions collectives fortes (dans le tertiaire et l'industrie en intégrant le système de management de l'énergie) et de tirer parti d'évolutions technologiques programmées (compteur communicant et monitoring).

Par ailleurs, un renforcement de la gouvernance de l'énergie permettra d'atteindre les objectifs du scénario volontariste de maîtrise de la hausse de la consommation, en mettant en œuvre les actions de MDE par segments de marché, avec leurs écosystèmes spécifiques. Cette approche par segment de marché est essentielle : secteur résidentiel (importance des programmes de rénovation tant dans le logement individuel que collectif, de l'application de la RTAA et de son évolution) et secteur tertiaire avec une évolution vers la mise en place d'une réglementation thermique spécifique.

2.4.2 Actions de MDE dans le secteur résidentiel collectif et individuel

- Les objectifs de réduction dans le secteur résidentiel :

Objectifs de réduction de la consommation en GWh par usage (résidentiel)	2015-2018	2015-2023	2015-2030
Climatisation	- 3 GWh	- 7 GWh	-14 GWh
Eau chaude sanitaire	- 15 GWh	- 27 GWh	- 36 GWh
Total	- 18 GWh	- 37 GWh	- 50 GWh

Pour atteindre ces objectifs, les actions suivantes visent à permettre une amélioration de l'efficacité énergétique et une baisse de la consommation d'électricité :

- La production d'eau chaude sanitaire dont 50% devront être couvertes par une production à partir d'énergie solaire dans les nouveaux logements doit être rendue obligatoire (prévue dans le cadre de la refonte de la RTAA DOM),
- la professionnalisation des acteurs qui vendent et/ou posent des matériels relatifs à l'efficacité énergétique et ce, notamment à travers la mise en place du label « Reconnu garant de l'environnement » (RGE) sur le territoire,
- le développement de partenariats en faveur de la lutte contre la précarité énergétique permettant de réduire la consommation des ménages concernés : diagnostic, eau chaude solaire, isolation, petits équipements et en généralisant le comptage énergétique et la sensibilisation,
- la sensibilisation et l'accompagnement des ménages prenant en compte la mise en place du crédit d'impôt transition écologique (CITE) et de l'éco-prêt à taux zéro.

2.4.3 Actions de MDE dans les secteurs tertiaire et industriel

- Les objectifs de réduction dans le secteur tertiaire et industriel :

Objectifs de réduction de la consommation en GWh par usage (tertiaire et industriel)	2015-2018	2015-2023	2015-2030
Climatisation	- 22 GWh	- 39 GWh	- 66 GWh
Eau chaude sanitaire	- 4 GWh	- 9 GWh	- 15 GWh
Total	- 26 GWh	- 48 GWh	- 81 GWh

Plusieurs actions sont à engager ou à poursuivre sur la durée de la PPE :

- mise en place d'une réglementation thermique spécifique au secteur tertiaire à l'horizon 2017 ;
- promotion du management de l'énergie chez les plus gros consommateurs d'électricité sur les bases de l'ISO 50 001 et du système de management de l'énergie (SME) ;
- définition d'un cadre et soutien à l'autoconsommation/autoproduction et montage de projets pilotes et exemplaires sur l'autoconsommation/autoproduction ;
- incitations à aller au-delà des diagnostics énergétiques portés par l'ADEME et la CCIG. Il est important que ces diagnostics donnent lieu à des plans d'actions concrets,

la raison principale de l'absence de mise en œuvre des préconisations avancés par les acteurs économiques étant le manque de capacités d'investissement. Une action majeure pourrait être la mise en place de mécanismes de tiers investisseur. Ce tiers-investisseur pourra s'appuyer sur la CSPE, les CEE et le FEDER ;

- montage de projets exemplaires fondés sur les principes bioclimatiques en milieu tropical humide avec mobilisation de l'expertise en amont de bureaux d'études spécialisés ;
- mise sur pied d'un programme de réhabilitation du parc tertiaire avec optimisation des bâtiments, des systèmes énergétiques avec une double mission : promouvoir la réhabilitation bioclimatique, installer les équipements techniques les plus performants gérés de manière adaptée. L'objectif est de généraliser les bonnes pratiques en matière de réhabilitation dans le tertiaire et d'améliorer les procédés dans l'industrie ;
- action sur l'éclairage public (voirie et sportif), qui constituerait 40 à 50 % de la facture des communes. Plusieurs communes ont d'ores et déjà engagé des diagnostics de leurs installations. Ces démarches seront incitées afin qu'elles ne s'arrêtent pas au niveau du diagnostic. Des économies d'énergie peuvent être générées rapidement tout en installant du comptage énergétique.

2.4.4 Actions de MDE transversales

Plusieurs actions sont à engager ou à poursuivre dans la durée de la PPE :

- les actions à destination du grand public en particulier pour sensibiliser un plus grand nombre de personnes, tout en développant des approches spécifiques selon les territoires et problématiques notamment les communes de l'intérieur. Outre les aspects techniques, il semble important également d'intégrer dans ces actions grand public les aspects relatifs aux financements et/ou aux dispositifs réglementaires. Le développement de solutions innovantes de sensibilisation, lors de la pose des compteurs communicants doit être mis en œuvre ;
- la promotion des travaux d'économies d'énergie en réhabilitation de l'habitat, notamment les travaux touchant à l'eau chaude solaire, l'isolation solaire, la protection solaire, l'éclairage performant externe, interne des logements et des dispositifs de financement existants ;
- la limitation dans les DOM de la vente d'équipements aux appareils les plus performants en s'appuyant sur l'étiquette énergie, comme cela a été fait par l'Europe sur le froid et l'éclairage, et par la Guadeloupe sur la climatisation ;
- l'accompagnement de filières locales proposant des matériaux ou matériels en faveur de l'éco-construction. Ces actions pourraient être relayées par les organisations professionnelles. C'est le cas par exemple de briques en terre crue ou cuite, d'isolants de toitures ou de tôles pré-isolées ;
- la mise en place de diagnostics de performance énergétique d'ici 2017 ;
- la montée en compétence des professionnels du bâtiment, à la fois pour accompagner les évolutions réglementaires, mais aussi pour faire évoluer les pratiques constructives, très classiques et en retard par rapport aux autres DOM, afin de trouver des facteurs d'économie rendant acceptables ces évolutions ;

- le développement d'outils d'observation et de suivi des actions et de leurs impacts, la mise en place de référentiels adaptés avec obligation de résultats et de méthodologie d'évaluation d'impact des politiques publiques et des financements afférents. A ce titre, le développement d'une meilleure visibilité sur les coûts de production et de consommation évitée et les impacts en ce qui concerne l'utilisation de la CSPE semble une nécessité ;
- le soutien financier doit également être amélioré en rendant accessible de nouveaux outils de financement. Au vu du faible niveau de revenu moyen des particuliers et la logique de rattrapage existante dans le domaine du logement social, la mise en place d'un opérateur régional d'accompagnement et de tiers-financement semble incontournable, en complémentarité avec d'autres outils de financement existants (aides ADEME, fonds européens pour le développement régional 2014-2020, crédits ANAH, etc.).

2.5 Objectif de réduction de la précarité énergétique

La réduction de la précarité énergétique est un des enjeux sociaux forts du développement de la Guyane. La précarité énergétique est notamment liée à :

- la faiblesse des revenus d'une grande partie des ménages de la Guyane, en situation de précarité globale (chômage, revenus sociaux...) ;
- l'absence de nécessité sanitaire de la climatisation comme peut l'être le chauffage en métropole, qui conduit les ménages les plus pauvres à s'en passer, mais qui constitue un enjeu social de confort thermique ;
- le manque de logements sociaux et de constructions nouvelles, conduisant à des solutions de quartiers spontanés, type bidonville ou favella, hors réseau public d'électricité, où le courant peut être soutiré de façon illicite (le taux de pertes techniques et non techniques est de 11,8% selon le bilan prévisionnel de 2015 d'EDF avec une absence de sécurité des installations électriques intérieures) ;
- l'augmentation significative du taux de foyers non électrifiés avec un doublement de leur nombre en 20 ans, traduisant un manque de moyens pour l'électrification rurale, (absence de syndicat d'électrification, mobilisation insuffisante des crédits du FACE) ;
- la faiblesse des moyens de transports en commun et leur insuffisante fiabilité, et la cherté des taxis collectifs et individuels, alors qu'à peine plus d'un foyer sur deux dispose d'une automobile, entraînant notamment une difficulté d'accès à l'emploi pour les actifs en recherche d'emploi ne possédant pas de voitures.

Les actions de MDE peuvent apporter une contribution décisive à la réduction de la précarité énergétique : accompagnement des ménages en vue de limiter leurs charges en matière énergétique ; nouvelles méthodes constructives dans le logement social : eau chaude solaire systématisée, construction bioclimatique permettant d'éviter ou de réduire les besoins en climatisation, éclairage naturel...

En matière de mobilité, le développement des transports en commun et le projet de TCSP de la CACL sont non seulement des enjeux de MDE pour le territoire mais aussi des outils de réduction de la précarité énergétique.

En parallèle à la sensibilisation et l'accompagnement des populations précaires à la MDE, la sécurité électrique devra faire l'objet d'actions spécifiques, comme cela a été fait entre 2007 à 2015 sur le fleuve Maroni.

Il sera nécessaire de caractériser l'ampleur, la nature et les causes de la précarité énergétique en Guyane d'ici 2018.

2.6 Objectifs de baisse de la consommation d'énergie primaire fossile

Les actions à engager ou à poursuivre dans le domaine du transport :

- soutenir le projet de TCSP de la CACL ;
- encourager le recours à des modes alternatifs à la voiture individuelle en améliorant l'offre de transports en communs existante et en promouvant les modes doux (marche à pied, vélos) ;
- favoriser l'élaboration de plans de déplacements urbains comme celui initié par la CACL ;
- conduire une étude pour le déploiement des infrastructures de recharge pour les véhicules électriques (condition de déploiement, faisabilité, bénéfices/coûts, impacts sur les réseaux, notamment impact de la rapidité de recharge). La promotion des véhicules électriques ne sera à encourager que dans la mesure où la recharge des batteries serait réalisée avec une énergie propre non fossile (type photovoltaïque par exemple), et où des moyens et modalités de recharge adaptés au réseau, ne mettant pas en péril sa sécurité, seraient définis (seront par exemple à étudier : les dispositifs de recharge lente pour éviter des renforcements majeurs du réseau de distribution, le pilotage de la recharge pour qu'elle ne s'effectue pas lors des heures de pointe des consommations électriques...).

Les sites isolés nécessitent une réflexion spécifique pour répondre aux besoins de mobilité durable compte-tenu de leur faible accessibilité, de leur éloignement et de leur accès limité à l'énergie.

3. Les objectifs de sécurité d’approvisionnement

Synthèse des propositions : la sécurité d’approvisionnement

Les mesures proposées sont les suivantes :

- l’évolution du seuil de déconnexion des énergies intermittentes : le seuil sera porté à 35 % en 2018 ;
- la nécessité de conduire une étude des capacités de transit du réseau de transport conditionnant des stratégies de développement spatial des énergies renouvelables ;
- la nécessité de réaliser à l’horizon 2018 une étude technico-économique sur l’extension du réseau à l’Est ;
- la nécessité de définir un critère spécifique permettant de dimensionner la sécurité d’alimentation de ces petits systèmes électriques adapté aux communes de l’intérieur.

3.1 Sécurité d’approvisionnement en carburant et autres énergies fossiles

La Guyane s’approvisionne uniquement par voie maritime dans les ports de Cayenne et de Kourou pour l’ensemble des produits pétroliers et pour une partie de l’électricité. En 2014, 36% de l’électricité consommée en Guyane est produite à partir de produits pétroliers.

La distribution de gros s’effectue auprès du Groupement Pétrolier Avitaillement Rochambeau (GPAR), des acteurs de la pêche et des autres utilisateurs. La distribution au détail est assurée par un réseau de 31 stations-service auprès des automobilistes.

3.1.1 Identification des importations énergétiques, des capacités de stockage et du circuit de distribution des carburants en Guyane

Importations :

Les produits pétroliers importés en Guyane sont recensés dans le tableau suivant :

<i>Produits</i>	<i>Importateurs</i>	<i>Lieu d’approvisionnement</i>	<i>Quantités importées en 2014 en tonnes</i>
Essence SP95	SARA*	Martinique	25 454
Essence aviation	GPAR	Martinique / Rotterdam	173
Gazole	SARA	Martinique	102 192
Carburacteur (kérosène)	SARA	Martinique	32 163

Fioul domestique	EDF	Panama – Ste Croix – Ste Eustache – Ste Lucie	33 826
Fioul lourd	EDF	Panama – Ste Eustache – Ste Lucie	31 222
Butane	SARA	Trinidad / République Dominicaine	4 429

*SARA : Société anonyme de raffinerie des Antilles

Figure 29 : produits pétroliers importés en Guyane (source DEAL)

Stockage :

- Capacités :

Les capacités de produits pétroliers en Guyane sont recensées dans le tableau suivant :

Produits	Importateurs	Mode d'approvisionnement	Lieu d'approvisionnement	Capacités de stockage (en tonnes)					Stockage total
				Dépôt SARA Cayenne	Dépôt SARA Kourou	Dépôt GPAR Matoury	Dépôt EDF Cayenne	Dépôt EDF Kourou	
Essence SP95	SARA	Maritime	Martinique (raffinerie SARA)	7 600	4 000				11 600
Essence aviation	GPAR		Rotterdam			36			36
Gazole	SARA		Martinique (raffinerie SARA)	16 000	8 000				24 000
Carburéacteur (kérosène)	SARA		Martinique (raffinerie SARA)	15 700					15 700
	GPAR		Martinique / Curaçao / Aruba / Trinidad			419			419
Fioul domestique	EDF		Panama (10%) / Ste Croix (10%) / Ste Eustache (24%) / Ste Lucie (56%)				6 483	4 967	11 450
Fioul lourd	EDF		Panama (37%) / Ste Eustache (33%) / Ste Lucie (30%)				17 204		17 204
Butane	SARA		République Dominicaine (20%) / Trinidad (80%)	2 000					2 000

SARA : Société anonyme de raffinerie des Antilles

GPAR : Groupement Pétrolier Avitaillement Rochambeau

Figure 30 : capacités de stockage de produits pétroliers en Guyane (source DEAL)

- Stocks stratégiques :

L'autonomie du territoire, en cas de problème d'approvisionnement extérieur, tient exclusivement à la quantité de produit disponible sur place (stockée dans les dépôts de la SARA, de GPAR et d'EDF). La quantité de produits est limitée par les capacités maximales de stockage, qui sont indiquées dans le tableau suivant.

L'évolution des stocks constitués dépend de la gestion des dépôts, notamment du rythme d'approvisionnement.

L'arrêté du 13 décembre 1993 relatif à la constitution des stocks stratégiques pétroliers dans les départements d'outre-mer fixe les règles de sécurité d'approvisionnement et notamment prévoit la constitution de stocks stratégiques d'hydrocarbures. La Guyane sera considérée à partir de 2016 comme faisant partir d'un territoire logistique unique avec la Martinique et la Guadeloupe, c'est-à-dire que le calcul des obligations tout comme les stocks de produits disponibles seront mutualisés. La direction de l'énergie a réalisé une étude pour réformer le mode de calcul des obligations de stock stratégique. Cette étude calcule les niveaux de stocks nécessaires pour pallier à des ruptures d'approvisionnement locales conduisant à des déficits d'offre de produits pétroliers.

Pour obtenir ces niveaux, une marge d'erreur de 20% a été ajoutée au déficit d'offre, afin de prendre en compte la volatilité de la situation logistique de chaque département ainsi que des aléas imprévisibles. Retenir comme en 1993 une valeur unique pour tous les produits et tous les départements est aujourd'hui hors de portée tant du point de vue économique que logistique. L'étude réalisée conduit ainsi aux besoins suivants pour la zone Antilles-Guyane, exprimés en jours par catégorie : 47 pour l'essence, 40 pour le gazole, 26 pour le carburéacteur, 38 pour le fioul lourd et 48 pour le butane. Ces stocks devront être conservés dans les dépôts de la zone avec un minimum de 25 jours de produits finis dans chaque département y compris la Guyane.

Le tableau suivant présente les obligations de stockage stratégique par catégorie calculées à partir des mises à la consommation de l'année antérieure :

Produits	Obligation	
	1 ^e sem. 2014	2 ^e sem. 2014
Cat 1 : Essence	4959	4696
Cat 2 : Gazole – fioul domestique	21824	21151
Cat 3 : Carburéacteur	6519	6217
Cat 4 : Fioul lourds	8548	9392
Cat 5 : Butane	860	877

Figure 31 : détail de l'obligation de stockage stratégique par catégorie en Guyane (source DEAL)

Le niveau de stockage actuel ne permet pas de constituer une réserve stratégique satisfaisante comme le montre le tableau suivant pour l'année 2014 toutes catégories confondues :

	janvier	février	mars	avril	Mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre
Stocks	22 288	25 792	22 354	19 483	15 893	14 329	24 454	21 037	26 402	26 852	25 225	0
obligation	42 710	42 710	42 710	42 710	42 710	42 710	42 333	42 333	42 333	42 333	42 333	42 333
Var. 2014/2013	-47,82%	-39,61%	-47,66%	-54,38%	-62,79%	-66,45%	-42,23%	-50,31%	-37,63%	-36,57%	-40,41%	-100,00%

Figure 32 : déclaration de stocks stratégiques (source DEAL)

De nouvelles capacités de stockage sont nécessaires. Cependant, l'installation de nouvelles capacités reste très coûteuse. L'inscription d'un niveau de stock à minima de 25 jours de produits finis devrait correspondre au niveau de stockage actuel en Guyane. Le stockage complémentaire pourrait être constitué en Martinique ou en Guadeloupe.

Distribution :

Le département compte 31 stations réparties sur les communes de Cayenne (11), Matoury (3), Rémire-Montjoly (5), Kourou (5), (Mana (1), Macouria (1), Roura (1), Saint-Laurent-du-Maroni (2), Sinnamary (1) et Saint-Georges (1).

3.1.2 Définition des enjeux et des contraintes pour les carburants, ainsi que des éventuels critères de sécurité d'approvisionnement

Enjeux	Contraintes	Observations
Sécurisation du mode d'approvisionnement (exclusivement maritime)	Rupture dans l'acheminement	<p>L'approvisionnement en carburants à partir de navires est soumis à des aléas (conditions de mer, pannes, grève, ...) susceptibles de générer des situations de crises. Le stock stratégique permettrait de pallier toute rupture ou pénurie d'où l'importance du respect de son niveau.</p> <p>Le transport des biens et personnes sera le premier secteur impacté par toute pénurie majeure :</p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Le transport routier de personnes et de marchandises</i> <p>Le transport routier est le premier moyen de transport en Guyane. Plus de la moitié des ménages dispose d'un moyen de locomotion. La bande littorale, principalement la RN1 et la RN2, reliant Saint-Laurent du Maroni à Saint-Georges de l'Oyapock est principalement concernée, ainsi que les déplacements sur l'île de Cayenne.</p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Le transport fluvial</i> <p>Il concerne les communes au bord des fleuves Oyapock et Maroni dont le transport se fait par pirogues. Le transport scolaire dans ses sites isolés est également concerné. La distribution en carburant peut se faire hors cadre réglementaire et environnemental dans des sites éloignés et difficilement accessibles.</p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Le transport aérien</i> <p>Ce type de transport dessert comme le fluvial les communes du sud de la Guyane. Certains sites ne sont accessibles que par voie aérienne ou fluviale.</p> <p>L'activité économique du département se retrouverait paralysée si l'approvisionnement en carburant rencontrait des difficultés majeures.</p>
	Envasement des ports	<p>Les ports de Guyane sont très envasés et ne permettent pas l'accès à de gros bateaux. Ce sont les navires à faible tirant d'eau qui peuvent y accoster. La venue de bateaux de plus grandes capacités, qui permettrait un approvisionnement plus conséquent, est conditionnée par le développement des infrastructures portuaires.</p> <p>Le projet de plate-forme offshore multi-usages (POMU) porté par le Grand Port Maritime de Guyane, contribuera à la sécurité d'approvisionnement.</p>
Capacités de stockage des hydrocarbures	Capacité de stockage limitée	<p>Le niveau de stockage actuel ne permet pas de constituer une réserve stratégique satisfaisante. Une augmentation des capacités de stockage renforcerait la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, l'inscription d'un niveau de stock à minima obligatoire de 25 jours devrait correspondre au niveau de stockage actuel en Guyane.</p>
Diversifier les sources d'approvisionnement	Exploration des gisements au large de la Guyane	<p>Des permis exclusifs de recherches de mines d'hydrocarbures sont en cours d'instruction.</p>

Respect des normes européennes par les pays voisins	<p>L’approvisionnement auprès du Surinam est une perspective souhaitée par la Région Guyane. Le Président de Région a réaffirmé sa volonté de mettre en place une filière d’approvisionnement en carburants depuis le Surinam, afin d’obtenir une baisse significative des prix à la pompe.</p> <p>Les normes européennes ont évolué courant septembre 2014 et sont passées à Euro 6. Or le Suriname s'est mise aux normes Euro 5. Une situation qui impliquera pour la Guyane d’obtenir une dérogation aux normes environnementales en vigueur pour pouvoir importer les carburants de son voisin surinamais.</p>
Approvisionnement en combustibles (électricité)	<p>Sécurisation de l’acheminement de * Approvisionnement des communes du littoral</p> <p>Les combustibles sont achetés directement par EDF. C'est la SARA qui met à disposition d'EDF ses pipelines pour assurer le transfert du produit du bateau aux cuves d'EDF.</p> <p>* Approvisionnement des communes de l'intérieur</p> <p>L’acheminement se fait par voie routière puis fluviale sur des pirogues. Un arrêté du 12 août 2014 régleme le transport des matières dangereuses sur les fleuves de Guyane et prévoit des dispositions spécifiques.</p> <p>La sécurité d'approvisionnement y est difficile lors des périodes d'étiage où le niveau de l'eau baisse et où la traversée des sauts n'est pas facilitée. Il conviendrait donc de mettre en place une vraie organisation de l'approvisionnement de façon à éviter une trop grande fréquence de transport pendant la période sèche. Des travaux d’aménagement des sauts sont engagés pour faciliter le transport fluvial.</p>

Figure 33 : Tableau de synthèse des enjeux, contraintes et critères de sécurité d’approvisionnement en carburants (source : DEAL)

3.2 Sécurité d’approvisionnement en électricité

La faible taille des systèmes électriques conjuguée à la non interconnexion des réseaux, induit une plus grande fragilité que celle des réseaux interconnectés et nécessite une approche spécifique.

3.2.1 Définition des enjeux

Il est à noter que dans un système isolé, les coupures peuvent résulter de causes diverses, parfois multiples, au niveau de la production, du transport ou de la distribution.

Le parc de production doit permettre d’alimenter l’ensemble des clients au moment du pic de consommation, même en cas d’indisponibilité de certains moyens de production.

La pointe du soir principalement liée à la consommation des clients résidentiels est généralement plus élevée que celle de midi plutôt liée à la consommation des entreprises.

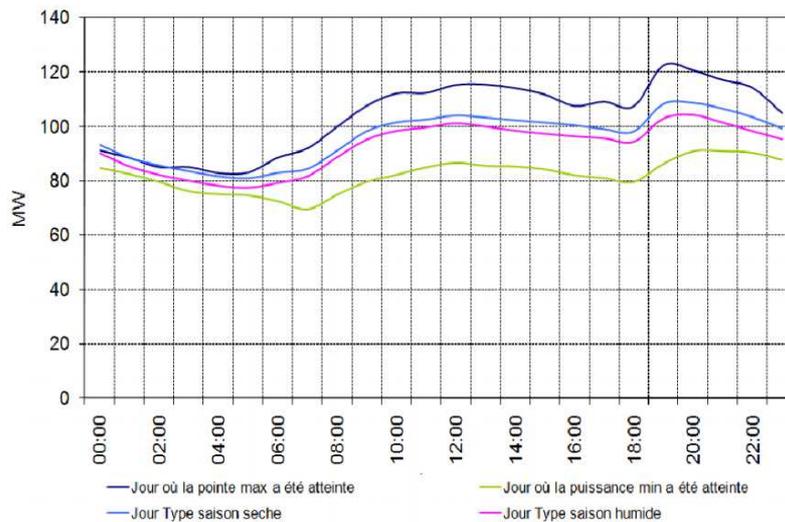


Figure 34 : Structure de la demande, jours extrêmes et jours typiques (source : EDF)

3.2.1.1 Réseau du littoral

La sécurité de l’approvisionnement en électricité est classiquement caractérisée par le seuil de défaillance. Jusqu’à présent, la valeur de ce seuil retenue dans les bilans prévisionnels est une **durée moyenne de défaillance annuelle maximale de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l’offre et la demande d’électricité**. Ce critère est identique à celui utilisé par Réseau de transport d’électricité (RTE). Ces bilans prévisionnels pluriannuels sont élaborés par le gestionnaire du système électrique. A partir d’hypothèses de consommation construites par ENERDATA, celui-ci établit, grâce à la construction de scénarii probabilistes, les besoins en production garantie permettant de ne pas dépasser la durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures.

Ce critère est conservé pour l’élaboration de la présente PPE.

Au-delà du seuil de défaillance, la sécurité d’approvisionnement doit aussi être regardée sous l’angle de la sûreté du système électrique.

Le système électrique est l’ensemble composé du réseau électrique et de ses utilisateurs, producteurs et consommateurs. La sûreté du système électrique doit permettre l’alimentation de l’ensemble des consommateurs, à tout moment, avec une qualité de fourniture satisfaisante, dans le respect de la sécurité des personnes et des biens.

