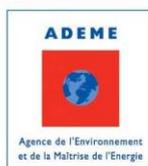


Réactualisation du PRERURE Guyane

Plan Energétique Régional Pluriannuel de Prospection et d'Exploitation des Energies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie

Rapport final

PROGRAMME RÉGIONAL POUR LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE



PARTENAIRES POUR LE DÉVELOPPEMENT DURABLE DE LA GUYANE

Septembre 2012

Adoption du PRERURE en Assemblée plénière le 24 juillet 2012

Les conseillers régionaux se sont réunis en Assemblée Plénière sous la présidence de Jocelin Ho-Tin-Noé, le mardi 24 juillet 2012 pour approuver le Plan énergétique régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie (PRERURE). Durant cette assemblée, les élus ont salué la démarche volontariste basée sur la diversification du mix énergétique (avec une part belle aux énergies renouvelables), la maîtrise de la demande d'énergie, et avec pour objectif, l'autonomisation de la production.

Les recommandations proposées par le PRERURE ont été accueillies favorablement par les élus, telles que la mise en place d'une Agence Régionale de l'Energie, dont l'étude de faisabilité devrait être lancée. Une telle Agence serait un plus en matière de gouvernance de la politique énergétique régionale, en termes de visibilité et de mutualisation des moyens. Une seconde recommandation du PRERURE a été mise en avant durant les échanges : demander une habilitation législative afin d'adapter les réglementations nationales en matière d'énergie aux spécificités locales.

SOMMAIRE

Phase 1 : Bilan énergie-gaz à effet de serre de la Guyane

I.	Introduction	13
I.1	Objet de l'étude	13
I.2	Liste des documents consultés.....	13
I.3	Liste des personnes rencontrées ou contactées.....	16
II.	Diagnostic de la situation énergétique de la Guyane	17
II.1	Bilan énergétique 2009 : vue d'ensemble	17
II.1.1	Consommation d'énergie primaire	17
II.1.2	Consommation d'énergie finale	20
II.1.3	Consommation d'électricité	23
II.2	Consommations par secteur.....	27
II.2.1	Consommations primaires de produits pétroliers.....	27
II.2.2	Résidentiel	28
II.2.3	Professionnels.....	39
II.2.4	Pêche.....	44
II.2.5	Agriculture.....	44
II.2.6	Sylviculture.....	45
II.2.7	Transports.....	46
II.3	Consommations des communes de l'intérieur	50
II.3.1	Méthodologie de reconstitution des consommations des communes de l'intérieur	50
II.3.2	Consommations d'énergie finale des bourgs de l'intérieur.....	51
II.3.3	Consommations d'énergie primaire des bourgs de l'intérieur	54
II.3.5	Consommations d'énergie dans les écarts	55
II.4	Production d'énergie en Guyane	56
II.4.1	Bilan de la production d'électricité	56
II.4.2	Moyens de production d'électricité	58
II.4.3	Production électrique d'origine renouvelable	60
III.	Diagnostic des émissions de gaz à effet de serre de Guyane	71
III.1	Le périmètre d'étude	71
III.2	Bilan GES d'origine énergétique.....	72
III.2.1	Approche méthodologique.....	72
III.2.2	Emissions de GES d'origine énergétique par secteur.....	73
III.3	Bilan GES d'origine non énergétique.....	75
III.3.1	Déchets.....	75
III.3.2	Agriculture.....	76
III.3.3	Industrie	77

III.3.4	Changement d'affectation des sols.....	79
III.3.5	Barrage de Petit-Saut.....	81
III.3.6	Synthèse des émissions de GES d'origine non énergétique.....	82
III.4	Synthèse des émissions de GES de la Guyane en 2009.....	83

Phase 2 : Prospective énergie - gaz à effet de serre de la Guyane

I.	Introduction	86
II.	Résultats des scénarios	88
II.1	Consommations d'énergie dans le résidentiel	88
II.1.1	Consommations dans la zone littorale.....	88
II.1.2	Consommations dans les communes de l'intérieur.....	89
II.2	Consommations d'énergie dans le secteur professionnel (zone littorale).....	90
II.3	Consommations d'énergie dans le secteur des transports.....	91
II.4	Système de production électrique littoral dans les 3 scénarios.....	92
II.4.1	Scénario tendanciel.....	92
II.4.2	Scénario volontariste.....	94
II.4.3	Scénario médian	97
II.4.4	Impact en GES.....	98
III.	Hypothèses des scénarios d'évolution de la demande énergétique	101
III.1	Hypothèses sur les déterminants non énergétiques	101
III.1.1	Démographie.....	101
III.1.2	Développement économique.....	103
III.2	Hypothèses d'évolution des consommations d'énergie dans le secteur résidentiel	105
III.2.1	Evolution du nombre de ménages électrifiés et du nombre de personnes par ménage	105
III.2.2	Croissance des taux d'équipements.....	106
III.2.3	Analyse de l'usage de la climatisation dans le secteur résidentiel	106
III.2.4.	Analyse de l'usage de l'eau chaude sanitaire dans le résidentiel	109
III.2.5.	Analyse de l'usage du froid domestique dans le secteur résidentiel	110
III.2.6.	Analyse de l'usage de l'éclairage dans le secteur résidentiel	111
III.2.7.	Analyse de l'usage des autres équipements dans le résidentiel	112
III.3	Hypothèses d'évolution des consommations d'énergie dans le secteur professionnel (tertiaire – industrie – secteur primaire).....	112
III.3.1	Scénario tendanciel.....	112
III.3.2	Scénarios volontariste et médian – hypothèses détaillées par usage dans le secteur tertiaire et l'industrie.....	113
III.4	Hypothèses d'évolution des consommations d'énergie dans le secteur des transports.....	117
III.4.1	Consommations de carburant pour le transport fluvial.....	117

III.4.2	Scénarios d'évolution des consommations de carburant pour le transport maritime	118
III.4.3	Scénarios d'évolution des consommations de carburant pour le transport aérien	119
III.4.4	Scénarios d'évolution des consommations liées au transport routier.....	121
III.5	Hypothèses sur le système électrique	122
IV.	Hypothèses de développement des énergies renouvelables.....	124
IV.1	Hypothèses sur la filière bois énergie	124
IV.1.1	Potentiels de bois énergie en Guyane	124
IV.1.2	Les autres contraintes pesant sur la filière biomasse électricité	130
IV.1.3	Scénarios biomasse électricité	131
IV.2	Hypothèses sur la filière éolienne.....	133
IV.2.1	Scénario tendanciel.....	133
IV.2.2	Scénario volontariste.....	133
IV.2.3	Scénario médian	133
IV.3	Hypothèses sur la grande hydraulique	134
IV.3.1	Scénario tendanciel.....	134
IV.3.2	Scénario volontariste.....	134
IV.3.3	Scénario médian	134
IV.4	Hypothèses sur la filière photovoltaïque	135
IV.4.1	Scénario tendanciel.....	135
IV.4.2	Scénario volontariste.....	135
IV.4.3	Scénario médian	136
IV.5	Déchets et biogaz	136
IV.5.1	Scénario tendanciel.....	136
IV.5.2	Scénario volontariste.....	136
IV.5.3	Scénario médian	137
IV.6	Biocarburants – palmiste en agriculture et sites isolés	137
IV.7	Communes de l'intérieur	137
IV.7.1	Scénario tendanciel.....	138
IV.7.2	Scénario volontariste.....	138
IV.7.3	Scénario médian	138
IV.8	Cartes synthétisant les projets Energies Renouvelables à l'horizon 2030	138

Phase 3 : Présentation du plan d'action

I.	Les principaux axes du PRERURE.....	143
I.1	Les quatre piliers du PRERURE	143
I.2	Un plan d'actions reposant sur des approches sectorielles mises en cohérence ..	143
II.	Mise en œuvre des moyens et gouvernance du PRERURE	146
II.1	Moyens humains nécessaires à la mise en œuvre du PRERURE	146

II.2	Gouvernance du PRERURE	146
II.3	Financement du PRERURE	147
II.4	Retombées économiques du PRERURE.....	148
III.	Les fiches sectorielles.....	150
	Fiche 01 - Climatisation dans le résidentiel	150
	Fiche 02 - Climatisation dans le secteur professionnel.....	156
	Fiche 03 – Eau-chaude sanitaire Résidentiel et Tertiaire	161
	Fiche 04 – Eclairage	166
	Fiche 05 – Autres usages de l'énergie chez les Professionnels	171
	Fiche 06 - Référentiels pour une réglementation thermique Guyane et des labels volontaires pour la construction	176
	Fiche 07 – Amélioration de l'efficacité énergétique des transports.....	179
	Fiche 08 – Soutien au développement de la filière biomasse énergie en Guyane.....	183
	Fiche 09 – Soutien au développement des filières photovoltaïque et éolien en Guyane .	188
	Fiche 10 – Soutien au développement des autres énergies renouvelables en Guyane...	192
	Les fiches transversales	196
	Fiche 11 – Communication - sensibilisation	196
	Fiche 12 – Coopération nationale et internationale	200
	Fiche 13 – Innovation – Veille technologique	204
	Fiche 14 – Observation et évaluation.....	207
	Fiche 15 – Habilitation	210

Table des illustrations

Tableau 1 : Consommations primaires en 2009 par source d'énergie	18
Tableau 2 : Consommations primaires en 2009 ventilées par secteur	20
Tableau 3 : Consommations d'énergie finale par secteur et évolution entre 2000 et 2009	21
Tableau 4 : Bilan des consommations finales par secteur et produit énergétique en 2009	21
Tableau 5 : Bilan de la production et de la demande d'électricité du littoral et des bourgs de l'intérieur (concession EDF)	23
Tableau 6 : Pertes de distribution sur le réseau littoral en 2009	24
Tableau 7 : Evolution de la consommation d'électricité sur le littoral entre 2003 et 2009	24
Tableau 8 : Répartition sectorielle des consommations d'électricité en 2009	26
Tableau 9 : Consommations primaires de combustibles en 2009	27
Tableau 10 : Consommations d'énergie finale du secteur résidentiel sur le littoral (2000 et 2009)	29
Tableau 11 : Consommations d'électricité du secteur résidentiel en MWh par commune du littoral en 2000 et 2009	30
Tableau 12 : Répartition par usage et estimation des consommations électriques du résidentiel	32
Tableau 13 : Age moyen des climatiseurs dans le résidentiel	33
Tableau 14 : Taux d'équipement des ménages par type de chauffe-eau	36
Tableau 15 : Evolution des CESI aidés par EDF en Guyane (base OGAM)	37
Tableau 16 : Consommations du parc de chauffe-eau solaires collectifs	38
Tableau 17 : Consommations du secteur des professionnels en GWh par produit énergétique	40
Tableau 18 : Répartition des consommations tarif bleu (petits professionnels) en 2009	41
Tableau 19 : Répartition des consommations tarif vert (gros professionnels) en 2010	41
Tableau 20 : Consommations électriques des clients professionnels en 2009 par branche d'activités et profils de consommateurs (tarif bleu/vert)	42
Tableau 21 : Répartition des consommations du secteur professionnel par commune en 2009	43
Tableau 22 : Consommations électriques des professionnels par usage en 2009	43
Tableau 23 : Consommations du secteur de la pêche en 2000 et 2009	44
Tableau 24 : Consommation électrique du secteur agricole en 2009	45
Tableau 25 : Consommations d'énergie finale de l'agriculture en 2000 et en 2009	45
Tableau 26 : Bilan des consommations d'énergie des transports en 2009 en MWh	47
Tableau 27 : Consommations du secteur des transports routiers en 2009,	48
Carte des bourgs et villages de l'intérieur en concession EDF	50
Tableau 28 : Consommation et production d'électricité des bourgs de l'intérieur en 2009 (concession EDF)	51
Tableau 29 : Evolution des consommations des bourgs de l'intérieur (concession EDF)	52
Tableau 30 : Répartition des consommations des bourgs de l'intérieur (concession EDF)	52
Tableau 31 : Consommations d'électricité des ménages des bourgs de l'intérieur en 2009	52
Tableau 32 : Consommations d'électricité des professionnels par commune en 2009	53
Tableau 33 : Consommations de gazole dans les communes de l'intérieur en 2009 (concessions EDF)	54
Tableau 34 : Bilan des consommations d'énergie primaire des communes de l'intérieur en 2009 (concessions EDF)	54
Tableau 35 : Production d'électricité de la Guyane en 2009	56
Tableau 36 : Evolution de la production livrée et répartition entre thermique et hydraulique	58
Tableau 37 : Evolution des moyens de production d'électricité entre 2000 et 2009	59
Carte du système électrique existant et des projets énergies renouvelables en Guyane	60
Projets photovoltaïque réalisés et en cours	63
Tableau 38 : Installations photovoltaïque raccordées et en projet	63
Tableau 39 : Evaluation des gisements potentiels de biomasse (bois)	65
Localisation des gisements potentiels de biomasse pour la production d'électricité	66
Tableau 40 : Pouvoir de réchauffement global par type de GES	72
Tableau 41 : Facteurs d'émissions directs en g éqCO ₂ /kWh par source d'énergie fossile	72
Tableau 42 : Bilan des émissions de GES d'origine énergétique en 2009 en ktéqCO ₂	73
Tableau 43 : Emissions de GES non énergétiques liées à la gestion des déchets en 2009	76
Tableau 44 : Emissions de GES non énergétiques liées aux activités agricoles en 2009	77
Tableau 45 : Emissions de GES non énergétiques du secteur industriel en 2009	79
Tableau 46 : Evolution de la surface forestière en fonction des différents types d'occupation du sol identifiés à la photo-interprétation	79
Tableau 47 : Emissions liées au changement d'affectation des sols	80

Tableau 48 : Bilan GES d'origine non énergétique en 2009	82
Tableau 49 : Bilan des émissions de GES en 2009 en Guyane	83

Glossaire

ADEME : Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

AFD : Agence Française de Développement

CA : Chambre d'Agriculture

CCCL : Communauté de Communes du Centre Littoral

CCEG : Communauté de Communes de l'Est Guyanais

CCIG : Chambre de Commerce et d'Industrie de Guyane

CCOG : Communauté de Communes de l'Ouest Guyanais

CEE : Chauffe-eau électrique

CESI : Chauffe-eau solaire individuel, utilisé dans le cas de logement individuel

CESC : Chauffe-eau solaire collectif, notamment utilisé dans les logements collectifs

CIRAD : Centre de Coopération Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement

CITEPA : Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphériques

CNES : Centre National d'Etudes Spatiales

CRE : Commission de régulation de l'énergie

CSG : Centre Spatial Guyanais

DAAF : Direction de l'Alimentation, de l'Agriculture et de la Forêt

DEAL : Direction de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement

EDF SEI : Electricité De France - Systèmes Energétiques Insulaires

EER : L'EER (ou Energy Efficiency Ratio) est le coefficient d'efficacité frigorifique. Il représente la performance énergétique de l'équipement de climatisation.

Energie finale : L'énergie finale (notée EF) est l'énergie livrée au consommateur pour sa consommation finale (essence à la pompe, électricité au foyer,...).

Energie primaire : L'énergie primaire (notée EP) est l'ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés. Ce sont principalement le pétrole brut, les schistes bitumineux, le gaz naturel, les combustibles minéraux solides, la biomasse, le rayonnement solaire, l'énergie hydraulique, l'énergie du vent, la géothermie et l'énergie tirée de la fission de l'uranium.

FEDER : Fonds Européen de Développement Régional

GES : Gaz à effet de serre

GES NE : Gaz à effet de serre non énergétique : ce sont les émissions de gaz à effet de serre qui ont pour origine des sources non énergétiques. Elles comportent notamment les engrais utilisés les cultures, qui subissent une dégradation physicochimique dans le sol (d'où un dégagement de protoxyde d'azote et de méthane), la décomposition de matériaux enfouis dans les sols après leur mise en décharge, les fuites de gaz frigorigène des machines de froid, etc.

GIEC : Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat

INRA : Institut National de Recherche Agronomique

iREP : Répertoire des Emissions Polluantes

LBC : lampe basse consommation

ONF : Office National des Forêts

PCI : Le pouvoir calorifique inférieur est un paramètre caractéristique de chaque carburant. Cette grandeur exprimée en kJ/l (PCI volumique) ou en kJ/kg (PCI massique) caractérise la quantité d'énergie fournie par le carburant considéré.

PDEDMA : Plan Départemental d'Elimination des Déchets Ménagers et Assimilés

PDRG : Programme de Développement Rural de la Guyane

PRERURE : Plan Energétique Régional Pluriannuel de Prospection et d'Exploitation des Energies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie

PRME : Programme Régional de Maîtrise de l'Energie

PV : Photovoltaïque

SAR : Schéma d'Aménagement Régional

SARA : Société anonyme de raffinerie des Antilles

SRCAE : Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Energie

STEP : Station d'épuration

TAC : Turbine à combustion

Taux d'indépendance énergétique : Le taux d'indépendance énergétique est le rapport entre la production d'énergies primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et les disponibilités totales en énergies primaires, une année donnée. Ce taux peut se calculer pour chacun des grands types d'énergies ou globalement toutes énergies confondues.

TCAM : taux de croissance annuelle moyen

Phase 1 :

Bilan énergie - gaz à effet de serre de la Guyane

I. Introduction

I.1 Objet de l'étude

La réactualisation du Plan Energétique Régional Pluriannuel de Prospection et d'Exploitation des Energies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie (PRERURE) a été confiée par le Programme Régional pour la Maîtrise de l'Energie (PRME) au groupement EXPLICIT/ALTER. **Le diagnostic des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre de la Guyane constitue la première étape de cette mission.**

Afin d'établir ce diagnostic, les principaux acteurs liés à la problématique énergétique du territoire ont été rencontrés entre juin et juillet 2011. Le bilan énergie-gaz à effet de serre est issu d'un travail de collecte et de traitement des données disponibles dans la bibliographie existante ainsi que des données transmises par les acteurs locaux et les partenaires du PRME. Les résultats de l'analyse des données sont restitués dans le présent rapport. Celui-ci est organisé en **deux sections** :

- le **diagnostic énergétique** de la Guyane,
- le **diagnostic des émissions de gaz à effet de serre (GES)**, en distinguant d'une part les émissions d'origine énergétique et d'autre part les GES d'origine non énergétique.

Le précédent exercice, le PER (Plan Energétique Régional), avait été établi en 2003 et présentait le bilan énergétique de l'année 2000. **Les bilans de cette actualisation sont réalisés pour l'année 2009.** Les données de consommations et de production de 2009 sont comparées à celles de l'exercice précédent, réalisé pour l'année 2000, permettant de dégager les taux de croissance par énergie et par secteur. Cette comparaison avec le PER 2003 sera faite autant que faire se peut, notamment au regard des contraintes de cohérences méthodologiques, sur lesquelles nous revenons plus loin.

I.2 Liste des documents consultés

La liste des principales ressources documentaires consultées est proposée ci-après.

Thématique	Intitulé	Commanditaire	Auteur	Date	Dénomination
Général	Tableaux de bord économiques de la Guyane		IEDOM	2010	
	Rapport annuel Guyane		IEDOM	2010	
	Recensement général de la population		INSEE	1999	RGP 1999
	Recensement général de la population		INSEE	2007	RGP 2007
	Tableaux Economiques Régionaux de la Guyane, 2009-2010		INSEE	2010	
	Estimations de la population		INSEE	2011	
	Projections de population à l'horizon 2040		INSEE	2011	
Energie	Plan Energétique Régional (Tomes 1 à 4)	PRME	ICE DEBAT	2003	PER
Electricité	Etude d'adéquation électrique offre/demande de Papaïchton et Maripasoula (Guyane)		Transénergie, Substitut Conseil	2003	
	Etude de synthèse des études de potentiel en énergies renouvelables pour la production d'électricité en Guyane	PRME	EXPLICIT	2008	
	Bilan Prévisionnel Pluriannuel des Investissements en production Guyane		EDF SEI	2009	BPPI EDF 2009
	Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre/Demande d'électricité en Corse et Outre-mer à l'horizon 2015 - Actualisation 2010		EDF SEI	2010	BP EDF actualisée 2010
	Etude du parc d'appareils électroménagers des clients particuliers en Guyane	EDF	LH2	2009	enquête Ménages EDF 2009
	Etude de reconstitution de la courbe de charge de la demande d'électricité par usage	PRME	Id Concept	2011 - en cours	étude ELEC 2011
Biomasse	L'électricité sur le réseau interconnecté - Bilan Prévisionnel en Guyane 2005-2020 - Scénario GENERG		GENERG	2007	
	Etude technico-économique sur les possibilités de la biomasse pour l'alimentation électrique de la Guyane	PRME	ONF, CIRAD	2007	
	Identification des conditions pour une valorisation énergétique de la biomasse issue de l'installation des agriculteurs en Guyane	PRME	Guyane Consult	2010	
	Plan de développement énergétique Guyane 2011-2014		Voltalia Guyane	2011	
	Valorisation de la biomasse en Guyane : vers une économie sobre en carbone - Investigation fondée sur une enquête diligentée par la Délégation Générale à l'Outre Mer et les études faites par le Programme Régional pour la Maîtrise de l'Energie		ADEME	2010	
	La biomasse, source de "croissance verte" pour la Guyane	CIOM	CGAER	2011	
	Etude diagnostic sur la faisabilité technico-économique du développement d'une filière éthanol carburant en Guyane	ADEME	BG Ingénieurs Conseils, Philippe Bobrie Conseils, ACADE	2008	
Etude diagnostic sur la faisabilité technico-économique du développement d'une filière huile-carburant en Guyane	PRME	BG Ingénieurs Conseils, Philippe Bobrie Conseils, ACADE	2010	étude Biocarburants 2011	
Transport	Estimation des consommations énergétiques liées au transport en Guyane	PRME	Ingeko Energies	2011	étude Transport 2011

Thématique	Intitulé	Commanditaire	Auteur	Date	Dénomination
GES NE	Manuel simplifié pour l'inventaire des gaz à effet de serre, Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Version révisée 1996, Volume 2		GIEC	1996	méthodologie GIEC
	Inventaire régional d'émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre dans le cadre du schéma régional climat-air-énergie	MEEDDM, DGEC	CITEPA	2010	inventaire CITEPA
	Inventaire Forestier National, Suivi de l'occupation du sol et des changements d'occupation du sol en Guyane par télédétection satellitaire		IFN	2008	IFN 2008
	Étude de synthèse bibliographique sur la production de gaz à effet de serre liée au défrichement agricole en Guyane		ONFI	2010	
	Expertise sur les références dendrométriques nécessaires au renseignement de l'inventaire national de gaz à effet de serre pour la forêt guyanaise	MAAP	ONF, CIRAD, CNRS	2005	
Déchets	Plan Départemental d'Élimination des Déchets Ménagers et Assimilés de la Guyane	Préfecture, ADEME	TRIVALOR/INSAVALOR	2009	PDEDMA
	SOeS/SSP, Service de l'observation et des statistiques, Enquêtes eau 2008	MEDDTL		2011	SOeS/SSP

I.3 Liste des personnes rencontrées ou contactées

La liste suivante recense les personnes rencontrées ou contactées pour un entretien téléphonique, afin d'élaborer le diagnostic des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre de la Guyane.

Structure	Contact
ADEME	Mme. Pons
ADEME	M. Courtiade
ADEME	M. Catalano
AFD	Mme. Abt
AFD	M. Damoiseau
Bobrie Conseil	M. Bobrie
CCIG Pôle Industrie	M. Cuissot
CCIG Pôle Industrie	M. Achouar
CCIG Pôle Bois	Mme. Bonjour
CCIG Concessions Portuaires	M. Prevoteau
Chambre d'Agriculture	M. Guillam
CIRAD - ECOFOG	M. Blanc
CIRAD - CARPAGG	M. Blanfort
CR - Aménagement	M. Labarthe
CR - Energie	Mme. Sirder
CR - Energie	Mme. Lecurieux
CR - Energie	Mme. Neron
Créole	M. Bourgeois
DAAF	M. Mittenbuhler
DEAL Energie	M. Joseph
DEAL Transport	M. Coasne
EDF MDE	Mme. Gazel
EDF SEI	M. Fritsch
EDF SEI	Mme. Séyès
EDF Service Clientèle	Mme. Fritsch
EDF Service Clientèle	M. Régis
GENERG / Voltalia	M. Farrugia
H3C	Mme. Lescuyer
Id Global Concept	Mm. King
IEDOM	M. Dérancourt
IEDOM	Mme. Boyer
Ingeko	M. Perrot
INSEE	Mme. Chong-Wing
MDE Conseil	M. Claudot
ONF	M. Guittet
ONF	M. Lecoœur
SARA	M. Pinel

II. Diagnostic de la situation énergétique de la Guyane

II.1 Bilan énergétique 2009 : vue d'ensemble

Le bilan énergétique réalisé sur l'année 2009 porte sur l'ensemble du territoire de la Guyane : **la zone littorale ainsi que les communes de l'intérieur sont comprises dans le périmètre d'étude.** Cependant ces deux zones du territoire présentent de telles différences **qu'elles sont traitées séparément dans le bilan.** Cette présentation des résultats facilite la comparaison avec le bilan réalisé sur l'année 2000 dans le cadre du PER qui avait également établi cette distinction entre la zone littorale raccordée constituée des communes raccordées au réseau électrique principal et les communes de l'intérieur non raccordées.

II.1.1 Consommation d'énergie primaire

L'énergie primaire (EP) comprend l'ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés. Dans le cas de la Guyane, la consommation d'énergie primaire est établie à l'aide :

- des consommations de produits pétroliers importés,
- des ressources renouvelables valorisées localement : il s'agit aujourd'hui de l'énergie hydraulique, des énergies solaires photovoltaïque et thermique, ainsi que des produits de la biomasse.

