



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

Etude d'impact économique et social

Novembre 2016

Table des matières

Préambule.....	3
1.Rappel des mesures de la PPE.....	4
2.Impacts économiques et financiers.....	9
2.1 Investissements nécessaires.....	9
2.2 Impact sur les finances publiques.....	15
3.Impact social.....	19
3.1 Les ménages en situation de précarité énergétique.....	19
3.2 La création d'emplois.....	20
3.3 Impacts sur la formation.....	22
4.Impact carbone.....	23
5.Glossaire.....	24
6.Table des figures et illustrations.....	25

Préambule

Conformément à l'article 17 de la loi n°2105-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la programmation pluriannuelle de l'énergie comporte une étude des impacts économiques et sociaux. Cette étude est fondée en partie sur la comparaison des effets de la mise en œuvre de la PPE par rapport au scénario fil de l'eau. Elle comporte un volet consacré aux charges couvertes par la contribution au service public de l'électricité. Elle est menée en euro constant 2014.

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

	PPE 2016- 2018		PPE 2019-2023		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	18,0	25,0	45,0
PV sans stockage, y compris autoconsommation	8,0	12	8,0	12	16,0	24
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
		195,6		314,6		510,2

Figure 1 : Objectifs de développement des énergies renouvelables de la PPE et 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.

1. Rappel des mesures de la PPE

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.

Il est rappelé que bien que le secteur du transport constitue un enjeu important de par son impact carbone et sa part dans le bilan d'énergie finale, cette première PPE a été consacrée prioritairement au système électrique. L'enjeu du secteur transport fera l'objet de mesures plus développées dans le cadre de la prochaine révision de la PPE sur la base des éléments collectés et des projets.

Synthèse des objectifs de la demande en électricité

- Evolution de la demande :

Scénario de croissance de la demande d'électricité (hors projets miniers)	2015-2018	2015-2023	2015-2030
Référence MDE	+106 GWh (+12,3%)	+257 GWh (+29,8%)	+417 GWh (+48,3%)

- 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

- Développer cinq bornes de recharge, alimentées par des énergies renouvelables, pour les véhicules électriques et hybrides électriques.

Synthèse des mesures relatives à la sécurité d'approvisionnement

- Porter le seuil de déconnexion des énergies intermittentes à 35 % en 2018 ;
- 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 :

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 y compris autoconso	34	+8	+8	+16	50	+10	60
Eolien avec stockage	0	+10	+10	+20	20	+10	30
Déchets	0	0	+8	+8	8	+5	13

- 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 moins 120 MW (base et pointe) à l'horizon de déclassement de la centrale actuelle. L'opportunité d'une transition des nouvelles installations vers une combustion gaz devra être étudiée et justifiée. Par ailleurs, le gestionnaire de réseau devra prendre les dispositions nécessaires pour compenser la baisse du régime de fonctionnement de la centrale qui limitera son fonctionnement à 18 000 heures au maximum entre le 01/01/2020 et le 31/12/2023.
 - 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) entre 2021 et 2023 en privilégiant les moyens de production à partir de sources renouvelables de puissance garantie fournissant des services système. Les moyens de base devront être renforcés de +10 MW en 2030 pour répondre aux besoins de développement notamment portés par la commune de Saint-Laurent-du-Maroni.

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.

Synthèse des orientations et mesures relatives aux communes de l'intérieur

Les énergies renouvelables doivent devenir les sources principales de production d'électricité dans les communes de l'intérieur.

- Evolution des besoins en production :

Evolution des besoins en production d'électricité en GWh	2015-2018	2015-2023	2015-2030
Communes de l'intérieur	+3 GWh (+19%)	+10 GWh (+60%)	+23 GWh (+137%)

- Renforcer les actions de sensibilisation aux économies d'énergie au travers du partenariat associatif ;
- 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.
- Poursuivre le programme d'électrification des écarts et l'étendre à de nouveaux écarts.
- Accompagner la démarche participative pour l'électrification de près de 190 foyers répartis 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 ;

- En cas d'absence de porteurs de projets, engager les travaux d'élaboration d'un cahier des charges dès 2017 pour le lancement d'un appel d'offres en 2018 visant à instaurer et exploiter de nouveaux moyens de production à partir de sources renouvelables pour la commune de Maripa-Soula. Les modalités de cet appel d'offres devront être définies au niveau régional en concertation avec la CRE et la DGEC.
- Réhabiliter la centrale hydroélectrique de Saut Maripa à Saint-Georges.
- En cas d'absence de porteurs de projets, lancer un appel d'offres d'ici 2020 pour permettre la construction et l'exploitation d'un moyen de production d'électricité à partir de l'énergie hydraulique sur la commune de Grand-Santi.