La maîtrise de la sûreté de fonctionnement du système électrique, qui est la principale responsabilité du gestionnaire de système électrique, se définit, en maîtrisant les coûts associés, comme l’aptitude à :

- garantir le fonctionnement normal du système électrique ;
- limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences de ces incidents lorsqu’ils se produisent.

En Guyane, elle nécessite de prendre en compte les points suivants :

- le faible maillage du réseau de transport en HTB, notamment l'alimentation de l'ouest du territoire ;
- la disponibilité et la spatialisation des moyens de production ;
- l'existence toujours possible d'un « aléa hydraulique », susceptible de faire fortement varier la contribution à l'équilibre offre-demande de l'ouvrage hydroélectrique de Petit Saut entre les années de sécheresse et les années de forte hydraulité ;
- enfin la perspective d'un taux de pénétration croissant des énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique du territoire.

Dans ce cadre, les « services système »⁷ ont pour but d'assurer le maintien de la fréquence, de la tension et, de façon plus globale, la stabilité du réseau électrique. L'ensemble des utilisateurs raccordés à ce réseau sont bénéficiaires de ces services qui permettent non seulement le bon fonctionnement de leurs matériels électriques et de leurs processus de consommation ou de production mais aussi le maintien de conditions d'exploitation sûres du réseau électrique. De fortes instabilités sur la fréquence ou la tension peuvent en effet entraîner des incidents de grande ampleur, type « black out », privant d'électricité les utilisateurs du réseau pendant des durées de plusieurs heures. Les services système sont fournis par les moyens de production au travers de la capacité à contribuer au réglage de la fréquence (réserve primaire, réserve secondaire et tertiaire) et au réglage de la tension (régulation primaire et secondaire de tension), mais également au travers d'autres capacités qui contribuent à la sûreté du système électrique (s'iloter pendant *a minima* une heure, démarrer en mode autonome, réaliser un renvoi de tension et une reprise de charge...).

Ces services système sont actuellement assurés par les moyens de production thermique (Dégrad-des-Cannes et turbines à combustion) et hydraulique (Petit Saut). Les moyens de production thermiques disposent d'une réserve primaire importante et rapidement libérable même quand ils sont au minimum technique.

Cette réserve primaire peut être libérée en quelques dixièmes de secondes par la production thermique et quelques dizaines de secondes pour la production hydraulique de Petit Saut.

La capacité des moyens de production à fournir et garantir ces services système, dans un contexte où la part des énergies intermittentes devrait croître, est un enjeu important de la PPE.

3.2.1.2 Communes de l'intérieur

Compte tenu de la petite taille des systèmes électriques des communes de l'intérieur, de l'absence, sauf dans le cas de Saint-Georges de l'Oyapock, de redondance des moyens de production et de l'absence de bouclage par le réseau, le critère basé sur le seuil de défaillance de trois heures est inadapté à la caractérisation de la sécurisation de leur approvisionnement.

Un critère spécifique permettant de dimensionner la sécurité d'alimentation de ces petits systèmes électriques adapté à ce contexte sera élaboré par le gestionnaire de réseau conjointement avec les autorités et les parties prenantes.

⁷ Les services système rémunérés regroupent deux catégories de services :

- les services système fréquence/puissance qui intègrent les réglages primaire et secondaire de la fréquence
- les services système tension qui regroupent les réglages primaire et secondaire de la tension, ainsi que le traitement spécifique de la compensation synchrone. (définition RTE)

Au-delà des exigences de sécurisation évoquées ci-dessus, il est à noter que dans certaines communes de l'intérieur, les contraintes d'acheminement tant du combustible que des équipes en charge des interventions sur les moyens de production et de distribution impactent de façon significative la sécurité d'approvisionnement en électricité. Seul le développement de moyens de production et de distribution décentralisés, en réduisant autant que possible la consommation d'hydrocarbures, permettra de réduire le niveau d'exposition au risque d'approvisionnement par voie fluviale ou aérienne, ainsi que leurs coûts, et les enjeux associés de sécurité des biens et des personnes.

3.2.2 Contraintes

Cinq contraintes peuvent être identifiées :

- **Contrainte 1 : la spatialisation des moyens de production et de la consommation**

On distingue trois zones de consommation électrique sur la bande littorale de Guyane : l'une autour de l'Île de Cayenne, l'autre autour de Kourou, la troisième autour des deux principales agglomérations de l'ouest, Mana et St Laurent du Maroni.

La répartition spatiale est illustrée comme suit.

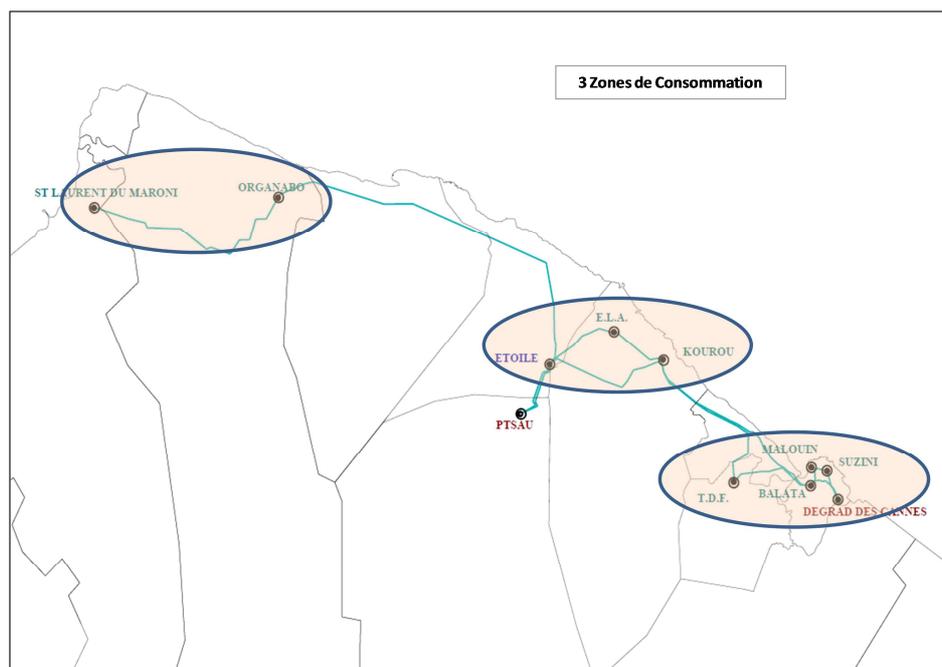


Figure 35 : Localisation des zones de consommation en Guyane (source : EDF)

Les études du réseau de transport réalisées par le gestionnaire du système électrique indiquent que pour assurer l'alimentation des trois zones de consommation dans les conditions de sûreté optimales du système électrique, deux conditions doivent être réunies à l'horizon de la PPE :

- la zone de l'île de Cayenne, principale zone de consommation de la Guyane, nécessite la présence de puissance garantie (base et pointe confondues) ;
- la zone de Saint-Laurent-du-Maroni, en forte croissance démographique, nécessite la sécurisation de son alimentation. Le renforcement de la ligne de transport entre Kourou et Saint-Laurent-du-Maroni ne permettra pas de répondre, seul, à cette problématique du fait des contraintes techniques importantes qui seront générées sur le

réseau à cet horizon, par l'augmentation de la demande (maintien de la tension sur la ligne). Il est ainsi nécessaire, à horizon 2025, de disposer d'une puissance garantie dans l'ouest, pour répondre aux nouveaux besoins (hors besoin lié au développement des activités minières dans l'ouest).

Il est à noter que la zone de Kourou ne rencontre pas de contrainte particulière notamment en raison de la présence d'une capacité de production garantie constituée par l'usine hydroélectrique de Petit-Saut et par la turbine de combustion de Kourou.

Une étude de faisabilité technique et économique d'extension vers l'est guyanais du réseau de transport HTB devra être menée à l'horizon 2018.

- **Contrainte 2 : la variabilité des apports hydrauliques**

La pluviométrie en Guyane est très contrastée selon les années. Le graphique ci-dessous illustre la production annuelle enregistrée sur le barrage de Petit Saut depuis sa mise en service :

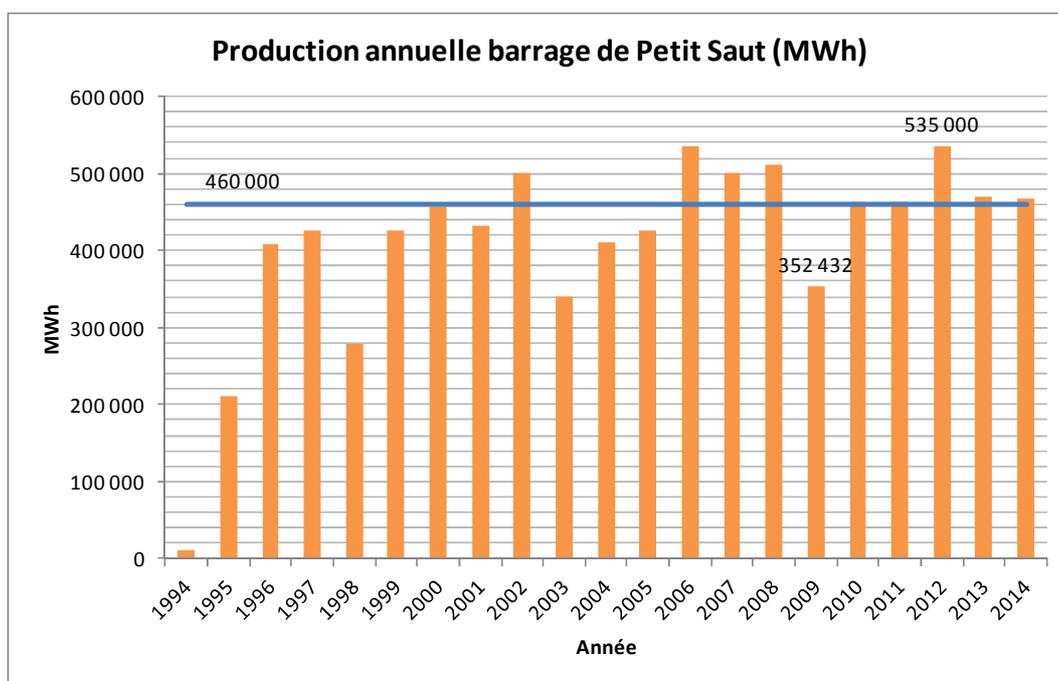


Figure 36 : Production annuelle du barrage de Petit-Saut (source : EDF)

Ce graphique illustre les conséquences de la variabilité de l'hydraulicité se traduisant par une production hydroélectrique très dépendante de cet aléa météorologique. Ainsi, si le productible moyen estimé du barrage de Petit Saut est de 460 GWh, on observe :

- en 2009, une production de 352 GWh (-108 GWh par rapport à la moyenne, soit -23%) ;
- en 2012, une production de 535 GWh (+75 GWh par rapport à la moyenne, soit +16%).

Dans le système électrique guyanais, où le barrage de Petit Saut a un rôle prédominant, la capacité à compenser ses fluctuations annuelles de production est un facteur clé de sécurisation. Cette sécurisation est actuellement assurée par les moyens de production thermique (centrale thermique de Dégrad-des-Cannes et les turbines à combustion).

Les deux graphiques ci-dessous illustrent l'impact de l'aléa hydraulique. La sécheresse de l'année 2009 a conduit à un recours massif aux turbines à combustion (TAC) pour compenser la production hydraulique très faible. Ainsi, sur tout le second semestre 2009, l'équilibre offre-demande a reposé à près de deux tiers sur les moyens thermiques. En revanche en 2012, un tel niveau de contribution du parc thermique à l'équilibre offre-demande n'a été nécessaire qu'au cours du dernier trimestre de l'année.

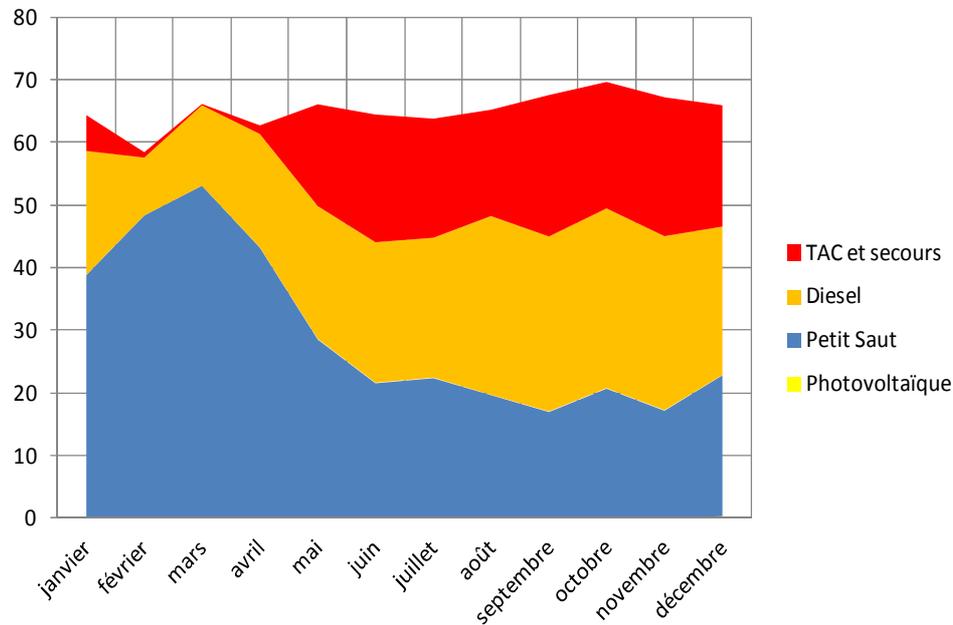


Figure 37 : Mix énergétique en 2009 au pas de temps mensuel en GWh/mois (Source : EDF / Bilan Prévisionnel Juillet 2015))

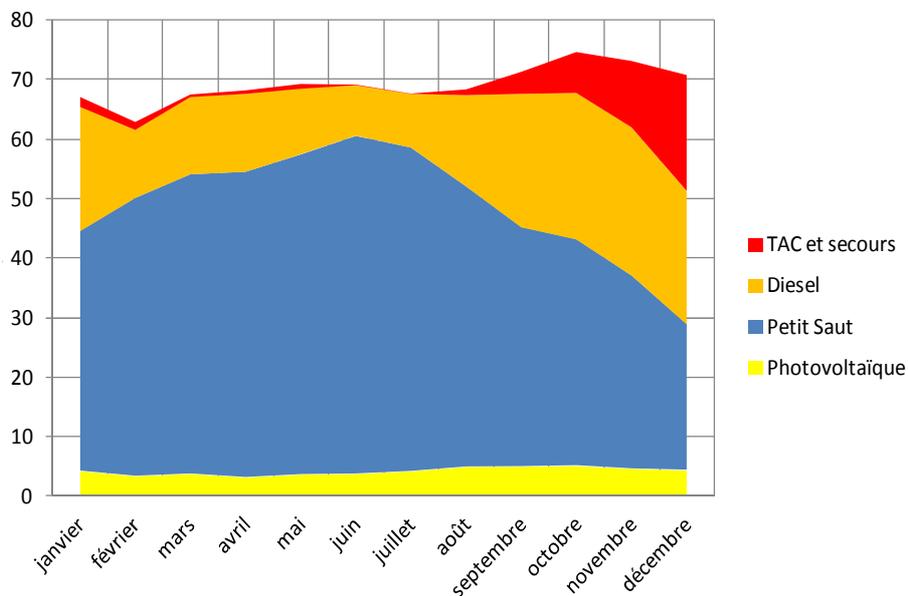


Figure 38 : Mix énergétique en 2012 au pas de temps mensuel en GWh par mois (Source : EDF / Bilan Prévisionnel Juillet 2015)

Pour l'avenir, dans une vision globale de la sécurisation en approvisionnement de l'électricité de la Guyane, la capacité à faire face à la variabilité de Petit Saut mais également de la petite hydraulique, renforce la nécessité de disposer de moyens de production à puissance garantie

importants. La mise à l'arrêt de la centrale de DDC à l'horizon 2020-2023 doit ainsi impérativement être compensée par la mise en service de nouveaux moyens à puissance garantie de base.

- ***Contrainte 3 : la situation des moyens thermiques classiques de la centrale de Dégrad-des-Cannes***

La centrale thermique de Dégrad-des-Cannes équipée de neuf moteurs diesels, semi-rapides, a été mise en service en 1982. Dans le cadre de l'arrêté du 26 août 2013, compte tenu de sa date d'autorisation de mise en exploitation, antérieure au 6 janvier 2011, la centrale de DDC bénéficie jusqu'au 31 décembre 2019 du maintien des normes fixées à l'époque en matière de valeurs limites d'émission. Entre le 1^{er} janvier 2020 et le 31 décembre 2023, elle pourra bénéficier du maintien de ces dispositions pour 18 000 heures au maximum, compte tenu de la dérogation accordée à EDF. Passé cette date, l'installation devra être **mise définitivement à l'arrêt**.

Le programme pluriannuel des investissements (PPI) de 2009 soulignait que le renouvellement de la centrale de Dégrad-des-Cannes était indispensable pour assurer l'équilibre offre-demande électrique en Guyane à court et moyen terme.

Au regard des enjeux de sécurisation de l'approvisionnement en électricité de la Guyane, précisés dans les paragraphes précédents, le renouvellement des moyens de production en base, sur l'île de Cayenne, doit être mis en œuvre à l'horizon 2020, et au plus tard avant la fin 2023.

- ***Contrainte 4 : l'évolution du seuil de déconnexion des énergies intermittentes***

Le développement des EnR intermittentes peut poser une contrainte supplémentaire pour assurer la sûreté du système électrique guyanais. En effet, une augmentation de la part de production photovoltaïque ou éolienne dans la production totale peut conduire à diminuer l'inertie du système électrique et donc sa stabilité. En outre, son caractère intermittent conduit à augmenter la réserve primaire.

Le seuil de déconnexion des EnR intermittentes injectées dans le réseau est actuellement de 30 %. Le gestionnaire du système électrique mène des réflexions pour augmenter l'inertie du système *via* de nouvelles solutions, et identifier les conditions techniques mais également économiques à réunir afin d'augmenter progressivement ce seuil. L'objectif envisagé dans le cadre de la PPE est d'augmenter le taux de pénétration des EnR intermittentes à 35% en 2018. Dans cette perspective, il est nécessaire de prendre en compte l'impact du développement potentiel de l'autoconsommation.

Dans le cadre de la PPE, le gestionnaire du système électrique réalisera d'ici fin 2017 au plus tard les études système nécessaires pour définir les solutions les moins coûteuses pour la collectivité dans l'objectif d'améliorer le seuil de déconnexion. Ces études porteront sur les axes suivants :

- amélioration des prévisions de production des ENR intermittentes ;
- développement d'infrastructures de stockage centralisées ou diffuses ;

- développement des smart grids⁸ ;
 - pilotage de la demande ;
 - règles dynamiques de définition du seuil et d'adaptation des services système ;
 - règles techniques de déconnexion des moyens de production photovoltaïques ;
 - fourniture de services système par les EnR stables.
- ***Contrainte 5 : la nécessité de s'assurer d'une contribution suffisante des futurs moyens de production d'électricité aux « services systèmes » qui sont essentiels à la sûreté du système électrique.***

La sécurité d'approvisionnement consiste pour le gestionnaire de réseau à réaliser à chaque instant l'équilibre entre la puissance appelée (la consommation) et la puissance fournie (la production). Afin d'assurer en permanence la sûreté du système électrique, ce dernier doit pouvoir compter sur un certain nombre de « services système » qui sont délivrés par tout ou partie des moyens du parc de production.

L'un des « services système » les plus fondamentaux s'appelle la « régulation primaire fréquence/puissance active ». Dans le cas d'un déclenchement⁹ d'un moyen de production, la consommation devient instantanément supérieure à la production et la fréquence du système électrique chute brusquement. Afin d'éviter une rupture partielle ou totale de l'alimentation électrique, une régulation par l'ensemble des autres moyens de production est nécessaire afin qu'ils puissent augmenter instantanément leur puissance et ainsi compenser la perte du groupe qui a déclenché. Il est impératif que cette réaction des moyens de production soit suffisamment rapide pour éviter d'aller jusqu'à la coupure de la clientèle.

La production thermique a pour caractéristique un temps de réponse rapide de par la faible inertie des mécanismes d'admission d'énergie primaire, ce qui confère à Dégrad-des-Cannes et aux turbines à combustion un rôle essentiel dans la sûreté du système électrique. La production hydraulique présente quant à elle des temps de réponse supérieurs. Enfin, les autres moyens du parc de production guyanais (biomasse, fil de l'eau, photovoltaïque) ne contribuent pas à ce « service système » fondamental car leur délai de mobilisation est aujourd'hui trop important.

D'autres « services système » sont tout aussi nécessaires pour la sûreté : régulation tension/puissance réactive, capacité à s'iloter pendant une heure, à démarrer en mode autonome, à réaliser un renvoi de tension, une reprise de charge, à fonctionner en réseau séparé, etc.

Il est donc fondamental que les moyens de production d'électricité prévus dans le cadre de la PPE soient en capacité de délivrer un niveau suffisant de « régulation primaire fréquence/puissance active » mais également d'autres « services système » sous peine de fragiliser la sûreté du système électrique. Les différentes filières de production d'électricité

⁸ L'intégration des nouvelles technologies de l'information et de la communication aux réseaux (smart grids) rendra communicants les réseaux électriques et permettra de prendre en compte les actions des acteurs du système électrique, tout en assurant une livraison d'électricité plus efficace, économiquement viable et sûre (définition CRE).

⁹ Réactions du système électrique face aux différents aléas dont il est l'objet (courts-circuits, évolution imprévue de la consommation, indisponibilités fortuites d'ouvrages de production ou de transport, ...) pouvant conduire à une coupure de l'alimentation électrique généralisée ou touchant de vastes zones.

n'offrant par construction pas les mêmes caractéristiques de ce point de vue, il est essentiel que le mix électrique permette de satisfaire en permanence ces critères de sûreté.

4. L'offre d'énergie (hors communes de l'intérieur)

Synthèse des objectifs de développement de l'offre d'énergie (hors communes de l'intérieur)

Les objectifs de développement des énergies renouvelables sont :

- biomasse énergie : +15 MW en 2018 et +25 MW en 2023
- hydraulique au fil de l'eau : +4,5 MW en 2018 et +12 MW en 2023
- incinération des déchets : +8 MW en 2023
- photovoltaïque sans stockage : +3 MW en 2018 et +5 MW en 2023
- photovoltaïque avec stockage : +15 MW en 2018 et +10 MW en 2023
- éolien avec stockage : +10 MW en 2018 et +10 MW en 2023

Compte tenu de l'augmentation régulière de la demande et de l'arrêt programmé de la centrale de Dégrad-des-Cannes, les actions à engager pour assurer la sécurité et la sûreté du système électrique sont :

- le remplacement des capacités installées de la centrale thermique de Dégrad-des-Cannes par des capacités de production d'*a minima* 120 MW (base et pointe) à l'horizon de déclassement de la centrale actuelle. Cette valeur est issue de l'étude de défaillance (cf. supra 3.2.1.1) réalisée par le gestionnaire de réseau dans le cadre de l'élaboration du bilan prévisionnel équilibre offre-demande de 2015.

- le renouvellement de la turbine à combustion située à Kourou d'une puissance de 20 MW entre 2021 et 2025 ;

- et enfin la mise en service d'un moyen de base à puissance garantie de 20 MW dans l'ouest (hors besoins miniers) à l'horizon 2025 en privilégiant les moyens de production à partir de sources renouvelables de puissance garantie fournissant des services système.

Pour ce qui concerne les 20 MW restant pour répondre au besoin des 140 MW sur l'île de Cayenne à l'horizon 2030, devront être privilégiés les moyens de production à partir de sources renouvelables à puissance garantie fournissant des services système.

Une étude d'opportunité sur le second grand barrage est à conduire ainsi que des études d'évaluation du potentiel hydraulique sur les fleuves de la Mana et l'Approuague (avec une priorité pour la Mana) dont les résultats seront pris en compte dans le cadre de la révision de la PPE.

Une étude technico-économique portant sur le doublement de la ligne de transport électrique entre Kourou et Saint-Laurent-du-Maroni et la sécurisation de l'alimentation du bassin de l'ouest est à conduire à l'horizon 2018.

4.1 Enjeux de développement des différentes filières, de mobilisation des ressources énergétiques locales et de création d'emplois

En 2014, les énergies renouvelables ont représenté plus de 20% des consommations d'énergie finale de la Guyane, dont une large part provenant de l'hydraulique. Malgré le caractère significatif de ce pourcentage, l'atteinte de l'objectif de 50% dans les consommations finales d'énergie d'ici 2020 nécessite d'engager une véritable transition.

En dehors de la « bulle » solaire de la fin des années 2010, les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité sont restées marginales. Compte tenu de l'évolution à la hausse des besoins, tout déficit de production à partir des énergies renouvelables doit être compensé par une production conventionnelle complémentaire. A l'inverse, l'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique devra s'accompagner du développement du réseau, des capacités à puissance garantie ainsi que d'infrastructures de stockage de l'énergie.

La poursuite de la stratégie de développement des énergies renouvelables devra prendre en compte le contexte de situation économique, de capacité de financement publique contrainte, et des exigences croissantes de la réglementation environnementale.

Si les objectifs affichés apparaissent ambitieux, ils répondent avant toute chose à la volonté d'engager la Guyane sur la voie de la transition énergétique. Au-delà de la PPE, il s'agit désormais pour la Région, l'Etat, et leurs partenaires institutionnels et industriels de tout mettre en œuvre pour lever les contraintes et offrir des opportunités de croissance forte pour le territoire, notamment par la valorisation des ressources locales en biomasse.