Le bilan énergie primaire des consommations de produits pétroliers est réalisé à partir d'une approche mixte, croisant :

- Une **approche par l'offre** (méthodologie "top down") basée sur les données des opérateurs énergétiques, essentiellement SARA et EDF ;
- Une **approche par la demande** (approche "bottom up"), avec notamment la reconstitution des consommations d'électricité par secteur et par usage, des consommations de carburants dans le secteur des transports routiers et fluviaux, et des estimations pour le carburant destiné aux secteurs de l'agriculture, de la sylviculture et de la pêche.

Différents recoupements ont ainsi dû être effectués compte tenu de la diversité des sources d'informations (SARA, EDF, DEAL, douanes, conseil régional, etc.) et des nombreuses incertitudes sur les données. La reconstitution du bilan des consommations de combustibles fossiles procède *in fine* de notre meilleure estimation. Les chiffres retenus par poste et secteur de consommation ainsi que les incertitudes sur ces données, sont détaillés dans les paragraphes suivants (voir partie II.2.1 Consommations primaires de produits pétroliers).

Les énergies renouvelables hydraulique, photovoltaïque et solaire thermique sont comptabilisées, comme dans le PER, avec l'équivalence entre Energie Finale (EF) et Energie Primaire (EP) : 1 kWh EP/kWh EF. En d'autres termes, l'énergie primaire d'origine renouvelable correspond dans ce cas à la production d'énergie par chaque ressource renouvelable. En revanche, pour ce qui est de la biomasse, on comptabilise la ressource consommée en énergie primaire en se basant sur son PCI.

La consommation de combustibles destinés au secteur de production de l'électricité permet d'exprimer le contenu énergétique de l'électricité en énergie primaire. L'énergie primaire est ensuite affectée aux différents secteurs économiques au prorata de leur consommation électrique, de façon à pouvoir identifier la contribution de chacun d'eux au bilan global des consommations primaires.

Pour permettre la comparaison avec le bilan établi en 2000 par le PER, le bilan énergie primaire est **réalisé en 2009** à partir des importations de carburants (méthode dites des livraisons). Les consommations d'énergie primaire sont alors estimées à 3 817 GWh en 2009 soit environ **333 kTep**¹. D'après le **PER**, elles s'établissaient à 2 557 GWh soit **220 kTep** en 2000.

Une autre méthode a également été retenue pour réaliser le bilan 2009, qui prend en compte **l'énergie grise des transports** de personnes et de marchandises. Cette méthode, détaillée dans le chapitre relatif aux transports (voir partie II.2.7 Transports), consiste à évaluer les consommations d'énergie nécessaires au transport des marchandises et des personnes entrant en Guyane et sortant de Guyane en tenant compte des distances. Elle représente mieux le coût énergétique de la dépendance vis-à-vis de l'extérieur que la simple estimation des volumes de carburant consommés sur le territoire guyanais pour ravitailler les navires et avions. Selon cette méthode, **les consommations d'énergie primaire s'élèvent alors à 4 013 GWhe en 2009, soit 350 kTep**.

L'utilisation de l'une ou l'autre de ces deux méthodologies induit une différence de 196 GWh ce qui représente un écart de 5% sur le bilan en énergie primaire 2009.

Tableau 1 : Consommations primaires en 2009 par source d'énergie

	Méthode basée sur les importations de combustibles			Méthode incluant l'énergie grise du transport		
	Consommation EP Tep	Consommation EP GWh	%	Consommation EP Tep	Consommation EP GWh	%
Gazole	157 783	1 808	47%	162 327	1 860	46%
Fioul	67 701	781	20%	67 701	781	19%
Essence	35 218	402	11%	35 218	402	10%
Kérosène	33 421	375	10%	46 275	519	13%
Butane	4 810	54	1,4%	4 810	54	1,3%
Pétrole lampant	722	9	0,2%	722	9	0,2%
Hydraulique	30 272	352	9%	30 272	352	9%
Biomasse	2 707	31	0,8%	2 707	31	0,8%
Solaire thermique	217	2,7	0,1%	217	2,7	0,1%
PV	214	2,5	0,1%	214	2,5	0,1%
TOTAL	333 046	3 817	100%	350 444	4 013	100%

Sources : EXPLICIT-ALTER, à partir des données SARA, EDF, DEAL, Douanes, IEDOM, ONF, VOLTALIA, ADEME, Etude ELEC 2011, Etude Transport 2011, PER

Le bilan appelle plusieurs remarques :

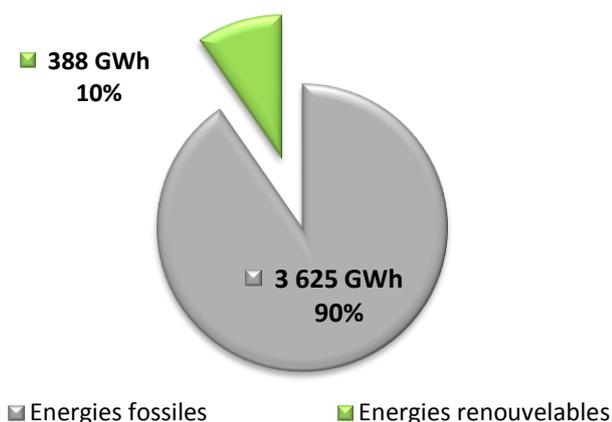
- Le bilan est dominé par la consommation d'hydrocarbures avec un taux de dépendance énergétique de la région vis-à-vis des importations d'énergies fossiles de 90%. La dépendance énergétique de la région était de 81% en 2000 selon le PER.
- La production hydraulique du barrage de Petit-Saut atteint 352 GWhe en 2009 et représente 9% du bilan en énergie primaire, et 43% du bilan électrique.
- La demande d'énergie augmentant, la contribution relative de Petit-Saut au bilan ira en diminuant. Seul un fort développement des autres énergies locales permettra d'éviter l'augmentation du taux de dépendance énergétique de la Guyane.
- En dehors de la production hydroélectrique, la part des énergies renouvelables atteint à peine 1%. Leur contribution reste donc très marginale vis-à-vis de la satisfaction de la demande, et ce

¹ Ratios : 1 MWh = 0,086 Tep ; 1 Tep = 11,628 MWh

malgré un récent développement des énergies solaires et la mise en service d'une première centrale biomasse en 2009. A noter cependant que le bilan 2009 ne prend en compte que 5 mois d'exploitation de la centrale biomasse récemment mise en service et qu'il n'inclut pas les projets PV décidés mais mis en place après 2009.

- Evolution entre 2000 et 2009 : en l'espace de 9 ans, une **augmentation de la consommation d'énergie primaire de 49%** est enregistrée pour un taux de croissance annuelle moyenne (TCAM) de 4,6%. Le TCAM est calculé à périmètre constant pour le transport (méthode des importations hors énergie grise des transports aérien et maritime). Outre ce biais méthodologique, le TCAM du bilan primaire peut être corrigé en se basant sur la production moyenne de Petit-Saut (454 GWhe) de façon à éviter les effets des variations de pluviométrie annuelle. **Le TCAM ainsi corrigé est de 3,9%**.
- Deux principaux facteurs d'explication au taux de dépendance énergétique plus élevé qu'en 2000 :
 - o Un facteur conjoncturel : la moindre production de Petit-Saut en 2009 en raison d'une année particulièrement sèche.
 - o Un facteur structurel : l'augmentation des consommations d'énergie se traduit par une moindre contribution relative de Petit-Saut au bilan global.

Bilan énergie primaire : 4 013GWh en 2009



Le tableau et le graphique ci-après présentent la répartition des consommations d'énergie primaire par grand secteur consommateur :

- Pour le secteur résidentiel, sont comptées les consommations des logements (hors transport) ;
- Le secteur dit "professionnel" couvre les usages non résidentiels, hors secteur primaire (agriculture – pêche), et hors transport ;
- Le secteur transport inclut les transports fret et particulier routier, fluvial, aérien et maritime.

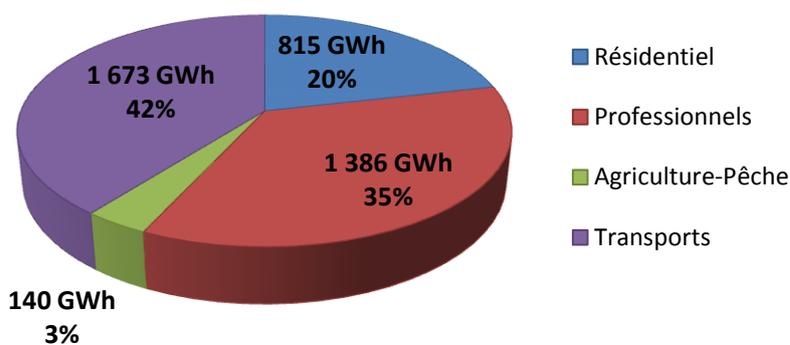
Le secteur du transport est prépondérant avec 42% du bilan. Les usages professionnels représentent un tiers du bilan, tandis que celles du secteur primaire (pêche, agriculture et sylviculture) sont très minoritaires avec 3% du bilan.

Tableau 2 : Consommations primaires en 2009 ventilées par secteur

Bilan EP 2009 en GWh	EnR	Produits pétroliers	TOTAL	%
Résidentiel	166	649	815	20%
Professionnels	222	1 163	1 386	35%
Agriculture-Pêche	0	139	140	3%
Transports	0	1 673	1 673	42%
TOTAL	380	3 625	4 013	100%

Sources : EXPLICIT-ALTER, à partir des données SARA, EDF, DEAL, Douanes, IEDOM, ONF, VOLTALIA, ADEME, Etude ELEC 2011, Etude Transport 2011, PER

**Répartition par secteur du bilan primaire de la Guyane
4 013 GWh en 2009**



II.1.2 Consommation d'énergie finale

L'énergie finale (EF) correspond à l'énergie livrée aux usagers pour leur consommation finale (essence à la pompe, électricité dans un foyer, etc.). Cependant, les combustibles utilisés pour la production électrique en dehors des moyens de production EDF (sites isolés, groupes de secours) sont comptés en énergie finale dans le secteur des professionnels.

Le bilan énergie finale est réalisé par reconstitution des consommations des différents secteurs de l'énergie, selon une approche croisée de la production, en particulier électrique, et de l'analyse des déterminants de la demande. Les aspects méthodologiques et les sources de données sont détaillés dans les parties suivantes pour chaque secteur de consommation.

A noter que le bilan est ici comparé aux données du PER en 2000. Cependant, les chiffres présentés par la suite par produit énergétique ne sont pas toujours tout à fait identiques. En particulier dans le bilan électrique, l'analyse sectorielle s'appuie sur les résultats de l'étude ELEC 2011 qui diffèrent parfois de ceux du PER : par exemple, le PER estime la consommation du résidentiel à 210 GWhe en 2000, tandis que l'étude ELEC 2011 indique une consommation de 204 GWhe. Ces différences entre les sources d'informations expliquent certains écarts entre les TCAM globaux qui apparaissent dans les différentes parties du rapport.

La consommation totale d'énergie finale est estimée à 2 995 GWh en 2009. En 2000, elle s'établissait à 2 178 GWh (source PER).

Le tableau suivant propose un TCAM "corrigé" pour le transport, calculé à méthodologie constante entre 2000 et 2009. **La méthode des importations est ici utilisée, selon laquelle le transport représente 1 477 GWh en 2009, ce qui porte le bilan énergie finale à 2 799 GWh.**

Tableau 3 : Consommations d'énergie finale par secteur et évolution entre 2000 et 2009

Bilan EF 2009 en GWh	2000	2009	TCAM	Evolution 2000-2009
Résidentiel	281	376	3,3%	34%
Professionnels	575	805	3,8%	40%
Agriculture-Pêche	278	141	-7,2%	-49%
Transports	1 044	1 673	3,9% (TCAM "corrigé")*	41% (valeur "corrigée")*
TOTAL	2 178	2 995	2,8% (TCAM "corrigé")*	28% (valeur "corrigée")*

* Le TCAM est "corrigé" pour pouvoir comparer les consommations des transports à celles du PER à méthodologie constante (c'est-à-dire hors consommation d'énergie grise pour les transports aérien et maritime).

Sources : EXPLICIT-ALTER, à partir des données SARA, EDF, DEAL, Douanes, IEDOM, ONF, VOLTALIA, ADEME, Etude ELEC 2011, Etude Transport 2011, PER

Bilan énergie finale de la Guyane en 2009 : 2 995 GWh
Méthode incluant les consommations d'énergie grise des transports aérien et maritime

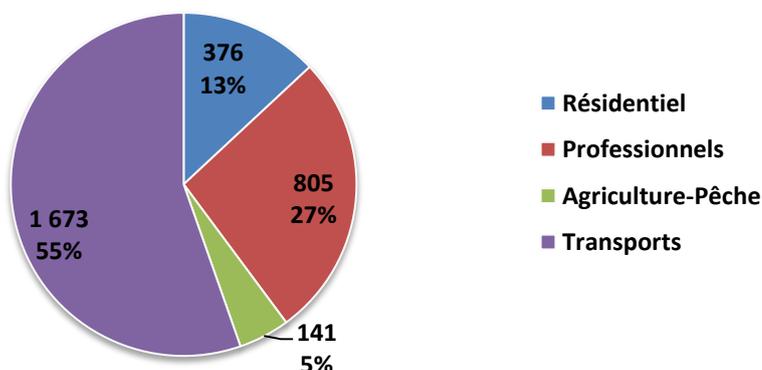


Tableau 4 : Bilan des consommations finales par secteur et produit énergétique en 2009

	Electricité	GPL	Gazole	Essence	Kérosène	Lampant	EnR ¹	TOTAL	%
Résidentiel	322	51	0	0	0	0	4	376	13%
Professionnels	433	3	351	9	0	9	0	805	27%
Agriculture-Pêche	1	0	131	10	0	0	0	141	5%
Transports	0	0	771	383	519	0	0	1 673	55%
TOTAL	755	54	1 252	402	519	9	4	2 995	100%
%	25%	2%	42%	13%	17%	0,3%	0,1%	100%	

¹ EnR : sont ici comprises les consommations assurées par les installations solaires thermiques et les installations photovoltaïques non raccordées au réseau ; les énergies renouvelables de production d'électricité raccordées au réseau sont comptabilisées dans le poste Electricité.

Sources : EXPLICIT-ALTER, à partir des données SARA, EDF, DEAL, Douanes, IEDOM, ONF, VOLTALIA, ADEME, Etude ELEC 2011, Etude Transport 2011, PER

Dans le bilan en énergie finale, les énergies renouvelables sont en partie intégrées aux consommations d'électricité. Le taux d'autonomie énergétique de la Guyane n'est donc pas directement lisible. **La part des énergies renouvelables qui représentent au total 366 GWh, est de 12% du bilan en énergie finale en 2009.** Ce taux est à comparer à l'objectif du Grenelle de 50% d'énergies renouvelables dans le bilan énergie finale à l'horizon 2020 et de 100% à atteindre en 2030.

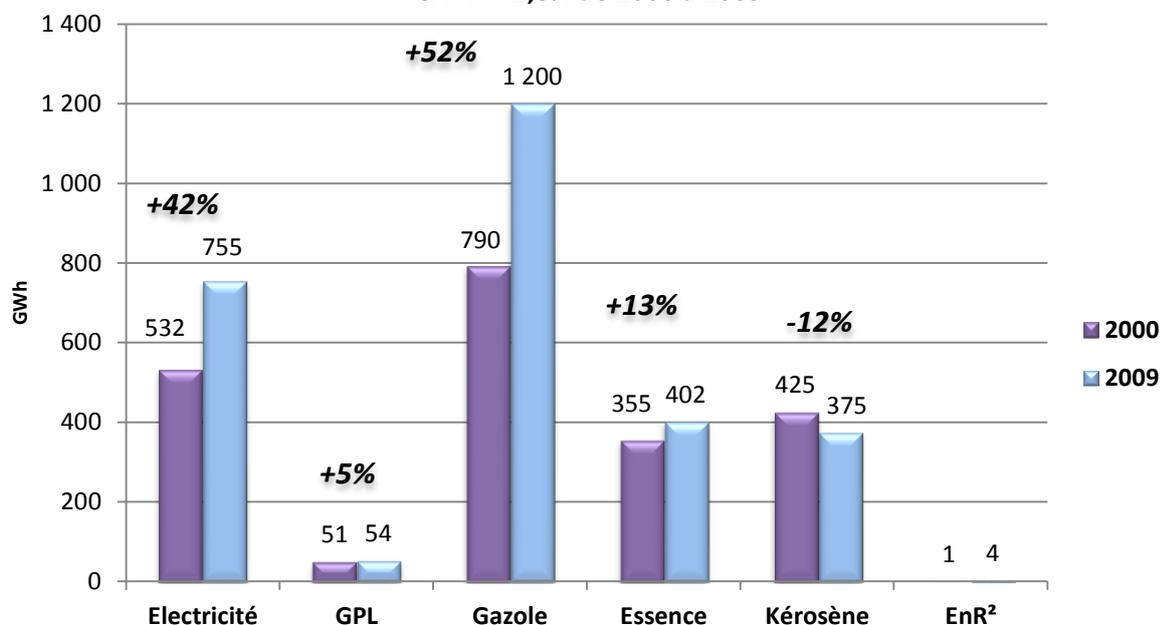
La ventilation par secteur des consommations d'énergie finale souligne la prédominance des transports dans le bilan. La **part du transport** augmente mécaniquement lors du passage d'énergie primaire à énergie finale : elle atteint 55% du bilan en 2009.

Les **usages professionnels** représentent **27%** de l'énergie finale ; mais la conversion des combustibles transformés en électricité dans les sites hors EDF réduirait significativement cette proportion. Cette conversion n'est aujourd'hui pas possible par manque de données.

Les **consommations du résidentiel** représentent **13%** du bilan final. En se basant sur la série des consommations d'électricité de l'étude ELEC 2011 (204 GWhe en 2000) et en excluant les consommations de bois de chauffe (15 GWh en 2000) pour lesquelles nous ne disposons pas d'estimation en 2009, le TCAM du résidentiel passe alors de +3,5% à +4,4%. Ce taux, supérieur à celui du secteur des professionnels, indique une croissance très soutenue des consommations du résidentiel. Ce secteur utilise essentiellement de l'électricité.

Le **secteur primaire des activités de pêche, d'agriculture et d'exploitation de la forêt**, est le seul **dont les consommations sont en baisse**, comme le montre le TCAM négatif de -7,2%. Cette tendance reflète les difficultés économiques que connaît ce secteur qui a été notamment marqué par le fort déclin de la pêche.

Evolution des consommations par produit énergétique :
TCAM ¹ +2,8% de 2000 à 2009



¹ Les valeurs présentées ici correspondant à un TCAM corrigé.

² Par EnR, on entend ici énergies renouvelables hors production d'électricité livrée au réseau qui comprennent ici le solaire thermique et le photovoltaïque en sites isolés (littoral et écarts des communes de l'intérieur).

Entre 2000 et 2009, les consommations d'énergie finale de la Guyane ont augmenté de 28% soit un taux de croissance annuel moyen de 2,8% par an (TCAM corrigé par rapport aux résultats du bilan 2009 avec méthodologie des transports à périmètre constant). On observe une augmentation nettement plus importante des consommations de gazole (+52%) que d'essence (+13%), notamment du fait des consommations du transport routier fortement marquées par la diésélisation du parc roulant. Les consommations d'électricité augmentent de 42% sur la période.

Les consommations de GPL sont stables. La part des énergies renouvelables (EnR hors production hydroélectrique de Petit-Saut, et hors électricité livrée sur le réseau issue de la centrale à biomasse et des installations photovoltaïque raccordées), reste négligeable même si elle passe de 1 à 4 GWh, principalement du fait du développement du solaire thermique dans le secteur résidentiel.

Des écarts peuvent être constatés entre les consommations d'énergie données par les opérateurs énergétiques (analyse de l'offre) et les consommations calculées à partir de l'analyse de la demande. Ainsi, les données de production d'électricité livrée au réseau littoral en 2009 fournies par l'opérateur et celles issues de la **reconstitution des consommations d'électricité différent de 2%**. A titre de comparaison, ces écarts étaient au total de 1,5% dans le bilan de 2000 du PER. Les principales raisons pouvant expliquer cet écart sont d'ordre statistique (par exemple, incertitude et variabilité des données de consommation unitaire des équipements ou taux d'équipements des ménages, ou encore écarts entre les périodes de correspondance des données), technique (pertes sur le réseau électrique par exemple) et socio-économique (par exemple, manque de retour sur l'approvisionnement en carburant fluvial provenant illégalement du Suriname ou du Brésil où les prix sont moins élevés qu'en Guyane). Ces écarts reflètent un déficit d'informations qui pourrait être comblé par des études sectorielles complémentaires.

II.1.3 Consommation d'électricité

II.1.3.1 Bilan électrique de la Guyane

Au total, le bilan de la demande électrique de la Guyane s'élève à 755 GWhe en 2009, tandis que la production livrée au réseau littoral et dans les bourgs de l'intérieur s'établit à 795 GWhe.

Pour les consommations électriques du secteur résidentiel en 2000, nous disposons de deux sources d'informations : 210 GWhe selon le PER et 204 GWhe selon l'étude ELEC 2011. Ces écarts entre les données peuvent expliquer des différences entre les TCAM globaux calculés par secteur.

Tableau 5 : Bilan de la production et de la demande d'électricité du littoral et des bourgs de l'intérieur (concession EDF)

Bilan électrique de la Guyane en GWhe	2000	2009	TCAM 2000-2009
Production totale d'électricité	601	795	3,2%
Production livrée sur le littoral	592	781	3,1%
Production livrée sur l'intérieur	9	14	5,4%
Demande totale d'électricité	539	755	3,8%
Consommation du littoral	532	741,3	3,8%
Consommation de l'intérieur	6,5	13,3	8,3%

Sources : EXPLICIT-ALTER, d'après les données du PER, étude ELEC 2011, fichiers Clients EDF, EDF SEI

La consommation est réalisée à 98% sur le réseau littoral. Bien qu'en forte croissance, la consommation d'électricité dans les bourgs de l'intérieur en concession EDF² reste marginale quantitativement (moins de 2% de la consommation). Ce résultat témoigne d'une faible consommation spécifique dans les bourgs de l'intérieur, puisque ceux-ci rassemblent plus de 11% de la population guyanaise.

II.1.3.2 Pertes de distribution du réseau littoral

L'écart constaté entre la production totale d'électricité (795 GWhe) et l'électricité consommée (755 GWhe) peut **être assimilé aux pertes électriques sur le réseau (5%)**. Elles couvrent à la fois les pertes techniques (pertes en ligne liées à l'effet Joule) et les pertes non techniques (énergie consommée mais non facturée). On retrouve une telle évaluation en observant les courbes de charge établies dans l'étude ELEC 2011, qui montrent des pertes réseau de 4 à 5 MW pour une demande totale de 80 à 105 MW, soit environ 5% de la demande.

² La consommation de l'intérieur n'inclut pas la commune de Saint-Elie qui n'est pas en concession EDF.

Tableau 6 : Pertes de distribution sur le réseau littoral en 2009

Evaluation des pertes de distribution	2009 (MWhe)
Electricité produite	781 638
Electricité facturée	741 315
Pertes	40 323

Source : EXPLICIT-ALTER d'après les données de la présentation du 24 février 2011 de l'étude ELEC 2011

Le taux de pertes sur le littoral était estimé à 11% en 2000 selon le PER.

Dans les bourgs de l'intérieur, le rapport entre la production livrée et la consommation d'électricité permet d'estimer un taux de pertes de 5%, équivalent à celui obtenu sur le littoral. Le PER évaluait à **25% le taux de pertes électriques de l'intérieur**. Mais l'imprécision des données sur les bourgs de l'intérieur est élevée et limite la valeur de la comparaison d'une année sur l'autre.

II.1.3.3 Consommations électriques du littoral et des bourgs de l'intérieur

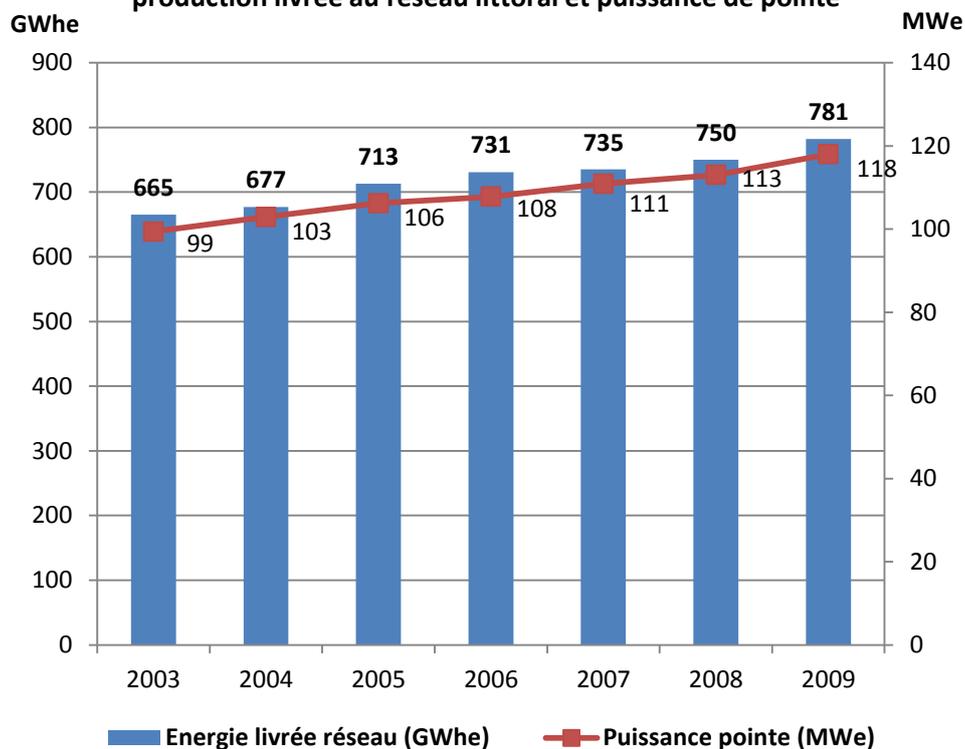
La consommation d'électricité connaît une croissance soutenue sur la zone littorale de la Guyane avec une augmentation moyenne de 3,8% par an depuis 2000. En 2009, 741 GWhe ont été consommés sur le littoral pour 781 GWhe livrés selon l'étude ELEC 2011. La consommation a ainsi augmenté de près de 40% depuis 2000, année où elle avait alors atteint 532 GWhe pour 590 GWhe livrés au réseau d'après le PER.