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

Synthèse des études à réaliser

<u>Maîtrise de l'énergie</u>		
1	Caractérisation de l'ampleur, la nature et les causes de la précarité énergétique	Fin 2017
2	Asseoir, quantifier, qualifier une politique de MDE – Mise à jour du PRERURE	
<u>Réseau et système / communes de l'intérieur</u>		
3	Etude sur les scénarios pour la mise en place de nouveaux systèmes électriques dans les bourgs des communes de l'intérieur, maximisant l'intégration des énergies renouvelables. Cette étude devra inclure l'étude technico-économique par le gestionnaire de réseau sur l'intérêt de l' interconnexion entre Papaïchton et Maripa-Soula pour la garantie de l'équilibre du réseau.	En 2017 : Maripasoula-Papaïchton et Régina Puis 2018
4	Etude de modélisation du réseau pour permettre l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique (amélioration du dispatching, recours aux moyens de stockage, définition du niveau de services système adapté, pilotage de la consommation et des flux d'énergie (smart grid), etc). 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.	2018
5	Etude technico-économique d'une extension du réseau de transport à l'est jusqu'à la commune de Saint-Georges de l'Oyapock.	2018
6	Etude technico-économique portant sur le doublage de la ligne de transport électrique de l'Ouest entre Kourou et Saint-Laurent-du-Maroni	2018
<u>Offre d'électricité</u>		
7	Etude d'évaluation du potentiel et des gisements pour la création d'une centrale de valorisation énergétique des déchets	2017
8	Etude d'opportunité sur le second grand barrage	2018
9	Etudes d'évaluation du potentiel hydraulique sur les fleuves de la Mana et l'Approuague (avec une priorité pour la Mana), en intégrant l'impact environnemental	2017 : Mana 2018 : Approuague
10	Définition d'un cadre pour l'autoconsommation/autoproduction	2017
<u>Approvisionnement en électricité</u>		
11	Etude 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 afin de privilégier la solution la plus pertinente dans le cadre d'une politique concertée d'aménagement du territoire.	2017
<u>Transport</u>		
12	Etude d'opportunité du déploiement des véhicules électriques et hybrides sur le territoire.	2018
13	Etudes, essais et aides à la diffusion pour l'utilisation de carburants alternatifs : biocarburants, résidus de production d'hydrogène, etc. Les ressources industrielles disponibles sur le territoire, notamment l'hydrogène, devront être valorisées dans le cadre de ces études et essais sur le stockage d'hydrogène et sa conversion au sein de piles combustibles.	2019
14	Mobilité durable	2018

2. Impacts économiques et financiers

Synthèse évaluations des impacts économiques et sociaux

Les actions de développement des énergies renouvelables, de maîtrise de la demande d'énergie, de mobilité durable, de remplacement des moyens de production de Dégrad-des-Cannes représentent un besoin de financement à hauteur de **1 869 M€ sur la période 2016-2023**, hors investissements liés à la construction éventuelle d'infrastructures pour l'approvisionnement en gaz des moyens de production conventionnels qui participeront au remplacement de ceux de Dégrad-des-Cannes. 55% de ce besoin relève des énergies renouvelables.

La mobilisation des fonds publics disponibles (Etat, Collectivité territoriale de Guyane) s'élève à **71 M€**.

La PPE permettrait la création de près de **1 000 emplois dont 444 emplois directs dans les énergies renouvelables**.

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.

2.1 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 énergies renouvelables 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 énergies renouvelables (études, appui à la structuration des filières et gouvernance)	Biomasse	5,92
	PV-éolien	2,05
	Autres énergies renouvelables	2,53
Pilotage	Coopération	1,80
	Observation évaluation	4,86
	Innovation	4,72
	Habilitation	3,85
	TOTAL PRERURE 2012-2030	135,21

Figure 2 : 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.

Le besoin de financement des actions MDE, et de soutien aux énergies renouvelables (hors investissement) s'élèverait à 57 M€ d'ici 2023.

2.1.1 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 modal ;
- 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.