4.2 Objectifs quantitatifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie stable

Il est rappelé la volonté de promouvoir les ressources énergétiques locales importantes présentes sur le territoire guyanais : l'hydraulique, notamment au fil de l'eau, la biomasse, le photovoltaïque en autoproduction-autoconsommation, avec stockage ainsi que les autres EnR.

Les développements suivants précisent les objectifs de puissances installées par filières, qui traduisent la volonté d'avancer sur la voie de la transition énergétique.

4.2.1 Biomasse énergie

Le terme biomasse est à prendre ici au sens large d'une ressource naturelle d'origine végétale quelle qu'elle soit servant à produire de l'énergie *via* des procédés divers (méthanisation, gazéification, combustion...).

Etat des lieux :

En Guyane, une seule centrale biomasse, d'une puissance installée de 1,7 MW, est opérationnelle. Elle fonctionne à partir des connexes de scierie de la zone Cayenne/Kourou.

Enjeux :

La biomasse énergie constitue un axe majeur de développement énergétique en Guyane et est appelée à avoir un effet structurant pour le développement de la filière de l'exploitation

forestière, de celle du bois d'œuvre ou pour l'agriculture. La valorisation de la défriche agricole pour la production d'électricité, couplée à un aménagement agricole durable est en effet un fort enjeu pour le territoire. La filière bois énergie est créatrice d'emplois locaux surtout à l'amont pour la collecte, le transport et le broyage du bois (ratio de 8 à 10 emplois par MW électrique).

Depuis plus de cinq ans, de nombreux acteurs du territoire (ONF, EPAG, DAAF, DEAL, ADEME, opérateurs forestiers, opérateurs énergétiques) se sont concertés pour élaborer plusieurs schémas d'approvisionnement : défriche, exploitation mixte bois d'œuvre/bois énergie, plantation... et ont engagé de nombreuses démarches et études.

Une cellule biomasse a été créée en Guyane par arrêté préfectoral de mars 2015 avec les mêmes missions qu'en métropole : valider les plans d'approvisionnement, éviter les conflits d'usage, conseiller le préfet et être l'interlocuteur de la CRE concernant l'aspect approvisionnement des projets.

Les coûts de production des projets biomasse sont fortement influencés par le coût de la ressource, qui peut varier selon sa typologie (défriche, plantation, exploitation forestière), son éloignement par rapport à la centrale, mais aussi l'éloignement de la centrale vis-à-vis du réseau littoral (coûts de raccordement). Les projets de biomasse doivent mobiliser d'importants investissements (10 M€/MWe). Ainsi, la filière biomasse énergie doit bénéficier d'une politique de soutien en matière de tarif de rachat et d'investissement. Sans ce soutien, les projets ne pourraient émerger. Certaines actions peuvent permettre de maîtriser son coût : taille minimale des centrales (économies d'échelles), optimisation des approvisionnements (développement de mix entre défriche/plantation et exploitation forestière...). La maîtrise de l'approvisionnement est un facteur déterminant pour bénéficier de l'appui des organismes financiers, mener le projet à son terme, assurer sa rentabilité financière et pérenniser les investissements, généralement prévus pour une durée de 25 ans.

Perspectives :

En 2012, le SRCAE évaluait le potentiel énergétique en biomasse à 40 MW à l'horizon 2030, et ce en se basant essentiellement sur la biomasse d'origine forestière. Depuis lors, d'autres modes d'approvisionnement (plantations spécifiques destinées à une valorisation énergétique...) ont été étudiés par les opérateurs et par les services de l'Etat (ONF, DEAL, ADEME). Ces autres modes viennent accroître le potentiel du territoire et font de cette filière bien plus que dans d'autre DOM, la filière EnR d'avenir. Par ailleurs, c'est une vraie filière industrielle, créatrice d'une activité économique et d'emplois à haute valeur ajoutée pour le territoire.

Ainsi, depuis la validation du SRCAE, environ 40 MW de projets ont été étudiés par des opérateurs, incluant une analyse approfondie de l'approvisionnement. Ils sont localisés sur l'île de Cayenne, Mana, Iracoubo. Au-delà de deux projets (10 MW au total) déjà fortement engagés (fixation des tarifs d'achat en cours), de nouveaux projets sont en cours d'émergence sur les communes de Saint-Laurent-du-Maroni et de Kourou.

Un plan de développement de la biomasse énergie, annexé à la PPE, détaille les modalités de mise en œuvre des actions envisagées pour atteindre les objectifs de structuration et de développement des filières régionales de valorisation de la biomasse. Les modes de gestion foncière les plus adaptés devront être définis pour optimiser l'exploitation de la ressource, offrir la lisibilité nécessaire aux investisseurs pour permettre la structuration des filières et

assurer la création d'emplois locaux et pérennes. Ce plan de développement s'articule autour de quatre axes :

- axe 1 : poursuivre l'amélioration des connaissances (impacts, contraintes d'exploitation et de mise en valeur de la biomasse, études sur les ressources potentielles) ;
- axe 2 : poursuivre la prospective concernant l'aménagement du territoire notamment l'aménagement agricole ;
- axe 3 : poursuivre l'accompagnement des acteurs ;
- axe 4 : créer des conditions tarifaires favorables au développement de la filière.

La possibilité de développer l'utilisation de la biomasse en complément des autres énergies renouvelables devra être étudiée (fourniture de services système et un fonctionnement plus important en saison sèche avec un arrêt prolongé quand l'hydraulique produit à plein). La rémunération de ces services devra alors être étudiée.

Objectifs à 2018 et 2023 pour la biomasse énergie :

La PPE fixe les objectifs de +15 MW supplémentaires en 2018 et de +25 MW en 2023 pour une capacité totale portée à 41,7 MW raccordée au réseau de transport d'électricité.

On notera que le développement de la biomasse après 2023 dépendra de la création d'une ligne d'extension vers l'Est permettant de mobiliser plus de 100 000 tonnes de connexes résultant de l'exploitation forestière qui se développe entre Régina et Saint-Georges. Cette ligne devra être étudiée avant 2018.

4.2.2 Valorisation énergétique des déchets

Etat des lieux :

A ce jour, il n'y a pas d'installation de valorisation des déchets en Guyane.

Enjeux :

L'enjeu est d'identifier et de quantifier le potentiel de production d'énergie notamment à partir des procédés d'incinération et de méthanisation, et d'améliorer la connaissance, la maîtrise du gisement et de toute la logistique associée.

Perspectives :

Des projets de déchetterie et de stockage des déchets ménagers sont en cours d'étude en Guyane, au niveau des principales agglomérations, en particulier dans le cadre du plan déchet de la CACL. Il est possible d'intégrer dans ces projets une valorisation des déchets basée sur l'incinération.

Une étude d'évaluation du potentiel et des gisements pour la création d'une centrale de valorisation énergétique des déchets sera engagée par l'ADEME. Une première évaluation effectuée par l'ADEME conduit à une centrale d'une puissance installée de 8 à 10 MW.

Le tarif d'achat actuel (70 €/MWh) n'est pas suffisant et nécessiterait un taux d'aide publique à l'investissement de 80 % difficilement soutenable. Pour inciter les collectivités à s'engager dans cette voie, plus risquée que la mise en décharge (qui restera nécessaire pour les

mâchefers issus de l'incinération), donner une visibilité et un signal, un tarif d'achat spécifique à la Guyane, incitatif, basé sur une démarche gagnant/gagnant, doit être mis en place : il visera à induire un coût de traitement pour l'incinération légèrement moins élevé que la mise en décharge, afin de compenser les risques techniques (défaillances) et politiques (acceptabilité de l'ouvrage). Une première estimation de l'ADEME Guyane donne un tarif d'achat à 150 €/MWh.

Objectifs à 2018 et 2023 pour la valorisation énergétique des déchets :

Une étude d'évaluation du potentiel et des gisements pour la création d'une centrale de valorisation énergétique des déchets sera engagée. Par ailleurs, la mise en place d'un tarif d'achat adapté à la Guyane est nécessaire. L'objectif est de développer une installation de 8 MW à partir de l'incinération des déchets d'ici 2023.

4.2.3 Hydraulique

Ressources et installations actuelles/contexte :

Deux filières hydrauliques sont actuellement présentes en Guyane :

- la production au fil de l'eau repose principalement sur un ouvrage, la centrale de Saut Maman Valentin à Mana qui dispose d'une faible capacité de stockage et d'une capacité de production qui varie en fonction des contraintes d'étiage ou de crue : 2,5 MW en moyenne pour 4,5 MW installés, avec des baisses allant jusqu'à moins de 1 MW en période d'étiage ou de crue ;
- la production du barrage de Petit Saut (113,6 MW installés) qui s'appuie sur une gestion de stock. Les apports principaux de la retenue s'effectuent durant la période des pluies (février-juillet), les apports en période sèche étant très inférieurs. La gestion de la retenue ressource fait du barrage de Petit Saut le seul barrage de France jouant un rôle de production énergétique de base (production continue tout au long de l'année et 24h/24). La sécurité d'approvisionnement peut cependant être fragilisée lors d'années exceptionnelles (comme en 2009).

Gisement :

Il existe de nombreux sites naturels exploitables, tant pour la petite hydraulique au fil de l'eau que pour la grande hydraulique avec retenue.

La loi du 19 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique a confié à l'État la propriété de la force motrice des cours d'eau, avec pour corollaire le soin de valoriser cette ressource commune au mieux de l'intérêt général. Ainsi, afin d'aménager au mieux le domaine public fluvial et d'assurer le meilleur choix conjuguant performance énergétique, optimisation économique et environnementale, des études préalables d'évaluation du potentiel hydraulique sur la Mana et l'Approuague seront lancées dès 2016. La priorité sera à accorder à la Mana compte tenu de l'absence de réseau de transport électrique à l'est. Ces études permettront de fixer des objectifs en adéquation avec le potentiel hydraulique lors de la prochaine révision de la PPE. Elles contribueront à la définition d'une stratégie pour optimiser pleinement l'utilisation du potentiel hydraulique de la Guyane et organiser des appels d'offre adaptés.

- Petite hydraulique :

En ce qui concerne la petite hydraulique, le gisement a été identifié dans le cadre du schéma directeur d'aménagement et de gestion de l'eau (SDAGE) mais également dans le cadre d'un travail réalisé par l'Office de l'eau de Guyane ainsi que par des industriels. Les gisements existent mais restent à être confortés par des études complémentaires. Si l'on se base sur les ouvrages existants, le coût de la petite hydraulique est extrêmement compétitif. L'ouvrage de Saut Maman Valentin sur la Mana délivre une électricité à un tarif d'achat proche du tarif réglementé de vente aux particuliers.

Les projets connus se situent sur la Mana sur des sauts consécutifs (Belle étoile, Tamanoir et Bon espoir, Dalles). Leur potentiel hydraulique nécessite d'être réévalué. C'est l'objet des études d'évaluation mentionnées précédemment.

Cependant, pour répondre à l'objectif de la PPE pour sa première période, l'instruction du premier projet de 4,5 MW sous le régime de l'autorisation sera poursuivie au titre de la loi sur l'eau.

A plus long terme, d'autres projets pourraient voir le jour si un signal fort était donné sur la sécurisation des conditions de développement du gisement au fil de l'eau en Guyane, notamment sur l'Approuague avec 40 MW de gisement estimé.

L'éloignement du réseau de transport ou de distribution et les impacts environnementaux des projets sont autant d'obstacles à leur mise en œuvre. Ainsi, au-delà des projets cités précédemment, d'autres projets, localisés sur le fleuve Approuague représentant un potentiel de 40 MW de puissance installée, nécessiteraient qu'une ligne de transport d'électricité soit construite entre Cayenne et Regina.

- Grande hydraulique:

Un avantage de la grande hydraulique sur la petite hydraulique est sa flexibilité d'exploitation. Les apports en eau importants du territoire, conjugués à une capacité de stockage conséquente et une réactivité d'exploitation, permettent de la situer dans la catégorie des productions de base comme de pointe et donc de procurer au système électrique un service proche de celui des centrales thermiques.

Le principal frein au développement de la grande hydraulique réside dans ses impacts environnementaux et son acceptabilité sociale. En effet, l'ennoisement d'un barrage en Guyane est important au regard de son productible du fait de la topographie relativement plane du territoire. La question du bilan carbone et de la perte de biodiversité associée à ce type de projet est donc fondamentale.

Objectifs à 2018 et 2023 pour l'hydraulique :

La PPE retient les objectifs de développement de l'hydraulique au fil de l'eau de +4,5 MW en 2018 et +12 MW en 2023 pour porter la capacité totale installée à 21 MW en 2023.

Pour ce qui est d'un second grand barrage hydroélectrique, la PPE fera procéder aux études complémentaires indispensables dès 2016. Il s'agira notamment d'étudier l'opportunité d'un tel équipement au regard de la dynamique de développement du territoire et de ses impacts environnementaux, sociaux et économiques.

Des études préalables d'évaluation du potentiel hydraulique sur la Mana et l'Approuague devront être lancées par les pouvoirs publics notamment l'Office de l'eau dès 2016 avec la priorité à la Mana. Elles permettront d'effectuer les meilleurs choix d'aménagement et d'envisager des appels d'offres.

4.2.4 Autres sources d'énergie

Ressources et installations actuelles/contexte :

Le développement actuel des technologies d'énergies marines ne laisse pas entrevoir de possibilité de disposer d'unités productrices à l'horizon 2023. L'énergie thermique des mers n'a jamais été envisagée car les hauts-fonds guyanais s'étendent jusqu'à 100 km du littoral. Les ressources de la houle ou des courant marins n'ont eux aussi pas été étudiés. La caractérisation de la ressource serait un axe de recherche à favoriser.

4.3 Objectifs quantitatifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire

4.3.1 Photovoltaïque

Ressources et installations actuelles :

Le gisement solaire moyen annuel de la Guyane est important (1 222 kWh/m²/an). Une puissance de l'ordre de 34 MWc est en service fin 2014. Cette énergie est intermittente et sa productivité est limitée, mais les perspectives de solution avec stockage (appels d'offres nationaux) pourraient permettre une poursuite de son développement en étant moins dépendant du seuil des 30% d'énergies intermittentes qui est actuellement presque atteint. Ainsi, deux installations solaires photovoltaïques avec stockage de 5 MWc chacune ont été mises en service en 2015 (Dégrad-des-Cannes et Montsinery).

Évolution du contexte à l'horizon 2018/2023 :

Par ailleurs, le développement de l'autoconsommation et la valorisation qui pourrait en être faite en tant que service pour le réseau, seront aussi déterminants pour l'avenir de la filière.

Les systèmes avec stockage restent très coûteux. Ils sont donc à optimiser, sur la base des premiers retours d'expérience. Du fait de l'ouverture de la CSPE à son financement, le stockage centralisé, installé aux postes sources, piloté par le gestionnaire de réseau, est à étudier. Diverses études montrent sa pertinence technique et économique par rapport au stockage décentralisé.

Selon les éléments issus des travaux d'élaboration du projet de schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER) et révélant des capacités d'accueil des énergies renouvelables limitées sur le réseau de transport de l'ouest, il convient de réserver es capacités aux énergies renouvelables garanties qui fournissent des services système. Ainsi, la production photovoltaïque ou éolienne, y compris avec stockage, est à raccorder de préférence au plus près des poches de consommation.

Objectifs à 2018 et 2023 pour le photovoltaïque :

La PPE retient les objectifs de développement du photovoltaïque

- sans stockage de +3 MW en 2018 et +5 MW en 2023

- avec stockage de +15 MW en 2018 et +10 MW en 2023

pour porter la capacité totale installée à 42 MW sans stockage en 2023 et à 30 MW avec stockage en 2023 soit 72 MW en 2023 au total.

4.3.2 Eolien

Le schéma régional éolien a permis de définir les zones de développement potentiel de l'éolien terrestre (moyen à grand) en tenant compte du gisement identifié qui se situe exclusivement sur la bande proche littoral, des contraintes techniques, des servitudes et des enjeux environnementaux.

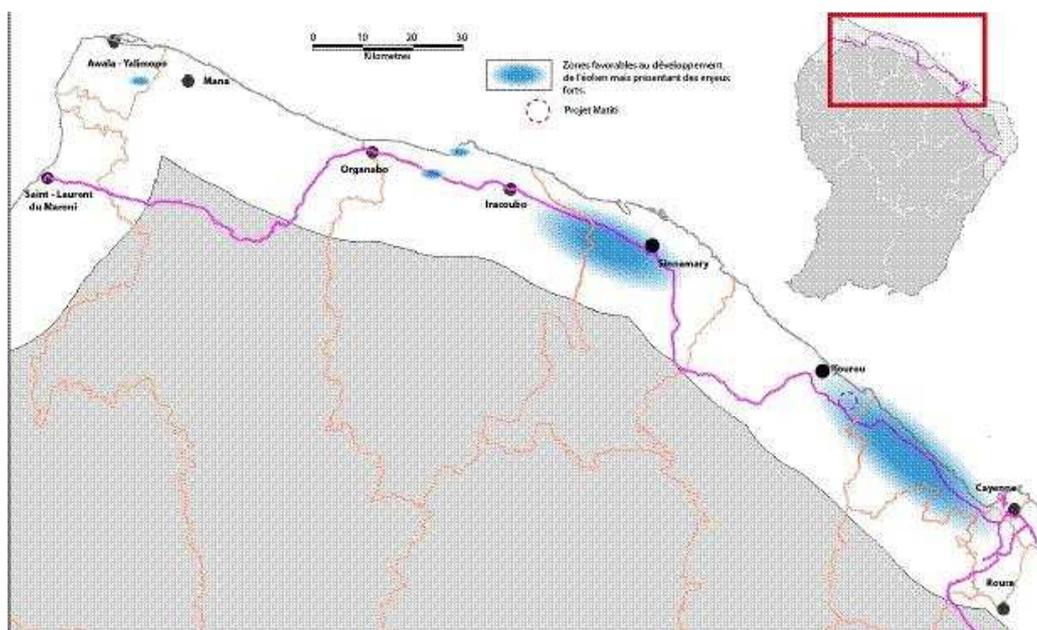


Figure 39 : Carte de localisation du potentiel éolien de Guyane (Source : SRE 2012)

Actuellement, aucun projet éolien n'est officiellement à l'étude. Le seul projet abouti est situé au niveau du secteur de Matiti près de Kourou (5 éoliennes de 150 m pour une puissance de 9 MW). Abandonné en 2013 du fait que la Guyane ne soit pas couverte par les tarifs de rachat spéciaux dédiés aux zones cycloniques, il est actuellement dans un processus de reprise pour une mise en service en 2018.

On note également le développement de plusieurs projets de micro-éoliennes, principalement situées dans les secteurs agricoles autour du centre (Macouria, Montsinery) et de l'ouest (Iracoubo, Sinnamary, Mana) dont la production devrait cependant être marginale. Le potentiel d'éoliennes offshore n'est actuellement pas connu mais ne présente pas de pertinence compte tenu des difficultés probables d'ancrage des machines mais surtout de l'acceptabilité du réseau pour des projets dont la capacité minimale devra être de 50 MW.

Ressources et installations actuelles/contexte :

Il n'existe pas de parcs éoliens en Guyane.

Évolution du contexte à l'horizon 2018/2023 :

Comme pour le photovoltaïque, la question du stockage est importante.

La maîtrise des technologies off-shore (et notamment flottantes) pourrait, à moyen-long terme, ouvrir des perspectives.

Objectifs à 2018 et 2023 pour l'éolien :

La PPE retient les objectifs de développement de l'éolien à +10 MW en 2018 et +10MW en 2023 pour un total de 20 MW en 2023.

4.4 Evolution du seuil de déconnexion

Le développement des EnR intermittentes (essentiellement l'énergie photovoltaïque et l'éolien sans stockage) pose une contrainte supplémentaire pour assurer la sûreté du système électrique guyanais. En effet, le caractère intermittent de ces énergies conduit à augmenter la réserve primaire afin d'être en capacité de compenser à tout moment une baisse de production due à une baisse de l'ensoleillement ou de la vitesse du vent.

4.5 Objectifs résultants en matière de développement des EnR dans le mix électrique Guyanais

Les objectifs en matière de développement des énergies renouvelables sont les suivants :

Puissance installée en MW	Etat 2014	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023	Total PPE à 2023	Total Territoire 2023	Objectifs 2024-2030	Total Territoire 2030
Grande hydraulique	114	0	0	0	114	0	114
Petite hydraulique	4,5	+4,5	+12	+16,5	21	+13,5	34,5
Biomasse	1,7	+15	+25	+40	41,7	+20	61,7
PV avec stockage	5	+15	+10	+25	30	+15	45
PV sans stockage yc autoconso.	34	+3	+5	+8	42	+5	47
Eolien avec stockage	0	+10	+10	+20	20	+10	30
Déchets	0	0	+8	+8	8	+5	13
TOTAL	159,2	+47,5	+70	+117,5	276,7	+68,5	345,2

Figure 40 : Objectifs de développement des EnR dans la PPE de Guyane

Il est à noter que les objectifs à l'horizon 2023 sont définis sur la base du potentiel identifié et qu'il convient de le confirmer par des projets ou études.

L'atteinte de ces objectifs est également conditionnée par la capacité à lever un certain nombre de contraintes qui tendent à freiner le développement des énergies renouvelables :

- réseau de transport ne couvrant pas l'est de la Guyane, ce qui ne permet pas l'exploitation du potentiel d'énergies renouvelables de cette partie du territoire ;
- éloignement des ressources des zones de consommation et difficultés d'accès à ces ressources dont l'exploitation nécessite des investissements supplémentaires ;
- contexte tarifaire insuffisamment attractif, soutien financier aux énergies renouvelables en diminution, rentabilité des projets conditionnée au soutien financier des pouvoirs publics ;
- faiblesse du nombre de porteurs de projets, capacité d'investissement des porteurs de projets limitée, rallongement du délai de mise en œuvre des projets après l'obtention des autorisations en raison des difficultés liées au montage financier des projets.

4.6 Objectifs de développement de l'offre conventionnelle de production d'électricité

Les résultats du BPEOD de juillet 2015 laissent apparaître les besoins de puissance garantie suivants :

En MW		2016	2017	2018	2019	2020	2021-2025	2026-2030
Scénario de référence MDE	Base					3 x 20	20	20
	Pointe	20			20	20	20	

Figure 41 : Besoins de puissance garantie du BPEOD 2015 (Source : EDF)

bleu = renouvellement

vert = ajout

Les études du réseau de transport réalisées par le gestionnaire du système électrique indiquent par ailleurs que pour assurer l'alimentation des trois zones de consommation dans de bonnes conditions de sûreté du système électrique, certaines exigences doivent être satisfaites :

- La zone de l'île de Cayenne, principale zone de consommation de Guyane nécessitent la présence a minima de 140 MW de puissance garantie (base et pointe confondues) à l'horizon de 2030 ;
- La zone de Kourou ne rencontre pas de contrainte particulière en raison de la capacité de production garantie constituée par l'usine hydroélectrique de Petit-Saut et de la TAC de Kourou ;
- En revanche, la zone de Saint-Laurent-du-Maroni, en forte croissance démographique, nécessite d'accroître la sécurisation de l'alimentation électrique de ce secteur. Le renforcement de la ligne de transport entre Kourou et Saint-Laurent-du-Maroni ne permet pas à lui seul de répondre à cette problématique, et il est nécessaire, à horizon 2025, de disposer d'une puissance garantie de base de 20 MW installée dans l'ouest pour assurer la sûreté du système électrique (hors besoin lié au développement des activités minières dans l'ouest).

Le développement de moyens de production à puissance garantie sur l'île de Cayenne et dans l'ouest de la Guyane doivent ainsi être engagés et mis en œuvre.

Des projets de production à partir de sources renouvelables pourraient être mis en œuvre dans l'ouest pour éviter le recours à des moyens conventionnels, sous réserve que ceux-ci soient à puissance garantie et capables d'assurer les services système appropriés. Il est également

important de noter que le recours à un moyen thermique pour répondre au besoin de base de l'ouest soulèverait la question de la logistique associée à l'acheminement du combustible, Saint-Laurent n'étant à ce jour pas équipée d'infrastructures portuaires adaptées.

Les moyens conventionnels envisagés dans la cadre de la PPE ont pour objectif de permettre d'assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique du territoire mais également le développement des filières énergies renouvelables dans le mix électrique de la Guyane.

Compte tenu de l'augmentation régulière de la demande et de l'arrêt programmé de la centrale de Dégrad-des-Cannes, les actions à engager pour assurer la sécurité et la sûreté du système électrique sont :

- le remplacement des capacités installées de la centrale thermique de Dégrad-des-Cannes par des capacités de production d'*a minima* 120 MW (base et pointe) à l'horizon du déclassement de la centrale actuelle. Cette valeur est issue de l'étude de défaillance (cf. supra 3.2.1.1) réalisée par le gestionnaire de réseau dans le cadre de l'élaboration du bilan prévisionnel équilibre offre-demande de 2015.

- le renouvellement de la turbine à combustion située à Kourou d'une puissance de 20 MW entre 2021 et 2025 ;

- et enfin la mise en service d'un moyen de base à puissance garantie de 20 MW dans l'ouest (hors besoins miniers) à l'horizon 2025 en privilégiant les moyens de production à partir de sources renouvelables de puissance garantie fournissant des services système.

Pour ce qui concerne les 20 MW restant pour répondre au besoin des 140 MW sur l'île de Cayenne à l'horizon 2030, devront être privilégiés les moyens de production à partir de sources renouvelables à puissance garantie fournissant des services système.

Une étude technico-économique portant sur le doublement de la ligne de transport électrique entre Kourou et Saint-Laurent-du-Maroni et la sécurisation de l'alimentation électrique du bassin de l'ouest est à conduire à l'horizon 2018.