Tableau 7 : Evolution de la consommation d'électricité sur le littoral entre 2003 et 2009

Année	Energie livrée sur le réseau littoral (GWhe)	Puissance pointe (MWe)
2003	665	99
2004	677	103
2005	713	106
2006	731	108
2007	735	111
2008	750	113
2009	781	118

Sources : Etude ELEC 2011 ; BPPI EDF 2009 ; BP EDF actualisée 2010

Evolution de la demande électrique entre 2003 et 2009 : production livrée au réseau littoral et puissance de pointe



Source : EXPLICIT-ALTER d'après BPPI EDF 2009

La tendance est encore plus fortement marquée à la hausse dans les communes de l'intérieur. En effet, **la consommation électrique a doublé entre 2000 et 2009 pour passer de 6,5 à 13,3 GWhe, avec un taux de croissance moyen qui s'élève à 8,3% par an.** La dynamique démographique de l'intérieur et le rattrapage des taux d'équipements sont les principaux facteurs expliquant ce phénomène.

II.1.3.4 Aperçu des consommations électriques sectorielles

La ventilation sectorielle des consommations proposée ci-dessous, est issue des fichiers Clients EDF qui donnent une répartition par secteur des consommations des professionnels en 2009. Ces données sont ensuite ajustées par rapport à l'estimation globale des consommations des professionnels (433 GWhe), qui est obtenue en sommant les consommations du littoral indiquées par l'étude ELEC 2011 (429 GWhe) et celles des professionnels de l'intérieur fournies par les fichiers EDF (4 GWhe). Les consommations du secteur résidentiel en 2009 proviennent de l'estimation de l'étude ELEC 2011 pour le littoral (321 GWhe) et des données des fichiers Clients EDF pour l'intérieur (9 GWhe).

Tableau 8 : Répartition sectorielle des consommations d'électricité en 2009

Consommation électrique par secteur en 2009	MWhe	%
Résidentiel	321 549	43%
<i>Résidentiel littoral (97%)</i>	<i>312 453</i>	
<i>Résidentiel intérieur (3%)</i>	<i>9 096</i>	
Tertiaire	261 609	35%
Industrie	163 187	22%
Eclairage public	7 561	1%
Agriculture	705	0,1%
TOTAL	754 610	

Sources : EXPLICIT-ALTER d'après fichiers Clients EDF et étude ELEC 2011

La ventilation du bilan électrique entre les secteurs de consommation montre que le secteur résidentiel est le premier secteur consommateur (43% du bilan), suivi du tertiaire puis de l'industrie (qui inclut les consommations du CSG).

II.1.4. Comparaison avec les projections PER 2003

Dans le cadre du présent rapport, les données de consommations et de production de 2009 sont comparées à celles de l'exercice précédent du PER 2003, réalisé pour l'année 2000, avec pour objectif de dégager les taux de croissance par énergie et par secteur. Cependant, les méthodologies et sources du PER 2003 ne sont pas toujours suffisamment précisées pour valider la pertinence de la comparaison. Soulignons ici que les études récemment menées par le PRME, et particulièrement l'étude Transport, apportent des éléments de connaissance riches dont ne bénéficiait pas le PER pour l'année 2000, ce qui limite encore la comparaison entre les données. Par ailleurs, 2009 se caractérise par une **sécheresse marquée**, entraînant **une production anormalement basse de la centrale électrique de Petit-Saut**, ce qui nous amènera à proposer des chiffres corrigés de cette anomalie aux fins de comparaison avec les données du PER.

Pour autant un travail d'analyse de la prospective réalisée dans le cadre du PER 2003 à été mené. Celle-ci s'articulait autour de 4 scénarios, combinaison d'hypothèses :

- socio-économiques avec 2 jeux d'hypothèses : alternatif et progrès
- énergétique avec 2 jeux d'hypothèses : « laisser faire » et volontariste

Le scénario socio-économique dit alternatif semble le plus proche de la réalité observée ces dernières années au regard des indicateurs retenus (population, croissance économique...). Pour ce qui concerne les aspects énergétiques, si l'on exclut le secteur des transports et de la pêche pour lesquels les méthodologies ne permettent pas la comparaison, on constate qu'en 2010 le territoire se situe sur la tendance « laisser-faire » du PER 2003. Ce résultat semble par ailleurs cohérent avec la mise en œuvre encore très partielle du plan d'action préconisé par le PER 2003.

A noter enfin que les limites rencontrées lors de la comparaison entre le PER et le présent exercice renforcent la nécessité du rôle attendu de l'OREDD, dans une mission de suivi plus régulier des données, de capitalisation et mise en cohérence des méthodes, de partenariat avec les sources. Compte tenu de la vocation pédagogique de cette mission qui doit faciliter l'appropriation par l'OREDD de la méthode et des résultats du bilan, une place importante est volontairement accordée à la méthodologie mise en œuvre, au risque d'alourdir parfois la lecture du rapport. L'ensemble des fichiers de calculs et méthodes d'évaluation et de correction ont été mis à disposition de l'OREDD.

II.2 Consommations par secteur

II.2.1 Consommations primaires de produits pétroliers

Le tableau suivant synthétise le bilan des consommations primaires de carburants par type de produit énergétique et par secteur. En 2009, en se basant sur la méthode des importations (consommations "réelles" de carburants), le bilan primaire des consommations de carburants s'élève à 3 428 GWh soit près de 300 kTep.

Le bilan "corrigé" selon la méthode retenue pour estimer les consommations de carburants du transport aérien et maritime (**méthode comptabilisant l'énergie grise des transports**), est présenté dans la partie transport (voir partie II.2.7 Transports). Les consommations du transport maritime et aérien sont ainsi modifiées. Le bilan s'élève alors à 3 590 GWh en 2009, soit près de 314 kTep.

Tableau 9 : Consommations primaires de combustibles en 2009

Bilan 2009 Carburants	Méthode des livraisons : consommations de carburants			Méthode de reconstitution des consommations	
	en m ³	en Tep	en MWh	en Tep	en MWh
Gazole - Total	181 485	157 783	1 808 180	162 327	1 860 257
Gazole route	69 022	60 008	687 687	60 008	687 687
Gazole EDF	61 259	53 259	610 338	53 259	610 338
Gazole industrie	33 707	29 305	335 828	29 305	335 828
Gazole pêche (appro. hors Guyane) ¹	5 866	5 100	58 449	5 100	58 449
Gazole pêche	1 848	1 607	18 412	1 607	18 412
Gazole navire	3 106	2 700	30 946	7 245	83 023
Gazole agriculture	2 876	2 500	28 650	2 500	28 650
Gazole sylviculture	2 313	2 011	23 044	2 011	23 044
Gazole mines/orpillage	1 488	1 294	14 826	1 294	14 826
Fioul lourd EDF	75 023	67 701	780 674	67 701	780 674
Kérosène	38 790	33 421	374 816	43 189	484 316
Essence SP - Total	44 478	35 218	401 812	35 218	401 812
Essence SP route	28 212	22 338	254 865	22 338	254 865
Essence SP fluvial	2 881	2 281	26 022	2 281	26 022
Essence SP fluvial (appro. hors Guyane)	11 328	8 969	102 333	8 969	102 333
Essence SP autre ²	1 000	792	9 034	792	9 034
Essence détaxé (dont pêche)	1 058	838	9 558	838	9 558
Butane	7 416	4 810	53 891	4 810	53 891
Pétrole lampant	940	722	9 009	722	9 009
TOTAL Carburants		299 655	3 428 381	313 969	3 589 959

¹ Une partie de l'approvisionnement en gazole ou en essence est réalisé en dehors de la Guyane, dans les pays voisins.

² Essence SP taxée ne relevant pas du secteur des transports et pouvant être utilisé pour les groupes électrogènes, les équipements d'entretien d'espaces verts, etc.

Sources : EXPLICIT-ALTER à partir des données SARA, EDF, DEAL, Douanes, ADEME, IEDOM, ONF, Etude Transport 2011, PER

Les données de consommations de carburants collectées auprès des différentes sources ont été croisées pour proposer l'estimation la plus complète et la plus fiable possible.

Les services des douanes qui perçoivent les taxes sur les carburants distribués en Guyane constituent la principale source d'informations de l'étude Transport 2011³. Ces données sont utilisées pour déterminer les consommations d'essence. L'essence taxée est utilisée pour le transport routier et fluvial,

³ Source : Estimation des consommations énergétiques liées au transport en Guyane, 2011, PRME

tandis que l'essence détaxée est essentiellement destinée au secteur de la pêche. D'après l'étude Transport 2011, 80% des approvisionnements en essence du transport fluvial sont réalisés en dehors du territoire. La part du transport fluvial dans la consommation totale d'essence taxée ne représente ainsi que 20% du besoin total du fluvial, évaluée à 10 500 t d'essence en 2009.

Les consommations de gazole routier sont issues de l'étude Transport 2011 qui s'appuie sur les données des douanes sur les ventes de gazole taxé.

Pour ce qui est des consommations des centrales thermiques de production électrique, et en l'absence de données par EDF, nous avons recoupé les données des diverses sources avec les déclarations d'émissions de CO₂ de l'iREP⁴ des sites de Dégrad des Cannes et de Kourou. La confrontation des données avec les déclarations d'émissions des centrales indiquent que les chiffres de la DEAL sont les plus cohérents (2% d'écart). Les données DEAL seront donc retenues dans le bilan pour évaluer les consommations EDF de fioul lourd destiné aux centrales à moteurs diesel et de gazole pour les besoins des turbines à combustion et en appoint (au démarrage des moteurs).

La SARA dispose de nombreuses informations sur les consommations de carburants puisqu'elle effectue l'essentiel des livraisons sur le territoire. Ainsi, les consommations de gazole maritime (MDO), de kérosène, de pétrole lampant et de butane, proviennent des statistiques de la SARA. Les quantités livrées de kérosène et de gazole maritime sont mentionnées à titre indicatif, mais elles ne correspondent pas directement aux données du bilan du secteur du transport, respectivement dans le secteur aérien et dans le secteur maritime. En effet, pour ces modes de transport, ce n'est pas la méthode dite des livraisons, qui a été retenue, mais d'autres méthodologies qui sont détaillées dans la partie relative au bilan des transports.

La consommation de gazole du secteur agricole provient de l'étude Biocarburants 2010⁵ qui propose une estimation des consommations des engins agricoles sur la base de ratios du PER, de données d'équipements agricoles et de temps de fonctionnement.

Les consommations de gazole des autres secteurs (pêche, sylviculture, secteur minier, industrie) sont détaillées dans les parties suivantes. La compilation de ces différentes estimations permet de compléter le bilan des consommations de gazole sur des secteurs non renseignés par les sources d'informations consultées (SARA, DEAL, douanes, etc.).

II.2.2 Résidentiel

II.2.2.1 Méthodologie de reconstitution des consommations énergétiques dans le secteur résidentiel

On s'intéresse ici aux **consommations du littoral guyanais**, les consommations des communes de l'intérieur étant analysées dans un chapitre spécifique.

La méthode repose sur l'utilisation des données suivantes :

- pour l'électricité, les consommations sont issues de l'étude ELEC 2011 réalisées à partir de données essentiellement transmises par EDF, de campagnes de mesures et d'enquêtes réalisées sur un échantillon de ménages ;
- pour le GPL, les consommations sont reconstituées à partir des indications fournies par l'enquête réalisée par EDF⁶ en 2009 sur les consommations de GPL par logement pour les usages de cuisson et de production d'eau chaude sanitaire. Ces estimations ont été recoupées avec les données de ventes de butane de la SARA sur le territoire ;
- pour le solaire thermique, les consommations sont estimées à partir des données du parc installé issues du recensement en 2007, complétées par les données EDF de suivi des installations réalisées en 2008 et 2009 (base de données OGAM). La consommation annuelle d'un chauffe-eau est estimée à 1 278 kWh/an par équipement (consommation d'électricité évitée, voir ci-après Focus sur l'eau chaude sanitaire) ;
- les données issues du recensement général de la population de l'INSEE (INSEE RGP 1999 et 2007) sont largement utilisées pour estimer les consommations d'énergie du secteur résidentiel.

⁴ Source : Registre français des émissions polluantes iREP - http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/registries_en.htm

⁵ Source : Etude diagnostic sur la faisabilité technico-économique du développement d'une filière huile-carburant en Guyane, 2010, PRME

⁶ Source : Etude du parc d'appareils électroménagers des clients particuliers en Guyane, EDF, 2009

Les bases de données INSEE fournissent de nombreux renseignements sur les logements de la Guyane par commune :

- catégorie : résidences principales et secondaires, logements vacants et occasionnels,
- type : maisons individuelles ou appartements,
- équipements : électricité, eau chaude, chauffe-eau solaire, climatisation, etc.
- nombre de pièces,
- etc.

Ces informations sont extraites du fichier 'Détail Logement' de l'INSEE. Le dernier recensement de l'INSEE, réalisé en 2008, a été utilisé dans le cadre de cet exercice. En ce qui concerne les données de population, les estimations de la population réalisées par l'INSEE ont été utilisées pour les années intermédiaires, c'est-à-dire pour les années 2000 à 2006, et 2008 à 2009.

L'estimation des consommations énergétiques du secteur de l'habitat concerne les résidences principales. Les résidences secondaires ainsi que les logements vacants et occasionnels ont été écartés de l'analyse.

II.2.2.2 Consommations d'énergie finale des ménages du littoral guyanais

Sur le littoral où réside 90% de la population guyanaise, les consommations d'énergie finale du secteur résidentiel sont estimées à 362 GWh en 2009, soit 12% des consommations totales d'énergie finale de la Guyane. En se basant sur les données de l'étude ELEC 2011 (312 GWhe) et en excluant les consommations de bois indiquées par le PER (15 GWh) pour lesquelles nous ne disposons pas d'équivalent en 2009, les consommations du secteur résidentiel ont augmenté de 44% depuis 2000, soit un TCAM de 4,2%. Ce secteur connaît une croissance particulièrement soutenue de ses consommations d'énergie. A titre de comparaison, le secteur des professionnels a enregistré un TCAM de 3,7% sur la même période.

Tableau 10 : Consommations d'énergie finale du secteur résidentiel sur le littoral (2000 et 2009)

Evolution des consommations d'énergie Bilan Résidentiel Littoral (GWh)	2000	2009	TCAM 2000-2009
Electricité	204	312	4,8%
GPL	44	47	0,7%
Solaire thermique	0,9	2,7	12,6%
Total des consommations	249	362	4,2%
<i>Consommation d'énergie par ménage électrifié du littoral (kWh/ménage)</i>	6 632	7 651	1,6%

Sources : EXPLICIT-ALTER d'après PER 2000 et étude ELEC 2011

II.2.2.3 Consommations d'électricité des ménages du littoral guyanais

L'électricité représente l'essentiel des consommations du secteur puisqu'elle concentre 86% des consommations. De fait, le secteur résidentiel arrive en tête des secteurs de consommation d'électricité de la Guyane : il représente 43% des consommations d'électricité du territoire en 2009.

Depuis 2000, on observe une croissance des **consommations d'électricité de 4,8% en moyenne par an**. Cette augmentation des consommations est d'une part liée à l'augmentation du nombre d'abonnés (+2,6% en moyenne par an entre 2000 et 2009), et d'autre part reflète l'augmentation de la consommation annuelle par abonné (5 589 kWhe en 2000 contre 6 549 kWhe en 2009 soit une évolution de +18% en 10 ans).

La croissance de la consommation par abonné s'explique principalement par l'évolution du **taux d'équipements des ménages** (voir partie II.2.2.6 Consommations par usage) et dans une moindre mesure, par l'augmentation de la taille des ménages, qui passe de 3,4 en 1999 à 3,6 en 2007. Notons que le nombre d'abonnés (+2,6% par an) progresse moins rapidement que la population du littoral (+3,8% par an). Cette baisse de la proportion des abonnés dans la population du littoral est sans doute à mettre en relation avec la pratique qui est rapportée, consistant à ce qu'un abonné alimente plusieurs logements. Cette hypothèse permet d'expliquer l'écart constaté entre la part de ménages électrifiés sur le littoral (91% d'après les données du recensement) et la part d'abonnés parmi les ménages du littoral qui n'est que de 85%.

Comme l'indique le tableau suivant, la répartition des consommations d'électricité est très inégale entre les communes du littoral. Cayenne concentre 33% des consommations d'électricité de la Guyane et le territoire de la Communauté de Communes du Centre Littoral (CCCL)⁷ en couvre 72%. Cette répartition est bien entendu à rapprocher de la répartition de la population sur le territoire : Cayenne est la commune la plus peuplée de Guyane et la CCCL héberge plus de 60% de la population.

Tableau 11 : Consommations d'électricité du secteur résidentiel en MWhe par commune du littoral en 2000 et 2009

Communes	2000	2009	TCAM	Augmentation de population de 1999 à 2007
Cayenne	77 233	103 402	3,3%	15%
Iracoubo	803	1 481	7,0%	39%
Kourou	41 417	49 974	2,1%	35%
Macouria	6 982	14 507	8,5%	62%
Mana	2 194	4 314	7,8%	51%
Matoury	28 068	52 982	7,3%	38%
Remire-Montjoly	33 236	50 617	4,8%	19%
Roura	1 266	2 851	9,4%	59%
Saint-Laurent-du-Maroni	14 487	26 466	6,9%	78%
Sinnamary	2 917	4 128	3,9%	12%
Montsinéry-Tonnégrande	1 189	1 202	0,1%	89%
Awala-Yalimapo	282	529	7,2%	41%
TOTAL	210 074 *	312 453	4,5% *	34%

* On constate un écart entre les données de l'année 2000 issues de l'étude ELEC 2011 (210 GWhe) et celles du PER (204 GWhe). Cet écart se répercute sur le TCAM calculé sur la période 2000 à 2009.

Source : étude ELEC 2011 ; RGP INSEE

Les dynamiques de consommations sont très contrastées, avec des taux de croissance relativement faibles à Cayenne et Kourou, beaucoup plus élevés par exemple à Macouria qui a plus que doublé ses consommations ou Saint-Laurent-du-Maroni, qui connaît une augmentation de ses consommations de l'ordre de +90% (TCAM de 6,9%). Ces résultats reflètent la dynamique démographique et le développement que connaît la capitale de l'Ouest guyanais.

⁷ La CCCL est composée des 6 communes suivantes : Cayenne, Macouria, Matoury, Montsinéry-Tonnégrande, Remire-Montjoly et Roura.

II.2.2.4 Consommations de butane dans l'habitat du littoral

Les consommations de GPL sont estimées à 47 GWh en 2009 et sont quasiment stables depuis 2000 malgré l'augmentation de la population. Pourtant, le taux d'équipements des ménages utilisant du butane pour la cuisson progresse de 8 points entre 2000 et 2009, en passant de 82% à 90%. Cependant, des méthodologies différentes sont mises en œuvre dans le PER en 2000 et dans le présent bilan 2009, ce qui limite les comparaisons possibles.

Le PER estime ainsi en 2000, la consommation annuelle d'un ménage à 7 bouteilles de 13,5 kg de butane et applique un ratio de 1 250 kWh par ménage et par an. En 2009, l'enquête Ménage EDF⁸ indique une consommation annuelle de 5,8 bouteilles de 12,5 kg de butane par ménage, ce qui correspond à une consommation de l'ordre de 910 kWh par ménage et par an. Des réserves peuvent être émises quant aux conclusions qui pourraient être tirées de la comparaison des estimations réalisées en 2000 et en 2009.

L'utilisation du GPL pour la production d'eau chaude sanitaire est marginale dans le résidentiel. D'après l'enquête Ménages EDF, seuls 3% des logements sont équipés de chauffe-eau au gaz en 2009.

II.2.2.5 Consommations d'ECS solaire thermique des ménages du littoral

L'énergie solaire thermique pour les besoins d'eau chaude sanitaire des ménages ne représente que 1% du bilan du secteur résidentiel en 2009. Cependant, le chauffe-eau solaire enregistre une forte progression entre 2000 et 2009. Plus particulièrement, d'après le suivi réalisé par EDF à travers la base OGAM, le nombre de CESI installés, qui était proche de 0 jusqu'en 2005, atteint 1 800 en 2009. Les ventes de CESI s'élèvent en moyenne à 555 par an de 2008 à 2010. Comme nous le verrons par la suite, de fortes marges de progression existent sur le marché du solaire thermique qui reste encore très marginal en Guyane.

II.2.2.6 Consommations par usage des ménages du littoral

Les consommations par usage sont établies à partir de l'étude ELEC 2011.

Les rapports disponibles montrent une répartition des consommations électriques par usage établie à partir de mesures de cas réels. L'échantillon instrumenté reste faible (24 ménages). Par ailleurs, l'insuffisante précision des rapports quant à la méthodologie employée limite l'interprétation des données.

Nous retenons les chiffres par usage selon 3 types de logements (peu équipés, moyennement équipés et très équipés) pour en déduire une répartition des consommations par usage pour l'ensemble du secteur résidentiel.

Dans le cadre de la même étude, a été réalisée une enquête sur les taux d'équipements par type de consommation (réfrigérateurs, climatiseurs, etc.). Nous faisons l'hypothèse que les mesures réalisées sur un échantillon non représentatif ont été corrigées sur la base des résultats de cette enquête. Nous pouvons alors recalculer les consommations par type de ménage et par type d'équipement.

Nous faisons aussi appel aux données sur :

- Les taux d'équipement des ménages issus de l'enquête Ménages EDF 2009, qui donne parfois des résultats significativement différents de ceux de l'enquête menée dans le cadre de l'étude ELEC 2011. Ces données peuvent aussi utilement être comparées à des données de 2000.
- Le nombre de ménages indiqué par l'INSEE.

⁸ Source : Etude du parc d'appareils électroménagers des clients particuliers en Guyane, EDF, 2009

Tableau 12 : Répartition par usage et estimation des consommations électriques du résidentiel

A partir des données du rapport 4 de l'étude ELEC 2011, nous reconstituons les consommations par usage suivant :

	Ménages peu équipés		Moyennement équipés		Très équipés	
	Part par usage	kWhe/an	Part par usage	kWhe/an	Part par usage	kWhe/an
Froid	46,0%	2 119	38,7%	2 885	35,0%	3 289
Climatisation	0,0%	0	22,7%	1 692	36,0%	3 383
ECS	13,5%	622	9,7%	723	8,4%	789
Ens audio	8,3%	382	7,0%	522	5,6%	526
Ens informatique	6,9%	318	6,2%	462	3,6%	338
Eclairage	8,1%	373	5,2%	388	4,7%	442
Cuisson	3,5%	161	3,6%	268	2,9%	273
Divers	13,7%	631	6,9%	514	3,8%	357
Total	100,0%	4 607	100,0%	7 455	100,0%	9 397

	Moyenne résidentiel		Consommations 2009 (Mwhe)
	kWhe/an	Part par usage	
Froid	2 614	40%	124 726
Climatisation	1 277	20%	60 941
ECS	690	11%	32 935
Ens audio	457	7%	21 785
Ens informatique	365	6%	17 422
Eclairage	393	6%	18 760
Cuisson	218	3%	10 422
Divers	534	8%	25 462
Total	6 549	100,0%	312 453

Les équipements de froid domestique (réfrigérateurs et congélateurs) ont un poids prépondérant dans le bilan avec **40% des consommations d'électricité du résidentiel**, soit 125 GWhe en 2009. La part du froid domestique a ainsi progressé de 12 points par rapport à 2000 où elle représentait 28% des consommations d'après le PER. L'augmentation des consommations liées au froid domestique peut s'expliquer par plusieurs facteurs :

- les taux d'équipements progressent sensiblement entre 2000 et 2009 (+15% pour les réfrigérateurs et +20% pour les congélateurs) ;
- le nombre d'équipements par logement, avec en moyenne 1,2 réfrigérateurs par logement ; bien que ne disposant pas de données précises pour 2000, on peut supposer que ce nombre est en augmentation ;
- une probable tendance à l'augmentation de la capacité de ces équipements, qui induit une hausse des consommations unitaires malgré la tendance à l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils proposés sur le marché.

Ces diverses tendances peuvent **laisser craindre que la croissance de ce poste n'est pas terminée** ; en outre, le taux d'équipement en congélateurs n'est encore selon les enquêtes que de 64% (enquête ménages EDF 2009) à 85% (ELEC 2011).

La **climatisation** constitue le **second usage consommateur avec 20%** des consommations, suivie par l'eau chaude sanitaire (11%). Ces usages sont détaillés dans les encadrés présentés ci-après.

A noter la **faible part relative de l'éclairage** même dans les ménages les moins équipés avec 8% des consommations. C'est le seul poste pour lequel les consommations enregistrent une baisse par rapport à 2000 : selon le PER, ce poste a ainsi perdu 3 points et les consommations ont diminué de 15%. Elles passent de 22 GWhe en 2000 à 18,5 GWhe en 2009. Les **consommations d'éclairage d'un ménage moyen sont divisées par 1,6 en 10 ans**, avec 535 kWhe par ménage en 2000 contre 335 en 2009. Cette évolution est à rapprocher de **l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements d'éclairage et de l'impact des actions du PRME. Les campagnes de diffusion des LBC** en direction des ménages ont

permis de vendre **400 000 LBC** entre 2005 et 2010 (soit environ 8 lampes par ménage). L'interdiction progressive des éclairages à incandescence devrait conforter ces résultats dans les années à venir.