2.1.2 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 3 : Enveloppe des investissements dans le bâtiment rapportés à la période PPE

2.1.3 Pour le développement des énergies renouvelables électriques

Au regard des objectifs de développement des énergies renouvelables 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	31,0	77,5
PV sans stockage, y compris autoconsommation	2 900	8,0	23,2	8,0	23,2	46,4
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
			303,7		504,7	792,9

Figure 4 : Synthèse des investissements pour les énergies renouvelables électriques

La réalisation des objectifs retenus dans la PPE d'ici 2023 représente un investissement cumulé à terme de l'ordre de **926,5 M€ dont 95 M € pour le projet TCSP hors subvention TCSP de 56 M€, soit environ 116 M€ par an**, avec une production d'origine renouvelable supplémentaire de l'ordre de 520 GWh.

Dans l'hypothèse où le mix thermique conserve sa configuration actuelle et en tablant sur une production stable de la grande hydraulique, la part des énergies renouvelables passerait ainsi de 64% du mix électrique en 2014 à **77% en 2018 et à 95% en 2023, sous réserve de la capacité du réseau à en accepter l'intégration.**

Dans l'hypothèse d'une évolution du bilan d'énergie finale à un rythme annuel moyen similaire à celui constaté entre 2009 et 2014 (-9,7%) et de l'absence d'évolution majeure des éner-

gies renouvelables dans le secteur du transport, le bilan d'énergie finale est évalué à 2 378 GWh en 2018 et 2 088 GWh en 2023. Sous réserve de l'atteinte des objectifs de développement des ENR, la part des ENR dans le bilan d'énergie finale passerait ainsi de 21% à **32% en 2018 et 51% en 2023**.

Des services système pourraient être demandés aux énergies renouvelables (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.

2.1.4 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 engagé 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 d'énergies renouvelables 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 (desertes 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 -Bonville	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 5 : 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 6 : 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%.

2.1.5 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 Collectivité territoriale de Guyane, 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 énergies renouvelables	1,7	2,8	4,5	0,6
Investissements énergies renouvelables	297,3	495,6	792,9	99,1
Investissements nécessaires au remplacement des moyens de Dégrad-des-Cannes *	0	700	700	87,5
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	475,8	677,4	1853,2	231,6

* investissements estimés hors infrastructures d’approvisionnement en gaz, en considérant 200 M€ pour les moyens utilisant des énergies renouvelables (utilisation des ratios les plus élevés de la figure 4) et 500 M€ pour les installations conventionnelles (évaluation EDF).

Figure 7 : Bilan des investissements

Le coût des investissements s’élèverait à **1 853 M€ pour la période 2016-2023** hors investissements liés à la construction éventuelle d’infrastructures pour l’approvisionnement en gaz des moyens de production conventionnels qui participeront au remplacement de ceux de Dégrad-des-Cannes. Ce coût serait ramené à **1 797 M€ après déduction de la subvention TCSP**.

2.2 Impact sur les finances publiques

2.2.1 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 parts égales entre une production diesel (260 €/MWh) et une production de turbine à combustion (500 €/MWh).

Le scénario tendanciel 2023 est le scénario basé sur la prolongation des évolutions actuelles et marqué par un faible développement des énergies renouvelables. 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 fonc-

tionnant 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 énergies renouvelables 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
Hydraulique au fil de l'eau	5	22	180	3	17	79	180	10	0	0	0	0
PV Stockage	15	22	400	8	25	44	400	15	25	45	400	16
PV sans stockage	5	8	120	0,6	10	15	120	1	16	24	120	2
PV avec auto-consommation	3	4	0	0	6	9	0	0	0	0	0	0
Eolien avec stockage	10	15	245	3	20	30	245	6	10	15	245	3
Déchets	0	0	150	0	8	12	150	1	0	0	150	0
TOTAL énergies renouvelables	48	191		40	110	509		97	45	164		43
Thermique	0	-85	500	-38	0	-272	380	-86	0	93	500	42
TOTAL	48	106		2	110	257		11	45	257		85

Figure 8 : 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 »¹. 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).

¹ 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)].

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 **85 M€ à l'horizon 2023 si les objectifs de développement de la PPE étaient atteints**. Il est à noter que cet impact sur la CSPE est conditionné à la capacité des pouvoirs publics et des porteurs de projets à lever les contraintes identifiées pour chacune des filières d'énergies renouvelables.

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**.

2.2.2 Mobilisation des fonds publics

Le Contrat de plan Etat-Région (CPER) 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	CTG	Total CPER 2015-2020	FEDER 2015-2020	FEADER 2014-2020	TOTAL FONDS DISPONIBLES
Efficacité énergétique	1,24	8,682	9,922	46,4		56,322
Energies renouvelables	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	9,782	13,022	54,4	3,3	70,722

Figure 9 : Estimation des fonds publics mobilisés

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

Le budget Etat-CTG 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**.