5. Les communes de l'intérieur non raccordées au réseau de transport

Synthèse des propositions : communes de l'intérieur

Afin d'accompagner le développement des communes de l'intérieur et de réduire l'impact environnemental de la production d'électricité, les principaux enjeux de la PPE sur ces territoires sont de renforcer l'accès à l'électricité et de favoriser le développement de moyens de production d'électricité à base d'énergie renouvelable.

Les mesures retenues sont les suivantes :

- renforcer les actions de sensibilisation aux économies d'énergie au travers du partenariat associatif ;
- améliorer l'accès à l'électricité tout en veillant à ce que celui-ci se fasse dans un cadre d'une politique d'aménagement du territoire décidée par la collectivité ;
- faire évoluer le cadre réglementaire afin de faciliter les investissements dans de nouveaux moyens de production, l'accompagnement et le développement de ces territoires en adaptant notamment les règles de répartition du FACE entre le sous-programme d'extension et celui de renforcement et en abondant le sous-programme extension à hauteur des besoins ;
- adapter le cadre réglementaire relatif aux installations électriques afin de tenir compte de spécificités, notamment sur la délivrance des certificats de conformité des installations électriques intérieures, la mise en place de tarifications spécifiques, et les modalités techniques et financières spécifiques de raccordement.
- accompagner la démarche participative pour l'électrification de près de 190 foyers réparties sur les communes des fleuves du Maroni et de l'Oyapock. Une évaluation de ce premier déploiement devra être menée avant de généraliser la démarche à d'autres écarts ;
- engager des actions d'expérimentation et d'innovation : développement de moyens adaptés aux conditions humides tropicales, nouveaux systèmes combinés de production et de stockage d'énergie, optimisation des besoins d'entretien et de maintenances, services innovants d'information et de formation des populations locales adaptés aux nouveaux usages numériques en développement. Ces actions devront être engagées pour permettre une prise de décision des solutions à retenir lors de la prochaine PPE ;
- réaliser une étude de faisabilité pour une interconnexion entre Papaïchton et Maripa-Soula d'ici 2017 ;
- réaliser une étude pour définir les conditions de renforcement de la pénétration des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes existants par le gestionnaire de réseau d'ici 2017 ;
- réaliser une évaluation des différentes options proposées pour la commune de Maripasoula afin de favoriser celle qui sera appropriée d'ici 2018. Cette évaluation devra être mise en perspective avec l'étude stratégique visant à proposer des orientations pour définir le mix énergétique adapté à Maripasoula-Papaïchton ;
- réhabiliter la centrale hydroélectrique de Saut Maripa à Saint-Georges.

Les objectifs de développement des énergies renouvelables dans les communes de l'intérieur à l'horizon de 2018 sont portés essentiellement par le projet biomasse à Saint-Georges de l'Oyapock (3,6 MW) et le projet hydroélectrique à Maripa-Soula (environ 3,3 MW) avec raccordement aux réseaux autonomes existants.

Les études retenues pourront être rendues éligibles au dispositif des coûts échoués.

5.1 Les communes de l'intérieur

Plusieurs communes de Guyane sont très éloignées des centres urbains du littoral et ne sont, la plupart du temps, accessibles que par voie aérienne ou par voie fluviale. Elles présentent pour autre caractéristique d'avoir un habitat très dispersé, généralement réparti le long des fleuves, lieu principal de formation des zones d'habitation. Enfin, du point de vue de l'organisation du service public de l'électricité, les communes de l'intérieur ont pour caractéristique de ne pas être raccordées au réseau de transport d'électricité du littoral. Ainsi chacune des communes de l'intérieur dispose de son propre « système électrique isolé », et parfois même plusieurs lorsque certains de ses « écarts » en sont également pourvus. Chaque système électrique est constitué de ses propres moyens de production et d'un réseau de distribution public d'électricité.

Ces communes qui rassemblent 29 086 habitants¹⁰ (soit 12 % de la population guyanaise), sont approvisionnées en électricité à partir de systèmes électriques autonomes appartenant aux autorités concédantes et exploités par EDF¹¹. La commune de Saint-Elie est un cas à part : la commune exploite elle-même un groupe électrogène et un mini-réseau.

La commune d'Apatou, n'a pas été prise en compte dans la mesure où sa connexion au réseau de transport public d'électricité est effective fin 2015. Elle ne relèvera plus des communes de l'intérieur à compter de 2016 et n'apparaît ainsi plus dans le bilan prévisionnel 2015 d'EDF. Elle représentait près de 13 % de la consommation totale des communes de l'intérieur.

Les quatre communes du sud-ouest (Grand Santi, Papaïchton, Maripa-Soula, Saül) sont accessibles uniquement par pirogue ou moyen aérien. Les quatre communes de l'est sont accessibles soit par la route (Régina, Saint-Georges), soit uniquement par pirogue ou moyen aérien (Ouanary, Camopi). Saint-Elie n'est accessible que par les airs.

Les communes membres de la CCOG ont transféré leur compétence en matière de service public de distribution d'électricité à l'EPCI. En 2003, dans l'objectif de définir un cadre contractuel des relations, la CCOG, autorité concédante, et EDF, le concessionnaire, ont conclu un contrat de concession sur le modèle de 1992. Pour tenir compte du contexte spécifique de ces territoires, des dispositions particulières ont été convenues, en particulier :

- l'obligation de desserte est limitée à des « zones d'habitat permanent » ;

¹⁰ Chiffres Insee – population au 1/01/2012

¹¹ Les autorités concédantes de la distribution d'électricité peuvent aménager, exploiter directement ou faire exploiter par leur concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à un seuil fixé par décret, lorsque cette installation est de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de leur compétence. En Guyane, le décret n°2004-46 du 6 janvier 2004 fixe ce taux à 2 MW.

- les moyens de production, considérés en substitution de réseau de distribution, sont intégrés au contrat de concession ;
- la possibilité d'ajouter au contrat de concession, sur des critères, d'autres zones d'habitat permanent.

Les communes de l'est n'ont pas transféré leur compétence à la CCEG. Un contrat de concession, sur le même modèle que décrit pour la CCOG, a été conclu avec chacune des communes, autorité concédante.

5.2 Les enjeux de l'électrification des communes de l'intérieur

De façon globale, le développement économique et l'aménagement des territoires des communes de l'intérieur constituent un vrai enjeu pour la Guyane, notamment au regard des prévisions démographiques. En effet, la croissance démographique dans ces communes est largement plus importante que sur le littoral : 7,8 % contre 2,2 % en moyenne par an, engendrant des besoins croissants en moyens de production et de distribution dans des proportions qu'elles ne peuvent assumer.

Améliorer l'accès à l'électricité est essentiel pour leur développement ainsi que l'accès à d'autres services (accès à l'eau potable, télécommunications, télé-enseignement, etc.).

Les communes de l'intérieur sont marquées par les particularités suivantes :

- ***Un taux d'électrification des logements quatre fois plus faible que la moyenne régionale*** : 48,5 % des logements ne sont pas électrifiés. Cette situation est susceptible de générer un phénomène de rattrapage potentiel dont l'ampleur est difficile à appréhender.

- ***Une consommation marquée par la prépondérance du secteur résidentiel*** : le secteur résidentiel est un poste de consommation majoritaire, la part de consommation du secteur professionnel restant minoritaire. Le développement d'équipements publics et des services collectifs (établissements scolaires, établissement de santé...) et l'installation de commerces pourraient faire évoluer ce ratio et modifier la courbe de charge journalière, en particulier de jour.

L'électrification solaire s'accompagne d'une forte campagne de maîtrise de la demande, et celle-ci est limitée selon les solutions de 1 à 1,7 MWh/foyer/an, divisant par deux cette demande pour les foyers concernés.

- ***Des capacités de production limitées*** : dans le domaine de la production, plus particulièrement dans l'ouest guyanais et depuis la signature des contrats de concession, la collectivité, maître d'ouvrage sur les installations de production, a fait évoluer son parc de production. Elle a ainsi construit deux petites unités de production, chacune, en remplacement des installations existantes sur les communes de Grand Santi et Papaïchton, qui permettent de répondre aux besoins présents.

Toutefois, et de façon générale sur tous les sites, la faible capacité de ces installations (dont les puissances de pointe, fonction des sites, vont de 300 kW à près d'1 MW) ne permet pas le raccordement d'installations de fortes puissances non programmées. Ainsi les centrales thermiques comme celle de Maripa-Soula sont dans l'incapacité de répondre à des demandes individuelles trop fortes, susceptibles de perturber la qualité de l'énergie distribuée aux autres clients. Cela implique qu'aucune entreprise nouvelle (scierie, menuiserie, centrale à béton,

etc.) ne peut s'implanter sur le territoire des bourgs-centres sans que cela ne dérègle le système électrique, avec un risque de black-out. Pour créer une activité sur place, une nouvelle entreprise devra disposer de son propre système de production électrique, en dehors de la péréquation tarifaire. Cette situation freine fortement le développement économique de ces communes, où l'emploi des jeunes est crucial.

- **Des coûts de production cinq fois supérieurs au coût moyen de production de la Guyane** : l'éloignement de ces sites et la difficulté d'accès induisent des coûts de transport et de maintenance importants. Les communes accessibles par voies fluviales ne peuvent être approvisionnées que par pirogue, ce qui représente un coût important pouvant atteindre 1 300 €/MWh soit un niveau cinq fois supérieur au coût moyen de production en Guyane et dix fois supérieur au prix de vente. Par ailleurs l'approvisionnement en carburant est soumis à une variabilité saisonnière et est rendu notamment plus difficile en saison sèche, ce qui crée un risque supplémentaire sur la continuité du fonctionnement des centrales thermiques.

Par l'arrêt de la progression de la consommation de gazole qu'il engendre, le développement des EnR dans les communes de l'intérieur présente non seulement un intérêt environnemental mais également un intérêt économique. L'intégration des EnR dans ces petits systèmes électriques isolés devra cependant être étudiée au cas par cas afin de s'assurer que les conditions de sûreté du système sont garanties. Il conviendra également de compenser certaines limites techniques de ces systèmes électriques par le recours à l'innovation, tant en termes de stockage de l'énergie que de pilotage des consommations ou des flux d'énergie (smartgrids).

- **Un cadre réglementaire relatif au FACE non adapté** : le développement (première installation et renforcement) des moyens de production sur les communes de l'intérieur bénéficie principalement de fonds FACE (sites isolés) et FEADER. Le développement des réseaux (premier établissement et renforcement) est assuré pour partie (à hauteur de 80% environ) par le FACE (tranche A).

Les moyens financiers restent toutefois insuffisants pour réaliser les investissements nécessaires à l'électrification des communes et de leurs écarts. Contrairement à la métropole, les besoins exprimés pour le développement des réseaux concernent des problématiques de premier établissement (extension). L'étendue des zones à équiper et les difficultés d'intervention (acheminement matériel, mise en œuvre du chantier...), génèrent des coûts importants et la part restant à la charge de la collectivité représente des sommes très élevées qu'elles ne peuvent couvrir. Ainsi la charge financière de l'extension du réseau pour le raccordement des écarts est difficilement supportable pour ces collectivités.

Les règles de répartition et le niveau de l'enveloppe du FACE sont à adapter aux besoins de la Guyane. Les besoins en extension du réseau sont importants alors que l'enveloppe du FACE est essentiellement déterminée pour le financement des renforcements de réseau. Le processus d'allocation du FACE devra prendre en compte ces besoins d'évolution. Enfin, l'absence de syndicat mixte d'électrification ne permet pas une optimisation de l'allocation du FACE.

- **Des lacunes en matière de compétences des autorités concédantes** : les ressources humaines et la compétence manquent pour gérer, suivre et mettre en œuvre les projets en faveur de l'électrification.

- **Un besoin de développer des approches innovantes** : leurs particularités incitent à trouver de nouveaux modèles de développement d'offres de l'énergie et à encourager une production

d'électricité de proximité si le raccordement au réseau de transport n'est pas rendu possible dans des conditions technico-économiques et environnementale satisfaisantes.

Des approches innovantes doivent y être expérimentées pour identifier les solutions adaptées au contexte des communes de l'intérieur et celles qui permettraient des économies de la CSPE dans la perspective de les intégrer lors de la prochaine révision de la PPE.

Les enjeux de l'électrification dans ces communes sont donc multiples et nécessitent une approche spécifique afin de :

- favoriser l'accès à l'électricité dans des conditions technico-économiques satisfaisantes ;
- anticiper la croissance démographique par la réalisation des extensions ou par le renforcement des réseaux électriques et les moyens de production ;
- répondre aux besoins tant domestiques qu'économiques et atténuer la carence énergétique pour permettre un développement de ces communes ;
- développer des moyens de production d'électricité complémentaires à base d'énergie renouvelable afin de réduire l'impact environnemental et sur la CSPE ;
- développer la compétence locale et la formation pour permettre une appropriation et une maintenance des moyens de production décentralisés ;
- réduire la vulnérabilité induite par les aléas d'approvisionnement conséquents de l'hydraulicité, des coûts de transports, de la disponibilité des moyens humains et matériels ;
- désenclaver les villages du fleuve (200 villages) et permettre le développement des services indispensables (accès à l'eau potable, télécommunication, télé-enseignement, etc.).

5.3 L'offre de production dans les communes de l'intérieur

La situation de peuplement et les réponses d'alimentation électrique qui y sont apportées peuvent être classées en quatre catégories. On distingue :

- les gros bourgs alimentés par une centrale thermique qui, selon les sites, dispose de 3 ou 4 moteurs de type diesels dont la puissance unitaire varie et qui peuvent être couplés entre eux. Ces installations de production injectent leur énergie sur un réseau de distribution publique d'électricité moyenne tension ou basse tension suivant les communes ; la maîtrise d'ouvrage de construction sur ces installations de production et réseaux de distribution est assurée par les communes ou EPCI. L'exploitation est assurée par EDF.
- des villages de 20 à 100 foyers (une douzaine) dont un seul est à ce jour alimenté par une centrale hybride photovoltaïque-diesel exploité par EDF depuis 1984 ; cinq autres installations de ce type sont prévues d'être mises en service et exploitées par EDF fin 2015 et une en 2016 ;
- des écarts de un à dix foyers (environ 200 identifiés), non alimentés ou alimentés par des installations solaires privées grâce à l'intervention d'une association ;
- des sites d'attrait économique (sites touristiques, camps militaires, mines), alimentés pour les plus petits par des générateurs solaires et pour les autres par leur propre moyen de production diesel.

Le tableau suivant présente la situation actuelle des moyens de production électrique des communes de l'intérieur et de certains écarts, et les évolutions prévues par le gestionnaire de réseau :

Sites	Puissance installée (kVA)	Détails	Evolution prévue par le gestionnaire de réseau
Saint-Georges	2130	Diesel : 250, 450, 630 et 800 kVA	Passage du 250 kVA à 650 kVA Centrale biomasse de 3,6 MW à venir
Saint-Georges (Saut-Maripa)	1 125	3 x 375 kVA	Etude en cours pour rénovation de la centrale
Maripa-Soula	1 450	Diesel : 3x400 kVA 250 kVA	Renforcement du 250 kVA par un 400 kVA et rajout d'un 400 kVA par la communauté de communes de l'ouest guyanais Centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 3,3 MW sur la crique de l'Inini en projet
Papaïchton	1 050	Diesel : 250, 2x400 kVA	
Régina	665	Diesel : 165, 2x250 kVA	Demande de renforcement du 165 en 250 kVA Nouveau moyen de production à envisager
Grand Santi	605	Diesel : 165, 2x220 kVA	Rajout d'un groupe de 400 kVA acté par la communauté de communes de l'ouest guyanais
Kaw	260	Diesel : 2x80 kVA Photovoltaïque : 100 kWc	
Ouanary	180	Diesel : 100 et 80 kVA	Nouvelle centrale, hybride, lancée
Saül	161	Centrale hybride (commune): 100 kVA Photovoltaïque : 61 kWc	Projet de création de centrale hybride
Apagui	40	Diesel : 2x20 kVA	Renouvellement des moteurs
Monfina	40	Diesel : 2x20 kVA	Renouvellement des moteurs
Camopi	295	Diesel : 100, 60 et 135 kVA	Nouveau moyen de production à envisager
Total	8 001	Diesel : 6 715 kVA Hydraulique : 1 125 kVA Photovoltaïque : 161 kWc	
Apatou	1 350	Diesel : 400, 200,250 et 500 kVA	Interconnexion au réseau littoral en 2015

Il est cependant important de rappeler que dans son bilan prévisionnel 2015, le gestionnaire du réseau indique qu'un certain nombre de facteurs (la dynamique démographique, le taux des habitations qui ont accès à l'électricité, le taux d'équipement des ménages, et la connaissance des équipements d'aménagement prévus) génère d'importantes marges d'incertitude sur l'exercice de prévision de la demande et donc des moyens de production.

Le ratio de la production par habitant à Saint-Georges de l'Oyapock est 2,5 fois plus élevé que celui de Maripa-Soula. D'une commune à l'autre, ce ratio, même corrigé du taux d'électrification, varie très fortement (de 0,3 MWh/an/habitant à Papaïchton à 1,7 à Régina).

Les objectifs de développement des énergies renouvelables dans les communes de l'intérieur à l'horizon de 2018 sont portés essentiellement par le projet biomasse à Saint-Georges de l'Oyapock (3,6 MW) et le projet hydroélectrique à Maripasoula (environ 3,3 MW) avec raccordement aux réseaux autonomes existants.

Au regard de la petite taille de ces systèmes électriques, l'intégration de ces EnR devra prendre en compte les questions de sûreté système. Ces questions devront faire l'objet d'études spécifiques à mener par le gestionnaire de réseau d'ici fin 2017 et dont les résultats seront communiqués à l'Etat et la Région.

Il est également nécessaire d'engager des actions d'expérimentation et d'innovation : développement de moyens adaptés aux conditions humides tropicales, nouveaux systèmes combinés de production et de stockage d'énergie, optimisation des besoins d'entretien et de maintenances, services innovants d'information et de formation des populations locales adaptés aux nouveaux usages numériques en développement. Ces actions devront être engagées pour permettre une prise de décision des solutions à retenir lors de la prochaine PPE.

5.4 L'évolution de la consommation d'électricité

La consommation des communes de l'intérieur représente actuellement entre 2 à 3% de celle du littoral. Les projections montrent qu'elle devrait connaître une croissance de 52 % contre 17 % sur le littoral entre 2018 et 2030.

L'évolution de la demande en électricité est essentiellement liée à l'évolution démographique, beaucoup plus importante que sur le littoral, et aux phénomènes de rattrapage des taux d'électrification et de développement d'activités économique ou d'équipements publics (écoles, collèges, lycées, etc.). Les graphes suivants sont établis à partir des données des bilans prévisionnels du gestionnaire EDF. Lorsque des équipements publics sont prévus et de nature à impacter la consommation de façon significative, leur consommation est prise en compte.

Evolution de la consommation d'électricité dans les communes de l'intérieur en MWh

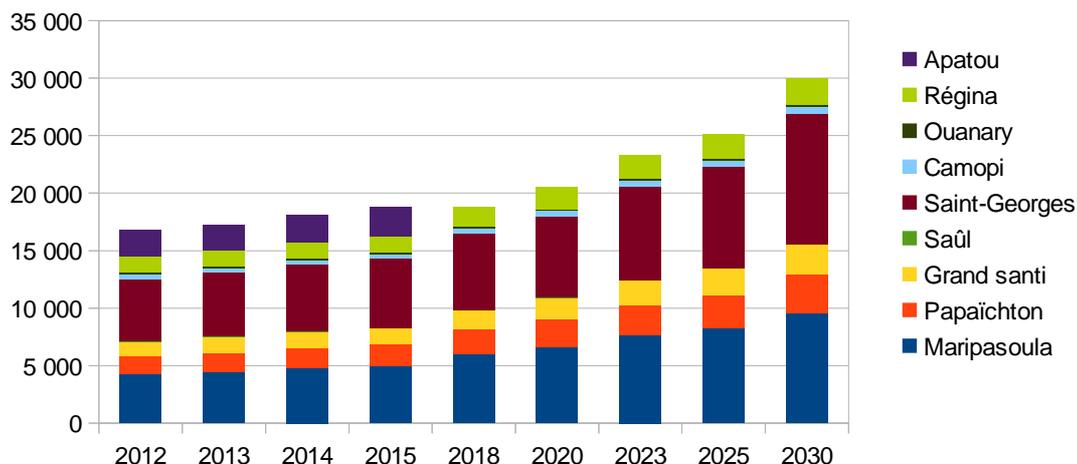


Figure 42 : Evolution de la consommation d'électricité des communes de l'intérieur
(source : BPEOD 2013, 2014, 2015)

L'évolution de la demande d'électricité dans les communes de l'intérieur est présentée comme suit :

Evolution de la consommation d'électricité en GWh	2015-2018	2015-2023	2015-2030
Communes de l'intérieur (sans prendre en considération Apatou)	+2,6 GWh (+16%)	+7,0 GWh (+43%)	+13,8 GWh (+85%)

Figure 43 : Projections de l'évolution de la consommation d'électricité des communes de l'intérieur
(source : BPEDO 2013, 2014, 2015)

5.4.1 Les actions de maîtrise de la demande d'électricité

Un programme de sensibilisation à la MDE a été mené par la Région, le Département, l'ADEME et EDF de 2007 à 2013 sur les bourgs du Maroni et Saint-Georges de l'Oyapock avec la présence de médiateurs de l'énergie durant six ans et la diffusion de 10 000 lampes à basse consommation. Ce programme a permis de mettre en évidence un fréquent non-respect des normes électriques de base et une sensibilisation des populations a été menée par les médiateurs. Des gisements de MDE existent encore. Ils sont néanmoins réduits par la jeunesse des foyers qui conduit à un équipement récent, globalement plus performants (appareils de froid) que la moyenne du littoral, un taux d'équipement des ménages plus faible (très peu de climatisation) et le faible poids du tertiaire climatisé.

Un programme similaire (MDE et sécurité électrique) a été lancé en 2014, accompagné par les mêmes partenaires et la CCOG, pour les six villages du Maroni en cours d'électrification solaire.

Le long des fleuves frontaliers, l'approvisionnement en appareils électroménagers se fait encore principalement sur Cayenne pour des raisons de tension de service différentes entre la Guyane et ses voisins brésilien et surinamais. Toutefois les commerçants brésiliens et

surinamais s'adaptent très vite et des glissements sont observés, pour acquérir des appareils beaucoup moins performants (éclairage, froid).

De par le prix de revient très élevé de l'électricité à l'intérieur de la Guyane, les actions de MDE, même prises en charge à 100 %, s'avèrent très rentables. Une quote-part à définir au cas par cas devra toutefois être laissée à l'utilisateur (effet de valeur donné aux choses).

L'orientation des actions de maîtrise de la demande d'énergie du littoral s'appuie principalement sur le dispositif de certificats d'économie d'énergie, pouvant être abondé par la contribution au service public de l'électricité. Des actions plus volontaristes doivent être renforcées pour l'intérieur.

Ce plan d'action s'inspire aussi de celui qui a accompagné la mise en service de la centrale solaire de Kaw à Régina.

L'enjeu est double : réduire les consommations et les pointes d'appel de puissance.

Le jeu d'acteurs est réduit sur l'intérieur, facilitant le montage d'un plan d'actions :

- l'isolation des toitures des bâtiments tertiaires et dans certains cas des logements des fonctionnaires appartenant à un nombre limité d'acteurs : les communes (mairies, écoles), le conseil général (bureaux, aéroports, collèges), bientôt la collectivité territoriale de Guyane (lycée), l'armée (gendarmeries), la Poste (guichets). Une prise en charge à 100% pourrait être envisageable afin d'accélérer les démarches et simplifier les montages (pas d'attente de délibérations des co-financeurs) ;
- l'amélioration de l'éclairage public (pointe du soir) ;
- l'isolation des toitures des logements sociaux. Ceux-ci sont gérés par la SIGUY et représentent une part importante du parc de logements (environ 50 % à Maripasoula). Une opération financée à 100 % pourrait être rapidement menée. La pénétration de la climatisation en domestique étant très faible, sa pertinence devra au préalable être étudiée ;
- le respect de la RTAA (ventilation naturelle et isolation des toitures) sur les logements neufs. Un contrôle *a priori* strict doit être effectué lors du dépôt de permis par les communes, s'appuyant sur une notice à joindre et un outil de calcul facilitant la vérification. Toutefois s'il ressort que les surcoûts engendrés sur ces communes difficiles d'accès sont importants, une aide pourrait être envisagée en dérogation (par exemple sur l'isolation ou l'eau chaude solaire) dans la limite de sa rentabilité ;
- la diffusion d'éclairages performants (LBC et LED). Le montage utilisé, avec des médiateurs culturels en porte à porte et une fourniture directe aux commerces locaux fonctionne très bien, les lampes servant d'ancrage pour un discours MDE plus large (pointe du soir).
- la diffusion de chauffe-eau solaires en substitution à ceux électriques, avec une prime conduisant à un coût résiduel pour le consommateur proche d'un chauffe-eau électrique ;
- le remplacement des appareils de froid anciens et peu performants existant chez les particuliers (échange avec destruction pour une somme modique) selon une organisation à définir, pouvant s'appuyer sur les filières DEEE ;
- la distribution dans les bourgs d'appareils électroménagers performants afin d'éviter les achats transfrontaliers.

Ces actions sont réalisables en grande partie sur la période 2016-2018 (appareils, bâtiments tertiaires, premiers logements). Une présence, une organisation « projet » devraient rester en place en permanence, s'appuyant sur un dispositif de médiateurs dont la taille pourrait évoluer avec le projet.

5.5 Le cadre d'intervention sur Maripa-Soula et Saint-Georges de l'Oyapock

Maripa-Soula et Saint-Georges de l'Oyapock se démarquent des autres communes de l'intérieur en concentrant en moyenne 65 % de la production totale. L'évolution démographique et les perspectives de développement économique conduisent à apporter une attention particulière sur ces deux communes.