A noter toutefois que l'on est **loin d'obtenir la division par 4 supposée des consommations** en cas de remplacement de lampes incandescentes par des LBC. Plusieurs facteurs d'explication possibles :

- toutes les lampes incandescentes n'ont pas encore été remplacées ;
- les usagers n'appliquent pas le taux de 4, c'est-à-dire qu'ils peuvent par exemple remplacer une incandescente de 60W par une LBC de 20W ;
- une possible tendance à l'augmentation du nombre de points lumineux par logement, y compris en éclairage extérieur ;
- un effet rebond observé dans d'autres territoires, se traduisant par une plus grande négligence des usagers dès lors qu'ils ont le sentiment que les lampes consomment très peu d'énergie, avec des temps d'utilisation plus longs ;
- l'augmentation du nombre moyen d'occupants (3,4 en 1999, contre 3,6 en 2007).

Zoom sur la climatisation dans le résidentiel

- Equipements des ménages :

Le taux d'équipements des ménages en climatiseurs est estimé en 2009 à 44%⁹ et 45%¹⁰ selon les deux enquêtes les plus récentes, alors qu'il était en 2000 de 19,5% d'après le PER. On constate donc une forte augmentation du taux d'équipements, et rien n'indique que la demande de la population pour s'équiper en climatiseurs cessera de croître, dès lors que les revenus le permettent.

Précisons que le nombre de climatiseurs par logement équipé est estimé par les 2 enquêtes à 1,9. L'impact de la climatisation peut donc augmenter par le taux d'équipement (logements équipés) mais aussi par le nombre d'unités par logement équipé.

Tableau 13 : Age moyen des climatiseurs dans le résidentiel

Moins d'1 an	18%
1 à 3 ans	36%
3 à 5 ans	26%
Plus de 5 ans	20%
	100%

Source : enquête Ménages EDF - 2009, données corrigées par EXPLICIT-ALTER

En l'absence d'une offre de systèmes par absorption (gaz, récupération de chaleur, solaire), la totalité du marché est occupé par des équipements à compression consommant de l'énergie électrique.

Il s'ensuit une forte augmentation du marché des climatiseurs individuels. L'étude ELEC 2011, montre qu'entre 2003 et 2010, les **importations de climatiseurs en tonnage¹¹ augmentent de 134%** (320 tonnes contre 750 tonnes). Ce chiffre témoigne d'un fort développement de la climatisation dans le résidentiel même s'il inclut les climatiseurs à destination du tertiaire.

Entre 2000 et 2009, la part de la climatisation dans les consommations du secteur résidentiel a progressé de 5 points pour atteindre en moyenne 20%. Dans le même temps, ses consommations ont doublé (31 GWhe/an à 61 GWhe/an). **Lorsque la climatisation pénètre dans les ménages, sa part devient prépondérante** comme l'indique la ventilation des consommations dans **les ménages les plus équipés : la climatisation est le premier poste de consommation avec 36% de la facture électrique**. Le développement de la climatisation explique ainsi environ 65% de l'augmentation de la consommation moyenne d'un ménage entre 2000 et 2009 (650 kWhe imputables à la climatisation sur l'augmentation de 960 kWhe estimée en moyenne par logement, qui passe de 5 590 kWhe consommés par logement en 2000 à 6 550 kWhe en 2009).

⁹ Enquête Ménages EDF 2009

¹⁰ Enquête menée en 2010 dans le cadre de l'étude ELEC 2011

¹¹ Les données des douanes ne sont pas disponibles en unités, mais en poids ou en valeur (euros). Les prix ayant tendance à baisser, l'indicateur le plus fiable de l'évolution est la donnée en poids.

La grande majorité du parc de climatisation individuelle est maintenant constituée de splits. La part de marché des windows s'est rétrécie en lien avec la baisse des prix des splits, et ne représente plus en 2010 que 4% des importations en poids contre 17% en 2005.

- Classe énergétique des climatiseurs dans le résidentiel :

L'enquête Ménage EDF de 2009 a posé la question de la classe énergétique aux usagers, mais 62% des sondés sont incapables de répondre. Nous ne jugeons pas fiables les réponses à cette question, dans la mesure où ceux qui sont capables de répondre ne sont pas représentatifs de la population moyenne : il s'agit soit de ceux qui ont réalisé un achat très récemment, soit de ceux qui sont les plus sensibilisés à l'étiquette énergie. Il devrait être possible d'approcher la classe énergétique moyenne par une étude du marché auprès des fournisseurs. En l'absence d'éléments sourcés pour la Guyane et en nous appuyant sur des données pour la Guadeloupe, nous estimons que depuis 2009, la classe A est en train de s'imposer comme le standard. Avant cette date, les classes moyennes devaient se situer majoritairement de C à E.

Il convient d'insister sur le fait que la classe A ne constitue pas une fin en soi : elle est atteinte avec un EER de 3,2 (pour les splits), alors que des équipements avec un EER de plus de 4 sont aujourd'hui disponibles sur le marché.

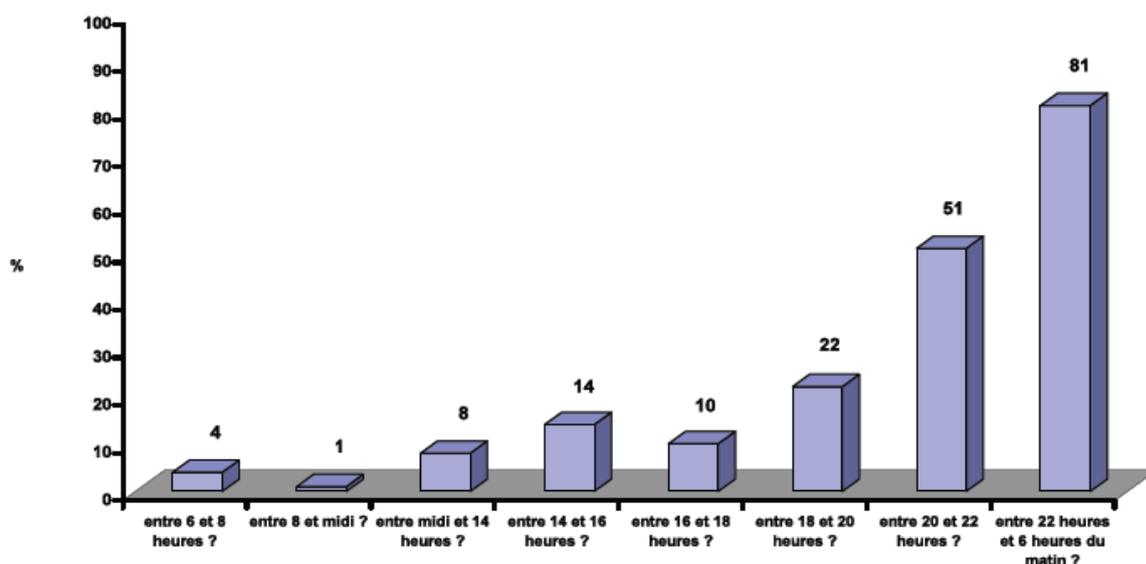
- Usage de la climatisation :

Le premier climatiseur d'un logement est à 91% destiné à la chambre des parents, le second à 87% destiné à la chambre des enfants. Les pièces principales (salon, salle à manger) climatisées restent encore peu nombreuses.

La température moyenne de consigne donnée par les usagers dans le résidentiel serait de 22,3°C, ou de 22,9°C selon les deux enquêtes précitées. Il ne serait pas inutile cependant de vérifier ces données, issues de simples déclarations.

Le graphique ci-après extrait de l'étude ELEC 2011 permet d'évaluer un nombre d'heures moyen d'utilisation de la climatisation de 8,7 heures par jour soit 3 175 h/an. Il montre bien une certaine contribution de la climatisation résidentielle à la pointe du soir, même si l'essentiel de la consommation a lieu après 21h00, ce que confirment les mesures réalisées pour 17 ménages.

Et, en semaine, vous utilisez la climatisation entre quelle heure et quelle heure ?



Echantillon : 90 interviewés

Total > 100 car plusieurs réponses possibles

Source : Etude ELEC 2011

Ainsi 74% des usagers déclarent utiliser la climatisation pendant toute l'année.

A noter que l'enquête Ménages EDF 2009 aboutit à un nombre moyen d'heures d'utilisation de 11h14 à 11h29 par jour. On voit l'incertitude liée à ce type d'enquête déclarative, justifiant des campagnes de mesure si les incertitudes paraissent trop élevées.

- Consommation de la climatisation dans le résidentiel :

La consommation de la climatisation est évaluée à 19,5% de la consommation résidentielle, soit 1 277 kWh/logement en moyenne. Compte tenu d'un taux de 44% de logements équipés, la consommation d'un logement équipé est donc de 2 902 kWh. Sur la base d'une moyenne de 1,9 climatiseurs par logement équipé, on en déduit une consommation moyenne par climatiseur de 1 528 kWh/an.

On note que les mesures réalisées dans l'étude ELEC 2011 montrent une consommation du premier climatiseur de 1 692 kWh, ce qui n'est pas incompatible avec la valeur moyenne de 1 528 kWh, le deuxième climatiseur consommerait alors un peu moins (1 364 kWh).

Les enquêtes ne nous renseignent pas sur la puissance des climatiseurs installés dans le résidentiel. En prenant pour hypothèse une répartition de 1/3 de 9 000 Btu/h et 2/3 de 12 000 Btu/h, la puissance électrique moyenne appelée par un climatiseur est de 1,19 kW. Une consommation de 1 528 kWh/an signifie donc un nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance de 1 284 h/an. Or, l'enquête réalisée en 2010 dans le cadre de l'étude ELEC 2011 évalue à 3 175 h/an le temps de fonctionnement des climatiseurs. Si ces données sont exactes, le taux de charge moyen d'un climatiseur serait de $1\ 284 / 3\ 175 = 40\%$, valeur qui est plausible.

Zoom sur la production d'eau chaude sanitaire dans le secteur résidentiel en Guyane

- Equipements des ménages :

Les consommations liées à l'ECS représentent 11% des consommations du résidentiel et 33 GWhe en 2009.

Le taux d'équipements des ménages en chauffe-eau (CE) est estimé en 2009 à 54%¹² ou 63%¹³ selon les enquêtes, alors qu'il était en 2000 de 38,5% d'après le PER. Quelque soit la source, on constate donc une forte augmentation du taux d'équipements, et malgré certaines voix exprimant la perception d'un besoin moindre qu'en métropole, rien n'indique que la demande de la population pour s'équiper en chauffe-eau cessera de croître, dès lors que les revenus le permettent.

La part de l'électricité est largement prédominante. Cela s'explique par :

- L'absence de combustible fossile aisément disponible et bon marché : les chauffe-eau au gaz ne représentent que 2 à 3% du marché ;
- Le coût d'investissement faible d'un chauffe-eau électrique (CEE) : de l'ordre de 200 € contre 2 000 à 2 300 € (hors aide) pour un chauffe-eau solaire (CES) ;
- Probablement, une insuffisante conscience du coût en électricité d'un CEE (voir ci-dessous) ;
- Les pratiques et usages des opérateurs ;
- Le soutien au CES qui est longtemps resté faible malgré un effort entrepris par le PRME depuis 2006 et le crédit d'impôt développement durable appliqué depuis 2005 aux équipements utilisant les énergies renouvelables notamment le chauffe-eau solaire.

¹² Enquête Ménages EDF 2009

¹³ Enquête menée en 2010 dans le cadre de l'étude ELEC 2011

Tableau 14 : Taux d'équipement des ménages par type de chauffe-eau

	Enquête étude ELEC 2011 (200 ménages)	Enquête Ménages EDF 2009 (400 ménages)
Part des ménages équipés d'un chauffe-eau	63%	54%
<i>Dont part en CE solaire</i>	12%	8%
<i>Dont part en CE électrique</i>	86%	89%
<i>Dont part en CE gaz (GPL – butane)</i>	2%	3%
Part des ménages équipés d'un chauffe-eau électrique	54%	48%
Part des ménages équipés d'un chauffe-eau solaire	8%	4%

Source : EXPLICIT-ALTER d'après les données de l'étude ELEC 2011 et d'enquête Ménages EDF Guyane, 2009

Il s'ensuit une forte augmentation du marché du CEE : le chiffre d'importations de chauffe-eau électrique est passé de 10 000 unités par an à 15 000 entre 2000 et 2010.

- Consommation d'énergie pour l'ECS :

L'étude ELEC 2011 donne une valeur moyenne de 690 kWh de consommation électrique par ménage pour la production d'eau chaude.

Cette même étude évalue le taux d'équipement en chauffe-eau à 63% dont 86% de chauffe-eau électrique. Le taux d'équipement en chauffe-eau électrique est donc de 54%. On déduit de ces chiffres une consommation par chauffe-eau électrique de 1 278 kWh/an.

Pour les quelques 750 chauffe-eau au gaz, nous conservons ce chiffre comme base de calcul, en apportant deux corrections :

- Les chauffe-eau gaz sont probablement instantanés, sans ballon de stockage. Or une récente étude réalisée en Guadeloupe¹⁴ montrait que les pertes d'un ballon de 50 l s'élèvent à 360 kWh/an en milieu tropical (chiffre variable selon la classe de l'équipement). Cette perte est évitée dans le cas de chauffe-eau instantanés, d'où une consommation ramenée à 918 kWh/an.
- Le rendement de production d'un chauffe-eau gaz est évalué à 85% (contre quasiment 100% pour l'électricité hors stockage), d'où une consommation de gaz de $918 / 0,85 = 1\ 080$ kWh/an.

Remarques

La valeur de 1 278 kWh par CEE représente de 20 à 30% de la consommation d'un ménage équipé d'un CEE, chiffres qui donnent à ce poste une position prioritaire beaucoup plus élevée que le chiffre moyen de 690 kWh/ménage. Cette valeur signifie aussi un coût moyen de la production d'eau chaude de l'ordre de 150 €/an pour un ménage équipé d'un CEE, coût dont n'a certainement pas conscience la grande majorité des acheteurs de CEE, et qui devrait être mieux communiqué et utilisé pour orienter la demande vers les CES.

Cette consommation peut être rapprochée du résultat de l'étude Guadeloupe citée plus haut, évaluant la consommation électrique d'un CEE à 1 615 kWh/an pour un ménage de 4 personnes. Nous ne connaissons pas le nombre d'occupants des ménages instrumentés dans l'étude ELEC 2011, mais sur la base d'une taille moyenne d'un ménage guyanais de 3,6¹⁵, le chiffre de 1 278 kWh/an est cohérent avec celui de l'étude Guadeloupe.

Rappelons pour mémoire que le chiffre retenu en 2000 par le PER était nettement inférieur, de 882 kWh par an et par CEE.

¹⁴ Mise en œuvre du PRERURE Guadeloupe – Plan d'actions eau chaude sanitaire, région Guadeloupe, 2010-2011

¹⁵ INSEE 2007

- Part de marché du CES :

La **filière chauffe-eau solaire est relativement récente en Guyane** et a été **impulsée par le PRME en 2005**. Des primes importantes (50 % du montant de l'investissement) ajoutées à une fiscalisation attrayante (crédit d'impôt et/ou défiscalisation) ont clairement contribué à un essor rapide et progressif de la filière. Avant cela, elle était quasiment inexistante et seules quelques installations éparses avaient été relevées. En particulier dans le secteur du logement social où, faute de maintenance, elles avaient vite périclité et contribué à la mauvaise image d'une filière pourtant éprouvée partout ailleurs, en particulier aux Antilles.

On espère que la mise en application de la RTAA DOM en Guyane, rendant obligatoire une part de solaire thermique dans le neuf dès lors que le logement est pourvu d'un chauffe-eau, donnera une seconde impulsion au marché. On note cependant que, contrairement aux autres DOM, la fourniture d'eau chaude sanitaire reste non obligatoire en Guyane, ce qui ne permet pas une généralisation de systèmes solaires. La question du maintien des primes au solaire thermique dans un contexte de contrainte réglementaire est posée.

Il est encore trop tôt pour évaluer l'impact de l'entrée en vigueur de la RTAA DOM. On peut cependant anticiper que contrairement aux autres DOM, l'impact sera faible en Guyane quant au développement du solaire thermique, les opérateurs pouvant privilégier le choix de ne pas installer de production d'ECS, et laissant des attentes. **Les occupants, sauf incitation forte, devraient donc continuer à privilégier le choix du CEE.**

Nous **recommandons de surveiller avec attention l'évolution du marché du CES** ; jusqu'à la mise en place de la RTAA DOM, le marché était très fortement tiré par les aides (crédit d'impôt + primes versées par EDF), réservées aux équipements certifiés. La RTAA DOM pourrait générer une demande pour des équipements plus bas de gamme, surtout si les aides au solaire thermique n'étaient pas maintenues dans le neuf.

D'après les résultats de l'enquête Ménages EDF 2009, le nombre de CES serait de l'ordre de 2 000 (4% de 50 000 ménages électrifiés). La base de données OGAM recensant les CESI aidés par EDF indique un nombre de 1 805 fin 2009. Les données du RGP 2007 indiquent 887 logements équipés en 2007, auxquels sont ajoutés les 509 CESI supplémentaires recensés dans la base OGAM en 2008 et les 578 CESI installés en 2009. Si l'on tient compte des chauffe-eau collectifs et des CESI non aidés par EDF, les trois chiffres sont cohérents. Nous retiendrons donc **pour 2009 un nombre de logements équipés de CESI de 1 974, dont 1 805 CESI aidés par EDF.**

A raison de 1 278 kWhe évités par CESI et par an, le solaire thermique permet ainsi d'économiser 2 523 MWhe en 2009.

Tableau 15 : Evolution des CESI aidés par EDF en Guyane (base OGAM)

Année	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
m ² de capteurs installés dans l'année	4	20	10	24	42	986	1686	1912	2072	2084
Nombre de CESI installés dans l'année	1	8	3	6	12	266	422	509	578	577
m ² de capteurs installés (cumulé)	4	24	34	58	100	1086	2772	4684	6756	8840
Nombre de CESI installés (cumulé)	1	9	12	18	30	296	718	1227	1805	2382
Consommation électrique évitée cumulée (MWhe)	1	12	15	23	38	378	918	1 568	2 307	3 044

Source : EXPLICIT-ALTER d'après données EDF

- Description des filières du CES :

Les systèmes solaires thermiques se répartissent entre les installations individuelles et collectives.

Parmi les chauffe-eau solaires individuels (CESI), deux types de filières sont distingués en Guyane :

- L'une organisée selon une charte de Qualité, de type Qualisol, mise en place par le Programme de Maîtrise de l'Energie et devenue Soley'Eko avec EDF Guyane. Elle permet notamment la formation des acteurs professionnels (commerciaux, artisans, plombiers,...), la garantie d'un système de qualité (certification des équipements, contrôle des installations a posteriori) et l'octroi de primes aux entreprises (250 €/m² de capteur installé en 2011).
- L'autre, plus récente, qui englobe le reste des installations dont le matériel n'a pas été certifié.
 - Charte Qualisol Guyane / Soley'Eko :

Il existe 2 principaux types de CESI installés en Guyane, posés par six entreprises agréées par la charte de qualité :

- des autostockers,
- des systèmes à capteur-plan, fonctionnant en thermosiphon ou en circulation forcée.

- Autres installations individuelles :

D'autres entreprises existent sur le marché, mais elles n'ont pas fait l'objet d'agrément, car leurs équipements ne possèdent pas les certificats de qualité requis (CSTB ou équivalent). Elles interviennent depuis peu dans le logement, depuis la mise en place de la RTAA DOM. Cette filière inclue notamment les chauffe-eau solaires à capteurs sous vide, dont les performances à terme restent à prouver, après de nombreuses contre-références outre-mer. Pour pouvoir disposer de plus amples indications sur cette question, une **action de suivi des types d'équipements entrants et installés ainsi que de leurs performances pourrait être proposée dans le cadre du PRME.**

- Installations collectives :

Peu d'installations existent à ce jour, avec 5 opérations recensées soit **une réalisation par an depuis 2006**. Les rares projets qui ont vu le jour ont été réalisés grâce à un taux de défiscalisation avantageux (4 points supplémentaires).

On trouve deux types d'installations collectives :

- les systèmes centralisés, avec un même ballon général pour un ensemble de logements,
- les systèmes décentralisés, avec des ballons individuels pour chaque logement.

Les données recueillies sont synthétisées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 16 : Consommations du parc de chauffe-eau solaires collectifs

Nom de l'opération	Volume ballons (litres)	Surface capteurs (m ²)	Consommation électrique évitée (kWh/an)
<i>Emeraude</i>	3 x 1 500 = 4 500	3 x 44	44 600
<i>Poix sucrés</i>	22 x 150 = 3 300	52	27 400
<i>Tomatis</i>	18 x 150 = 2 700	32	18 400
<i>Diamant</i>	3 x 2 000 = 6 000	3 x 32	74 200
<i>Echo des vagues</i>	2 x 2 000 = 4 000	2 x 32	33 000
TOTAL			197 600

Source : estimations issues des études de faisabilité réalisées par MDE Conseil / TECSOL

- Estimation des consommations évitées :

Hors chauffe-eau installés ayant bénéficié des primes, le suivi des autres types d'installations solaires thermiques est difficile. Une étude téléphonique menée dans le cadre de l'enquête Ménages EDF 2009, met en avant un total de 4,3 % de ménages bénéficiant d'un chauffe-eau solaire. Ramené au parc total de logements, cela reviendrait à 2 150 chauffe-eau, chiffre qui se situe entre les chiffres des CESI Qualisol fin 2009 (1 805) et fin 2010 (2 382). On peut penser que les autres installations restent marginales, et qu'un chiffre de 3 000 CESI actuellement (mi 2010) dispersés sur le territoire est plus plausible.

Pour le bilan 2009, nous considérons un parc de CESI de 1 805. Sur la base d'une consommation évitée égale à celle d'un chauffe-eau électrique moyen, soit 1 278 kWh/an, la consommation évitée est de 2 307 MWh. A cela viennent s'ajouter les 198 MWh/an liés aux chauffe-eau collectifs, **soit au total pour le bilan 2009, une consommation électrique évitée de 2 505 MWh.**

Zoom sur les usages de cuisson dans le secteur résidentiel

- Equipement de ménages :

Les équipements de cuisson sont divers dans une cuisine : cuisinière, four, four micro-onde, rice-cooker, etc. L'analyse porte sur le principal consommateur : la cuisinière.

- Consommations d'énergie pour la cuisson

D'après l'enquête Ménages EDF 2009, **la consommation moyenne de gaz est de 5,76 bombonnes de 12,5 kg par ménage et par an, soit 912 kWh/an.** En 2000, le PER indiquait une consommation moyenne annuelle nettement plus élevée de 7 bouteilles de 13,5 kg par ménage, soit 1 253 kWh/an. Cette différence est difficilement explicable, sans doute en partie liée à des divergences méthodologiques plus qu'à une réelle tendance à la baisse de la consommation par ménage. Il est possible aussi que se soient développés des équipements mixtes gaz-électricité et micro-ondes entraînant une baisse des consommations de gaz au profit des consommations d'électricité. Les enquêtes sur les équipements des ménages ne sont pas suffisamment détaillées pour conclure sur ce point. Avec 50 230 ménages équipés, la consommation en 2009 est environ de 45 800 MWh. Cette estimation est cohérente avec les statistiques de vente de butane de la SARA : 294 490 bouteilles de 12,5 kg ont été livrées en 2009 ce qui représente environ 46 600 MWh.

L'étude ELEC 2011 ne s'intéresse qu'aux équipements électriques. Elle montre une consommation électrique moyenne de 218 kWh/an alors que 24% des ménages sont équipés d'une cuisinière électrique avec ou sans gaz. On en déduit une consommation électrique pour les ménages équipés de $218 / 0,24 = 908$ kWh/an. Ce chiffre est cohérent avec la consommation des usagers gaz : 912 kWh/an. Ce chiffre est élevé, et doit être pris en compte dans la mesure où la cuisson électrique pourrait se développer d'une part dans les communes de l'intérieur, d'autre part sur le littoral dans les immeubles de logements collectifs. **Or, compte tenu du mix électrique guyanais actuel, la cuisson électrique est nettement plus émettrice en GES que la cuisson gaz.**

II.2.3 Professionnels

II.2.3.1 Périmètre du secteur des professionnels

Le périmètre du secteur des professionnels comprend les secteurs publics et privés et se découpe selon les branches d'activités suivantes :

- Industrie et artisanat
- Commerce
- Tertiaire et administration
- Services publics (éclairage public, alimentation en eau)

Les consommations des secteurs de la pêche, de l'agriculture et de la sylviculture ne sont pas incluses et font l'objet de chapitres spécifiques.

Dans ce chapitre sont étudiées les consommations du littoral guyanais. Les consommations des communes de l'intérieur font l'objet d'un chapitre à part.