3. Impact social

3.1 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.

3.2 La création d'emplois

La mise en œuvre de la programmation pluriannuelle de l'énergie sur la période 2016-2023 permettra de maintenir les emplois locaux, de renforcer les structures existantes et de créer de nombreux emplois sur le territoire. Les secteurs du BTP, de l'énergie, du bois et de l'agriculture en sont les bénéficiaires à travers les chantiers d'efficacité énergétique, la construction et l'exploitation de nouvelles installations de production d'énergie, le développement des filières agricole et bois d'œuvre adossé au développement de la filière biomasse, la mise en place du TCSP, etc.

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 10 : 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 les estimations du PRERURE, il peut être envisagé la création de près de 1 000 emplois sur les périodes de la PPE.

La création d'emplois directs par filière ENR est présentée dans le tableau suivant :

	PPE 2016 - 2018		PPE 2019 - 2023		PPE 2016-2023	
	Ratio emploi/MW	Estimation du nombre d'emplois directs créés	Ratio emploi/MW	Estimation du nombre d'emplois directs créés	Ratio emploi/MW	Estimation du nombre d'emplois directs créés
Petite hydraulique	0,75	3,4	0,75	9	0,75	12,4
Biomasse	10	150	10	250	10	400
PV	0,5	11,5	0,5	11,5	0,5	23
Eolien avec stockage	0,5	4	0,5	4	0,5	8
Déchets	NC	0	NC	NC	NC	24
		169		275		444

Figure 11 : estimation du nombre d'emplois directs créés pour les ENR

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.

La création d'emploi dans les filières énergies renouvelables est évaluée à **444 emplois directs**.

3.3 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 CTG 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. Un module de formation à l'efficacité énergétique des bâtiments dans les DOM de trois jours a été mis en place en 2015 et s'adresse aux entreprises (bureau d'études, artisan) s'inscrivant dans le processus de labellisation RGE.

Un premier appel à projets sera lancé en 2016 par la CTG dans la perspective d'organiser des formations professionnalisantes à destination des ouvriers et des exploitants forestiers. Les formations concerneront les thématiques telles que l'exploitation à faible impact, la conduite

d'engins, la santé et la sécurité au travail (intervention en sites isolés, manipulation des équipements. Ce mécanisme pourra se renouveler pour orienter les formations vers les autres besoins de la PPE.

4. Impact carbone

Le tableau suivant présente l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre du mix électrique du littoral en 2023 sous réserve de l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables :

	2014	2018	2023
Facteur émission en gCO ₂ /kWh	545	448	299
Emission des GES du mix électrique (en kteq CO ₂)	470	434	335
Part énergies renouvelables	64%	77%	95%
Demande électrique en GWh	863	969	1 120

Figure 12 : Emission des GES du mix électrique (sources : GENERG et DEAL)

Les émissions de gaz à effet de serre du mix électrique sont évalués à **335 kteqCO₂** à l'horizon **2023** soit une diminution de près de 30% par rapport au niveau de 2014.

5. 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
CTG	Collectivité territoriale de Guyane
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
ENR	Energie renouvelable
FACE	Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification
FEDER	Fonds européen de développement économique et régional
FEADER	Fonds européen agricole pour le développement
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

6. Table des figures et illustrations

Figure 1 : Objectifs de développement des énergies renouvelables de la PPE et productible associé.....	3
Figure 2 : Rappel des coûts de mise en œuvre du PRERURE 2012-2030.....	9
Figure 3 : Enveloppe des investissements dans le bâtiment rapportés à la période PPE.....	11
Figure 4 : Synthèse des investissements pour les énergies renouvelables électriques.....	11
Figure 5 : Estimation du montant des travaux d'extension du réseau électrique nécessaires dans l'Ouest guyanais (source : CR Guyane, Aménagement du Territoire).....	13
Figure 6 : Investissements envisagés pour les infrastructures et les réseaux.....	14
Figure 7 : Bilan des investissements.....	15
Figure 8 : Impact sur l'évolution de la CSPE.....	17
Figure 9 : Estimation des fonds publics mobilisés.....	18
Figure 10 : Emplois pérennes recensés dans le secteur de l'énergie en Guyane en 2014 (source : GEC).....	21
Figure 11 : estimation du nombre d'emplois directs créés pour les ENR.....	21
Figure 12 : Emission des GES du mix électrique (sources : GENERG et DEAL).....	23