5.5.1 La situation du bourg de Maripa-Soula

La part de la consommation de Maripa-Soula, qui compte 10 025¹² habitants, représente en moyenne 30% de la consommation totale des communes de l'intérieur. Le taux de croissance de la population est de 8 %/an, engendrant une hausse annuelle de la pointe électrique de 6 %.

Les travaux de renforcement de la centrale thermique prévus d'ici 2016 auront pour effet de porter sa puissance installée proche des 2 MW. Ce renforcement permettra de satisfaire aux besoins du bourg jusqu'en 2023. Il devient donc nécessaire de prévoir un nouveau moyen de production à cette échéance pour éviter toute rupture de service public de l'électricité.

La limite des moyens de production exploités par les communes à 2MW ne permettra plus à la commune d'exercer sa compétence de distribution de l'électricité et de procéder au remplacement de la centrale par une nouvelle de capacité supérieure à 2 MW ou de poursuivre les travaux de renforcement ou d'extension.

Plusieurs options peuvent être envisagées pour renforcer l'offre d'énergie :

- un projet hydroélectrique de 3,3 MW en phase de développement est prévu à Maripa-Soula. Il est susceptible de fournir près de 12 GWh/an qui représente près de 2,5 fois la production de la commune en 2014. Sa mise en service est prévue en 2018 par le porteur de projet. Son fonctionnement en complément de la centrale thermique devra être étudié, notamment afin de garantir la stabilité et la sûreté du système électrique ainsi créé. Ce projet permettra de satisfaire aux besoins énergétiques du bourg de la commune et de lui faire bénéficier de conditions de consommation et de développement au moins équivalentes à celles de Saint-Georges. Cette option doit être privilégiée dans la mesure où elle permettra une réduction significative de la consommation en énergie fossile, une diminution du risque de rupture d'approvisionnement et un impact positif significatif sur la CSPE au regard des besoins croissants en électricité du bourg ;
- Papaïchton a une consommation près de trois fois inférieure à Maripa-Soula et dispose de marges de production. L'interconnexion entre Maripa-Soula et Papaïchton constituerait donc une alternative pour compenser la pénurie éventuelle d'électricité du bourg et améliorer la sûreté et la stabilité du système de Maripa-Soula. Sa faisabilité devra être étudiée d'ici 2017 ;

¹² Chiffres INSEE – population au 01/01/2012

- le dernier levier d'action consiste à engager un appel d'offre pour instaurer un nouveau moyen de production à partir de sources renouvelables en complément du thermique si les options précédentes ne donnent pas lieu à des perspectives satisfaisantes. Les modalités de cet appel d'offre devront être définies au niveau régional.

Une évaluation de ces différentes options devra être conduite d'ici 2018 afin de favoriser celle qui sera appropriée. Cette évaluation devra être mise en perspective avec l'étude stratégique visant à proposer des orientations pour définir le mix énergétique adapté à Maripa-Soula et Papaïchton.

5.5.2 Situation du bourg de Saint-Georges de l'Oyapock

La consommation de la commune de Saint-Georges de l'Oyapock représente en moyenne 35% de la consommation totale des communes de l'intérieur. Contrairement aux autres communes de l'intérieur, Saint-Georges (3 959¹³ habitants) affiche une croissance démographique négative (-1 % entre 2010 et 2012, INSEE). Toutefois, les perspectives de mise en service du pont sur l'Oyapock entre le Brésil et la Guyane et de développement de projets d'urbanisation laissent entrevoir un développement des activités économiques dans cette zone susceptible d'engendrer une demande en électricité plus forte que celle qui est constatée entre 2010 et 2013 (croissance moyenne annuelle de 2,3%). Les équipements primaires de la ville ne sont déjà plus suffisants pour son fonctionnement actuel

- la production électrique actuellement insuffisante provoque des coupures de courant très fréquentes, et ne pourra pas soutenir le développement rapide de la ville ;
- le nouvel ouvrage de traitement des eaux usées est en cours de réalisation via une nouvelle lagune et des nouveaux réseaux et des stations de relevages couvrant une bonne partie de la commune, l'ancienne infrastructure étant saturée et polluante, empêchant de ce fait toute nouvelle délivrance de permis de construire.

Un projet de biomasse de 3,6 MW, en phase de réalisation, devrait être mis en service d'ici 2018. Il est susceptible de produire 24 GWh qui représente près de quatre fois la production de la commune en 2014. La mise en service de ce projet prévue d'ici 2018 permettra à la commune de disposer de l'énergie suffisante pour accompagner son besoin de développement dans un délai très court.

La réhabilitation de l'installation hydroélectrique de Saut Maripa devra être menée pour améliorer la qualité de distribution.

5.6 Le programme d'électrification des écarts

A la signature des contrats de concession, en 2003, seules les « zones d'habitat permanent » sur lesquelles était établi un service public de distribution avaient été intégrées au périmètre de la concession. Depuis, deux nouveaux sites (Apagui et Monfina), situés sur la commune de Grand Santi (périmètre de la CCOG) ont été intégrés au contrat de concession conclu avec EDF.

¹³ Chiffres INSEE – population au 01/01/2012

Comme le prévoient les dispositions de la convention de concession à laquelle est annexé le contrat de concession, d'autres « zones d'habitat permanent » peuvent être adjointes au périmètre du contrat de concession initial sous réserve de répondre à certaines conditions.

C'est dans ce contexte que la CCOG, dans sa politique d'aménagement de son territoire et particulièrement le long du fleuve Maroni, a lancé, dans le prolongement de discussions engagées avec EDF, un programme d'électrification de six sites sur la commune de Maripasoula (Elahé, Taluen, Twenké, Cayodé, Pidima, Antecume Pata) et d'un site sur la commune d'Apatou (Providence). Ces sites sont appelés « écarts » au regard du bourg de la commune. La réception de ces installations est en cours et leur mise en exploitation programmée pour le 1^{er} trimestre 2016.

En revanche, l'avancement de ce programme pour les écarts de l'est est confronté à des difficultés, les communes concernées ne disposant pas de moyens et de compétences internes pour assurer leur mission de maîtrise d'ouvrage des travaux.

La création du futur syndicat mixte d'électrification (cf. 6.2.6) constitue un préalable à l'élaboration d'un plan d'électrification des communes de l'intérieur et des écarts ciblant des populations plus larges que celles prévues par le programme d'électrification actuel. Elle constitue également un levier pour permettre une revue à la hausse des fonds FACE et le financement d'un programme d'électrification plus ambitieux et tenant compte des orientations de la PPE.

Le financement de ce programme est le suivant :

Projet	Montant de l'opération	Année de réalisation	Financement
Electrification des villages du haut Maroni	12 300 000 €	2015	FEADER (17 %), FACE (78 %), CCOG (5 %)

Figure 44 : Montage financier du programme d'électrification des écarts (source : EDF).

Actualité des projets en cours Rappel : périmètre

Providence
Haut-Maroni
Saül
Ouanary
Trois Sauts

Autres sites

- Trois Palétuviers
- Apagui/Monfina

Kaw



Figure 45 : Carte du programme d'électrification des écarts (source : EDF).

La solution technique retenue et mise en œuvre est basée sur un système de production centralisée hybride (photovoltaïque-diesel) selon un ratio prévisionnel de 70% de la fourniture assurée par le photovoltaïque, auquel est raccordé un réseau public de distribution.

Le service délivré est basé, après étude des usages et de leurs évolutions, sur un volume maximal d'énergie dont la limitation en puissance (2KW) est assurée par un compteur spécifique.

Ainsi et en exemple, à Taluen, petit village à près de deux heures de pirogue du bourg de Maripa-Soula, a été installée une centrale hybride d'une puissance de 160 kW qui produira de l'électricité pour tous les habitants, soit un peu plus de 200 personnes. Pour un coût de plus de 4 M€, elle représente plus de 30 % de l'investissement global du projet d'électrification des villages du Haut-Maroni.

Cette électrification va entraîner l'équipement des ménages en appareils électroménagers et nécessite un programme d'accompagnement. Ce programme (sensibilisation, formation, diffusion de matériels) 2015-2017 a été lancé par la CCOG, l'ADEME, le Département et EDF afin d'éviter l'usage d'appareils énergivores, de garantir la sécurité des personnes et des biens, de former des intervenants dans la réalisation des installations intérieures et préparer le raccordement et ce dans le respect des cultures amérindiennes. Un médiateur a déjà été recruté et sera encadré par un chargé de mission.

De plus les maisons (carbets) doivent être équipées d'une installation électrique intérieure respectant les normes de sécurité, tout en tenant compte des pratiques des populations (pas de pièce d'eau par exemple). En effet, le Consuel fixe un certain nombre de normes à respecter

avant toute électrification d'une maison individuelle. Il s'appuie sur la norme NF C 15-100 existante et appliquée sur tout le territoire. L'arrêté du 22 octobre 1969 portant réglementation des installations électriques des bâtiments d'exploitation, qui rend obligatoire l'application de cette norme qui impose des exigences devant garantir un niveau de confort, ne correspond pas aux standards de vie que l'on trouve dans les écarts des communes de l'intérieur et doit donc être adaptée à leurs spécificités. Une adaptation du cadre réglementaire prévoyant la mise en place d'un référentiel spécifique pour ces caribés permettrait aux populations des communes de l'intérieur de bénéficier des apports très attendus du service public de l'électricité et la valorisation des investissements publics. Elle ne portera que sur des règles de confort et non de sécurité.

Pour ce qui est du développement des énergies renouvelables, une évaluation du potentiel en petite hydroélectricité pour l'électrification des sites isolés le long du Maroni a été menée par l'Office de l'eau de la Guyane. Elle a permis de pré-identifier des sites potentiels et d'élaborer un référentiel de spécifications technico-économiques et un guide opérationnel pour le montage de projets d'électrification en petite hydroélectricité. Des sites sur Trois-Sauts et Camopi présenteraient un potentiel qu'il conviendrait de confirmer par des études approfondies. Dans l'attente de la mise en œuvre d'une future installation, la mise en place de solutions transitoires s'impose afin de pouvoir répondre aux besoins des habitants de ces écarts.

Afin de faciliter l'électrification des écarts, il est nécessaire d'adapter le cadre réglementaire existant afin de tenir compte de spécificités, notamment sur la délivrance des certificats de conformité des installations électriques intérieures, la mise en place de tarifs spécifiques, et les modalités techniques et financières spécifiques de raccordement.

Il est également nécessaire de poursuivre les travaux d'évaluation du potentiel en petite hydroélectricité pour l'électrification des sites isolés.

5.6.1 Le développement des compétences et de la formation à l'auto-construction de kits solaires individuels dans les écarts

Une association implantée en Guyane (l'association Kwala Faya) a développé depuis 2013 des solutions d'électrification rurale pour les sites isolés éloignés des bourgs grâce à la mise en œuvre de formations à l'autoconstruction de kits solaires, de sensibilisation des usagers à l'utilisation rationnelle de l'énergie et en s'appuyant sur les sources d'énergies renouvelables et les compétences locales. Ces formations sont à destination des habitants des sites isolés afin qu'ils réalisent leur propre système d'alimentation sous forme de kits photovoltaïques individuels. Ces kits dont la puissance varie en fonction des besoins permettent les services de base tels que l'éclairage et l'alimentation d'appareils électriques (ventilateur, ordinateur portable, chargeurs, télévisions, hi-fi) ou, pour les plus puissants, de postes de froid (réfrigérateur ou congélateur).

Les sites retenus jusqu'à présent font partie des 200 écarts de petite taille (1 à 10 familles) que les communes ne souhaitent ou ne peuvent pas aménager. L'offre d'énergie répond aux premiers besoins des habitants, en respectant les normes de sécurité des biens et des personnes. Cette solution présente l'avantage d'être simple à mettre en œuvre, peu coûteuse et de donner les moyens aux habitants d'assurer un suivi local des moyens mis à leur disposition (entretien et maintenance des équipements).

Elle est toutefois moins pérenne qu'une solution publique, nécessite une organisation de distribution de pièces de rechange et de retour des batteries usagées. S'appuyant sur des

interventions bénévoles, des aides publiques sont nécessaires pour réduire la part de l'investissement à la charge des usagers. Cette démarche n'a donc pas vocation à se substituer au développement d'une offre publique d'énergie, mais bien de la compléter dans les petits écarts dépourvus de services publics et difficile à aménager pour les communes.

Les actions menées s'inscrivent dans une démarche participative et permettent de répondre aux objectifs suivants :

- créer des activités économiques en développant une offre de service énergétique et améliorer l'insertion par ces activités ;
- valoriser les économies d'énergie et diminuer les coûts de production ;
- accompagner les habitants à l'accès à l'énergie et inciter à un usage raisonné de l'électricité dans l'attente d'un programme d'électrification rurale généralisé dans ces écarts ;
- améliorer les conditions de vie ;
- développer des compétences techniques sur le solaire pour permettre l'entretien de base des systèmes de manière autonome.

La réalisation du programme d'actions prévu par l'association sur les communes des fleuves du Maroni et de l'Oyapock permettra d'équiper 190 familles avant 2018 soit environ 1100 habitants. Les sites seront retenus en concertation avec les pouvoirs publics, en particulier les communes concernées. Une évaluation de ce premier déploiement devra être menée avant de généraliser la démarche à d'autres écarts.

6. Les infrastructures énergétiques et les réseaux

Synthèse des propositions : infrastructures énergétiques et réseaux

Les infrastructures énergétiques et les réseaux sont actuellement limités à une partie du littoral. Leur développement doit être réalisé afin d'assurer le développement du système guyanais dans son ensemble, sur le littoral comme à l'intérieur.

Les mesures retenues sont les suivantes :

- adapter les dispositifs de financement des réseaux dans les zones rurales pour répondre à leurs besoins et négocier une enveloppe plus importante du FACE pour tenir compte des besoins importants en extension des réseaux et permettre, en Guyane, la fongibilité des crédits extension et renforcement.
- réaliser une étude de modélisation du réseau pour permettre l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et de définir le niveau de services système adapté d'ici 2018. Cette étude devra intégrer les réseaux des communes de l'intérieur pour leur permettre de développer des moyens complémentaires de production à partir de sources renouvelables.
- réaliser une étude technico-économique d'une extension du réseau de transport à l'Est d'ici fin 2018 au regard des besoins et des opportunités de développement que représente la zone.
- mesurer et comparer les avantages et les inconvénients techniques, économiques et environnementaux de chaque option d'approvisionnement des sites miniers à développer en Guyane d'ici 2017.
- finaliser la création d'une structure unique de gestion des fonds d'électrification rurale au travers d'un syndicat mixte d'électrification.

Les études pourront être rendues éligibles au dispositif de couverture des coûts échoués.

6.1 Etat des lieux du réseau électrique guyanais

En Guyane, le réseau public de l'électricité est organisé autour de deux systèmes : l'un qui dessert les territoires situés le long du littoral guyanais ; l'autre, composé de mini-systèmes électriques, qui desservent chacun un site des zones enclavées du territoire, les communes de l'intérieur.

Le réseau électrique guyanais est structuré autour d'un réseau de transport à très haute tension (90 000 volts – réseau HTB), de trois principaux points de production électrique, la centrale thermique de Dégrad-des-Cannes(DDC), la centrale hydroélectrique de Petit Saut et la centrale de Kourou et de onze postes sources (postes de transformation 90 000 V/ 20 000 V).

6.1.1 Le réseau électrique du littoral guyanais

Il est structuré autour d'un réseau de Transport à Très Haute Tension (90 000 volts), de trois principaux points de production électrique, la centrale thermique de Dégrad Des Cannes, la

centrale hydroélectrique de Petit Saut (Petit Saut) et la centrale de Kourou (TAC) et de 11 postes sources (postes de transformation 90 000 V/ 20 000 V).

A fin 2014, les autres moyens de production raccordés sont :

- Une Turbine A Combustion (TAC), (Kourou)
- Une unité biomasse (bois), (Kourou)
- Une unité de production au fil de l'eau, (Mana)
- Deux unités de production photovoltaïque avec stockage, (Montsinery et Dégrad Des Cannes)
- Des unités photovoltaïques réparties sur le territoire.

6.1.2 Le réseau de transport

Le réseau de transport s'étend, pour la partie la plus à l'est du territoire, de la zone de Dégrad-des-Cannes, à l'entrée de la ville de Saint-Laurent-du-Maroni pour l'extrémité ouest. Il compte 414 km de lignes et est structuré en quatre zones constituées par trois boucles et d'une antenne :

- une boucle autour de l'île de Cayenne,
- une boucle entre Cayenne et Kourou, incluant le poste source TDF à Montsinery,
- une boucle reliant Kourou, les installations du Centre spatial guyanais et le barrage de Petit Saut,
- une antenne en direction de Saint-Laurent-du-Maroni.

Les évolutions récentes du réseau de transport concernent :

- le renforcement de la transformation 90 000 / 20 000 V au poste de Balata (passage de 20 à 36 MVA pour un des transformateurs),
- la sécurisation de l'alimentation du réseau de distribution de la zone de Saint-Laurent par la mise en place d'un second transformateur 20 MVA 90 000 / 20 000 V (garantie transformateur) en 2013.

Dans l'optique de répondre au besoin d'alimentation en électricité en accompagnement des programmes d'aménagement et de développement urbain, les travaux programmés d'évolution du réseau de transport portent sur :

- la création à l'horizon 2020 d'un poste source sur la commune de Macouria, à proximité du bourg de Tonate,
- les travaux de doublement du jeu de barres 90 000 volts du poste source de Kourou dont la fin des travaux est prévue début 2016. Le poste source de Kourou, où convergent la boucle de « Petit Saut » et une « boucle de Cayenne » constitue un nœud électrique important.

6.1.3 Le réseau de distribution

Le réseau de distribution est structuré depuis les postes sources (poste de transformation 90 000 Volts /20 000 Volts). Il est constitué de :

- 1 150 km de réseau haute tension (HTA) (20 000 V) dont 44% en souterrain,
- 1 193 km de réseau base tension (BT) (410/227 V) dont 47% en souterrain,
- 1 158 postes de transformation HTA/BT.

Si dans les grandes agglomérations, et pour la plus grande majorité des clients, les réseaux sont maillés et donc la continuité de l'alimentation sécurisée, ce maillage est plus fragile dans les zones rurales où le réseau HTA est constitué de structures en antenne.

La mise en service fin 2015 du tronçon de réseau à 20 000 volts entre Saint-Laurent-du-Maroni et le bourg d'Apatou va conduire à une amélioration notable de la qualité de la fourniture au bénéfice des 4 000 habitants du bourg et des écarts proches qui étaient jusqu'ici alimentés à partir de groupes électrogènes ou d'une petite unité de production électrique.

6.2 Objectifs en matière de réseaux électriques

6.2.1 Entretien des réseaux : investissement d'amélioration, qualité

Les enjeux d'investissement et de maintenance sur le réseau électrique en Guyane se traduisent par un effort soutenu afin de l'entretenir et l'améliorer. **Depuis 2008, ce sont en moyenne 15 millions d'euros qui sont investis par EDF chaque année dans le domaine des réseaux.** Le résultat sur les cinq dernières années est une diminution significative de 40% du temps moyen de coupure par habitant.

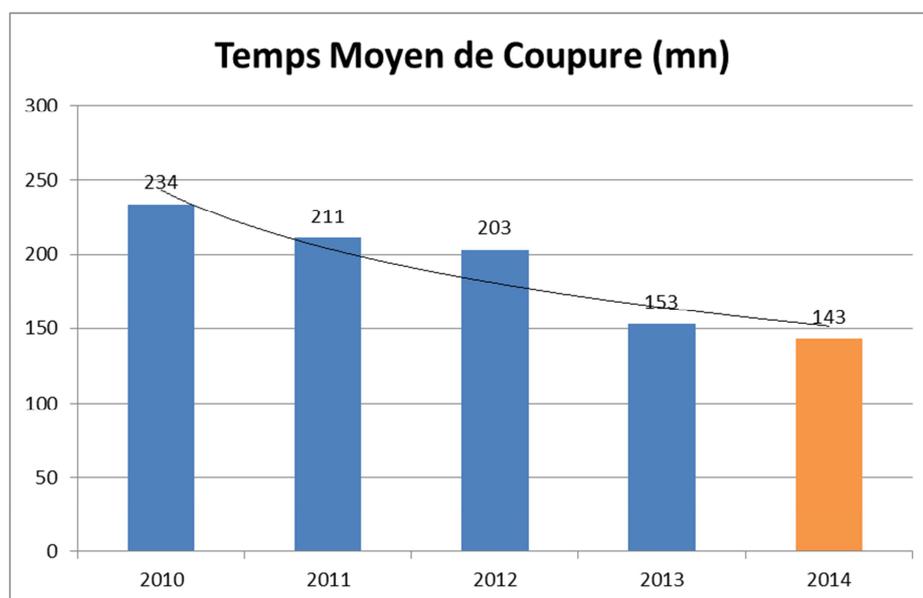


Figure 46 : Temps de coupure moyen par client en Guyane (source : EDF)

Des programmes soutenus d'investissement et de maintenance sur les réseaux sont ainsi engagés visant le renforcement des structures d'alimentation, l'amélioration de la qualité de la fourniture par la fiabilisation des ouvrages, la modernisation et en particulier l'automatisation des équipements.

Contrairement aux autres territoires constitutifs de la direction des systèmes énergétiques insulaires, la Guyane n'est pas soumise aux aléas climatiques majeurs. Toutefois, le climat équatorial très humide impacte fortement les réseaux électriques (vieillesse prématurée des ouvrages, agression par la faune et la flore). Cela renforce les exigences tant dans les programmes d'entretien (fréquences et types d'intervention) que dans les programmes d'investissement.

Dans la perspective de renforcer la structure des réseaux d'alimentation du secteur de Matoury et d'améliorer la qualité de la desserte des secteurs des bourgs de Roura et de Cacao,

des travaux de pose de deux câbles souterrains HTA sur une longueur de 20 km, depuis le poste source de Dégrad-des-Cannes en direction de Matoury, ont été engagés par EDF.

Toutes les communes, hormis Cayenne, sont placées sous le régime de l'électrification rurale. Dans ce cadre, le développement des réseaux sur ces territoires est de la responsabilité des autorités concédantes qui ont en charge le premier établissement des réseaux d'extension ainsi que leur renforcement. Les principes d'affectation des fonds FACE qui prévalent au niveau national (80% affectés aux travaux de renforcement) répondent mal aux besoins de la Guyane qui, au regard de son développement, sont majoritairement les extensions de réseau. Il existe toutefois des marges d'adaptation de ces règles d'affectation qu'il convient de mobiliser pour répondre aux enjeux du territoire guyanais.

Des mesures d'adaptation des dispositifs de financement des réseaux dans les zones rurales où se situent la majeure partie du développement des réseaux de distribution devront être négociées avec le FACE.

6.2.2 Avancement de l'élaboration du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR)

Comme suite à l'adoption par arrêté préfectoral du SRCAE en juin 2012 et aux débats régionaux sur la transition énergétique qui se sont déroulés de décembre 2013 à juillet 2014, le gestionnaire du réseau a élaboré un projet de schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). A l'instar des autres territoires des zones non interconnectées (ZNI), l'élaboration de ce schéma s'est heurtée à l'inadéquation du dispositif réglementaire aux caractéristiques du territoire, dont l'application aurait pour effet de rompre toute dynamique de développement des EnR.

En effet, du fait de la nécessité de créer des ouvrages importants pour exploiter les gisements de biomasse et d'hydraulique situés à l'est de la Guyane non connecté au réseau public de transport d'électricité, le projet de schéma met à la charge des producteurs des quotes-parts élevées pour la réalisation de la connexion au réseau de transport. Ces coûts élevés conduiraient à accentuer les difficultés de financement des porteurs de projet.

Il est à noter cependant que la configuration actuelle du réseau de transport offre des capacités d'accueil. Elles sont localisées à proximité des réseaux existants et notamment des postes sources. Plus la puissance de production à raccorder est importante, plus la proximité d'un poste source est nécessaire.

L'évolution du cadre législatif en vigueur notamment l'introduction d'un nouveau mécanisme de financement des ouvrages créés dans le cadre du S3REnR dans les ZNI devrait permettre de poursuivre l'exercice d'élaboration du S3EnR après l'adoption de la PPE de la Guyane.

6.2.3 Développement du réseau HTB, impact des orientations de la PPE sur les réseaux

Le développement du réseau HTB dépend à la fois de l'évolution des besoins de consommation et du développement du parc de production.

Compte tenu des orientations fortes prise en matière de développement des EnR, la PPE prévoit que le gestionnaire de réseau affine d'ici fin 2016, la lisibilité des investissements nécessaires pour garantir la distribution de l'énergie produite.

De même, les besoins de renforcement ou d'extension de réseau devront être clairement identifiés et quantifiés afin d'optimiser la mobilisation des ressources publiques et d'accompagner le développement des moyens de production.

Une étude de modélisation du réseau pour permettre l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et la définition du niveau de services système adapté devra être réalisée d'ici 2018. Cette étude devra intégrer les réseaux des communes de l'intérieur pour leur permettre de développer des moyens complémentaires de production à partir de sources renouvelables.

6.2.4 Extension du réseau de transport en HTB à l'est

Les perspectives retenues dans le schéma d'aménagement régional (SAR) plaident pour un renforcement du réseau à l'est.

A l'horizon de 2030, près de 2 000 constructions devraient être érigées pour une population atteignant les 17 000 habitants à Saint-Georges soit 9 000 de plus qu'en 2013. Cette croissance dynamique générera une demande énergétique à satisfaire.