II.2.3.2 Méthodologie de reconstitution des consommations d'énergie du secteur des professionnels

Les consommations énergétiques de ce secteur sont estimées :

- pour les **consommations d'électricité**, à partir des estimations de l'étude ELEC 2011 qui s'appuie essentiellement sur les données transmises par EDF ainsi que sur les résultats

d'enquêtes et de campagnes de mesures réalisées sur un échantillon de petites entreprises. L'analyse s'appuie également sur les fichiers Clients fournies par EDF sur les consommations des abonnés par type de tarif (tarif bleu ou tarif vert) et catégories professionnelles ;

- les **consommations de produits pétroliers** comprennent surtout du gazole à usage industriel (moteurs fixes et chaudières à vapeur), artisanal voire tertiaire, y compris usage pour production d'électricité : sites isolés (mines, carrières, agriculture, scieries, tourisme) mais aussi des groupes de secours équipant de nombreux sites professionnels raccordés (hôtels, hôpital, etc.). C'est ainsi que le CSG s'ilote au moment des tirs. Elles sont évaluées en tant que valeur de bouclage du bilan (combustibles non affectés à d'autres usages). Cette méthode est à la fois imprécise, et insatisfaisante en ce qu'elle ne donne aucune indication sur les sous-secteurs ou les usages. Il serait ici nécessaire de mener une enquête dédiée (soit auprès des distributeurs mais l'expérience montre qu'ils sont réticents à donner une information confidentielle, soit directement auprès des entreprises) pour préciser les usages et les potentiels. Par ailleurs, la consommation d'essence identifiée par l'étude Transport 2011 comme ne relevant pas du secteur des transport (notamment groupes électrogènes), est affectée au secteur des professionnels ;
- les consommations de butane sont issues des données de livraisons de la SARA de gaz conditionné en bouteilles de 35 kg et de butane livré en vrac ;
- pour le pétrole lampant, les données de livraisons de la SARA sont utilisées.

Il convient de souligner que les méthodes employées et les sources d'informations disponibles dans le cadre du PER sur l'année 2000 diffèrent sensiblement de celles du bilan 2009. Par exemple, dans le PER, les consommations d'électricité par branche d'activités sont estimées sur la base de pré-diagnostic énergétiques réalisée sur les principaux sites consommateurs, la part des autres entreprises étant évaluée par différence. Dès lors, la comparaison entre les données doit être prise avec précaution, et les tendances peuvent être difficiles à établir pour ce secteur.

II.2.3.3 Consommations énergétiques du secteur des professionnels

Les consommations énergétiques du secteur de l'ensemble des professionnels sont estimées à 801 GWh en 2009, soit 27% du bilan des consommations finales de la Guyane. L'électricité représente 55% des consommations. En 2000, selon le PER, la consommation de ce secteur était de 574 GWh pour 26% du bilan.

Tableau 17 : Consommations du secteur des professionnels en GWh par produit énergétique

Type de produit énergétique	2000	2009	TCAM
Electricité	313	428	3,6%
Gazole	253	351	3,7%
Essence	–	9	–
Pétrole lampant	–	9	–
Butane	4	3	-1,9%
Kérosène	4	–	–
TOTAL	574	801	3,8%

Sources : EXPLICIT-ALTER, d'après étude ELEC 2011, fichiers Clients EDF, SARA

L'évolution des consommations d'électricité entre 2000 et 2009 indique un TCAM de +3,6%, ce qui est inférieur au TCAM de l'électricité dans le secteur résidentiel (+4,8%).

Le TCAM pour les consommations de combustibles est de 3,7%, quasiment égal à celui pour les consommations d'électricité, à rapprocher du taux de croissance observé dans les dernières années.

La consommation de butane provient a priori pour l'essentiel du secteur de la restauration (notamment restauration collective) mais peut aussi être dédiée à certaines industries. Le butane ne représente qu'une part marginale du bilan (1%).

Le PER indique une consommation de kérosène dans le secteur du BTP qui n'a pas pu être renseignée pour 2009, faute d'information. Compte tenu de la part très marginale qu'il représente sur le total des consommations, la prise en compte du kérosène ne modifie pas le bilan pris dans son ensemble.

Focus sur les consommations électriques des professionnels

Les consommations électriques du secteur sont présentées par branche d'activités en distinguant les "gros" consommateurs (relevant du tarif vert EDF) des "petits" consommateurs professionnels (relevant du tarif bleu EDF).

Pour cela, outre l'étude ELEC 2011, l'analyse s'appuie sur des données des fichiers Clients fournies par EDF. Les chiffres ne correspondent pas exactement à ceux de l'étude ELEC 2011. Par ailleurs, les indexations par secteur ne correspondent peut-être pas toujours à la réalité, en particulier en ce qui concerne les tarifs bleu (petits consommateurs professionnels). Cependant, ces données permettent de préciser les usages de l'énergie électrique par secteur.

Pour les petits professionnels, le fichier Clients 2009 a été utilisé avec les indexations par secteur. La décomposition des consommations est présentée dans les tableaux suivants.

Tableau 18 : Répartition des consommations tarif bleu (petits professionnels) en 2009

Branche d'activités des petits professionnels	Contrats	kWhe/an	%
Agriculture	38	399 168	0,3%
Industries/artisanat/mines/pompages	603	7 734 863	6,3%
Commerces avec produits alimentaires	908	29 096 069	23,8%
Commerces sans produits alimentaires	377	8 031 853	6,6%
Hébergements collectifs, hôtels, santé, prisons, casernes, etc.	58	1 041 951	0,9%
Cafés, restaurants	165	5 707 618	4,7%
Bureaux, professions libérales	3 118	56 057 565	45,9%
Enseignement	90	1 377 927	1,1%
Equipements collectifs, sports, musées, etc.	733	5 332 090	4,4%
Eclairage public	554	7 223 086	5,9%
Total	6 644	122 002 190	100,0%

Source : EXPLICIT-ALTER à partir des données des fichiers Clients EDF Guyane

Pour les gros professionnels (tarif vert), la décomposition par secteur n'était disponible que pour une partie de l'année 2010. Les données ont donc été extrapolées pour l'ensemble de 2010. Les codes secteurs n'étant pas les mêmes que pour le fichier tarif bleu, il a fallu procéder à des regroupements très estimatifs pour retrouver une décomposition avec les mêmes secteurs.

Tableau 19 : Répartition des consommations tarif vert (gros professionnels) en 2010

Branche d'activités des gros professionnels	Contrats	kWhe/an	%
Agriculture	4	325 818	0,1%
Industries/artisanat/mines/pompages/ entrepôts	139	176 083 667	50,8%
Hypermarchés – supermarchés	10	9 199 650	2,7%
Autres commerces	77	34 414 440	9,9%
Hébergements collectifs, hôtels, santé, prisons, casernes, etc.	58	53 079 841	15,3%
Cafés, restaurants	29	15 746 431	4,5%
Bureaux	105	31 638 579	9,1%
Enseignement	43	15 133 337	4,4%

Equipements collectifs, sports, musées, Eclairage public	17 0	11 068 237 0	3,2% 0,0%
Total	482	346 690 000	100,0%
CSG seul	9	104 486 452	30,1%

Source : EXPLICIT-ALTER à partir des données des fichiers Clients EDF Guyane

Le tableau suivant propose une estimation des consommations des petits et gros consommateurs regroupés par branches d'activités. Par souci de cohérence, les données ont été corrigées afin de conserver le total des consommations par profil de consommateur qui figure dans l'étude ELEC 2011.

Tableau 20 : Consommations électriques des clients professionnels en 2009 par branche d'activités et profils de consommateurs (tarif bleu/vert)

Consommations électriques en MWhe	"Petits" consommateurs	"Gros" consommateurs	TOTAL	%
CSG	–	91165	91 165	21%
Bureaux, professions libérales	58 127	27 605	85 732	20%
Industrie, artisanat, mines, pompages, entrepôts	8 020	62 469	70 489	16%
Hébergements collectifs, hôtels, santé, prisons, casernes, etc.	1 080	46 312	47 393	11%
Commerces sans produits alimentaires	8 328	30 027	38 355	9%
Commerces avec produits alimentaires (dont hypermarchés et supermarchés)	30 170	8 027	38 197	9%
Cafés, restaurants	5 918	13 739	19 657	5%
Equipements collectifs, sports, musées, etc.	5 529	9 657	15 186	4%
Enseignement	1 429	13 204	14 633	3%
Eclairage public	7 490	–	7 490	2%
TOTAL	126 092	302 205	428 297	100%

Sources : EXPLICIT-ALTER, d'après les données de l'étude ELEC 2011 et des fichiers Clients EDF

Les petits consommateurs représentent 30% des consommations électriques du secteur des professionnels pour 6 600 clients. 478 contrats sont dénombrés parmi les gros consommateurs qui pèsent pour 70% des consommations électriques du secteur. Ils représentent 41% du total des consommations d'électricité en 2009, ce qui équivaut à la consommation électrique du secteur résidentiel. Le Centre Spatial Guyanais (CSG) est le premier consommateur du territoire avec à lui seul 91 GWhe estimés en 2009, soit 30% des consommations tarif vert et 21% des consommations du secteur. En 2000, la consommation du CSG était estimée à 110 GWhe par le PER. L'évolution de ses consommations n'est pas linéaire et dépend des activités de lancement du centre.

Les consommations de l'éclairage public ne représentent que 1% du bilan. Il est cependant possible que cette valeur de 7,5 GWhe (d'après les contrats identifiés dans les fichiers Clients EDF) soit sous-estimée, une partie des contrats d'éclairage public pouvant ne pas être correctement indexée dans les fichiers Clients EDF. A noter que le PER utilisait une méthodologie différente basée sur un ratio de consommation par habitant équivalent à celui de la région PACA (60 kWhe/habitant). Sur cette base, la consommation de l'éclairage public sur le littoral serait d'environ 12 GWhe en 2009. Néanmoins, entre autres facteurs impactant la consommation (durée du jour, ...), il conviendrait de s'assurer que les niveaux d'éclairement sont comparables.

Comme dans le secteur résidentiel, Cayenne arrive en tête avec 37% des consommations du secteur professionnel et la CCCL recouvre 60% des secteurs d'activités. Le poids du CSG dans le bilan (21%) positionne Kourou en seconde position parmi les communes les plus consommatrices.

Tableau 21 : Répartition des consommations du secteur professionnel par commune en 2009

Communes du littoral	Consommation 2009 en MWhe	%
AWALA YALIMAPO	377	0,1%
CAYENNE	158 233	37%
IRACOUBO	1 261	0,3%
KOUROU (dont CSG)	133 228	31%
MACOURIA	7 904	2%
MANA	3 452	0,8%
MATOURY	31 930	7%
MONTSINERY	7 274	2%
REMIRE	43 677	10%
ROURA	10 037	2%
SINNAMARY	7 819	2%
ST LAURENT	23 670	6%
TOTAL	428 862	100%

Sources : EXPLICIT-ALTER à partir de l'étude ELEC 2011 et des fichiers Clients EDF

Une répartition des consommations des professionnels par usage de l'électricité est proposée dans l'étude ELEC 2011, mais elle ne prend pas en compte les 7 plus gros consommateurs. Les estimations des consommations pour les principaux usages sont présentées dans le tableau suivant, pour chaque profil de consommateurs (tarif bleu/vert). Sans autre information sur les 7 plus gros consommateurs, la même clé de répartition par usage leur a été ici appliquée.

Tableau 22 : Consommations électriques des professionnels par usage en 2009

Usages	Professionnels tarif bleu		Professionnels tarif vert		Total Professionnels	
	%	MWhe	%	MWhe	MWhe	%
Climatisation	39%	49 176	40%	120 882	170 058	40%
Froid	20%	25 218	12%	36 265	61 483	14%
Eclairage	8%	10 087	8%	24 176	34 264	8%
Informatique	6%	7 566	8%	24 176	31 742	7%
ECS	5%	6 305	5%	15 110	21 415	5%
Autres	22%	27 740	27%	81 595	109 336	26%
Total	100%	126 092	100%	302 205	428 297	100%

Source : étude ELEC 2011

La ventilation des consommations par usage est assez similaire entre les petits et les gros consommateurs professionnels. La climatisation est le premier poste consommateur d'électricité chez les professionnels et pèse pour 40% dans le total des consommations du secteur avec 170 GWhe en 2009. Les usages du froid arrivent en seconde position avec 14% des consommations, suivi de l'éclairage et de l'informatique pour une part quasiment équivalente avec 7%-8% des consommations. Les consommations pour la production d'eau chaude sanitaire sont significatives (hôtels, restaurants, cuisines collectives, cantines) et constituent une cible intéressante, sachant que des solutions comme solaire thermique ou récupération de chaleur sur groupes froids (en cas de climatisation centrale) pourraient couvrir la grande majorité de ces besoins.

II.2.4 Pêche

II.2.4.1 Méthodologie de reconstitution des consommations énergétiques dans le secteur de la pêche

L'activité du secteur de la pêche repose essentiellement sur la pêche crevettière, de type industrielle, et la pêche de vivaneaux, plus artisanale. Le PER 2000 a réalisé une estimation des consommations de ce secteur à partir des consommations par campagne de pêche, du nombre de campagnes de pêche par an et du nombre de navires par type.

Le ratio ainsi calculé est utilisé pour évaluer la consommation sur l'année 2009. Selon le PER 2000, la pêche crevettière consomme ainsi près de 6 litres de gazole par kg de crevettes pêchées. Les données de production présentées par l'IEDOM¹⁶ permettent d'ajuster les consommations pour 2009. Les données de la SARA relatives aux carburants détaxés destinées au secteur de la pêche permettent de compléter ce bilan.

L'écart entre les livraisons au dépôt de Larivot de gazole détaxé de la SARA et la consommation totale estimée provient du fait qu'une partie de l'approvisionnement en carburants de ce secteur est sans doute réalisé en dehors de la Guyane.

II.2.4.2 Consommations de carburants du secteur de la pêche

La consommation de la pêche est de près de 90 GWh en 2009.

Tableau 23 : Consommations du secteur de la pêche en 2000 et 2009

	2000	2009	
Production de crevettes (pêche industrielle) en tonnes	3 652	1 346	
Production de vivaneaux (pêche artisanale) en tonnes	893	1 204	
Consommation annuelle gazole en m ³	20 931	7 714	
Consommation annuelle essence (détaxé) en m ³	700	1 101	
TOTAL Tep	19 034	7 683	TCAM
TOTAL GWh	221	89	-9,6%

Sources : SARA, rapport annuel 2010 IEDOM, PER

La baisse de 60% des consommations enregistrée par rapport à l'année 2000 est liée aux difficultés économiques que connaît le secteur ces dernières années.

II.2.5 Agriculture

II.2.5.1 Méthodologie de reconstitution des consommations énergétiques dans le secteur agricole

Le bilan des consommations du secteur agricole comprend les consommations d'électricité et de gazole utilisé par les machines agricoles. Les consommations liées aux véhicules utilitaires et aux camions utilisés pour les marchandises agricoles sont exclues du bilan du secteur agricole car prises en compte dans le secteur des transports.

Les données de consommations fournies par les fichiers Clients EDF permettent d'identifier les consommations en tarif bleu et vert par branches d'activités. L'analyse de ces données a permis de reconstituer les consommations d'électricité du secteur agricole.

Ne disposant pas d'informations sur la mécanisation et les itinéraires techniques pratiqués en Guyane, ni de données actualisées sur le recensement du matériel agricole, le bilan des consommations de gazole utilisé pour les tracteurs a été réalisé à partir des estimations de l'étude Biocarburants 2011¹⁷. Ces

¹⁶ Source : Rapport annuel Guyane, IEDOM, 2010

¹⁷ Source : Etude diagnostic sur la faisabilité technico-économique du développement d'une filière huile-carburant en Guyane, 2010, PRME

estimations s'appuient sur les ratios du PER en 2000 et de données sur les équipements agricoles ainsi que sur les temps de fonctionnement.

II.2.5.2 Consommations d'énergie du secteur agricole

Les consommations de carburant du secteur agricole sont estimées à 2 500 tep de gazole en 2009 équivalent à près de 29 GWh. Le secteur se caractérise par des systèmes de production traditionnels, tournés vers une agriculture vivrière de type familiale, très peu mécanisée. Les consommations sont en légère diminution par rapport au bilan réalisé en 2000 ce qui reflète le faible développement de ce secteur. De fait, la surface agricole utile n'a progressé que de 1 400 ha sur les 10 dernières années, le nombre d'exploitations est en constante diminution, les cultures industrielles de riz, de maïs et de canne à sucre enregistrent de fortes baisses d'activité en 2007¹⁸.

Les consommations d'électricité de l'agriculture s'élèvent à près de 700 MWh en 2009. Ce secteur pèse pour moins de 1% dans le bilan électrique de la Guyane.

Tableau 24 : Consommation électrique du secteur agricole en 2009

	Nombre d'abonnés	Consommation en MWh
Tarif bleu	38	414
Tarif vert	4	284
Total	42	698

Source : EXPLICIT-ALTER d'après les fichiers Clients EDF

Au total, la consommation d'énergie finale du secteur agricole est de 29 350 MWh en 2009 et aurait baissé de 23% par rapport à 2000 (d'après le PER, 38 325 MWh). Cette diminution est à rapprocher de la faible croissance économique enregistrée par ce secteur sur les dix dernières années.

Tableau 25 : Consommations d'énergie finale de l'agriculture en 2000 et en 2009

Consommations en MWh Secteur agricole	2000	2009	TCAM	Evolution 2000-2009
Gazole	29 570	28 650	-0,35%	-3%
Electricité	8 756	698	-24,5%	-92%
Total agriculture	38 326	29 348	-2,9%	-23%

Sources : EXPLICIT-ALTER d'après les données des fichiers Client EDF et de l'étude Biocarburants 2011

II.2.6 Sylviculture

II.2.6.1 Méthodologie de reconstitution des consommations énergétiques dans le secteur forestier

Les consommations d'énergie liées à l'exploitation forestière correspondent à l'utilisation de gazole pour les engins de transport et de coupe.

Dans le PER 2000, un ratio est établi à partir de données de l'ONF sur les sorties de grumes forestières et les consommations de gazole. Les données de production forestière pour 2009, issues des publications de l'IEDOM¹⁹, permettent d'estimer les consommations de ce secteur.

II.2.6.2 Consommations de carburants liées à l'exploitation forestière

La production forestière en 2009 représente un volume de 84 270 m³ de grumes exploitées. D'après le ratio utilisé dans le PER 2000, cette production nécessite une consommation d'environ 2 300 m³ de gazole, soit 23 GWh. En 2000, elle s'établissait à 18 GWh ce qui montre la progression de ce secteur et le développement de la filière bois guyanaise.

¹⁸ Source : Tableaux Economiques Régionaux de la Guyane, INSEE, 2009-2010

¹⁹ Source : Tableaux de bord économiques de la Guyane, IEDOM, 2010

II.2.7 Transports

II.2.7.1 Méthodologie de reconstitution des consommations du secteur des transports

- Méthode d'évaluation des consommations du secteur routier :

On s'appuie pour cette section sur le travail réalisé dans le cadre de l'étude « Estimation des consommations énergétiques liées au transport en Guyane » pour le compte du PRME en 2011. Cette étude rassemble l'ensemble des données disponibles pour le secteur des transports en Guyane. Elle porte principalement sur :

- Les données de consommation de carburant (source : Douanes) ;
- Les données du parc de véhicules en circulation ;

La faiblesse des données disponibles, et notamment l'absence de données de comptage exhaustive hors du réseau national, ont limité l'application d'outils de modélisation précis, comme le logiciel Impact par exemple. Pour autant, cette étude constitue actuellement une synthèse exhaustive des données disponibles en Guyane, et en fait la référence sur le sujet.

- Méthode d'évaluation des consommations du transport fluvial :

L'évaluation des consommations du transport fluvial a également été réalisée dans le cadre de l'étude Transport 2011. A défaut de données mesurées, cette étude s'appuie sur une évaluation des flux transportés (personnes et fret). Comme le précise l'auteur de l'étude, il s'agit là d'une évaluation des ordres de grandeurs des consommations associées au transport fluvial.

Les besoins en carburant pour la navigation fluviale estimée dans l'étude Transports 2011 incluent les importations non déclarées.

- Méthode d'évaluation des consommations du transport maritime :

Les consommations énergétiques liées au transport maritime sont difficiles à cerner. Il n'existe à l'heure actuelle aucune méthodologie pour identifier la part des consommations de ce secteur. Les données localement recueillies concernant les consommations de ce secteur, ne permettent pas de prendre en compte l'ensemble des consommations liées à ce mode de transport.

Il est considéré que les consommations des bateaux sur l'ensemble de leur parcours sont affectées au territoire guyanais.

L'évaluation des consommations associées au transport maritime se base

- sur les données de tonnages de l'observatoire portuaire (source : rapport annuel IEDOM, 2010) ;
- sur une estimation de la distance parcourue par les navires (sur la base des chiffres issus de l'IEDOM qui distingue l'origine Europe ou Caraïbes pour les porte-conteneurs, les hydrocarbures et le vrac provenant de la zone Caraïbes pour l'essentiel) ;
- l'efficacité énergétique des navires, issue de la méthodologie Bilan carbone de l'ADEME.

- Méthode d'évaluation des consommations du transport aérien :

L'évaluation des consommations pour le transport aérien se fait selon deux angles :

- Dans le cas des vols intérieurs, on se base sur les données du Groupement Pétrolier Avitaillement Rochambeau (GPAR) permettant de quantifier la consommation des vols intérieurs
- Dans le cas des vols internationaux, on se base sur les données de la CCIG concernant les personnes et marchandises transportées et ainsi qu'un estimatif de l'efficacité énergétique des avions. Seule la moitié du trajet est imputée au territoire.

II.2.7.2 Incidence énergétique de la structuration des transports en Guyane

A la demande du président de la République, le « Plan Global de Transport et de Déplacement de a Guyane » a été initié par la DEAL début 2011. Des ateliers de travail ont été réunis pour l'élaboration de ce

projet en juin 2010 sur la base d'un rapport d'étape présentant la démarche et l'état des lieux du transport routier en Guyane.

Ce diagnostic a permis de préciser un certain nombre de faiblesses du système de transports. On citera notamment

- les caractéristiques insuffisantes de routes nationales constituant de plus des liaisons internationales,
- l'absence fréquente des alternatives crédibles au « tout automobile »,
- l'absence également de structures intercommunales de gestion de la mobilité,
- la sous-utilisation des infrastructures portuaires et aéroportuaires.

Bien entendu, au-delà des nombreux impacts notamment économiques, cette structuration de la mobilité actuelle a un impact sur les consommations énergétiques associées au transport, et jouera également fortement sur l'évolution à venir de ce poste de consommation.

II.2.7.3 Bilan énergétique du secteur des transports en 2009

En 2009, les consommations d'énergie liées aux déplacements de voyageurs et à l'acheminement des marchandises s'élevaient à 1 673 GWh.

Afin d'appréhender l'évolution des consommations du secteur des transports par rapport aux estimations du PER, le TCAM est calculé à méthodologie constante entre 2000 et 2009, c'est-à-dire hors énergie grise du transport aérien et du transport maritime. On obtient un TCAM de 3,9% pour une consommation estimée à l'aide de la méthode des livraisons, de 1 477 GWh en 2009 contre 1 044 GWh en 2000.

Les consommations d'essence représentent 23% des consommations du secteur des transports, dont 15% d'essence routier. Le diesel route 41%, le reste étant lié à l'utilisation de carburant d'aviation (31%) et de carburant pour les bateaux (5% en maritime et 8% pour le fluvial). Les consommations liées au transport de voyageurs sont majoritaires avec 75% du bilan transport en 2009.

Tableau 26 : Bilan des consommations d'énergie des transports en 2009 en MWh

Bilan 2009 en MWh	Routier	Aérien	Fluvial	Maritime	Total	%
Marchandises	195 701	69 200	64 605	83 023	412 529	25%
Voyageurs	746 850	449 716	63 750	0	1 260 316	75%
Total	942 551	518 916	128 355	83 023	1 672 845	100,0%
%	56%	31%	8%	5%	100,0%	

Sources : EXPLICIT-ALTER à partir des données de l'étude Transport 2011, données Douanes, CCIG, IEDOM

Le mode de calcul retenu met en évidence le poids important du transport aérien de personnes, lié notamment aux forts échanges avec la métropole.

Concernant le transport de marchandises, et malgré le mode de calcul retenu, qui impute au territoire guyanais l'ensemble du trajet, on constate que les échanges avec l'extérieur contribuent faiblement au bilan énergétique des transports, représentant 5% des consommations pour le transport maritime et 4% pour le fret aérien. Le fret aérien pèse presque autant que le fret maritime) alors que le tonnage livré en aérien est de l'ordre de 1% de celui arrivant en maritime. Cela s'explique par la consommation spécifique beaucoup plus élevée du mode aérien : 11 610 kWh par tonne transportée, contre 140 kWh par tonne transportée dans le mode maritime.

II.2.7.4 Zoom sur le transport routier

Les disparités dans la complétude et la précision des chronologies de données réelles de consommation actuellement disponibles limitent la possibilité d'une analyse permettant de dégager des tendances depuis 2000.

Le tableau suivant récapitule les résultats de l'étude Transport 2011, avec une méthodologie consistant à relier parc de véhicules, kilométrage moyen et consommation unitaire par type de véhicule afin de reconstituer les consommations de carburant pour le secteur du transport routier. Les totaux diffèrent légèrement des valeurs précédemment mentionnées pour des raisons de calage du modèle.