Le désenclavement numérique constitue un enjeu majeur de compétitivité et de coopération économique tant avec le Surinam qu'avec l'Amapa (Brésil). L'aménagement numérique contribuera à améliorer la coopération sur le plateau des Guyanes avec des échanges de services, une mise à disposition d'infrastructures (routes, aéroports...) ou d'équipements (hôpitaux, écoles...) et nécessite donc de développer des équipements de production et de transport d'énergie.

Le développement des activités touristiques, l'exploitation forestière non seulement pour la production de bois d'œuvre mais également dans la perspective de création d'usines de biomasse, le développement agricole dans la commune de Régina, sont freinés entre autres par l'absence d'équipements de production et de transport d'énergie.

Ainsi, une zone d'activités économique existante à Saint-Georges et ouverte aux pays voisins qui tarde à se développer du fait du manque d'équipements adaptés (électricité en quantité et qualité insuffisantes).

Dans la perspective de développement d'activités agricole et aquacole dans les zones favorables telles que l'Oyapock à Saint-Georges ou de la Comté à Cacao, les possibilités de desserte et d'accès à l'énergie restent à développer pour permettre le déploiement d'une filière complète et structurée de l'élevage des alevins, des fermes de grossissement et de production, des unités de transformation ou de congélation et de la commercialisation.

L'extension du réseau à l'est permettrait de raccorder un potentiel d'énergies renouvelables représentant une puissance installée 50 MW (biomasse pour 10 MW et 40 MW d'hydraulique).

Une étude technico-économique d'une extension du réseau de transport à l'est devra être réalisée d'ici fin 2018 au regard des besoins et des opportunités de développement que représente la zone.

6.2.5 Electrification rurale et dispositif du FACE

Le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) apporte une aide financière en faveur de l'électrification rurale et permet ainsi aux collectivités territoriales en régime rural de financer des travaux de développement des réseaux en basse tension : travaux d'extension, de renforcement, de sécurisation et d'amélioration esthétique, dont elles assurent la maîtrise d'ouvrage.

En l'absence de syndicat mixte d'électrification en Guyane, il appartenait au conseil général d'assurer la gestion de l'enveloppe annuelle. Entre 2010 et 2012, la Guyane a consommé la totalité des crédits alloués (1,3 M€ par an) qui autorisait une fongibilité des dépenses entre les postes extension et renforcement.

Ces règles ont changé à partir de 2014 avec la mise en place d'une répartition respective de 20 – 80 entre les sous-programmes d'extension et de renforcement rendus non fongibles. Les critères de répartition des aides entre département sont fondés sur ces objectifs : ils prennent en compte le linéaire du réseau préexistant et sa qualité (nombre de départs mal alimentés). Or en Guyane, le linéaire du réseau de distribution est faible et nécessite d'être étendu. Cette répartition n'est pas adaptée aux besoins de la Guyane où ils concernent majoritairement des travaux d'extension et de renforcement. Le calcul de l'enveloppe apparaît donc défavorable à la Guyane qui doit pouvoir bénéficier d'une règle spécifique de répartition des crédits du FACE plus favorable à l'incontournable extension des réseaux. De plus, cette situation est susceptible d'affecter la consommation de l'enveloppe de renforcement dont la sous-consommation ne doit pas être perçue comme un signe de diminution des besoins sur ces territoires.

La situation de la Guyane, marquée par l'immensité des territoires de l'intérieur et une dynamique démographique extrêmement forte, nécessite d'instaurer une approche différente de celle retenue pour la métropole et d'allouer une enveloppe spécifique pour les communes de l'intérieur.

Il est indispensable de modifier cette situation en engageant rapidement une démarche en ce sens pour que le territoire puisse, à travers le FACE et le FEADER 2014-2020, disposer des moyens financiers adéquats pour permettre l'accès à l'électricité de l'ensemble des populations.

Les besoins FACE pour la période 2015-2016 s'élèvent à 16 524 115 €:

COMMUNE MAITRE D'OUVRAGE	NATURE DE L'OPERATION	COÛT D' OBJECTIF	FACE (euros)
CCOG	Extension ER villages providence Apatou	306 000 €	244 800,00 €
CCOG	Extension ER villages Sud de Grand Santi desserte du village Anacondé phase 2	614 074 €	491 260,00 €
	Desserte des villages du Sud phase 3	511 016,00 €	408 812,80 €
DEPARTEMENT GUYANE	Électrification du rural de la route de Guatemala pk 48 de la RN1 à la RD15	320 000,00 €	256 000,00 €
MACOURIA	Électrification du village KAMUYUNEH		
ROURA	Electrification du secteur Racamont	4 658 750,00 €	3 727 000,00 €
ROURA	Electrification du secteur Maripa-Favard	5 187 500,00 €	4 150 000,00 €
ROURA	Electrification du secteur Marguerite	6 820 030,00 €	5 456 024,00 €
ROURA	Électrification Beausejour Renforcement du secteur	760 087,00 €	608 069,60 €
MATOURY	Extension réseau HTA/BT RHI de Cogneau- Lamirande	629364,07 €	490 903,97 €
MATOURY	Électrification rurale alimentation Basse Tension souterraine « Résidence Jari »	115 739,44 €	90 276,76 €
MATOURY	Électrification rurale extension HTA/A-BTA/A secteur Macrabo	467 633,89 €	364 754,43 €
REMIRE- MONTJOLY	Secteur rond point ADELAIDE TABLON Renforcement et enfouissement du réseau BT	120 000,00 €	93 600,00 €
SINNAMARY	Extension du volet réseau basse tension du bourg de Sinnamary	218 918,70 €	25 613,49 €
REGINA	Extension du réseau électrique HTA/BTA au bourg	150 000,00 €	117 000,00 €
TOTAL FACE 2015-2016		20 249 749.03	16 524 115.06

Figure 47 : Enveloppe du FACE 2015-2016 (source : Conseil général)

6.2.6 Création d'un syndicat mixte d'électrification

Sous l'égide de l'association des maires de Guyane, les collectivités doivent prochainement constituer le syndicat mixte d'électricité de la Guyane. La Guyane est en effet le dernier département français à ne pas disposer d'un tel outil. Il regroupera les communes mais aussi la future collectivité territoriale de Guyane (CTG) et la CCOG.

Les compétences de maîtrise d'ouvrage et d'autorité concédante des réseaux de distribution (et des moyens de production autonomes) lui seront transférées permettant à la Guyane de

disposer d'une autorité organisatrice unique. Le syndicat mixte d'électrification veillera à équilibrer les programmes et les aides entre les communes du littoral et celles de l'intérieur.

Le financement du syndicat mixte sera assuré par le versement des taxes R1 (redevance de fonctionnement) et R2 (redevance d'investissement) et de 50% des taxes communales. Ce financement sera suffisant pour assurer son fonctionnement, apporter sa quote-part de 20% aux investissements en complément du FACE et constituer les réserves de trésorerie nécessaires.

Les chantiers de ce futur syndicat sont les suivants :

- redynamiser l'électrification rurale par l'extension de réseaux ;
- négocier avec le FACE un équilibre des budgets extension / renforcement adapté à la Guyane ;
- négocier avec EDF les contrats de concession des dix communes n'en disposant pas (Cayenne, Matoury, Rémire-Montjoly, Roura, Montsinéry-Tonnegrande, Kourou, Sinnamary, Iracoubo et Régina ou Ouanary) ;
- participer à la montée en compétence et en qualité d'offre d'énergie dans ces territoires.

Il est nécessaire de conduire les actions suivantes :

- disposer d'une structure unique de gestion des fonds en finalisant la création d'un syndicat mixte d'électrification ;
- négocier une enveloppe plus importante du FACE pour tenir compte des besoins importants en extension des réseaux et permettre, en Guyane, une fongibilité accrue des crédits extension et renforcement.

6.2.7 Déploiement de dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables

Au regard du mix énergétique actuel, la promotion du véhicule électrique doit se faire uniquement si la recharge des batteries est réalisée avec une énergie renouvelable ou, qu'en cas d'utilisation du réseau, cette charge soit pilotée de façon à ne pas s'opérer à la pointe (mobilisation de moyens de pointe supplémentaires).

Une étude sera réalisée à la maille régionale, pour définir la stratégie en matière de véhicules électriques et plus généralement pour la mobilité décarbonée. L'objectif à l'horizon 2023 pourra alors être défini sur la base d'éléments concrets.

6.3 Objectifs relatifs aux projets miniers

Dans la perspective du développement économique du territoire et dans le cadre de l'exploitation des gisements aurifères, il est projeté l'aménagement de trois sites. La puissance électrique nécessaire à l'exploitation de ces mines est estimée à 65 MW à l'horizon 2025. Le tableau ci-dessous illustre le phasage du déploiement des puissances nécessaires à partir de 2018.

Année	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Puissance en MW	4	9	35	45	50	50	57	65	55	65	65	65	65

Figure 48 : Conférence concertation, 18 juillet 2014 (source : MEDEF Guyane)

Si l'exploitation des sites aurifères représente un véritable enjeu économique pour le territoire, elle va engendrer une hausse significative de la consommation énergétique, directement ou *via* les activités complémentaires associées. La politique d'aménagement du territoire doit intégrer la question de la fourniture de l'énergie nécessaire au développement de cette filière.

L'approvisionnement en électricité des sites aurifères peut s'envisager suivant deux modalités :

- un fonctionnement autonome à partir d'unités de production installées *in situ* impliquant un acheminement de combustible sur zone ;
- un raccordement au réseau public d'électricité impliquant nécessairement la construction de nouvelles capacités de production de base sur le système électrique (principalement dans l'ouest), ainsi que la construction d'un réseau de transport de grande longueur en forêt.

Une étude globale permettant de mesurer et de comparer les avantages et les inconvénients techniques, économiques et environnementaux de chaque option d'approvisionnement des sites miniers à développer en Guyane reste à conduire d'ici 2017 afin de privilégier la solution la plus pertinente dans le cadre d'une politique concertée d'aménagement du territoire.

7. Synthèse des mesures

Un comité suivi co-présidé par l'Etat et la Collectivité territoriale de la Guyane sera mis en place pour assurer la mise en œuvre, le suivi et l'évaluation de la PPE. Les modalités de fonctionnement et de composition de ce comité restent à définir.

Synthèse des objectifs de la demande en électricité

✚ Evolution de la demande selon deux scénarios :

- scénario MDE volontariste hors projets miniers : +46 GWh en 2018 et +106 GWh en 2023
- scénario MDE référence hors projets miniers : +106 GWh en 2018 et +257 GWh en 2023

✚ Objectifs de réduction de la consommation : - 60 GWh (-7%) en 2018 et -151 (-17%) GWh en 2023.

✚ Objectifs de réduction de la consommation dans le secteur résidentiel :

- climatisation : - 3GWh en 2018 et -7 GWh en 2023
- Eau chaude sanitaire : - 15 GWh en 2018 et -27 GWh en 2023

✚ Objectifs de réduction de la consommation dans les secteurs tertiaire et industriel :

- climatisation : - 22 GWh en 2018 et -39 GWh en 2023
- Eau chaude sanitaire : - 4 GWh en 2018 et -9 GWh en 2023

✚ Réaliser un schéma régional des infrastructures de recharge de véhicules électriques ou hybrides rechargeables d'ici 2018. Une étude préalable déterminant les conditions de déploiement des infrastructures de recharge devra être menée.

✚ Caractériser l'ampleur, la nature et les causes de la précarité énergétique en Guyane d'ici 2018.

Synthèse des mesures relatives à la sécurité d'approvisionnement

✚ l'évolution du seuil de déconnexion des énergies intermittentes : le seuil sera porté à 35 % en 2018 ;

✚ conduire une étude des capacités de transit du réseau de transport conditionnant des stratégies de développement spatial des énergies renouvelables ;

✚ réaliser à l'horizon 2018 une étude technico-économique sur l'extension du réseau à l'Est ;

✚ définir un critère spécifique permettant de dimensionner la sécurité d'alimentation de ces petits systèmes électriques adaptés aux communes de l'intérieur.

Synthèse des mesures relatives au développement de l'offre d'énergie (hors communes de l'intérieur)

✚ Les objectifs de développement des énergies renouvelables sont :

- biomasse énergie : +15 MW en 2018 et +25 MW en 2023
- hydraulique au fil de l'eau : +4,5 MW en 2018 et +12 MW en 2023
- incinération des déchets : +8 MW en 2023
- photovoltaïque sans stockage : +3 MW en 2018 et +5 MW en 2023
- photovoltaïque avec stockage : +15 MW en 2018 et +10 MW en 2023
- éolien avec stockage : +10 MW en 2018 et +10 MW en 2023

✚ Compte tenu de l'augmentation régulière de la demande et de l'arrêt programmé de la centrale de Dégrad-des-Cannes, les actions à engager pour assurer la sécurité et la sûreté du système électrique sont :

- le remplacement des capacités installées de la centrale thermique de Dégrad-des-Cannes par des capacités de production d'au minima 120 MW (base et pointe) à l'horizon de déclassement de la centrale actuelle. Cette valeur est issue de l'étude de défaillance (cf. supra 3.2.1.1) réalisée par le gestionnaire de réseau dans le cadre de l'élaboration du bilan prévisionnel équilibre offre-demande de 2015.

- le renouvellement de la turbine à combustion située à Kourou d'une puissance de 20 MW entre 2021 et 2025 ;

- et enfin la mise en service d'un moyen de base à puissance garantie de 20 MW dans l'ouest (hors besoins miniers) à l'horizon 2025 en privilégiant les moyens de production à partir de sources renouvelables de puissance garantie fournissant des services système.

Pour ce qui concerne les 20 MW restant pour répondre au besoin des 140 MW sur l'Ile de Cayenne à l'horizon 2030, devront être privilégiés les moyens de production à partir de sources renouvelables à puissance garantie fournissant des services système.

✚ Une étude d'opportunité sur le second grand barrage est à conduire ainsi que des études d'évaluation du potentiel hydraulique sur les fleuves de la Mana et l'Approuague (avec une priorité pour la Mana) dont les résultats seront pris en compte dans le cadre de la révision de la PPE.

✚ Une étude technico-économique portant sur le doublement de la ligne de transport électrique entre Kourou et Saint-Laurent-du-Maroni et la sécurisation de l'alimentation du bassin de l'ouest est à conduire à l'horizon 2018.

Synthèse des mesures relatives aux communes de l'intérieur

✚ renforcer les actions de sensibilisation aux économies d'énergie au travers du partenariat associatif ;

✚ améliorer l'accès à l'électricité tout en veillant à ce que celui-ci se fasse dans un cadre d'une politique d'aménagement du territoire décidée par la collectivité ;

✚ faire évoluer le cadre réglementaire afin de faciliter les investissements dans de nouveaux moyens de production, l'accompagnement et le développement de ces territoires en adaptant notamment les règles de répartition du FACE entre le sous-programme d'extension et celui de renforcement et en abondant le sous-programme extension à hauteur des besoins ;

- ✚ adapter le cadre réglementaire relatif aux installations électriques afin de tenir compte de spécificités, notamment sur la délivrance des certificats de conformité des installations électriques intérieures, la mise en place de tarifications spécifiques, et les modalités techniques et financières spécifiques de raccordement.
- ✚ accompagner la démarche participative pour l'électrification de près de 190 foyers réparties sur les communes des fleuves du Maroni et de l'Oyapock. Une évaluation de ce premier déploiement devra être menée avant de généraliser la démarche à d'autres écarts ;
- ✚ engager des actions d'expérimentation et d'innovation : développement de moyens adaptés aux conditions humides tropicales, nouveaux systèmes combinés de production et de stockage d'énergie, optimisation des besoins d'entretien et de maintenances, services innovants d'information et de formation des populations locales adaptés aux nouveaux usages numériques en développement. Ces actions devront être engagées pour permettre une prise de décision des solutions à retenir lors de la prochaine PPE ;
- ✚ réaliser une étude de faisabilité pour une interconnexion entre Papaïchton et Maripasoula d'ici 2017 ;
- ✚ réaliser une étude pour définir les conditions de renforcement de la pénétration des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes existants par le gestionnaire de réseau d'ici 2017 ;
- ✚ réaliser une évaluation des différentes options proposées pour la commune de Maripasoula afin de favoriser celle qui sera appropriée d'ici 2018. Cette évaluation devra être mise en perspective avec l'étude stratégique visant à proposer des orientations pour définir le mix énergétique adapté à Maripasoula-Papaïchton ;
- ✚ réhabiliter la centrale hydroélectrique de Saut Maripa à Saint-Georges.

Synthèse des mesures relatives aux infrastructures énergétiques et réseaux

- ✚ adapter les dispositifs de financement des réseaux dans les zones rurales pour répondre à leurs besoins et négocier une enveloppe plus importante du FACE pour tenir compte des besoins importants en extension des réseaux et permettre, en Guyane, la fongibilité des crédits extension et renforcement.
- ✚ réaliser une étude de modélisation du réseau pour permettre l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et de définir le niveau de services système adapté d'ici 2018. Cette étude devra intégrer les réseaux des communes de l'intérieur pour leur permettre de développer des moyens complémentaires de production à partir de sources renouvelables.
- ✚ réaliser une étude technico-économique d'une extension du réseau de transport à l'Est d'ici fin 2018 au regard des besoins et des opportunités de développement que représente la zone.
- ✚ mesurer et comparer les avantages et les inconvénients techniques, économiques et environnementaux de chaque option d'approvisionnement des sites miniers à développer en Guyane d'ici 2017.

- ✚ finaliser la création d'une structure unique de gestion des fonds d'électrification rurale au travers d'un syndicat mixte d'électrification.

8. Étude d'impact et évaluation de l'atteinte des objectifs

Synthèse évaluations des impacts économiques et sociaux

Les actions de développement des énergies renouvelables, de maîtrise de la demande d'énergie, de mobilité durable représentent un besoin de financement à hauteur de **1 118,36 M€ d'ici 2023**, hors études et investissement nécessaire au remplacement de la centrale de Dégrad-des-Cannes.

La mobilisation des fonds publics disponibles (Etat, conseil régional, conseil général) s'élève à **70,72 M€**

Il est envisagé sur la période 2012-2030, la création de **1 100 emplois** en hypothèse basse (dont 500 dans les EnR et 600 dans la MDE hors transport) et de 1 750 en hypothèse haute (650 EnR et 1 100 dans la MDE hors transport).

Il est nécessaire de structurer un dispositif local de renforcement de l'emploi et des compétences afin de maximiser les retombées pour le territoire induites par la mise en œuvre de la PPE notamment pour accompagner le développement de la filière biomasse, la mise en place de la labellisation RGE et pour développer les compétences dans les communes de l'intérieur.

Le tableau ci-après reprend les objectifs de développement des EnR en Guyane fixés dans le cadre de la PPE ainsi que l'estimation associée du productible moyen :

	PPE 2018		PPE 2023		PPE 2016-2023	
	MW supplémentaires installés	Estimation des GWh produits en moyenne	MW supplémentaires installés	Estimation des GWh produits en moyenne	MW supplémentaires installés	Estimation du GWh produits en moyenne
Grande hydraulique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Petite hydraulique	4,5	21,6	12,0	57,6	16,5	79,2
Biomasse	15,0	120,0	25,0	200,0	40,0	320,0
PV avec stockage	15,0	27,0	10,0	40,5	25,0	67,5
PV sans stockage, y compris autoconsommation	3,0	4,5	5,0	12,1	8,0	16,6
Eolien avec stockage	10,0	15,0	10,0	15,0	20,0	30,0
Déchets	0,0	0,0	8,0	12,0	8,0	12,0
		188,1		337,2		525,3

Figure 49 : Reprise des objectifs EnR PPE et du productible associé

L'atteinte de ces objectifs est conditionnée par la capacité d'investissement des porteurs tout en leur assurant une rentabilité suffisante des capitaux engagés. Elle est également tributaire de nombreux facteurs inhérents à ces projets : faisabilité technico-économique, pertinence des mesures de compensation de leurs impacts environnementaux, capacité de lever les contraintes d'approvisionnement (i.e. biomasse), capacité d'accueil du réseau des énergies renouvelables. Elle est également liée au rythme de publication des appels d'offres de la CRE et à leur adaptation aux spécificités et objectifs de la Guyane.

8.1 Impact économique et financier

8.1.1 Investissements nécessaires

Le PRERURE adopté en 2012 donnait une estimation des moyens à mobiliser, de l'ordre de **135 M€** d'ici 2030, répartis de la façon suivante entre actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE), de soutien au développement des filières EnR et d'organisation du pilotage :

Domaine d'intervention	Champ d'action	M€
MDE (étude, élaboration de référentiels, soutien à l'investissement, formation, sensibilisation et animation,	Climatisation résidentiel	18,42
	Climatisation professionnel	17,13
	Eau Chaude Sanitaire	31,33
	Référentiel construction	10,00
	Eclairage performant	5,69
	Efficacité énergétique autre	9,01
	Transports	14,26
	Communication-sensibilisation	3,65
Soutien aux EnR (études, appui à la structuration des filières et gouvernance)	Biomasse	5,92
	PV-éolien	2,05
	Autres EnR	2,53
Pilotage	Coopération	1,80
	Observation évaluation	4,86
	Innovation	4,72
	Habilitation	3,85
TOTAL PRERURE 2012-2030		135,21

Figure 50 : Rappel des coûts de mise en œuvre du PRERURE 2012-2030

Sur la base d'un coût de production unitaire constant, la réduction des besoins électriques à hauteur du scénario volontariste du PRERURE permettrait d'éviter un coût de 250 M€ d'ici 2020, et de 1 200 M€ pour la période 2020 - 2030, soit un total de 1 450 M€ entre 2013 et 2030. Le coût évité est donc considérable, et encore l'évaluation est-elle faite à coûts constants, c'est-à-dire hors augmentation des prix des combustibles fossiles. Or, le scénario tendanciel montre bien que, sans action forte, le territoire guyanais dépendra de plus en plus des énergies fossiles.

Le besoin de financement des **actions MDE, EnR (hors investissement)** s'élèverait à **57 M€ d'ici 2023**.

8.1.1.1 Dans les transports

Le secteur des transports pèse pour 56% des consommations d'énergie primaire de la Guyane : c'est le premier secteur consommateur d'énergie. Les perspectives de croissance forte de la Guyane, couplées à la taille du territoire, laissent entrevoir une augmentation significative des consommations dans les années à venir.

La compétence transport est aujourd'hui éclatée entre l'Etat et les collectivités territoriales ou leurs groupements, ce qui rend son pilotage complexe.

Fin 2012, le PRERURE identifiait les axes de travail sur lesquels agir :

- le transport de personnes : en travaillant sur l'offre disponible localement mais également sur le développement des transports en commun ou encore les comportements ;
- le transport de marchandises *via* l'efficacité énergétique du matériel et le report
- le transport fluvial : par l'efficacité énergétique des moteurs, des aménagements et la professionnalisation des filières ;
- les flux de transport aérien et maritime par l'optimisation des échanges.

Plus de 14 M€ étaient prévus sur la période 2012-2030, soit de l'ordre de **6 M€ rapportés à la période de mise en œuvre de la PPE 2016-2023, auxquels il est nécessaire de rajouter le projet de TCSP de la CACL estimé à 151 M€ dont 56 M€ de subventions, soit 157 M€ au total.**

Le besoin de financement des actions de transport s'élèverait à **157 M€ d'ici 2023.**

8.1.1.2 Dans le bâtiment

Le PRERURE donne une indication des moyens à déployer dans le secteur du bâtiment, résidentiel et tertiaire, pour s'engager sur la voie d'une réduction volontariste des consommations d'énergie. La PPE a retenu cette enveloppe comme première base d'évaluation des moyens à engager à l'horizon 2023

Le tableau ci-dessous résume les principaux champs d'intervention pour contribuer à la maîtrise de la demande d'énergie :

PRERURE 2012-2013	M€	M€.an	PPE 2016-2018	PPE 2019-2023	Cumul PPE M€
Climatisation résidentiel	18,42	0,97	2,91	4,85	7,76
Climatisation pro.	17,13	0,90	2,70	4,51	7,21
Eau Chaude Sanitaire	31,33	1,65	4,95	8,24	13,19
Référentiel construction	10,00	0,53	1,58	2,63	4,21
Eclairage performant	5,69	0,30	0,90	1,50	2,40
Efficacité énergétique autre	9,01	0,47	1,42	2,37	3,79
TOTAL	91,58	4,82	14,46	24,10	38,56

Figure 51 : Enveloppe des investissements dans le bâtiment rapportés à la période PPE

8.1.1.3 Pour le développement des EnR électriques

Au regard des objectifs de développement des EnR arrêtés dans la PPE, le tableau ci-dessous donne une estimation du montant des investissements nécessaires pour permettre la construction des unités de production. Les hypothèses retenues sont tirées de la « Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique » publiée en 2008 par le ministère de l'écologie et des coûts annoncés des projets connus en Guyane. Le montant des investissements mentionnés ne tient pas compte des montants, parfois très importants, engagés par les porteurs de projets dans les études amont.

Filière	k€/MW	PPE 2016-2018		PPE 2019-2023		TOTAL PPE (M€)
		MW	Investissement cumulé sur la période (M€)	MW	Investissement cumulé sur la période (M€)	
Grande hydraulique	SO	0,0		0,0		0,0
Petite hydraulique	10 000	4,5	45,0	12,0	120	165,0
Biomasse	10 000	15,0	150,0	25,0	250	400,0
PV avec stockage	3 100	15,0	46,5	10,0	31	77,5
PV sans stockage, yc autoc.	2 900	3,0	8,7	5,0	14,5	23,2
Eolien terrestre avec stockage	3 900	10,0	39,0	10,0	39,0	78,0
Déchets	3 250	0,0	0,0	8,0	26,0	26,0
			289,2		480,5	769,7

Figure 52 : Synthèse des investissements pour le EnR électriques

La réalisation des objectifs retenus dans la PPE d'ici 2023 représente un investissement cumulé à terme de l'ordre de **819 M€**, soit environ **102 M€ par an**, pour une production d'origine renouvelable supplémentaire de l'ordre de 525 GWh.