Tableau 27 : Consommations du secteur des transports routiers en 2009,

		Nbre	[Km/an]	Conso unitaire [L/100km]	Conso totale [MWh]
Véhicules particulier et commerciaux	Essence	34500	10000	7	218 169
	Gasoil	23000	12000	6	164 991
Véhicules utilitaires	Charge utile < 3t essence	800	14000	12	12 142
	Charge utile < 3t gasoil	15200	16000	10	242 306
	Charge utile > 3t gasoil	1360	46000	30	186 990
Bus et autobus	Gasoil	500	36000	35	62 768
2 roues	Essence	12000	3000	5	16 261
Total					
	Essence				246 572
	Gasoil				657 056
	Global				903 628

Ce tableau appelle plusieurs commentaires :

- Les divers déterminants ne sont pas tous connus avec précision, ils résultent pour une bonne part d'approximations et d'hypothèses permettant de recalculer la consommation globale. L'exercice est intéressant et met bien en évidence les facteurs (parc, mobilité, performance) et leur impact sur la consommation. Des études sont en cours pour mieux caractériser la mobilité.
- Par rapport à 2000, on constate une forte augmentation du parc de véhicules en partie seulement compensée par un gain de performance (baisse de la consommation moyenne au 100 km au fur et à mesure de l'entrée de véhicules neufs) ;
- La consommation d'essence du routier diminue, témoignant de la diésélisation du parc : alors que le parc de véhicules essence a quasiment stagné, les consommations d'essence diminuent par une meilleure performance moyenne ; le nombre de véhicules particuliers diesel a en revanche explosé, passant de 4 700 en 2000 à 23 000 en 2009.
- La diésélisation du parc de véhicules particuliers et utilitaires légers entraîne une forte augmentation des consommations de gazole ;
- Les véhicules particuliers et commerciaux représentent aujourd'hui 42% de la consommation contre 55% en 2000 ; cette décroissance illustre la forte percée des véhicules utilitaires légers ;
- Les transports en commun représenteraient près de 7% des consommations énergétiques routières, ce qui apparaît comme non négligeable compte tenu de la qualité du service existant. Le transport scolaire représente sans doute une large part de poste. .

Un point doit être souligné dès lors qu'on envisage l'évolution à venir des besoins de mobilité et des consommations de carburants : selon le recensement INSEE, en 2006, 43% des foyers ne disposaient d'aucune voiture (contre 18% en métropole). Compte tenu de l'offre limitée de transports en commun en Guyane, on peut supposer qu'il s'agit largement d'une situation subie par une population aux faibles revenus.

Sans une politique transport adaptée :

- la population sans moyen de déplacement risque d'augmenter ;

- un développement économique de la Guyane s'accompagnerait d'une augmentation du parc de véhicules.

Par ailleurs, la plupart des acteurs soulignent les conséquences de l'étalement urbain, qui devrait entraîner une augmentation des besoins de mobilité (et des km annuels parcourus).

II.3 Consommations des communes de l'intérieur

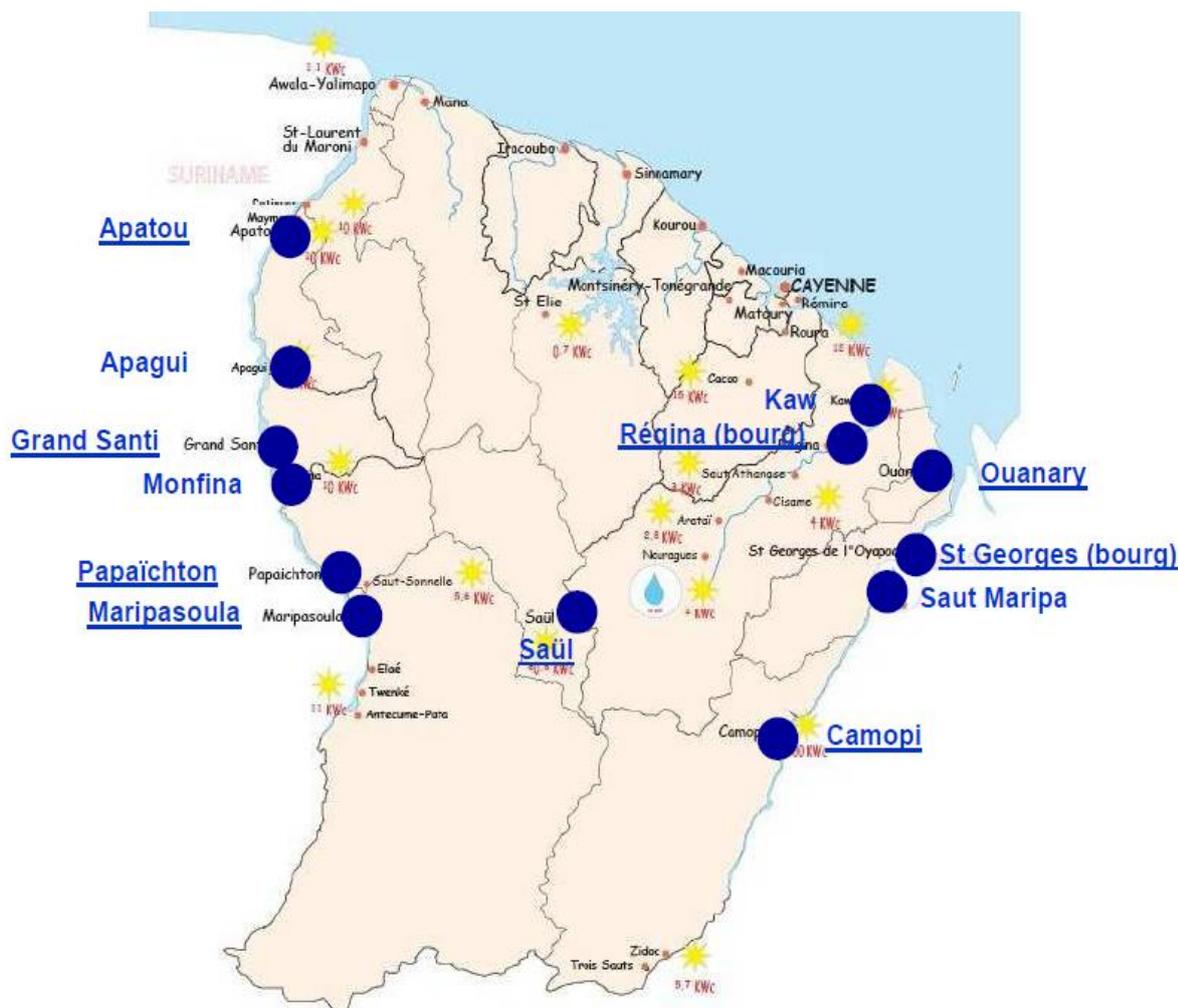
II.3.1 Méthodologie de reconstitution des consommations des communes de l'intérieur

Les communes dites de l'intérieur, ne sont pas raccordées au réseau électrique littoral. L'électricité y est produite par des centrales thermiques au diesel ou des installations photovoltaïques.

Les données disponibles portent sur les bourgs et villages relevant d'une concession EDF. Les données de consommation d'électricité transmises par EDF Guyane Service Clients permettent de distinguer les consommations des ménages et des professionnels. Ces consommations peuvent être comparées aux données de production d'électricité fournies par EDF SEI. L'écart entre la production livrée et l'énergie consommée permet d'estimer les pertes électriques de distribution.

En première estimation, de l'ordre de 1 000 kWc auraient été installés sur les 20 dernières années, dont environ 300 kWc d'installations photovoltaïques peuvent être considérés comme étant en fonctionnement dans les communes de l'intérieur. Dans les sites isolés, les consommations des ménages alimentés par des générateurs photovoltaïques sont estimées en général très faibles.

Carte des bourgs et villages de l'intérieur en concession EDF



Source : BPPI EDF 2009

II.3.2 Consommations d'énergie finale des bourgs de l'intérieur

II.3.2.1 Consommations d'électricité de l'intérieur et répartition entre secteurs

Dans les bourgs non raccordés au réseau littoral, relevant d'une concession EDF, la consommation d'énergie finale (électricité) s'élève à 13 300 MWhe en 2009 et la production livrée à 13 950 MWhe. Les pertes de distribution sont estimées à 650 MWhe soit un taux de pertes de l'ordre de 5%, qui serait équivalent à celui du réseau littoral. A noter que ces estimations sont nettement inférieures à celles du PER en 2000, qui faisait état de pertes de l'ordre de 25% de la production de l'intérieur et de 11,4% sur le littoral.

Pour compléter le bilan, la production PV des sites isolés de l'intérieur est estimée à 400 MWhe/an, sur la base d'un productible moyen de 1350 kWh/kWc/an. Cette valeur est sans doute surestimée, dans la mesure où la production PV en sites isolés comprend un parc de batteries et de fait, est très dépendante du taux de charge des batteries et des consommations.

Le détail des consommations et de la production par commune relevant d'une concession EDF, est présenté dans le tableau ci-après.

Tableau 28 : Consommation et production d'électricité des bourgs de l'intérieur en 2009 (concession EDF)

Bilan électrique des bourgs de l'intérieur - 2009				
Zones	Communes	Nombre de contrats	Consommation (MWhe)	Production livrée (MWhe)
Maroni	Apatou	330	1 706	1 858
	Grand Santi	170	801	605
	Papaïchton	200	1 176	879
	Maripasoula	570	3 547	4 079
Total Maroni		1 270	7 231	7 421
Oyapock	Camopi	47	178	118
	Saül	69	12	–
	Kaw	–	–	142
	Ouanary	39	83	132
	Régina	348	1 285	1 230
	Saint-Georges	721	4 506	4 718
	Saut-Maripa (hydro)	–	–	174
Total Oyapock		1 224	6 064	6 513
Total		2 494	13 295	13 934

Source : EXPLICIT-ALTER d'après les données fournies par EDF SEI et fichiers Clients EDF

Sur certaines communes, la production livrée paraît inférieure à la consommation relevée. Ces incohérences sont à rapprocher des problèmes de métrologie ou de l'absence de collecte des données de production signalés par EDF SEI. De fait, des réserves peuvent être émises quant à la fiabilité des données de production notamment sur les bourgs de Papaïchton et de Grand Santi.

En 2000, la consommation d'électricité dans les bourgs de l'intérieur est estimée dans le PER à 6,5 GWh. La consommation aurait ainsi doublé entre 2000 et 2009, avec un taux de croissance annuelle de 8,3% en moyenne sur cette période. La dynamique démographique des communes de l'intérieur allié à l'accroissement du taux d'équipement des ménages (en particulier sur les besoins en froid) explique en grande partie cette croissance des consommations.

Tableau 29 : Evolution des consommations des bourgs de l'intérieur (concession EDF)

Consommation en MWhe	2000	2009
Consommation d'électricité	6 500	13 295
TCAM 2000-2009		8,3%
Evolution 2000-2009		104,5%

Sources : EXPLICIT-ALTER d'après les données issues du PER et des fichiers Clients EDF

Le secteur résidentiel représente les deux tiers des consommations d'électricité en 2009. D'après le PER, le secteur résidentiel représentait 88% des consommations d'électricité de l'intérieur, ce qui signifierait que la part des professionnels ait beaucoup progressé depuis 2000 même si elle reste minoritaire. A noter que les consommations hors résidentiel n'apparaissent pas clairement dans le bilan du PER en 2000 et ont pu avoir été sous-évaluées. Dès lors, il est difficile d'aller plus loin dans les interprétations.

Tableau 30 : Répartition des consommations des bourgs de l'intérieur (concession EDF)

Consommations en MWhe	2000		2009	
		%		%
Consommations de l'intérieur	6 500		13 295	
Résidentiel intérieur	5 699	88%	9 096	68%
Professionnels de l'intérieur	801	12%	4 199	32%

Sources : EXPLICIT-ALTER d'après les données du PER et des fichiers Clients EDF

II.3.2.2 Consommations d'électricité du secteur résidentiel

Dans les bourgs en concession EDF, la consommation d'électricité des ménages s'élève à 9 100 MWhe en 2009. Le secteur résidentiel représente 68% des consommations d'électricité de l'intérieur. Les consommations par commune sont détaillées dans le tableau suivant.

Tableau 31 : Consommations d'électricité des ménages des bourgs de l'intérieur en 2009

Zones	Communes (concessions EDF)	Nombre d'abonnés EDF	Consommation électrique (MWhe)
Maroni	Apatou	290	1 262
	Grand Santi	144	593
	Papaïchton	165	857
	Maripasoula	493	2 368
Total Maroni		1 092	5 079
Oyapock	Camopi	39	184
	Ouanary	28	56
	Régina	271	883
	Saint-Georges	623	2 893
Total Oyapock		961	4 016
Total RESIDENTIEL INTERIEUR		2 053	9 096

Source : EXPLICIT-ALTER d'après les fichiers Clients EDF

L'augmentation de la consommation dans le secteur résidentiel depuis 2000 s'explique principalement par la hausse de la consommation par ménage. **La consommation moyenne par abonné est de 4,4 MWhe/an en 2009 et a augmenté de 60% en 10 ans.** En 2000, le PER estimait ainsi la consommation par ménage électrifié à 2,8 MWhe/an.

Les contributions de la croissance démographique et de l'augmentation du taux d'électrification des ménages dans les communes de l'intérieur sont plus difficiles à évaluer. En 2009, le nombre de contrats d'abonnement EDF est de 2 053. Mais ce chiffre ne correspond sans doute pas exactement au nombre de ménages électrifiés, dans la mesure où, au sein de ces populations, il n'est pas rare d'observer plusieurs ménages reliés à un même compteur. De plus, d'après les données du recensement INSEE, le taux d'électrification des ménages est passé de 51% en 1999 à 60% en 2007. Rapporté aux 6 900 ménages de l'intérieur, 4 140 ménages auraient accès à l'électricité, ce qui est deux fois supérieur au nombre de contrats EDF. Cependant les statistiques INSEE portent sur l'ensemble de la population des communes de l'intérieur, qui prennent en compte les habitants des écarts. Bien que le taux d'électrification soit a priori supérieur dans les bourgs (déjà de l'ordre de 60% selon le PER en 2000), une partie de la population des écarts dispose également d'un accès à l'électricité (près de 25% des ménages selon le PER en 2000).

Concernant les usages de l'électricité, l'étude²⁰ offre/demande réalisée sur Maripasoula et Papaïchton en 2003 apporte des renseignements sur la répartition des consommations dans ces communes. La part du froid domestique est prédominante avec 50% du bilan total, soit 63% des consommations des ménages. L'éclairage représente 10% des consommations et était alors identifié comme la principale cause de la pointe du soir. La climatisation, pourtant peu répandue, représente 10% du bilan des consommations. Les consommations électriques liées à l'eau chaude sanitaire et à la cuisson sont faibles (2%), ces équipements étant peu présents dans les communes de l'intérieur. L'étude soulignait l'augmentation des taux d'équipements des ménages, qui tendaient à rattraper le niveau des ménages du littoral. **En 2009, la consommation moyenne par ménage laisse penser qu'il reste encore des marges d'évolution (4,4 MWhe/an par ménage de l'intérieur et 6,6 MWhe/an sur le littoral).**

II.3.2.3 Consommations des professionnels

Selon les fichiers clients EDF, les consommations d'électricité du secteur des professionnels s'élèvent à près de 4 200 MWhe en 2009. En dehors de deux consommateurs en tarif vert, il s'agit exclusivement de petits consommateurs au tarif bleu EDF.

Tableau 32 : Consommations d'électricité des professionnels par commune en 2009

Zones	Communes (concessions EDF)	Nombre de contrats EDF	Consommation électrique (MWhe)
Maroni	Apatou	40	445
	Grand Santi	26	208
	Papaïchton	35	318
	Maripasoula	77	1 180
Total Maroni		178	2 151
Oyapock	Camopi	8	-6
	Saül	69	12
	Ouanary	11	27
	Régina	77	402
	Saint-Georges	98	1 603
Total Oyapock		263	2 038
Total PROFESSIONNELS INTERIEUR		441	4 189

Source : EXPLICIT-ALTER à partir des fichiers Clients EDF

Les consommations des professionnels ont quintuplé sur la décennie (800 MWhe d'après le PER en 2000), avec un taux de croissance moyen de 20%.

²⁰ Etude d'adéquation électrique offre/demande Papaïchton et Maripasoula, 2003, Substitut Conseil, Transénergie

II.3.3 Consommations d'énergie primaire des bourgs de l'intérieur

II.3.3.1 Consommations de carburant pour la production électrique

Les consommations d'énergie primaire correspondent aux quantités de carburant consommé dans les centrales thermiques qui alimentent les communes non-interconnectées. Selon les données transmises par EDF SEI, de l'ordre de 4 900 m³ de gazole, soit près de 4 260 Tep et 49 GWh, sont consommés chaque année sur l'ensemble des bourgs de l'intérieur. Toutefois la comptabilisation des consommations de carburant est considérée comme étant peu fiable.

Tableau 33 : Consommations de gazole dans les communes de l'intérieur en 2009 (concessions EDF)

Zones	Gazole (m ³)	Gazole (t)	Gazole (Tep)	Gazole (MWh)
Maroni	3 000	2 520	2 608	29 890
Oyapock	1 900	1 596	1 652	18 930
TOTAL	4 900	4 116	4 260	48 820

Source : EDF SEI

Le rendement de production correspond au rapport entre énergie livrée et énergie consommée par les groupes diesel. Il peut ici être estimé entre 25 et 30%.

II.3.3.2 Consommation de butane dans les ménages de l'intérieur

L'estimation des consommations de butane dans les communes de l'intérieur est proposée en s'appuyant sur les données d'équipement du PER 2000 et sur les ratios de consommation des ménages du littoral. Par défaut, dans le bilan 2009, le taux d'utilisation de GPL pour la cuisson est considéré de 60% (données du PER 2000). Les consommations de butane des ménages de l'intérieur sont considérées comme étant équivalentes à celles des ménages du littoral : 5 à 6 bouteilles de 12,5 kg en moyenne par ménage et par an, soit 910 kWh par ménage et par an.

La consommation de butane est ainsi évaluée à 3,8 GWh en 2009 soit 324 Tep.

Le PER faisait état d'une consommation de bois de chauffe pour les usages de cuisson dans les ménages de l'intérieur qui n'utilisaient pas le GPL. En 2000, la consommation de bois était ainsi estimée à 1 258 Tep soit 15 GWh, en considérant un rendement de 15% de la cuisson au bois par rapport aux appareils de cuisson au GPL. Ne disposant pas de données pour 2009, cette consommation de bois n'est pas comptabilisée dans le bilan.

II.3.3.3 Bilan des consommations primaires dans les bourgs de l'intérieur

Au total, le bilan des consommations d'énergie primaire des bourgs de l'intérieur est estimé à 53 GWh en 2009, soit 4 585 Tep.

Tableau 34 : Bilan des consommations d'énergie primaire des communes de l'intérieur en 2009 (concessions EDF)

	Consommation EP en Tep	Consommation EP en GWh
Butane	324	4
Gazole	4 260	49
TOTAL	4 585	53

Sources : EXPLICIT-ALTER, d'après les données du PER et de EDF SEI

II.3.5 Consommations d'énergie dans les écarts

Onze « écarts » aujourd'hui non électrifiés font l'objet d'étude pour envisager leur électrification à partir de centrales hybrides photovoltaïque - moteur, avec des objectifs de taux de couverture photovoltaïque de 70%. D'après EDF qui s'est vu confier la maîtrise d'ouvrage de l'opération, les premières centrales pourraient voir le jour en 2012, le programme prévisionnel s'étalant jusqu'en 2015. Ces sites ne sont pas pris en compte dans le bilan 2009.

II.4 Production d'énergie en Guyane

II.4.1 Bilan de la production d'électricité

II.4.1.1 Bilan de la production électrique en 2009

L'électricité est produite en Guyane à partir d'énergies fossiles et d'énergies renouvelables. Une des particularités du système électrique guyanais est de disposer de deux schémas électriques distincts :

- Le réseau littoral interconnecté qui s'étend de Cayenne à Saint-Laurent-du-Maroni ;
- Les communes de l'intérieur alimentées par des moyens de production locaux.

En 2009, d'après la BPPI EDF²¹ la production livrée sur le réseau littoral a été de 797 GWhe²². La production d'électricité est assurée à 55% par des énergies fossiles, notamment du fioul lourd et du gazole. Les énergies renouvelables représentent 45% de la production d'électricité en Guyane en 2009 essentiellement réalisée par le barrage de Petit-Saut.

Tableau 35 : Production d'électricité de la Guyane en 2009

	Puissance installée (MWe)	Production livrée (GWhe)	% production totale
Production réseau littoral en 2009			
Thermique	131	445	55%
Hydraulique	114	352	44%
Biomasse	2	5,7	1%
Photovoltaïque raccordé	0,9	1,2	0,1%
Photovoltaïque sites isolés	0,6	0,8	0,1%
<i>Total littoral</i>	<i>248,5</i>	<i>804,5</i>	<i>98%</i>
Production communes de l'intérieur en 2009			
Thermique	5,6	14	97%
Hydraulique	0,9	0	0%
Photovoltaïque	0,3	0,4	3%
<i>Total intérieur</i>	<i>6,8</i>	<i>14,4</i>	<i>2%</i>
Total Guyane	255	819	100%

Source : EXPLICIT-ALTER à partir des données EDF SEI et BP EDF actualisée 2010

Les données de production livrée au réseau n'ayant pas été communiquées par EDF, des estimations ont dû être effectuées notamment en ce qui concerne les productions renouvelables.

Le barrage hydroélectrique de Petit-Saut a fourni 44% de la production électrique du littoral en 2009. L'hydraulique est ainsi la première ressource renouvelable de la Guyane, bien que, du fait de la sécheresse record, 2009 ait été l'année de la plus faible production depuis 2003 avec 352 GWhe livrés au réseau. En effet, le barrage de Petit-Saut contribue en moyenne à 60% de la production électrique du réseau interconnecté, pour une production annuelle de 455 GWhe en moyenne de 2003 à 2009.

La biomasse représente moins de 1% de la production d'électricité en 2009, la première centrale étant entrée en service en cours d'année. La production indiquée est issue d'une estimation sur 5 mois de production considérant un productible moyen de 13 600 MWhe/an²³ et une durée de fonctionnement de 8 000 heures (6 500 heures en équivalent puissance maximale).

Fin 2009, 880 kWc de panneaux photovoltaïques sont installés et raccordés. La production est estimée à 1 200 MWhe en 2009 sur la base d'un productible de 1 350 kWh/kWc. Cette évaluation est sans doute surestimée : d'une part, le productible correspond à un potentiel théorique de production, et d'autre

²¹ Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre/Demande d'électricité en Corse et Outre-mer à l'horizon 2015 - Actualisation 2010, EDF SEI

²² A noter que le chiffre de EDF SEI de 797 GWhe n'est pas exactement identique aux données de l'étude ELEC 2011 qui indique une production livrée au réseau de 781 GWhe en 2009. Nous n'avons pas d'éléments explicatifs de cette différence.

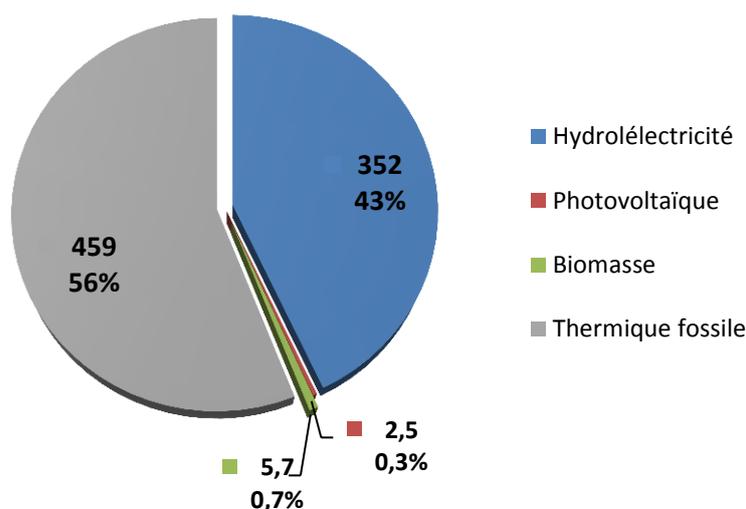
²³ Source : Voltalia

part, les installations raccordées fin 2009 sont en partie entrées en production dans le courant de l'année et n'ont donc pas toutes pu produire sur la totalité de l'année.

Les installations photovoltaïques non raccordés au réseau représentent environ 900 kWc répartis entre le littoral avec environ 600 kWc estimés en fonctionnement, et l'intérieur pour 300 kWc. La production photovoltaïque des sites isolés est estimée respectivement 800 MWhe/an sur le littoral et 400 MWhe/an dans les communes de l'intérieur.

La production photovoltaïque est très marginale et ne représente au total que 0,3% du bilan.

Production d'électricité par type de ressource
Bilan 2009 : 819 GWh



II.4.1.2 Evolution de la production électrique

La production électrique livrée au réseau littoral est passée de 530 GWhe en 2000 à 797 GWhe en 2009, soit un TCAM de 4,4%.

La production d'origine renouvelable n'a que très peu progressé sur cette période qui a seulement vu l'émergence de la filière photovoltaïque raccordée depuis 2008 mais dont la contribution reste marginale, et la mise en service de la centrale biomasse courant 2009. Depuis 2000, la part de la production renouvelable dans le mix électrique de la Guyane dépend donc essentiellement de la production de Petit-Saut et est soumise à ses fluctuations liées aux variations de la pluviométrie. Compte tenu de l'augmentation de la demande électrique, à puissance installée en énergie renouvelable quasiment constante, la part des énergies renouvelables dans la production totale tend à diminuer, les besoins de production par centrale thermique augmentant en valeur absolue et en proportion.