Dans l'hypothèse d'un soutien public à hauteur de 40 % (dont 33 % en défiscalisation et 7% de subvention), le financement public à l'investissement des énergies renouvelables s'élèverait au total à **327 M€ d'ici 2023**

Dans l'hypothèse où le mix thermique conservait sa configuration actuelle et en tablant sur une production stable de la grande hydraulique, la part des EnR passerait ainsi de 64% du mix électrique en 2014 à **72% en 2018** et à **83% en 2023**, sous réserve de la capacité du réseau à en accepter l'intégration.

Des services système pourraient être demandés aux ENR (systèmes de stockage, suréquipement des centrales hydroélectriques et biomasse, etc). Cette demande pourrait entraîner un besoin d'investissement supérieur. Ce point doit être étudié en 2016 dans la perspective de la prochaine PPE.

8.1.1.4 Pour les infrastructures et réseaux

Extension du réseau du littoral

En 2014, le projet d'élaboration du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) de Guyane estimait le coût des ouvrages d'extension **entre 14 et 46 M€** selon l'une des quatre variantes étudiées (extension du réseau jusqu'à la zone de Bélizon à Régina). Le montant de l'investissement devra être ré évalué par l'étude technico-économique inscrite dans la présente PPE d'ici 2018.

Le gestionnaire de réseau engage chaque année **de l'ordre de 15 M€** depuis 2008 pour assurer le renforcement et le développement du réseau électrique Guyanais, soit une enveloppe indicative de l'ordre de **120 M€ d'ici 2023**

Actions de la CCOG en faveur de l'électrification des communes de l'intérieur

En qualité d'autorité concédante du réseau de distribution d'électricité sur son territoire et en vertu des dispositions prévues par la loi, la CCOG mène une politique de solidarité active auprès des populations enclavées.

La CCOG a ainsi engagée en 2015 un programme de construction de cinq centrales hybrides solaire photovoltaïque / thermique sur le Haut-Maroni.

Le coût total du projet d'implantation des cinq centrales hybrides sur le Haut-Maroni est de 12 300 000 €.

L'électrification de ces écarts nécessite également de sensibiliser la population à l'arrivée et à l'usage de l'électricité pour éviter toute consommation ou pratique énergivore ou non-éco-responsable. Le financement de ce programme est de 407 k€ dont 32,3 % des collectivités, 35,8 % de l'État et 31,9 % d'EDF.

D'autres coûts liés à des besoins d'extension ou de renforcement de réseau pour accueillir les nouvelles capacités EnR et établir le lien avec les moyens existants sont à prévoir et restent à déterminer précisément en étroite collaboration avec le gestionnaire de réseau et les producteurs.

Le FACE et l'ouest guyanais

Dans l'ouest guyanais en priorité, avec 30 % de la population qui n'a pas accès à l'électricité, une forte croissance démographique de 6,38 % et de nombreux villages non desservis, les besoins en extension de réseau sont très importants. Ils restent la priorité des travaux à conduire.

L'enveloppe financière allouée à la Guyane dans le cadre du FACE pour la réalisation de l'ensemble des travaux de distribution électrique, d'un montant de **1,32 M€ pour 2014** est insuffisante pour répondre aux nombreux projets programmés en Guyane et ne permettra pas d'assurer le rattrapage nécessaire sur notre territoire.

Par ailleurs, seulement 18,7 % de cette enveloppe, soit 247 000 €, est affectée aux travaux d'extension de réseau. En équivalence de linéaire de ligne basse tension que l'on peut construire avec cette enveloppe financière, cela correspond à 3 km/an de réseau pour toute la Guyane.

Pour uniquement répondre aux principaux besoins en financement de l'ouest guyanais (dessertes des principaux villages actuellement non alimentés et certaines zones des bourgs), il faudrait près de 9,85 millions € (voir tableau ci-dessous).

Communes	Opération	Coût total
Apatou	extension New Campoe et bourg	1 000 000 €
Apatou	extension New Campoe –Anaolando	600 000 €
Apatou	extension Providence zone de vie familiale	250 000 €
Apatou	extension bourg	300 000 €

Awala-Yalimapo	Extension CD22	100 000 €
Grand Santi	extension villages SUD Anacondé	1 350 000 €
Grand Santi	extension bourg	200 000 €
Mana	extensions CD9-CD8- CD10	1 600 000 €
Maripasoula	extension village Nouveau wacapou	1 000 000 €
Maripasoula	extension bourg de Maripasoula	300 000 €
Papaïchton	extension Bourg village amérindien	150 000 €
Papaïchton	extension village Loka -Boniville	700 000 €
Saint-Laurent	extension villages amérindiens	300 000 €
Saint-Laurent	extension Plateau des Mines	800 000 €
Saint-Laurent	extension BT Margot-Prospérité	400 000 €
Saint-Laurent	extension RN1- ISDND	400 000 €
Saint-Laurent	extension Sparwine	400 000 €
TOTAL		9 850 000 €

Figure 53 : Estimation du montant des travaux d'extension du réseau électrique nécessaires dans l'Ouest guyanais (source : CR Guyane, Aménagement du Territoire).

A ce montant de 9,85 M€, doivent se rajouter les besoins d'électrification des autres communes placées sous le régime rural, s'élevant à 15,4 M€ soit un besoin du FACE total de 25,25 M€ (cf. supra, partie 6.2.5. Electrification rurale et dispositif du FACE).

A cela s'ajouterait l'électrification par des moyens renouvelables de gros villages ou de petits bourgs sous maîtrise d'ouvrage communale, avec le soutien du FACE (enveloppe ENR) :

	PPE 2018	PPE 2023	Cumul PPE
Bourg de Ouanary	3		3
Bourg de Saül	4		4
Trois Sauts (commune de Camopi)		4	4
Trois Palétuviers		0,5	0,5
TOTAL en M€	7	4,5	11,5

La PPE retient l'enveloppe indicative suivante en matière d'investissements destinés au renforcement et extension des infrastructures et réseaux :

	PPE 2018	PPE 2023	Cumul PPE
Gestionnaire de réseau	45,00	75,00	120,00
Besoins FACE	23,50	13,25	36,75
TOTAL en M€	68,50	88,25	156,75

Figure 54 : Investissements envisagés pour les infrastructures et les réseaux

Le besoin de financement des investissements pour les infrastructures et les réseaux hors études s'élèverait à **156,8 M€ d'ici 2023**.

Programmes de maîtrise de la demande d'énergie et d'électrification participative des écarts non électrifiables sous la maîtrise d'ouvrage des communes :

Le programme compte équiper 190 familles pour un **budget global d'environ 1,9 M€** avec un taux de financement public de 80% et une participation des usagers de 20%.

8.1.1.5 Bilan des investissements nécessaires pour la Guyane

Le tableau ci-dessous présente un récapitulatif du montant estimé des investissements à réaliser dans le cadre de la PPE à l'horizon 2023. Cette première enveloppe indicative sera affinée dans le cadre du suivi mis en place par la Région, l'Etat et leurs partenaires afin d'anticiper au mieux la révision 2018 de la PPE.

En M€	PPE 2018	PPE 2023	Cumul 2016-2023	M€/an
Transports dont TCSP	91,4	65,6	157,0	19,6
Bâtiments	15,0	25,1	40,01	5,0
Appui EnR	1,7	2,8	4,5	0,6
Investissement EnR	307,0	511,7	818,7	102,3
Infrastructures et réseaux	68,5	88,3	156,8	19,6
Électrification participative des écarts (190 familles)	1,90	0	1,90	0,24
TOTAL	485,5	693,5	1 178,9	147,3

Figure 55 : Bilan des investissements

Le coût des investissements s'élèverait à **1 1179 M€ d'ici 2023** hors études et investissement nécessaire au remplacement de la centrale de Dégrad-des-cannes.

8.1.2 Impact sur les finances publiques

8.1.2.1 Evolution de la CSPE

Le tableau ci-dessous évalue l'impact de la PPE sur la CSPE. Il compare le scénario PPE à un scénario tendanciel 2023 qui serait plausible, sur la base de la situation observée aujourd'hui en Guyane, si la démarche PPE n'avait pas été engagée. Cette évaluation est basée sur de nombreuses hypothèses, et notamment concernant les coûts de certaines filières qui n'existent pas ou peu en Guyane.

Hypothèses prises en compte :

Il est pris en compte un mix énergétique avec une configuration du parc thermique correspondant à celle en vigueur actuellement, à savoir une centrale et trois turbines à combustion.

La simulation ne prend pas en compte le besoin d'alimentation des projets miniers actuellement évoqués.

Quelles que soient les énergies, les coûts pour la CSPE sont les coûts de production propres d'EDF ou ses coûts d'achat, retranchés de la part production des tarifs de vente (environ 50 €/MWh).

Pour le thermique le coût de production retenu est de 260 €/MWh pour les diesels et de 500 €/MWh pour les turbines à combustion. Le coût pour la CSPE du thermique est donc de 210 €/MWh pour la centrale au fioul et de 450 €/MWh pour les turbines à combustion. Ces coûts ne sont pas modulés en fonction des probables augmentations du prix du fioul dans les années à venir (étant donné que le prix actuel peut être considéré comme un point bas).

Le coût d'achat retenu pour la biomasse est de 260 €/MWh, soit approximativement le coût d'achat moyen (sur la durée de vie de la centrale) négocié en gré à gré avec la CRE pour une centrale biomasse guyanaise de 5 MW alimentée en bois locaux. Son coût pour la CSPE est donc de 210 €/MWh. Il est probable que des projets de 10 MW de puissance installée auraient des coûts inférieurs.

Le coût d'achat retenu pour la filière hydraulique au fil de l'eau est de 150 €/MWh. C'est 30 € de plus que le coût actuel (basé sur le seul projet existant), ceci afin d'intégrer les coûts de raccordement plus élevés et les surcoûts de construction et d'exploitation liés à l'éloignement du réseau routier littoral. Le surcoût de la filière est donc de 100 €/MWh.

L'éolien avec stockage ne bénéficie pas de cadre tarifaire spécifique à la Guyane. Cette production devra donc passer par des contrats d'achat de gré à gré. Pour le présent exercice, il est retenu le tarif de 245 €/MWh proposé en 2013.

Le coût du solaire avec stockage est basé sur les tarifs actuels des appels d'offres, soit 400 €/MWh.

Le tarif d'achat de l'énergie produite à partir de déchets est évalué à 150 €/MWh. Le surcoût CSPE est donc de 100 €/MWh.

Construction des scénarios :

Dans le scénario PPE 2018, il est considéré que le coût du thermique évité est celui lié à la production d'une turbine à combustion, soit 500 €/MWh.

Le productible cible de 106 GWh correspond au besoin supplémentaire modélisé (hors projets miniers) dans le scénario MDE Référence.

Dans les deux scénarios suivant à horizon 2023, le productible cible de 257 GWh correspond au besoin modélisé (hors projets miniers) dans le scénario MDE Référence.

Dans le scénario PPE 2023, il est considéré que la production thermique évitée est répartie à part égale entre une production diesel (260 €/MWh) et une production de turbine à combustion (500 €/MWh).

Le scénario tendanciel 2023 est le scénario le plus probable basé sur la prolongation des évolutions actuelles. La filière biomasse est développée selon un schéma correspondant aux projets actuellement les plus avancés (Cacao et Montsinery). L'hydraulique au fil de l'eau n'est pas développée. Le PV avec stockage est développé *via* des appels d'offres nationaux selon le même schéma que celui retenu dans le scénario PPE 2023. L'éolien avec stockage est développé au travers du seul projet connu en Guyane (Matiti).

Dans le scénario tendanciel 2023, il est considéré que la production thermique supplémentaire est fournie intégralement par des turbines à combustion, la centrale thermique actuelle fonctionnant déjà une bonne partie de l'année (notamment en saison sèche) au maximum de ses capacités.

Le renouvellement de la centrale de Dégrad-des-Cannes avec une mise en service en 2023 permettra de réduire notablement le coût induit par la mobilisation des TAC.

Pour le calcul, la production à couvrir par les moyens thermiques est ainsi obtenue après avoir retranché la production issue des EnR des besoins à satisfaire à horizon 2018 et 2023.

	Objectifs PPE 2018 / 2015				Objectifs PPE 2023 / 2015				Tendanciel 2023 / 2015			
	Delta puis. (MW)	Delta prod. GWh	Coût € MWh	Coût CSPE (M€)	Delta puis. (MW)	Delta prod. GWh	Coût € MWh	Coût CSPE (M€)	Delta puis. (MW)	Delta prod. GWh	Coût € MWh	Coût CSPE (M€)
Biomasse bois	15	120	260	25	40	320	260	67	10	80	260	17
Hydro Fil de l'eau	5	22	150	2	17	79	150	8	0	0	0	0
PV Stockage	15	22	400	8	25	67	400	23	25	67	400	23
PV autoconso.	3	5	0	0	8	12	0	0	0	0	0	0
Eolien stockage	10	15	245	3	20	30	245	6	10	15	245	3
Déchets	0	0	70	0	8	12	70	0	0	0	260	0
TOTAL ENR	48	183		38	118	520		105	45	162		43
Thermique	0	-77	500	-35	0	-263	380	-87	0	95	500	43
TOTAL	48	106		3	118	257		18	45	257		86

Figure 56 : Impact sur l'évolution de la CSPE

Cette évaluation est une première approche de l'impact de la PPE sur l'évolution de la CSPE. Elle ne tient pas compte de la répartition des énergies au jour le jour tout au long de l'année (et notamment en fonction des deux saisons principales). Elle ne prend pas en compte également les besoins en service système inhérents à l'apparition d'énergie intermittentes ou semi-intermittentes.

De même, elle ne va pas au niveau du pas horaire afin de prendre en compte les périodes de pointe journalières. Enfin, elle considère que les productions renouvelables installées tournent au maximum de leur capacité et sont placées systématiquement en priorité dans le « merit order »¹⁴. Les filières considérées les plus vertueuses pour la CSPE sont en effet, dans l'ordre décroissant : le solaire en autoconsommation, la valorisation des déchets et l'hydraulique au fil de l'eau. Par contre, elles présentent l'inconvénient pour deux d'entre elles d'être plus ou moins intermittentes (100% pour l'autoconsommation et partiellement pour le fil de l'eau).

Une partie du financement des actions de MDE (57 M€) pourraient être pris par la CSPE (en première approche 50%, soit 3,5 M€/an). Ces actions permettraient une économie de 150 GWh/an en 2023, soit une économie de 22,5 M€/an (base d'un mix de production à 200 €/MWh, donc une compensation évitée de 150 €/MWh). En cumulé entre 2016 et 2023, ces économies, progressives, éviteraient 500 GWh environ, soit une compensation évitée de 100 M€, pour un financement de 28 M€. L'économie globale est de 72 M€ sur la période et de 19 M€ en 2023. Les actions de MDE sont donc les plus rentables.

Sur la base des hypothèses énoncées précédemment, la PPE permet de maintenir la CSPE au niveau actuel, de l'ordre de 170 M€ par an de surcoûts de production et d'achat, pour les années à venir et d'éviter une augmentation d'environ **86 M€ à l'horizon 2023**

A cela s'ajoutent les gisements de MDE à mobiliser conduisant à une économie globale de 72 M€, augmentant au fil des années, **pour atteindre 19 M€ en 2023**.

Toutefois les actions de MDE entraîneraient un moindre besoin de production et les deux économies pour la CSPE ne se cumulent que partiellement pour atteindre un **total de l'ordre de 100 M€/an en 2023**.

8.1.2.2 Mobilisation des fonds publics

Le Contrat de plan Etat-Région 2015-2020 et les programmes opérationnels 2014-2020 prévoient le financement d'actions comprenant les quatre thématiques : efficacité énergétique des bâtiments, mobilité durable, développement des énergies renouvelables et planification territoriale. Les fonds contractualisés et valorisés sont les suivants :

en M€	Etat	CR	CG	Total CPER 2015-2020	FEDER 2014- 2020	FEADER 2014-2020	TOTAL FONDS
Efficacité énergétique	1,24	8,592	0,09	9,922	46,4		56,322
EnR	1,2	0,4		1,6	8	3,3	12,9
Planification territoriale, observatoire, Adaptation au changement climatique	0,8	0,7		1,5			1,5
TOTAL	3,24	9,692	0,09	13,022	54,4	3,3	70,722

Figure 57 : Estimation des fonds publics mobilisés

Les fonds disponibles des autres collectivités n'ont pas pu être recensés.

¹⁴ La logique dite de « merit order » (préséance économique) consiste à faire appel aux différentes unités de production électriques, au fur et à mesure, en principe en fonction de leurs coûts marginaux croissants. Toutefois, d'autres facteurs peuvent être pris en compte [obligations de rachat de l'opérateur (comme en Guyane) ou prises en considération des émissions de CO₂ (coût variable supplémentaire)].

Le budget Etat-Conseil régional-Conseil général pouvant être affecté à la mise en œuvre des orientations de la PPE d'ici 2023 s'élève donc à **70,722 M€** soit **8,8 M€ par an**

8.2 Impact social

8.2.1 Les ménages en situation de précarité énergétique

Il n'existe pas aujourd'hui d'éléments statistiques structurés pour identifier et suivre précisément la problématique de la précarité énergétique en Guyane. La notion de précarité énergétique est définie dans la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement : « Est en situation de précarité énergétique une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou conditions d'habitat ».

Compte tenu des spécificités locales marquées, notamment dans les communes de l'intérieur, la notion de précarité énergétique doit donc être nuancée sur le territoire guyanais même si l'esprit de la définition doit impérativement être conservé. Malgré l'absence de suivi spécifique, plusieurs dispositifs d'aide sociale d'accès à l'énergie permettent d'appréhender l'ampleur de la problématique en Guyane.

- **Le dispositif du « Fonds de solidarité pour le logement » :**

L'accès au logement et la conservation de celui-ci sont des conditions indispensables à une bonne insertion sociale. Les conseils généraux sont ainsi en charge d'aider les personnes en grande précarité à se loger par le biais du Fonds de solidarité pour le logement (FSL).

Au-delà des aides spécifiques permettant l'accès ou le maintien dans un logement, le FSL permet également, au travers d'un dispositif « énergie », d'assurer le maintien de l'électricité.

Depuis le 1^{er} janvier 2005, le conseil général gère et finance le FSL, qui relevait de l'Etat avant la loi de décentralisation du 13 août 2004. La gestion financière du FSL est confiée à la Caisse d'allocations familiales de la Guyane qui est l'unique payeur du FSL et de ses dispositifs.

Le dispositif s'applique aussi bien au client dont l'alimentation a été suspendue pour non paiement qu'à celui qui est en voie de l'être. Il existe deux procédures d'attribution :

- « Hors commission » : décision prise directement par le travailleur social et réservée aux aides aux impayés de moins de 155 € ;
- « En commission » : décision prise par la commission d'attribution et réservée aux aides aux impayés supérieures à 155 € et aux aides préventives.

La procédure s'attache d'abord à responsabiliser le client sur la gestion de sa consommation en le faisant participer au paiement de la dette.

Que son électricité soit coupée ou non, seule la contribution effective du client, soit par le paiement d'une quote-part, soit par l'acceptation d'une offre palliative, peut entraîner de la part d'EDF :

- l'arrêt des relances pour le montant de l'aide jusqu'à réception du versement ;
- la fourniture totale ou partielle de l'énergie pendant la période d'attente de paiement ;
- la suppression des frais de coupure.

Cette aide et les services qui en découlent (dispositif dit « Pauvreté-Précarité ») ne peuvent s'appliquer qu'une fois par an.

En 2011, sur le thème du dispositif « énergie », 468 familles ont obtenu une aide du FSL.

En 2014, le bilan du FSL énergie est le suivant : 555 familles (+20% par rapport à 2011 et +6% en moyenne par an) ont obtenu une aide (maximale de 155 €) pour un montant total de **74 683€**

- **Le dispositif « Tarif de première nécessité »**

Le tarif de première nécessité (TPN) est une mission de service public assignée aux fournisseurs d'électricité, qui consiste à appliquer une tarification spéciale aux clients respectant des critères d'éligibilité (bénéficiaires de la couverture maladie universelle complémentaire, personnes éligibles à l'aide à la complémentaire santé, foyers dont le revenu fiscal de référence ne dépasse pas 2 420,78 € dans les départements d'outre-mer). Le TPN est attribué automatiquement dès lors que l'administration fiscale ou les organismes d'assurance maladie, selon le cas, ont communiqué les coordonnées des personnes susceptibles d'en bénéficier aux fournisseurs d'électricité. Le TPN est attribué pour une durée d'un an, renouvelable après validation des droits par les organismes d'assurance maladie. Le TPN peut se cumuler avec l'aide accordée par le FSL

Ce dispositif bénéficie aux personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité, sous conditions de ressources. Le TPN prend alors la forme d'une réduction par rapport aux tarifs réglementés de vente d'électricité sans effacement ni horosaisonnalité applicables aux clients non éligibles ayant souscrit la même puissance, dans la limite de 9 kVA. La réduction s'applique sur l'abonnement et sur le prix de l'énergie, dans la limite d'un plafond de consommation fixé à 100 kWh par mois.

Le nombre de bénéficiaires du TPN à fin 2013 était de 7 389. Il a évolué pour atteindre le nombre de 12 186 à fin 2014.

La lutte contre la précarité énergétique appelle une action forte de maîtrise de la consommation d'énergie, qui prend dans ce cadre un caractère d'acte de solidarité pour répondre de façon structurée à des besoins quotidiens basiques.

8.2.2 La création d'emplois

Selon l'observatoire Guyane Energie Climat, le secteur de l'énergie emploie 680 personnes en Guyane en 2014.

Domaine d'activités	Nombre d'emplois (ETP)
Approvisionnement et distribution de carburant	182
Institutionnels (collectivité, état, associations)	15
Bureaux d'études technique/contrôle	15
Production d'électricité et réseau	460

Commerce d'électricité	5
Production et distribution de vapeur et d'air conditionné	3
Total (estimations)	680

Figure 58 : Emplois pérennes recensés dans le secteur de l'énergie en Guyane en 2014 (source : GEC)

Les emplois dans la production d'électricité et du réseau sont les plus représentés. En effet, la Guyane de par son étendue doit mettre en place des moyens humains importants pour donner accès à l'électricité à la population.

Les domaines d'activités les plus générateurs d'emplois dans la branche énergétique concernent « la production d'électricité – réseau » pour 68% avec 460 emplois et le secteur de « l'approvisionnement et de la distribution de carburant » pour 27 % avec 182 emplois.

Selon le scénario retenu et le PRERURE, il est envisagé sur la période 2012-2030, la création de 1 100 emplois en hypothèse basse (dont 500 dans les EnR et 600 dans la MDE hors transport) et de 1 750 en hypothèse haute (650 EnR et 1 100 dans la MDE hors transport).

Focus biomasse

Concernant spécifiquement le développement de la biomasse, un rapport de 2012 de l'AFD estimait que le développement à terme de 35 MWe, mobilisant 380 000 m³/an issue à 70% des défriches agricoles et 30% de l'exploitation forestière, permettrait la création d'environ **300 emplois** : 100 dans les centrales de production, 50 dans les filières logistiques et 150 dans la mobilisation de la ressource. Les profils recherchés n'étant pas disponibles en Guyane, il serait nécessaire de structurer l'offre de formation en conséquence.

8.2.3 Impacts sur la formation

Le développement et la structuration des filières énergétiques portées par la PPE va demander le développement de nouvelles compétences et de nouveaux métiers ancrés sur le territoire, notamment dans les domaines :

- des métiers de l'encadrement du montage et de la gestion de projet, de la finance,
- de l'ingénierie en phase conception,
- de l'industrie ou du génie civil en phase de construction,
- de métiers de l'entretien et de la maintenance des installations,
- de l'exploitation et de la valorisation des ressources,
- du déploiement des actions de maîtrise de la demande d'énergie.

Ce sont ainsi plusieurs chaînes de valeur ajoutée locale qui devront faire l'objet d'un accompagnement spécifique.

Il est donc essentiel que les partenaires locaux de la formation soient approchés et mobilisés avant fin 2016 par la Région et l'Etat pour structurer un dispositif local de renforcement de l'emploi et des compétences afin de maximiser les retombées pour le territoire induites par la mise en œuvre de la PPE.

Les axes de formation prévues par la PPE concernent les domaines suivants :

- électrification participative dans les écarts : les actions consistent à former les habitants à la constitution de kits photovoltaïques et à leur entretien, et les accompagner dans l'appropriation de l'énergie ;
- filière biomasse : l'accompagnement des acteurs de la filière biomasse et la formation constituent un axe du plan de développement biomasse annexé à la PPE. Pour accompagner ce développement, la formation de conducteurs d'engins pour les secteurs miniers et forestiers sera nécessaire par exemple ;
- mise en place de la labellisation RGE : la professionnalisation des acteurs qui vendent et/ou posent des matériels relatifs à l'efficacité énergétique devra être menée. Cette action est en cours de réalisation.

8.3 Impact environnemental

Renvoi au rapport environnemental

9. ANNEXE 1 PPE : Plan de développement de la filière biomasse énergie en Guyane

Introduction

Les partenaires du Programme Régional pour la Maîtrise de l'Énergie - PRME (Ademe, Département, EDF, Région) conduisent depuis 2006, une politique d'accompagnement de la biomasse, en complément des stratégies affichées dans le PRERURE et le SRCAE.

Cette politique vise à développer, au travers d'un plan d'action, la filière bois-énergie en Guyane, dont la production d'électricité pourrait satisfaire 25% des besoins du territoire à l'horizon 2030 et créer entre 240 à 300 emplois.

Dans cette optique, les partenaires ont fait le choix d'associer filière bois, monde agricole et production énergétique dans le souci d'augmenter la part de la biomasse dans le mix énergétique guyanais, pour assurer à la fois une indépendance par rapport aux énergies fossiles et aussi la satisfaction des besoins alimentaires d'une population croissante en favorisant l'installation d'agriculteurs.

Ainsi, la biomasse fait intervenir plusieurs filières, qui malgré des contraintes et particularités distinctes, peuvent avoir des incidences plus ou moins fortes sur la mise en œuvre de l'une ou l'autre des professions :

- Filière production d'électricité : la construction et l'exploitation de centrales électriques, qui nécessitent un savoir-faire international et d'importants capitaux, sont réalisées par de grandes ou moyennes entreprises spécialisées dans la production d'électricité.
- Filière approvisionnement en biomasse : la collecte et la fourniture du combustible, qui nécessitent une bonne connaissance du terrain et le recours à du personnel qualifié, sont assurées par des entreprises locales.
 - L'approvisionnement à partir des bois de défriche agricole constitue un nouveau secteur nécessitant des soutiens techniques et financier aux entreprises locales pour leur phase d'investissement en matériels de chantier (engins), pour la formation aux métiers, mais aussi pour la définition de modalités de défriche optimisant l'usage agricole ultérieur des terrains.
 - L'approvisionnement à partir de la ressource forestière des massifs forestiers gérés durablement nécessite par ailleurs un renforcement de la filière forêt-bois actuelle, la somme des besoins en bois énergie du territoire étant nettement supérieure aux besoins actuels du territoire en bois d'œuvre.

Les prix du biocombustible produit localement influencent fortement la rentabilité des industriels afin d'aboutir à un tarif de rachat de l'électricité acceptable par la CRE. Par ailleurs, un plan d'approvisionnement en biocombustible sécurisé est exigé par les banques pour toute transaction.

Le développement de la filière bois-énergie nécessite donc un accompagnement beaucoup plus spécifique sur la production locale de biocombustible et la mise en place de plans d'approvisionnement diversifiés que sur les aspects techniques des centrales à bois. En outre, le transfert des technologies testées ailleurs est difficile dans le contexte amazonien, raison pour laquelle les incertitudes liées à cette production ne peuvent être levées qu'au moyen d'essais en grandeur nature avec du matériel spécifique.

Dans ce contexte, faire converger les moyens de la force publique vers un appui soutenu à l'émergence de filières d'approvisionnement en biomasse, à la mise en place et la stabilisation de professions et d'interprofessions, est une étape indispensable pour que les industriels continuent d'avancer dans leurs projets de centrales (dépôts de permis, sites retenus,...).

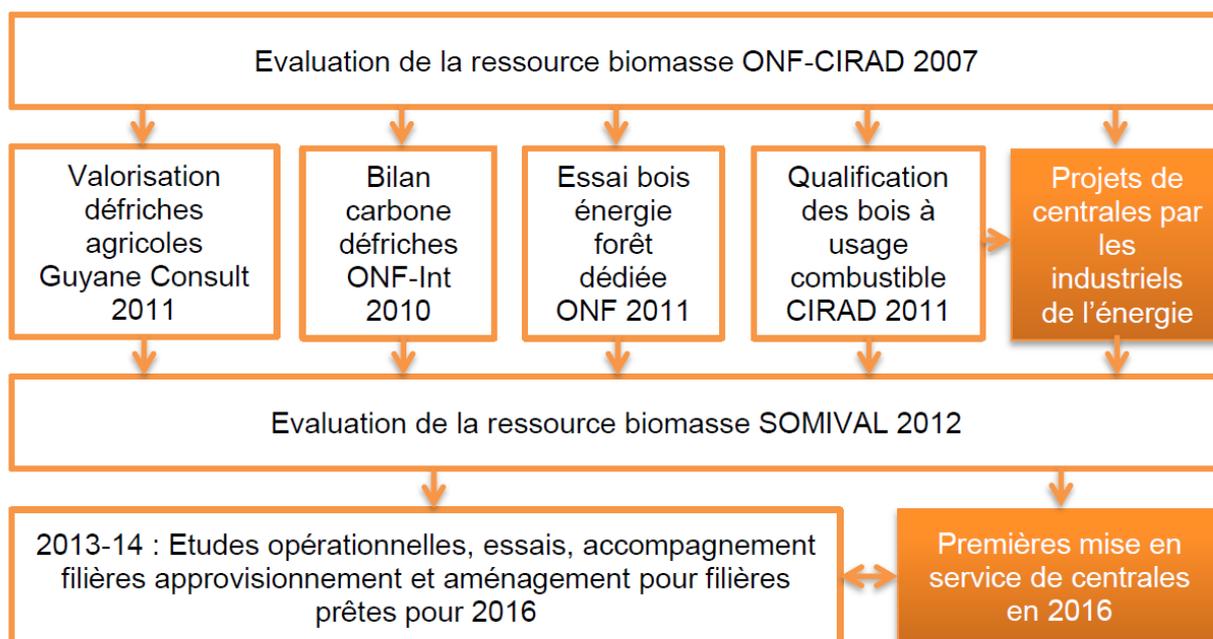
Aussi, la future Collectivité territoriale de Guyane, l'ADEME, l'ONF et l'Etat poursuivront la réalisation d'études et d'essais, en s'appuyant sur les organisations interprofessionnelles ainsi qu'en participant aux frais des postes des chargés de mission ou d'achat d'expertise ponctuelle.

État de la connaissance

Ces huit dernières années, les partenaires du PRME ont conduit un certain nombre d'études et programmes pour d'une part conforter la connaissance sur l'état de la ressource et d'autre part, identifier les conditions favorables à l'émergence d'une filière bois énergie, avec notamment la conduite d'essais ou encore l'accompagnement des acteurs.

Le schéma ci-après en résume les principales thématiques abordées :

- étude sur le potentiel de la biomasse pour la production d'électricité en Guyane ;
- valorisation des bois issus de la défriche destinées à créer des surfaces agricoles utiles nouvelles ;
- essai d'exploitation forestière de parcelles dédiées au bois-énergie ;
- caractérisation et qualification à l'usage de biocombustible du bois issu de la forêt ;
- étude comparative entre le bilan gaz à effet de serre de la défriche agricole avec brûlage en parcelle et la combustion en centrale ;
- étude d'actualisation de l'état de la filière et de la ressource biomasse ;
- essai en condition réelle et optimisation de l'itinéraire mixte à Saint Georges (récupération du bois énergie en complément de l'exploitation du bois d'œuvre).



Depuis 2009 et jusqu'à ce jour, le territoire ne compte qu'une unité de production d'électricité à partir de biomasse, d'une puissance de 1,7 MW, alimentée par les produits connexes des principales scieries de Guyane.

La mise en service des centrales ne s'est pas effectuée selon le rythme prévu, en raison d'un certain nombre de contraintes, ci-dessous exposées.

État des contraintes pour la réalisation des projets de biomasse énergie

La forêt guyanaise s'étend sur près de 8 millions d'hectares et couvre 96% du territoire. Elle se distingue ainsi de celle des autres DOM par l'ampleur de ses gisements de biomasse, mais aussi de biodiversité.

En regard du potentiel de la ressource, un certain nombre d'opérateurs se sont positionnés pour mettre en place des installations de production d'électricité à partir de biomasse.

Pourtant, à ce jour, seuls trois projets sont à un stade avancé de développement et se démarquent des autres :

- sur la commune de Montsinéry-Tonnégrande pour l'installation d'une centrale biomasse de puissance installée de 5,2 MWe associée à une plate-forme de stockage de bois dont la mise en service est prévue en 2018.
- sur la commune de Saint-Georges pour l'installation d'une centrale biomasse de puissance installée de 3,06 MWe adossée à une scierie.
- sur la commune de Roura, à Cacao, pour l'installation d'une centrale biomasse de puissance installée de 5,1 MWe.

Ainsi, d'ici 2018, la région devrait compter a minima quatre centrales biomasse d'une puissance installée totale de près de 15 MW.

D'autres opérateurs sont positionnés pour développer des centrales biomasse avec des niveaux de consommation annuelle cumulés de l'ordre de 300 à 400 000 tonnes de bois à l'horizon 2020 et un besoin de consommation de 11 000 à 12 000 t/an/MWe (à titre de comparaison et pour illustrer ces données de consommation de bois, on indiquera que l'exploitation actuelle des bois d'œuvre en Guyane représente un tonnage de l'ordre de 60 000 t/an).

Les différentes sources d'approvisionnement potentielles sont les suivantes :

- bois issu de la défriche agricole (200 à 300 000 t/an) ;
- bois issu d'une co-exploitation bois d'œuvre / bois énergie (150 000 t/an) ;
- bois issu d'une exploitation forestière à vocation énergétique (0 à 100 000 t/an).

Les volumes mobilisables nécessitent toutefois, à ce stade, d'être affinés ou confirmés par des essais de terrain.

Les plantations énergétiques pourront également peut-être constituer une ressource importante. Leur étude s'impose et leurs impacts potentiels (environnementaux, carbone, caractère invasif) doivent être évalués et comparés à d'autres solutions. Un projet de plantation énergétique combiné à une centrale biomasse est étudié par un porteur.

A ces sources d'approvisionnement, pourraient venir s'ajouter l'exploitation des bois issus du barrage de Petit-saut pour lesquels des études de faisabilité ont été engagées.

Les gisements sont donc importants. Cependant, leur exploitation est fortement limitée, en particulier par les contraintes suivantes :

- assurer la sécurisation de l'approvisionnement en bois (quelle que soit sa source d'approvisionnement) tout en veillant à la préservation de la ressource, et garantir un coût maîtrisé à long terme sur la durée de l'investissement ;
- maîtriser les conditions d'exploitation et la maintenance de la centrale (transport, itinéraires techniques, volumes, quantité du bois, garantie du faible impact environnemental, matériel performant et main d'œuvre qualifiée, etc.) ;
- garantir le couplage au développement de la filière agricole et donc nécessité d'aménager des zones agricoles pour concourir à la pérennité de l'activité agricole et contribuer à accélérer le rythme d'installation des agriculteurs et nécessité de faciliter l'accès au foncier ;
- assurer un accompagnement des acteurs de la filière et une mise en cohérence des stratégies de tous les acteurs ;
- disposer d'un tarif de rachat du kWe attractif et prenant en compte la complexité des systèmes de production et les surcoûts liés aux investissements. Les prix du biocombustible ne sont connus que par des études théoriques, certes de plus en plus fines, mais qui restent imprécises ;
- éviter les effets pervers qui conduiraient les agriculteurs, dans le cadre de la valorisation de la défriche agricole, à déboiser des secteurs nécessaires au maintien des continuités écologiques (corridors, ripisylves, etc.) ;
- choisir et adapter les matériels existants sur les marchés d'Europe et d'Amérique, réinventer les itinéraires techniques, en cherchant toutes les économies possibles sur le prix de revient final. En effet, il n'y a aucune référence similaire d'exploitation de bois énergie issus de forêt primaire équatoriale dans le monde.

L'accompagnement financier des projets aujourd'hui à l'étude fait intervenir les dispositifs de financement tels que la défiscalisation de l'Etat, les aides de la Région, les aides de l'ADEME, les aides à l'achat d'engins (besoins de l'ordre de 3M€ par entreprise pour l'approvisionnement et fourniture de biocombustible par exemple), les aides du FEDER (puisque le FEADER n'accompagne que les petites entreprises) et des possibilités d'emprunt à des taux bas préférentiels (Banque publique d'investissement) en complément du tarif d'achat négocié.

En ce qui concerne la viabilisation des zones de vie des agriculteurs et la création des pistes agricoles, la question des sources de financement reste encore à approfondir.

Enfin, la majeure partie du gisement de biomasse devant être acheminé par voie routière, l'impact de la circulation des engins et les mesures permettant d'y remédier doivent devenir une préoccupation forte des communes, dont les voiries sont souvent légères. La création et l'entretien de pistes (pour l'exploitation agricole ou forestière) est également un paramètre important des projets.

Plan de développement de la filière biomasse énergie

Fort de ces constats, la poursuite de l'accompagnement à la montée en puissance de la filière est une nécessité et doit être renforcée. Dans cette optique, le plan de développement ci-après est arrêté à l'horizon 2023. Il s'articule autour de quatre axes majeurs :

- Axe 1 : poursuivre l'amélioration des connaissances (impacts, contraintes d'exploitation et de mise en valeur de la biomasse, études sur les ressources potentielles) ;
- Axe 2 : poursuivre la prospective concernant l'aménagement du territoire notamment l'aménagement agricole ;
- Axe 3 : poursuivre l'accompagnement des acteurs ;
- Axe 4 : créer des conditions tarifaires favorables au développement de la filière.

L'objectif de développement supplémentaire de la filière biomasse est de +40 MW de puissance installée raccordée au réseau du littoral d'ici 2023, dont +15 MW d'ici 2018 hors projet de 3,5 MW de la commune de Saint-Georges.

Les avancées de ce plan seront communiquées au fil de l'eau à la cellule biomasse et aux acteurs locaux, afin de nourrir ses travaux et propositions d'avis, et ainsi garantir le développement durable de la filière biomasse énergie en Guyane.

Les quatre axes de développement sont présentés dans le tableau ci-après :

Axe 1 : poursuivre l'amélioration des connaissances (impacts, contraintes d'exploitation et de mise en valeur de la biomasse, valorisation de la chaleur)			
n°	Objectifs	Actions	Acteurs concernés
A1-1	Définir des itinéraires techniques optimisés et respectueux de l'environnement	Réaliser des essais couvrant trois modes d'exploitation : deux pour une co-exploitation bois d'œuvre / bois énergie et un pour des parcelles dédiées au bois énergie, afin d'améliorer le bilan environnemental et gaz à effet de serre très mitigé de l'essai de 2011. Le volet impact environnemental (faune, flore) sera étudié.	ONF, ADEME
A1-2		Défriche : définir les itinéraires techniques d'abattage et de collecte dont l'objectif sera de favoriser la valeur agronomique des sols (diminution des émissions de CO2) tout en optimisant le prix, la quantité et la qualité de biomasse valorisée.	ADEME,
A1-3		Étude sur les cultures énergétiques de ligneux avec une étude d'impact en comparaison aux autres modes d'exploitation du bois et de production d'énergie.	ADEME
A1-4		En fonction des retours de l'étude de synthèse des expériences du Brésil, de leur impact	ADEME, Région

	Identifier les ressources potentielles	potentiel et d'une revue sur le non ligneux : définition d'une stratégie en matière de plantation biomasse puis réalisation d'essais sur diverses plantes. Une analyse critique des impacts (biodiversité, GES, caractère invasif de l'espèce) de ces solutions, des modes d'aménagement (couloirs écologiques, trames, ...), comparées à d'autres sources d'approvisionnement devra être menée.	
A1-5		Etude globale des impacts environnementaux et gaz à effet de serre.	ADEME, DEAL, GEC
A1-6	Identifier les impacts	Impact de la circulation des engins sur les voiries communales départementales et nationales. Les aménageurs doivent connaître les conséquences du transport et les coûts (entretiens, renforcement de tronçons) et un mode de paiement de l'usure des voiries par les exploitants biomasse doit être proposé.	ADEME, DEAL, Collectivités, EPAG
A1-7	Valoriser la chaleur	Etude de solutions de valorisation du déchet de chaleur des centrales thermiques. Le rendement électrogène est au mieux de 25 %, et les ¾ de l'énergie sont aujourd'hui rejetés dans l'atmosphère. Cette chaleur peut servir des process industriels mais aussi produire du froid.	ADEME
Axe 2 : poursuivre la prospective concernant l'aménagement du territoire notamment l'aménagement agricole			
n°	Objectifs	Actions	Acteurs concernés
A2-1	Coupler valorisation énergétique de la défriche et aménagement agricole	Identifier les sites favorables à la création d'une zone d'aménagement agricole concertée et protégée pour l'installation des futurs agriculteurs avec valorisation de la défriche. Une attention devra être portée à la recherche de coûts d'approvisionnement à partir de la défriche agricole compétitifs par rapport aux autres sources d'approvisionnement en biomasse énergie. La question de l'accès au foncier devra être également prise en compte.	DAAF, chambre d'agriculture, ASP, EPAG, France Domaine, ADEME, DEAL, REGION
A2-2		Mise en place d'une traçabilité de la ressource issue de la défriche agricole. L'organisation des contrôles effectués par l'Etat (France Domaine, DAAF) dans le cadre de la RBUE ou les opérateurs d'aménagement (EPAG, ou autre) pourrait aussi s'appuyer dessus.	DAAF, France Domaine, ADEME, DEAL
A2-3	Accélérer l'installation des agriculteurs	Aménagement des zones agricoles concertées et protégées. Le financement de la viabilisation des zones de vie des agriculteurs, - électricité, eau, voire une partie de la création des pistes	DAAF, chambre d'agriculture, ASP, EPAG, France Domaine, ADEME,

		agricoles, - sera à planifier.	DEAL, REGION
Axe 3 : poursuivre l'accompagnement des acteurs et la formation			
n°	Objectifs	Actions	Acteurs concernés
A3-1	Consolider le réseau des acteurs	Compléter le réseau des acteurs avec des profils ciblés tels que :	DAAF, ADEME, EPAG, Collectivités, Région,
A3-2	Former	Mettre en place des formations de conducteurs d'engins pour les secteurs miniers et forestiers.	Lycée agricole de Matiti, ADEME, REGION
Axe 4 : créer des conditions tarifaires favorables au développement de la filière			
n°	Objectifs	Actions	Acteurs concernés
A4-1	Impulser la filière	Organiser des appels d'offre CRE en prenant en compte les spécificités de la Guyane et les surcoûts d'investissement et permettant l'atteinte des objectifs fixés par la PPE	DEAL, REGION
A4-2		Mettre en place des dispositifs financiers adaptés pour soutenir l'investissement des entreprises	BPI, CDC, ADEME, REGION, DEAL

10. Glossaire

ACS	Assurance Complémentaire Santé
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
BPEOD	Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande
BHNS	Bus à Haut Niveau de Service
CACL	Communauté d'Agglomération Centre Littoral
CCEG	Communauté des Communes de l'Est de Guyane
CCIG	Chambre des Commerces et de l'Industrie de Guyane
CEE	Certificat d'Economie d'Energie
CCOG	Communauté des Communes de l'Ouest de Guyane
CEREMA	Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement
CIOM	Comité Interministériel de l'Outre-mer
CMU-C	Couverture Maladie Universelle - Complémentaire
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CSPE	Contribution au Service Public de l'Electricité
DEAL	Direction de l'Environnement et de l'Aménagement et du Logement
DHUP	Direction de l'habitat, de l'urbanisme et du paysage du MEDDE
DGEC	Direction Générale de l'Energie et du Climat
DOM	Département d'Outre-Mer
EDF	EDF Systèmes Energétiques Insulaires
ENR	Energie renouvelable
FACE	Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification
FSL	Fonds de Solidarité pour le Logement
GPAR	Groupement Pétrolier Avitaillement Rochambeau
TEP	Tonne d'Equivalent Pétrole
MEDDE	Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie
MDE	Maîtrise de la Demande d'Energie
GEC	Guyane Energie Climat : observatoire régional énergie climat
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PRME	Plan Régional de Maîtrise de l'Energie
PRERURE	Plan énergétique Régional Pluriannuel de prospection et d'exploitation des Energies Renouvelables et de l'Utilisation Rationnelle de l'Energie
RGE	Reconnu Garant de l'Environnement
RTAA	Réglementation thermique, de l'acoustique et de l'aération
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
SAR	Schéma d'Aménagement Régional
SARA	Société Anonyme de la Raffinerie des Antilles
SRE	Schéma Régional Eolien
SRCAE	Schéma Régional du Climat-Air-Energie
TAC	Turbine A Combustion
TCSP	Transport en Commun en Site Propre
TPN	Tarif de Première Nécessité
ZNI	Zone Non Interconnectée

11. Table des figures et illustrations

Figure 1 : Schéma du système électrique guyanais (source : EDF)	9
Figure 2 : Récapitulatif du parc de production guyanais (source : EDF)	9
Figure 3 : Evolution du taux de dépendance énergétique de la Guyane (source : GEC).....	10
Figure 4 : Bilan des consommations primaires d'énergie 2014 de la Guyane (source : GEC)	10
Figure 5 : Répartition sectorielle des consommations primaires d'énergie 2014 de la Guyane (source : GEC)..	11
Figure 6 : Répartition sectorielle des consommations finales d'énergie 2014 de la Guyane (source : GEC)	11
Figure 7 : Répartition du mix de production d'électricité livrée au réseau en 2014 (source : EDF)	12
Figure 8 : Coût de production moyen en €/MWh dans les ZNI entre 2002 et 2013 (source : CRE).....	18
Figure 9 : Volume d'électricité produit ou acheté en Guyane entre 2002 et 2013 (source : CRE)	19
Figure 10 : Coût de production ou d'achat unitaire en Guyane entre 2008 et 2013 (source : CRE)	19
Figure 11 : Evolution 2010-2015 du surcoût de production en Guyane en M€ (source : CRE)	20
Figure 12 : Composition du coût de production en Guyane en M€ (source : CRE).....	21
Figure 13 : Montant des achats d'énergie réalisés par EDF en Guyane en M€ (source : CRE).....	22
Figure 14 : Evolution de la consommation d'énergie finale en Guyane de 2000 et 2014 en GWh (source : GEC)	23
.....	23
Figure 15 : Livraisons d'électricité au réseau sur la période 2003 à 2014 (source : GEC)	24
Figure 16 : Evolution des consommations 2000-2014 de gazole et d'essence en Guyane (source : GEC).....	25
Figure 17 : Evolution sectorielle 2000-2014 de la consommation finale d'énergie en Guyane (source : GEC)..	25
Figure 18 : Evolution de la population utilisée par EDF à l'horizon 2030 dans le cadre de sa programmation	26
(source : EDF).....	26
Figure 19 : Projections en matière du nombre de logements suivant la croissance démographique (source : EDF)	27
.....	27
Figure 20 : Perspectives d'organisation territorialisée de la Guyane en 2030 (source : SAR).....	29
Figure 21 : Répartition de la valeur ajoutée en 2010 (source : INSEE, IEDOM)	29
Figure 22 : Principaux indicateurs économiques de la Guyane (source : INSEE, CEROM, Douanes, IEDOM) .	30
Figure 23 : Cumul des actions d'efficacité énergétique menées en Guyane sur la période 2006-2014 (source :	33
GENERG).....	33
Figure 24 : Scénario de référence du BPEOD 2015.....	35
Figure 25 : Scénario « MDE renforcée » du BPEOD 2015.....	35
Figure 26 : Scénarios d'évolution de la consommation d'électricité	36
Figure 27 : Hypothèses de croissance de la demande d'électricité	36
Figure 28 : Hypothèses de croissance de la demande d'électricité avec développement minier.....	37
Figure 29 : produits pétroliers importés en Guyane (source DEAL).....	43
Figure 30 : capacités de stockage de produits pétroliers en Guyane (source DEAL).....	43
Figure 31 : détail de l'obligation de stockage stratégique par catégorie en Guyane (source DEAL).....	44
Figure 32 : déclaration de stocks stratégiques (source DEAL)	45
Figure 33 : Tableau de synthèse des enjeux, contraintes et critères de sécurité d'approvisionnement en carburants	47
(source : DEAL).....	47
Figure 34 : Structure de la demande, jours extrêmes et jours typiques (source : EDF).....	48
Figure 35 : Localisation des zones de consommation en Guyane (source : EDF)	50
Figure 36 : Production annuelle du barrage de Petit-Saut (source : EDF)	51
Figure 37 : Mix énergétique en 2009 au pas de temps mensuel en GWh/mois (Source : EDF / Bilan Prévisionnel	52
Juillet 2015))	52
Figure 38 : Mix énergétique en 2012 au pas de temps mensuel en GWh par mois (Source : EDF / Bilan	52
Prévisionnel Juillet 2015).....	52
Figure 39 : Carte de localisation du potentiel éolien de Guyane (Source : SRE 2012	63
Figure 40 : Objectifs de développement des EnR dans la PPE de Guyane	64
Figure 41 : Besoins de puissance garantie du BPEOD 2015 (Source : EDF)	65
Figure 42 : Evolution de la consommation d'électricité des communes de l'intérieur (source : BPEOD 2013,	74
2014, 2015)	74
Figure 43 : Projections de l'évolution de la consommation d'électricité des communes de l'intérieur (source :	74
BPEDO 2013, 2014, 2015)	74
Figure 45 : Montage financier du programme d'électrification des écarts (source : EDF)	78
Figure 46 : Carte du programme d'électrification des écarts (source : EDF).....	79
Figure 47 : Temps de coupure moyen par client en Guyane (source : EDF)	84
Figure 48 : Enveloppe du FACE 2015-2016 (source : Conseil général).....	88
Figure 49 : Conférence concertation, 18 juillet 2014 (source : MEDEF Guyane)	90
Figure 50 : Reprise des objectifs EnR PPE et du productible associé.....	95
Figure 51 : Rappel des coûts de mise en œuvre du PRERURE 2012-2030	96
Figure 52 : Enveloppe des investissements dans le bâtiment rapportés à la période PPE.....	97

Figure 53 : Synthèse des investissements pour le EnR électriques	98
Figure 54 : Estimation du montant des travaux d'extension du réseau électrique nécessaires dans l'Ouest guyanais (source : CR Guyane, Aménagement du Territoire).	100
Figure 55 : Investissements envisagés pour les infrastructures et les réseaux.....	101
Figure 56 : Bilan des investissements	101
Figure 57 : Impact sur l'évolution de la CSPE.....	103
Figure 58 : Estimation des fonds publics mobilisés	104
Figure 59 : Emplois pérennes recensés dans le secteur de l'énergie en Guyane en 2014 (source : GEC)	107