Production électrique livrée au réseau de 2003 à 2009

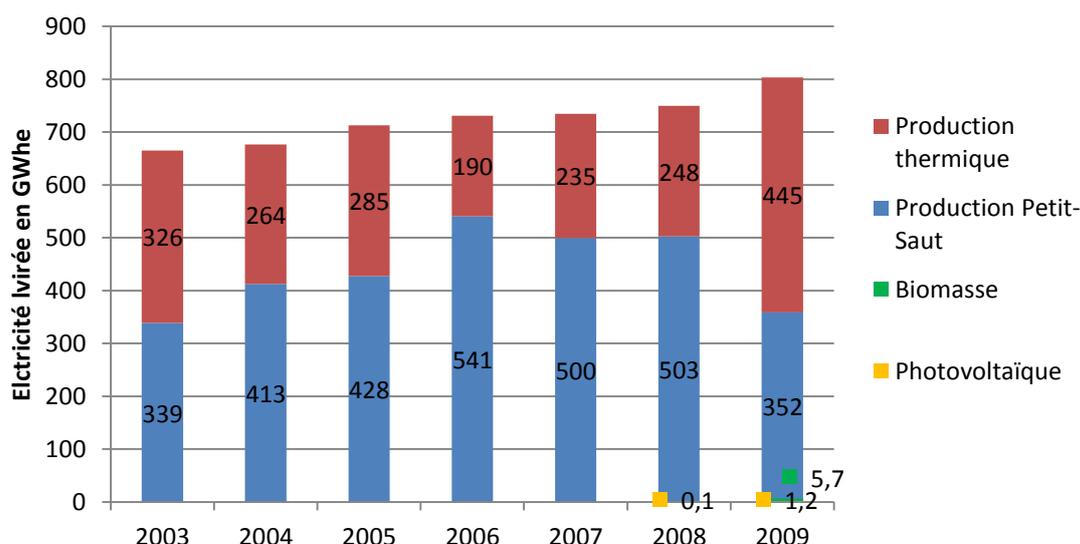


Tableau 36 : Evolution de la production livrée et répartition entre thermique et hydraulique

Année	Energie livrée réseau (GWh)	Production thermique		Production Petit-Saut	
		GWh	%	GWh	%
2003	665	326	49%	339	51%
2004	677	264	39%	413	61%
2005	713	285	40%	428	60%
2006	731	190	26%	541	74%
2007	735	235	32%	500	68%
2008	750	248	33%	503	67%
2009	797	445	56%	352	44%

Source : EDF SEI et BP EDF actualisée 2010

Dans les exercices de scénarisation, il nous faudra faire une hypothèse sur la production annuelle de Petit-Saut. A défaut d'une méthode prédictive, nous prendrons la valeur égale à la moyenne des productions des dernières années (455 GWh/an en moyenne sur 2003 à 2009).

II.4.2 Moyens de production d'électricité

Le parc de production du réseau interconnecté est constitué essentiellement des moyens de production de EDF pour une puissance installée de 245 MWe au total. Peu d'évolutions sont à noter depuis 2000. Les moyens de production électrique se répartissent entre :

- Les moyens de base :
 - o Centrale de Petit-Saut (EDF) : 4 groupes de 28,4 MW de puissance unitaire ;
 - o Centrale thermique de Dégrad des Cannes (EDF) : 9 moteurs diesel (8x8 MW et 1x7,2 MW) consommant du fioul lourd ;
 - o Centrale biomasse de Kourou (VOLTALIA) : 2 MW
 - o Centrale thermique de Dégrad des Cannes (EDF) : 2 turbines à combustion (TAC) de 20 MW de puissance unitaire, fonctionnant au gazole (FOD) ;
- Les moyens de pointe et de secours :
 - o Kourou (EDF) : 1 TAC de 20 MW.

Il faut compter en outre avec les installations PV raccordées au réseau, avec 15 sites en service fin 2009 pour une puissance installée de 0,88 MWc.

Les communes de l'intérieur non-interconnectées disposent localement de leurs propres moyens de production, généralement des groupes électrogènes, mais aussi des installations photovoltaïques (Saül) ou hybrides thermique/photovoltaïque (Kaw), et de l'hydroélectricité (Saut-Maripa à Saint-Georges). Sur 9 des 10 communes de l'intérieur, 11 sites de production sont en concession EDF. Les moyens de production ont augmenté en capacité dans les principaux bourgs (Saint-Georges, Maripasoula, Apatou et Papaïchton). La puissance installée a ainsi augmenté au total de 50%.

Le détail des moyens de production est présenté dans le tableau ci-après.

Tableau 37 : Evolution des moyens de production d'électricité entre 2000 et 2009

Réseau littoral	Moyens de production	Puissance installée (MWe)		
		2000	2009	Evolution
Dégrad des Cannes -EDF	Moteurs diesel	60	71	+18%
Dégrad des Cannes -EDF	TAC	} 54	40	+11%
Kourou -EDF	TAC		20	
Petit Saut -EDF	Hydroélectricité	104	114	+9%
Biomasse	Biomasse centrale électrique		2	–
Photovoltaïque raccordé	Photovoltaïque livré réseau		1	–
Puissance nette du littoral		218	245	+12%
Communes de l'intérieur	Moyens de production	Puissance installée (kVA)		
		2000	2009	Evolution
Saint-Georges	Moteurs diesel	1150	1980	+72%
Maripasoula	Moteurs diesel	1050	1600	+52%
Apatou	Moteurs diesel	550	850	+55%
Papaïchton	Moteurs diesel	415	650	+57%
Régina	Moteurs diesel	665	665	0%
Grand Santi	Moteurs diesel	325	605	86%
Kaw	Moteurs diesel	135	135	0%
Ouanary	Moteurs diesel	200	180	-10%
Saül	Moteurs diesel			–
Saül (PV en kWc)	Photovoltaïque		78	–
Apagui	Moteurs diesel			–
Camopi	Moteurs diesel	145	295	+103%
Saut-Maripa	Hydroélectricité	990	1100	+11%
Saint-Georges	Groupes secours	650		–
Puissance nette de l'intérieur (hors hydro et groupes secours)		4 635	7 038	+52%
Total production nette Guyane en MWe		223	252	+13%

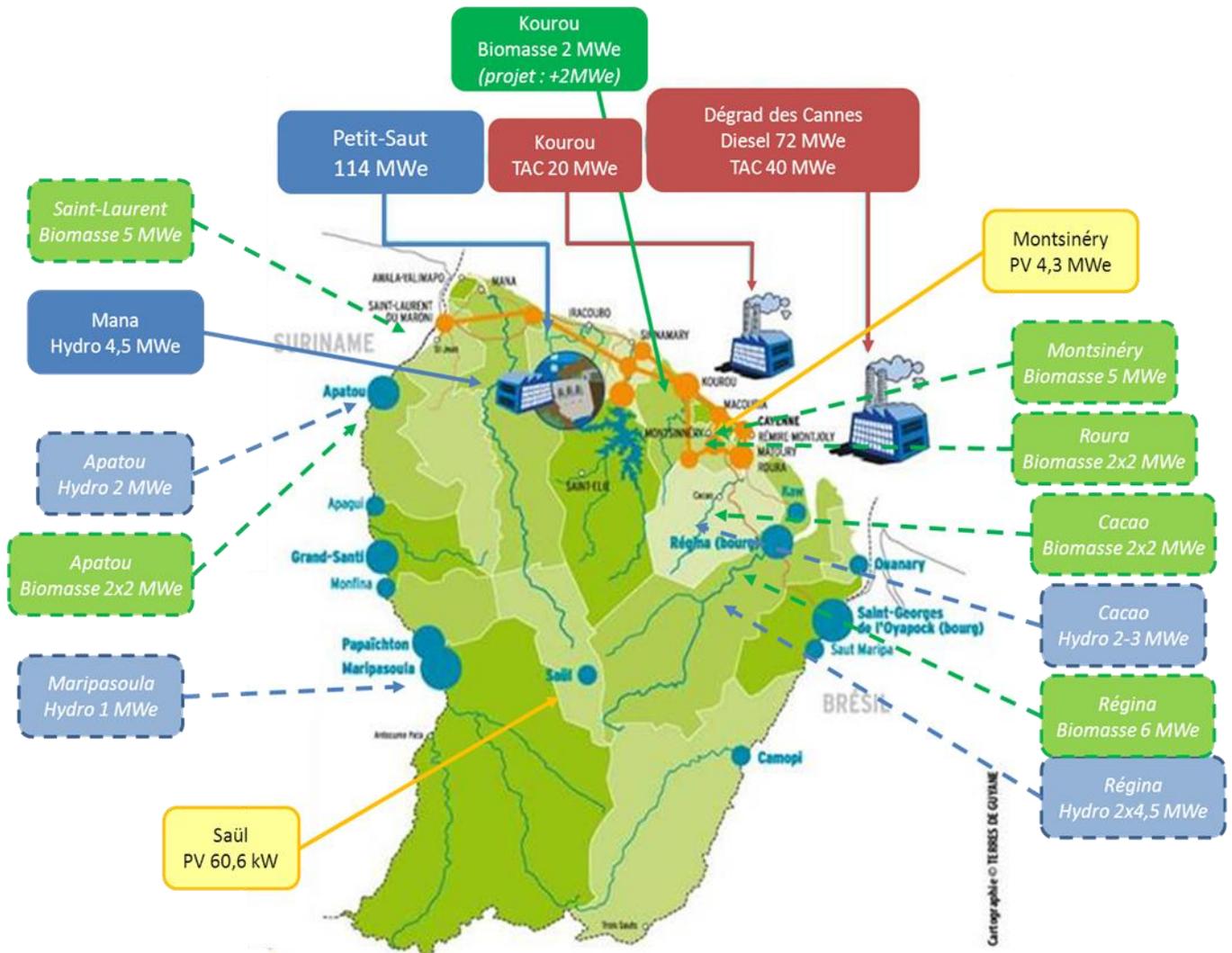
Sources : EXPLICIT-ALTER d'après les données PER, BPPI EDF 2009, EDF SEI

II.4.3 Production électrique d'origine renouvelable

La Guyane dispose de nombreuses ressources renouvelables (hydraulique, biomasse, éolien, solaire, etc.) pour la plupart encore peu exploitées. En dehors de Petit-Saut, la contribution des énergies renouvelables à la production livrée sur le réseau interconnecté est très marginale (1% du bilan).

La carte ci-dessous localise les installations existantes et un certain nombre de projets EnR tels qu'identifiés par le GENERG.

Carte du système électrique existant et des projets énergies renouvelables en Guyane



Légende :

Sources : EXPLICIT d'après BPPI EDF 2009 et GENERG

- Réseau électrique littoral : postes électriques haute tension
- Bourgs électrifiés selon puissances installées :
 - <0,25 MW ●
 - >0,25 MW ●
 - >1,2 MW ●
- Centrales électriques existantes (—) et projets (- - -) :
- Moyens thermiques ●
- Hydroélectricité ●
- Biomasse ●
- Photovoltaïque ●

Les différentes filières renouvelables présentes en Guyane sont décrites dans les paragraphes suivants.

II.4.3.1 La production hydro-électrique

La production d'électricité par énergie hydraulique peut être conçue sous deux formes :

- Des centrales dites « au fil de l'eau », sans ennoisement de surface forestière ou autre ; mais la capacité de telles centrales est alors limitée (ordre de grandeur jusqu'à 5 MW).
- Des installations de plus grande capacité peuvent être conçues, à l'instar de la centrale de Petit-Saut, mais elles supposent l'ennoisement de surfaces importantes. Le bilan environnemental doit prendre en compte cet impact. Pour la question plus spécifique des GES, voir la discussion sur l'impact de Petit Saut.

En dehors de la centrale de Petit-Saut, il existe :

- Une centrale « au fil de l'eau » de 4,5 MW mise en service en 2011 par la société Voltalia à Saut Mama-Valentin sur la Mana. Le productible annuel est donné par Voltalia de 22 à 24 000 MWh (correspondant à environ 5,000 h/an de production à pleine capacité). Nous n'avons pas de données sur la puissance garantie. Compte tenu de sa date de mise en service, elle ne contribue pas au bilan 2009.
- Une petite centrale de production à Saut-Maripa à Saint-Georges (donc non raccordée au réseau littoral), d'une capacité d'environ 1 MWe, installée en 2000 ; mais il ne nous a pas été possible d'en obtenir les chiffres de production.

Une étude de potentiel avait été réalisée en 1997, identifiant une quinzaine de projets potentiels d'une taille maximale de quelques MW, essentiellement dans l'intérieur du territoire et donc éloignés du réseau littoral. Les contraintes de développement de telles installations sont importantes et Voltalia est aujourd'hui le seul opérateur identifié comme actif dans l'étude de projets hydro-électriques.

Les principales barrières au développement de centrales hydro-électriques en Guyane sont :

- Une perception négative des impacts de la filière, sur la base des deux expériences de Petit-Saut et Saut-Maripa ;
- Des coûts d'investissements plus élevés que dans d'autres régions en raison des difficultés d'accès aux sites ;
- Surtout l'éloignement des sites potentiels du réseau électrique principal. Les demandes locales, proches des sites, sont insuffisantes pour justifier les investissements. En l'absence de développement du réseau, ces projets ne peuvent aujourd'hui pas voir le jour.

Les projets en développement sont :

- Une centrale de 2 à 3 MW à Cacao - Saut Bief. Les obstacles sont de plusieurs natures :
 - o Opposition locale, qui pourrait être levée en intégrant le projet dans un projet de développement touristique ;
 - o Contrainte technique : la commune est raccordée au réseau littoral mais le réseau actuel ne permet pas d'accueillir la capacité de production. Selon l'opérateur, le problème pourrait trouver sa solution en cas de création d'un poste source au Galion.
- Deux projets proches de Régina, Saut Mapaou et Saut Mathias, de 4,5 MW chacun. Les besoins de la commune de Régina sont de l'ordre de 210 kW, donc nettement inférieurs à la capacité d'une seule des centrales en projet. La concrétisation de ces potentiels suppose donc l'extension du réseau principal.
- Un projet d'une centrale de 1 MW environ, non destinée à être raccordée au réseau littoral mais qui alimenterait Maripasoula. Cette option viendrait en substitution aux centrales diesel existantes et est à comparer à une centrale hybride PV + diesel.

Voltalia pense que des projets sont possibles dès lors que la commune de Apatou serait raccordée au réseau littoral, mais demeure en attente de la confirmation de l'extension du réseau vers l'ouest ainsi que de l'option technique qui sera retenue, pour lancer des études plus détaillées. L'extension du réseau au-delà de Apatou élargirait encore les perspectives. Le GENERG évalue en première approche un projet potentiel de 2 MW.

II.4.3.2 La production solaire photovoltaïque

La filière photovoltaïque (PV) en Guyane se distingue par deux types d'utilisations : les installations en sites isolés et les installations raccordées au réseau.

- PV en sites isolés :

A l'origine, et jusqu'à très récemment, le photovoltaïque ne concernait que l'électrification des sites isolés, non reliés au réseau électrique principal.

Lors des 20 dernières années, environ 900 kWc ont ainsi été installés sur le territoire pour alimenter des sites isolés (habitat éloigné du réseau sur le littoral, bourgs ou hameaux de l'intérieur communément appelés « écarts »). La production PV des écarts est difficile à évaluer, la production étant liée aux cycles de charge des batteries et donc à la consommation. De plus, les données recueillies sur site par les régulateurs ne sont pas toujours fiables. Sur la base du productible de 1 350 kWh/kWc, la production PV dans les écarts est estimée à 1,35 GWhe en 2009. Comme remarqué précédemment, cette valeur est certainement surestimée, la production PV dans les sites isolés étant liées au taux de charge des batteries et aux consommations des utilisateurs.

Les installations fonctionnent avec un système de parc de batteries et peuvent être couplées à un autre type de production, souvent des générateurs diesel. Ainsi le village de Saül, situé au cœur de la forêt guyanaise, a vu la pose de 74 générateurs photovoltaïques. D'autres projets de centrales hybrides PV + diesel sont en cours, notamment sur Maripasoula.

- PV connecté réseau :

Depuis quelques années, les centrales raccordées au réseau, en production directe pour vente EDF se sont multipliées. Le GENERG²⁴ évalue le potentiel de développement du photovoltaïque à 40 MWc²⁵ d'ici 2020. Toutefois, la réalisation d'installations photovoltaïques est soumise à différentes contraintes pouvant remettre en cause les projets en cours de développement :

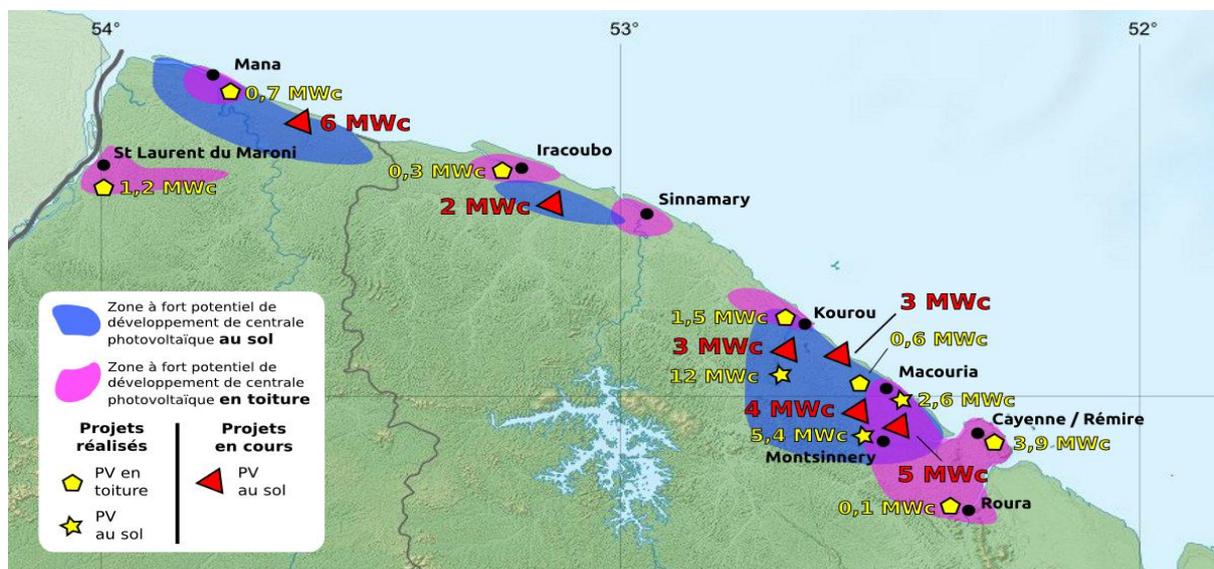
- la part d'énergies renouvelables intermittentes (PV et éolien) est aujourd'hui limitée à 30% de la puissance totale du réseau par l'arrêté du 23 avril 2008, afin de restreindre les risques de perturbation du réseau ;
- les installations de plus de 36 kWc sont placées sur une liste d'attente et ne sont pas certaines de voir le jour compte tenu des limites de puissance évoquées ci-dessus ;
- les installations de plus de 3 kWc sont déconnectables.

Actuellement, la puissance des projets en file d'attente est supérieure à la puissance maximale admise pour ce type de production à profil variable. Diverses démarches ont été effectuées pour réévaluer ce seuil afin de le faire passer de 30% à 50%.

²⁴ GENERG : Groupement des Entreprises intervenant dans les Energies Renouvelables en Guyane

²⁵ L'objectif de 40 MWc en 2015 est inscrit dans la Programmation Pluriannuelle des Investissements de 2006. Le scénario proposé par le GENERG est donc cohérent avec les derniers objectifs fixés par le Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie en terme de développement du photovoltaïque raccordé au réseau en Guyane.

Projets photovoltaïques réalisés et en cours



Source : GENERG, avril 2011

Les données portant sur les projets réalisés sur le territoire et dénombrés en file d'attente proviennent des chiffres d'EDF SEI. A la fin du troisième trimestre 2010, sont ainsi recensés :

- 4,3 MWc de projets en service (ferme solaire de Montsinéry pour un productible annuel moyen de 5 400 MWh),
- 63,3 MWc de projets en file d'attente.

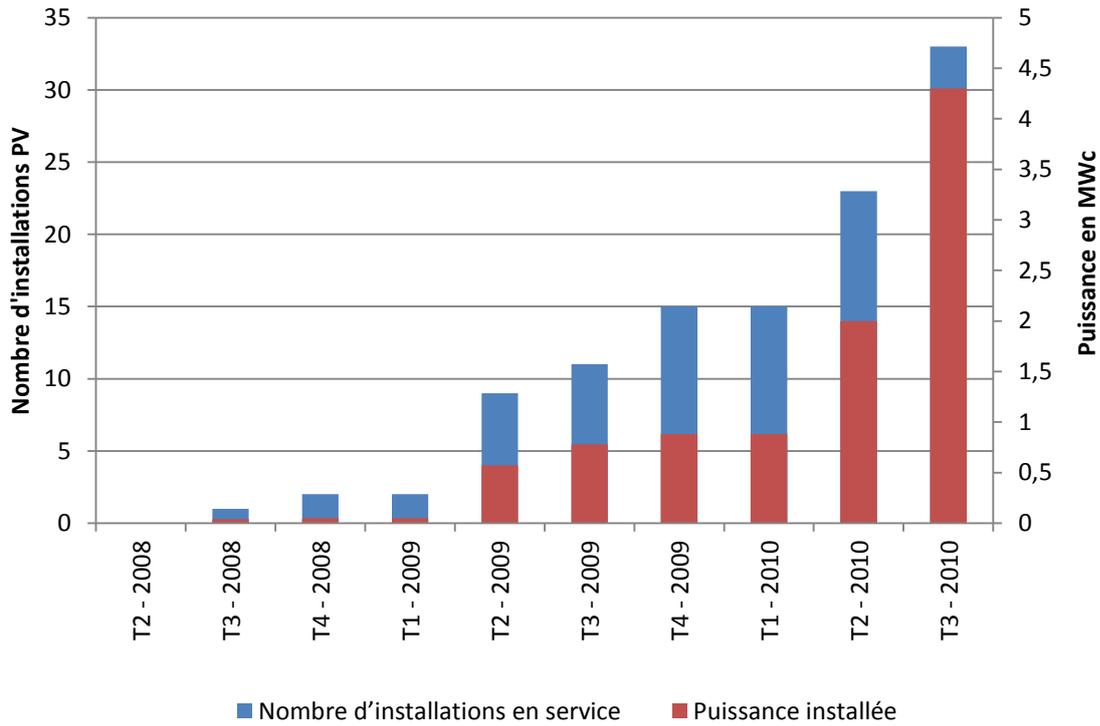
Nous retiendrons dans le bilan 2009 les chiffres enregistrés par EDF SEI en fin d'année 2009 : 15 installations en service pour une puissance de 0,88 MWc et une production estimée à 1,19 GWhe/an.

Tableau 38 : Installations photovoltaïques raccordées et en projet

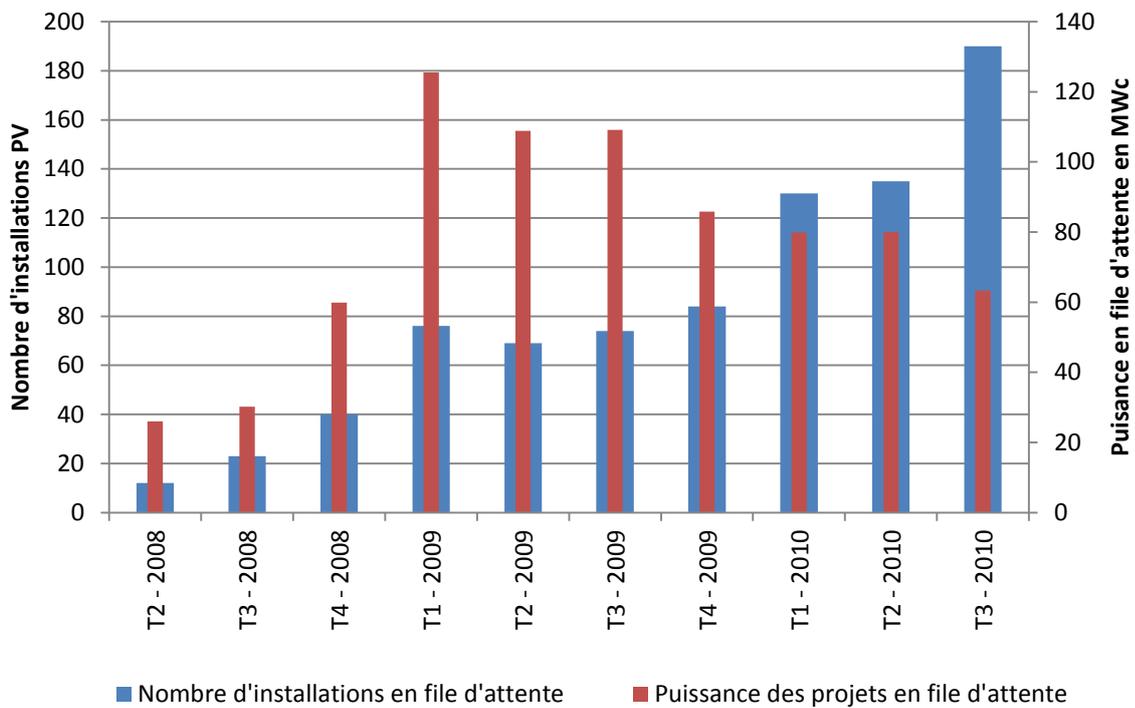
	2008			2009			2010			
	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3
Nbre d'installations										
En service	0	1	2	2	9	11	15	15	23	33
File d'attente	12	23	40	76	69	74	84	130	135	190
Total	12	24	42	78	78	85	99	145	158	223
Puissance MWc										
En service	0	0,04	0,05	0,05	0,57	0,78	0,88	0,88	2	4,3
File d'attente	26	30,2	59,8	125,5	108,9	109,1	85,8	79,9	80	63,3
Total	26	30,3	59,9	125,6	109,5	109,9	86,7	80,8	82,0	67,6
Productible GWh										
En service	0,00	0,05	0,07	0,07	0,77	1,05	1,19	1,19	2,70	5,81
File d'attente	35,1	40,8	80,8	169,5	147,0	147,3	115,9	107,9	108,0	85,5
Total	35,1	40,9	80,9	169,6	147,8	148,4	117,2	109,1	110,7	91,3

Source : EXPLICIT-ALTER d'après données EDF SEI

Evolution du parc photovoltaïque raccordé au réseau



Evolution des projets photovoltaïque en file d'attente



II.4.2.3 La production issue de la biomasse

La biomasse recouvre l'ensemble de la matière organique d'origine vivante, végétale (comme le bois) ou animale. Elle peut être utilisée à des fins énergétiques pour la production d'électricité et/ou de chaleur, voire de froid. Cette ressource renouvelable présente l'avantage d'offrir une puissance garantie toute l'année et peut subvenir à la demande électrique « en base ».

- Gisements de biomasse :

La forêt guyanaise s'étend sur environ 8 millions d'hectares et couvre 90% du territoire qui se distingue des autres DOM par l'ampleur de ses gisements de biomasse. Les principaux gisements disponibles proviennent de la biomasse issue des défrichements agricoles, des déchets d'exploitation forestière (ouverture de pistes) et des déchets de scieries. D'autres ressources sont envisagées :

- L'exploitation forestière de bois-énergie en complément du bois d'œuvre. Le gisement de bois-énergie serait extrait des parcelles exploitées en bois d'œuvre sur lesquelles une récolte sélective de 4 à 5 tiges par hectare est pratiquée. Il proviendrait de la récupération d'une partie des purges des grumes de bois d'œuvre, de certaines tiges abimées lors de l'exploitation forestière, et de la réalisation d'éclaircies sélectives autour d'arbres d'avenir. Environ 40 m³/ha seraient mobilisables en bois énergie.
- L'exploitation de forêts à vocation énergétique. Il s'agirait de réaliser un prélèvement sélectif permettant de maintenir la capacité de régénération naturelle de la forêt. Les volumes mobilisables seraient de l'ordre de 100 m³/ha. L'exploitation de cette ressource est en cours d'étude et d'expérimentation par l'ONF. Les plans d'approvisionnements seraient proposés sur une durée de 25 ans.

Les études²⁶ conduites par l'ONF et le CIRAD, ainsi que l'enquête diligentée par la Délégation Générale à l'Outre-Mer en août 2010²⁷, ont permis de caractériser les ressources de biomasse et d'évaluer les gisements mobilisables. Ceux-ci sont localisés sur les cartes présentées ci-après (source : étude PRME, ONF/CIRAD, 2007).

Tableau 39 : Evaluation des gisements potentiels de biomasse (bois)

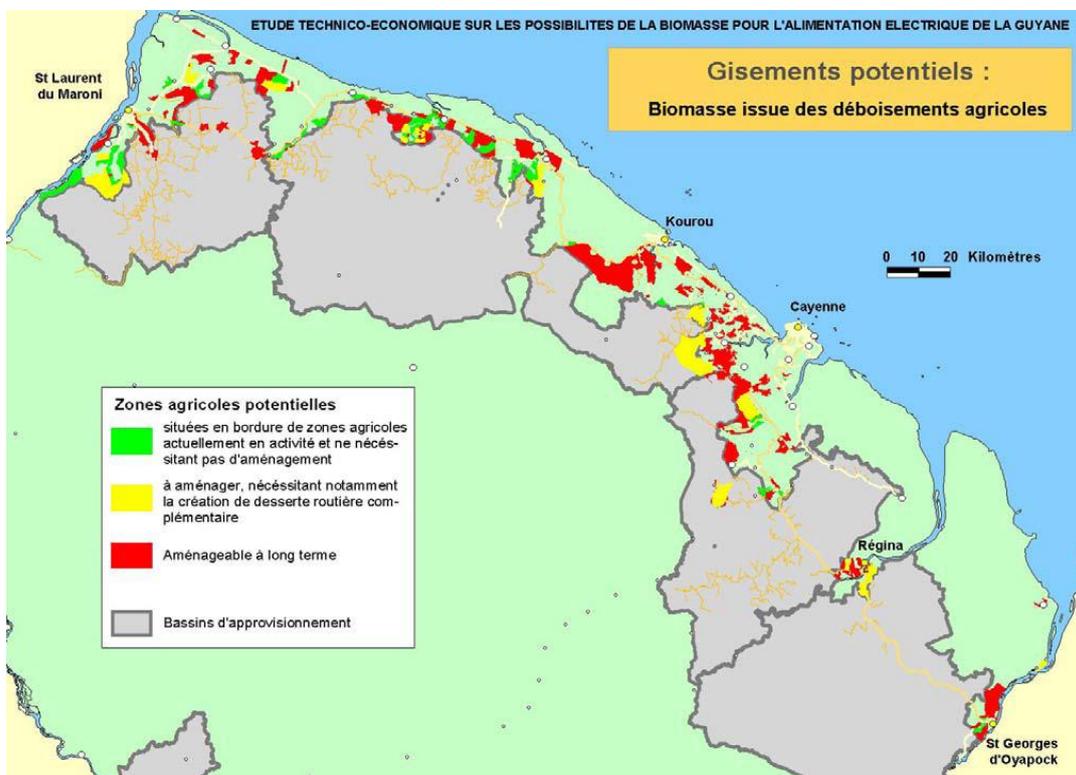
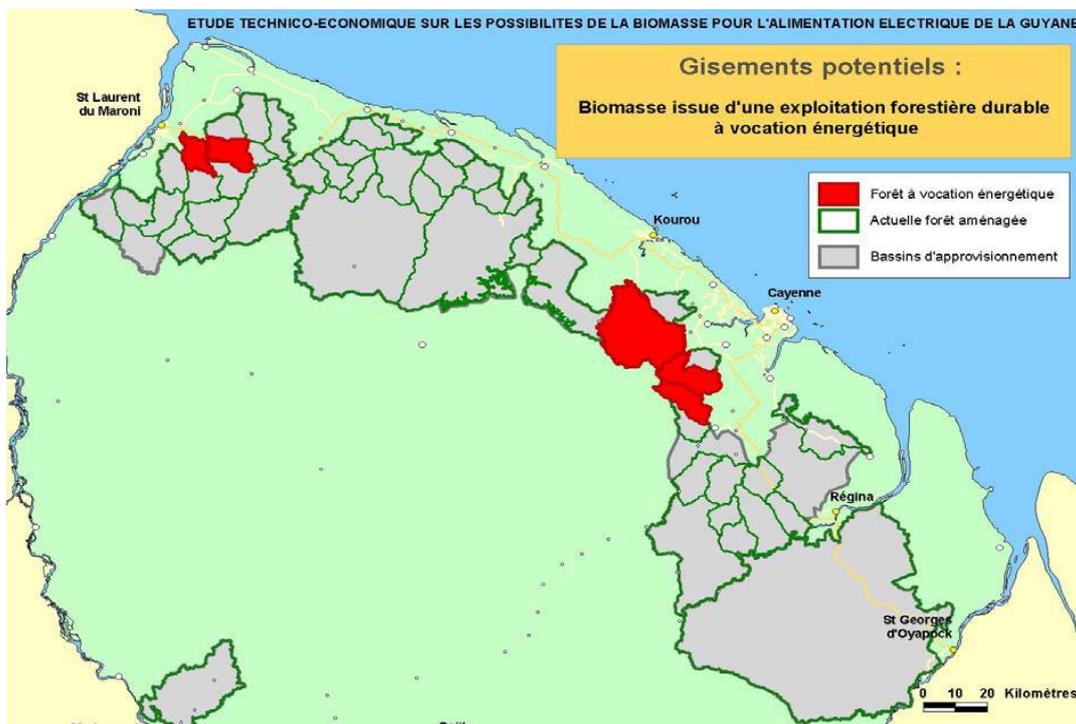
	Bassin Ouest	Bassin Centre-Ouest	Bassin Centre-Est	Bassin Est	Total (m ³ /an)
Bois-énergie complément du bois d'œuvre en forêt aménagée	12 000	40 000	8 000	260 000	320 000
Bois-énergie de forêts dédiées	34 000	50 000	41 000		125 000
Déchets d'exploitation forestière				22 880	22 880
Déchets de la défriche agricole	78 500	71 000	76 000	10 800	236 300
Total (m³/an)	124 500	161 000	125 000	293 680	704 180

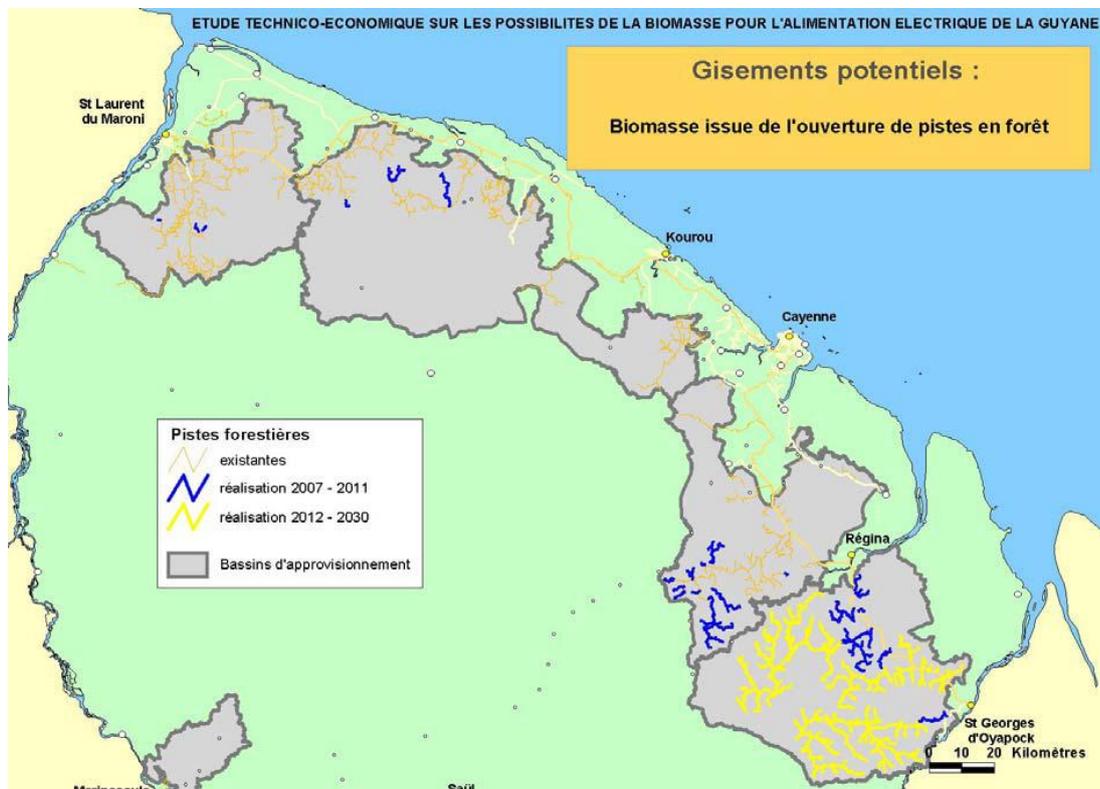
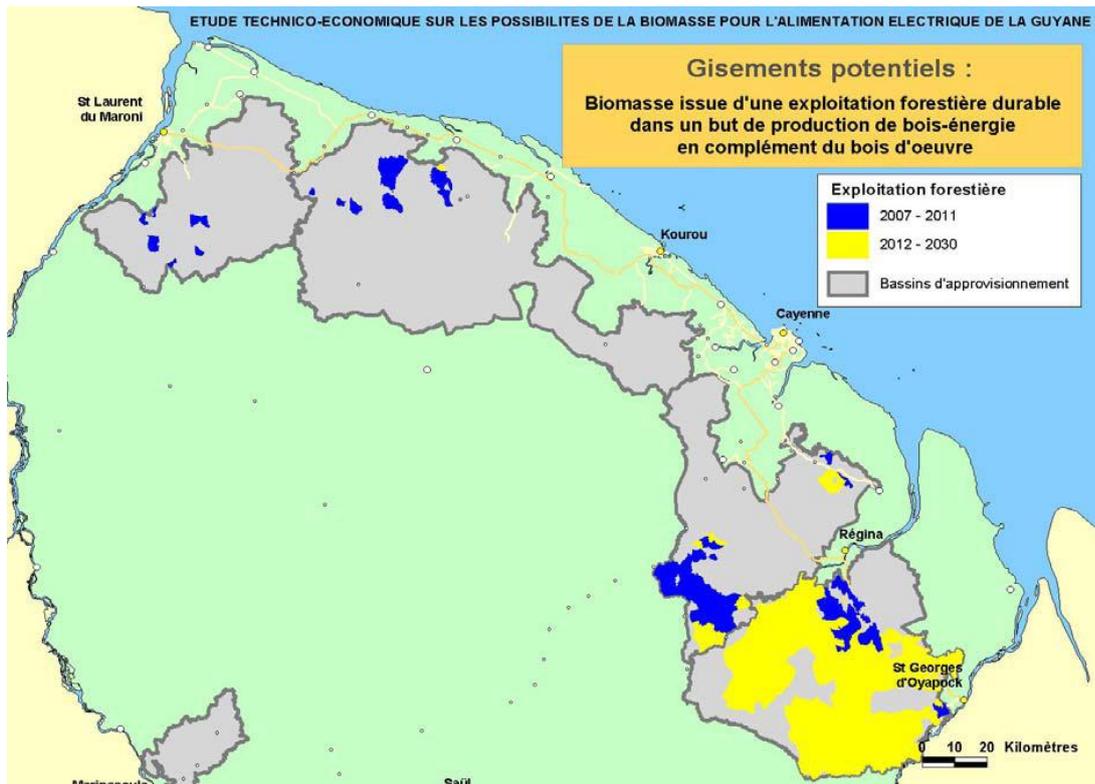
Source : Etude PRME, ONF/CIRAD 2007

²⁶ Etude technico-économique sur les possibilités de la biomasse pour l'alimentation électrique de la Guyane, ONF, CIRAD, pour le compte du PRME, 2007

²⁷ Valorisation de la biomasse en Guyane : vers une économie sobre en carbone - Investigation fondée sur une enquête diligentée par la Délégation Générale à l'Outre Mer et les études faites par le PRME, Cayenne, 15 Octobre 2010

Localisation des gisements potentiels de biomasse pour la production d'électricité





- Installation existante :

La première centrale à biomasse est entrée en service en juillet 2009. Cette centrale située à Kourou (Dégrad Saramaca), permet de valoriser l'ensemble des résidus connexes des 4 principales scieries de la région. Alimentée par 30 000 tonnes/an de déchets de bois, elle fournit une puissance électrique de 2 MWe (pour 8,7 MWth) dont 1,7 MWe sont injectés sur le réseau. Le productible annuel moyen est estimé à 13 600 MWhe/an. La centrale dispose de sa propre unité de préparation, broyage et stockage du combustible, et fonctionne en continu (hors arrêt technique d'un mois par an) soit un temps de fonctionnement annuel moyen de 8 000 heures.

Quelques chiffres concernant son fonctionnement :

- Exploitation : Voltalia
- Capacité installée : 2 MW électrique (8,7 MW thermique)
- Consommation : 30 000 tonnes/an de résidus de scieries
- Productible moyen annuel : 13 600 MWhe
- Investissement : 13 M€
- Nombre d'emplois créés : 5 personnes + 2 personnes externes (transport du bois)

N'ayant pas eu accès aux données de production de la centrale, estimées comme confidentielles par l'exploitant, une évaluation de la production est réalisée pour l'année 2009 sur la base du productible annuel et de la durée de fonctionnement depuis l'entrée en service de la centrale (estimée à 5 mois). La production d'électricité à partir de biomasse est ainsi évaluée à 5 700 MWhe livrés au réseau en 2009.

- Perspectives de développement :

Quatre autres projets biomasse sont en cours de développement :

- Sur Cacao (2 x 2 MWe), avec la valorisation des déchets de scieries et de bois énergie. L'installation serait exploitée conjointement au bois d'œuvre ;
- Sur Montsinéry-Tonnégrande (5 MWe), avec un approvisionnement de 60 000 t/an de bois énergie, issu de l'exploitation de forêts dédiées ;
- Sur Saint-Laurent-du-Maroni (6 à 8 MWe), basé sur un approvisionnement de 60 000 t/an de bois issu de la valorisation des produits de la défriche agricole. Le projet serait une exploitation conjointe de bois énergie et de bois d'œuvre, ainsi que celle de parcelles dédiées de bois énergie ; la localisation du projet à proximité de la scierie SBT permettrait également la valorisation des sous-produits de la scierie ;
- Sur Régina et Saint-Georges (5 MWe), ce projet visant à valoriser les produits connexes de l'exploitation forestière.

D'autres projets ont été signalés comme étant en phase d'étude : extension de 2 MWe de la centrale de Kourou, unité de 2 x 2 MWe à Roura (zone de Nancibo), centrale de 2 MWe à Apatou (non raccordée au moins dans un premier temps).

Ces initiatives venant après la réalisation de la première référence à Kourou ont ouvert des perspectives optimistes allant de 15 à 20 MWe jusqu'à 40 MW de puissance dans des centrales à biomasse, présentant, avec un approvisionnement régulier, les avantages d'une production constante et d'une puissance garantie. Cette filière serait en outre créatrice d'emplois. Cependant de fortes incertitudes subsistent quant à la possibilité d'exploiter ces gisements, du fait :

- de contraintes économiques : les coûts de production et notamment de transport limitent les sites de production en raison de l'éloignement des territoires proposant du bois d'œuvre par rapport aux communes principales ; les coûts de production sont affectés par la relative petite taille des projets associée à des rendements faibles ;
- de l'issue de la négociation avec la CRE des tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de la biomasse ;
- des contraintes d'approvisionnement : la sécurisation de l'approvisionnement est une condition déterminante pour le développement des projets ; la biomasse issue de la défriche agricole qui serait la ressource la plus intéressante aux plans économique et environnemental, paraît la plus

complexe à mobiliser compte tenu des difficultés de planification des défrichements et de l'organisation de la collecte ;

- des impacts environnementaux de l'exploitation de la forêt à des fins énergétiques : les travaux de l'ONF devraient permettre d'établir le bilan des émissions de gaz à effet de serre de l'exploitation de la forêt dédiée à la production d'énergie et de l'exploitation conjointe du bois énergie avec le bois d'œuvre.

La concrétisation de cette filière passera par des gains de performance sur les différents déterminants techniques et économiques, en particulier la captation de la ressource issue de la défriche, la performance environnementale de l'exploitation forestière pour produire de la ressource additionnelle et sécuriser ainsi l'approvisionnement, et les rendements d'utilisation de la biomasse dans les centrales électriques. Les questionnements sur les potentiels de la biomasse et les freins à lever pour sa valorisation seront approfondis par la suite, dans la partie prospective de l'étude.

Les réflexions ont porté aujourd'hui surtout sur l'exploitation de la forêt, d'autres filières (cultures dédiées) n'ont pas encore été étudiées.

- Filières des biocarburants :

Deux études²⁸ ont été réalisées sur la valorisation de la biomasse pour la production de biocarburants, sous la forme d'éthanol ou d'huiles carburants.

Les principales conclusions des études sont les suivantes :

- La production d'éthanol paraît difficilement faisable en Guyane. L'étude privilégie un modèle s'appuyant sur une filière canne à sucre, dimensionnée pour la production de 80 millions de litres et mobilisant une surface agricole de 30 000 ha. Compte tenu des contraintes locales (conditions pédoclimatiques, mise en valeur du foncier, cadre réglementaire, etc.), une telle filière ne pourrait être envisagée en dehors d'une forte volonté politique pour engager un grand projet structurant pour la Guyane.
- En revanche, les filières huiles carburants semblent présenter davantage d'opportunités, notamment la production d'huiles végétales pures (HVP) à partir de palmiers à huile.

Une phase pilote devrait être lancée afin de faire émerger de petites unités de production d'HVP à l'échelle d'exploitations agricoles. Ces projets pilotes visent à démontrer la faisabilité de la production d'huiles à usage de carburants pour les engins agricoles ou les groupes électrogènes. L'utilisation de biocarburants en substitution au gazole pourrait en effet trouver sa justification économique dans les bourgs isolés. Dans la prospective, cette contribution, bien que modeste, à la réduction des consommations de carburants fossiles dans le secteur agricole ainsi que dans les communes de l'intérieur sera étudiée.

II.4.3.4 Le potentiel éolien

Les études de mesures du vent montrent l'existence d'un potentiel éolien en Guyane situé exclusivement sur la bande littorale.

La ressource éolienne peut être valorisée avec des aérogénérateurs de dernière génération, c'est-à-dire présentant un fort ratio de voilure (surface balayée / puissance de la génératrice de l'éolienne > 3) et des hauteurs de moyeu élevées (> 80 mètres).

Le développement de ce secteur est soumis à plusieurs difficultés :

- La réglementation française à laquelle est soumise la filière éolienne est un empilement de procédures qui conduit à des temps extrêmement longs de développement des projets éoliens. Peu d'entreprises, même les grands groupes énergétiques, se risquent à se lancer dans le développement de projets hypothétiques exigeant un investissement élevé en études (plusieurs centaines de milliers d'euros pour des projets de grand éolien).

²⁸ Sources : Etude diagnostic sur la faisabilité technico-économique du développement d'une filière éthanol carburant en Guyane, par BG Ingénieurs Conseils, pour ADEME, 2008 ; Etude diagnostic sur la faisabilité technico-économique du développement d'une filière huile-carburant en Guyane, par BG Ingénieurs Conseils, pour PRME, 2010.

- Le transport et l'acheminement des composants hors gabarits en Guyane, dans un port qui ne peut accueillir que des navires à faibles tirants d'eau, et l'absence de moyens de levage adaptés conduisent à des surcoûts importants lié à l'affrètement dédiés de navires, de moyens de transports terrestres et maritimes, et de moyens de levage.
- L'application du seuil des 30% d'énergies intermittentes sur le réseau électrique guyanais, seuil qui devrait être atteint par les seuls projets PV en liste d'attente, conduit à proposer une énergie éolienne "garantie" c'est-à-dire couplée à une solution de prédiction et un système de stockage d'énergie. Les coûts d'investissement et d'exploitation de l'unité de stockage impactent considérablement l'économie des projets.

Ces contraintes se traduisent par la présence d'un seul opérateur en Guyane dans le développement d'un projet éolien multimégawatts en Guyane. Cette société, Créole, a répondu à l'appel d'offres « éolien + stockage » de la CRE lancé en novembre 2010 pour un projet de 9 MW. Sous réserve d'une réponse favorable à l'appel d'offre de la CRE de novembre 2010, le parc pourrait être mis en service au premier semestre 2013.

Le développement ultérieur de l'éolien en Guyane passe par une politique volontariste afin de réduire les barrières : diminution des contraintes administratives et des délais d'obtentions des autorisations, révision du seuil de 30%, mise en place d'un tarif d'achat du kWh éolien propre à la Guyane. On voit qu'aujourd'hui, les leviers sont largement entre les mains de l'Etat plus que de la Région.

III. Diagnostic des émissions de gaz à effet de serre de Guyane

III.1 Le périmètre d'étude

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) prises en compte dans le cadre du diagnostic réalisé pour le territoire de la Guyane sont les émissions directes, rejets de GES résultant des activités implantées sur le territoire. Il s'agit par exemple de la combustion d'énergie pour le fonctionnement d'un groupe électrogène ou d'un moteur thermique automobile ; les émissions de GES liées à la déforestation en sont un autre exemple.

Ces émissions se répartissent entre émissions d'origine énergétique et d'origine non énergétique :

- Les émissions énergétiques : ce sont les émissions de gaz à effet de serre produites par la combustion ou l'utilisation de produits énergétiques. On retrouve dans cette catégorie la consommation d'électricité pour la climatisation des bureaux, la combustion de butane pour les usages de cuisson, etc. ;
- Les émissions non énergétiques : ce sont les émissions de GES qui ont pour origine des sources non énergétiques. Elles comportent notamment les engrais utilisés les cultures, qui subissent une dégradation physicochimique dans le sol (processus dégageant des GES tel le protoxyde d'azote et le méthane), la décomposition de matériaux enfouis dans les sols après leur mise en décharge, les fuites de gaz frigorigène des machines de froid, etc.

Outre les émissions directes de gaz à effet de serre, le bilan tient compte des émissions indirectes liées à l'énergie utilisée pour le transport et l'acheminement des produits et des personnes. Ces émissions indirectes sont prises en compte dans la partie des émissions énergétiques du bilan dans laquelle est traité le transport. Cette première estimation vise à fournir des éléments de comparaison pour permettre à la Guyane de se situer par rapport à la France métropolitaine. Il s'agira en particulier de souligner le poids de ces émissions qui en général n'apparaissent pas dans les bilans alors qu'elles peuvent en infléchir sensiblement les résultats compte tenu de la faible part des productions locales et de la dépendance du territoire aux importations.

Les gaz à effet de serre pris en compte dans le cadre de ce diagnostic sont les gaz définis par le protocole de Kyoto, à savoir :

- le dioxyde de carbone (CO_2) ;
- le méthane (CH_4) ;
- le protoxyde d'azote (N_2O) ;
- l'hexafluorure de soufre (SF_6) ;
- les hydro fluorocarbures (HFC) ;
- les hydro chlorofluorocarbures (HCFC).

Les différents gaz à effet de serre ne contribuent pas avec la même intensité au phénomène de changement climatique. En effet, certains ont un pouvoir de réchauffement plus important que d'autres et/ou une durée de vie plus longue. La contribution à l'effet de serre de chaque gaz se mesure grâce à son pouvoir de réchauffement global (PRG). Le PRG d'un gaz se définit comme le forçage radiatif (c'est à dire la puissance radiative que le gaz à effet de serre renvoie vers le sol), cumulé sur une durée de 100 ans. Cette valeur se mesure relativement au CO_2 , gaz de référence.

Les résultats du diagnostic sont exprimés en tonnes équivalent CO_2 (t éqCO_2). La prise en compte du PRG permet de disposer d'une unité de comparaison des gaz à effet de serre, et indique l'impact cumulé de chaque gaz sur le climat.

Tableau 40 : Pouvoir de réchauffement global par type de GES

Type de gaz à effet de serre	PRG (en kgCO ₂ / kg)
Dioxyde de carbone (CO ₂)	1
Méthane (CH ₄)	21
Protoxyde d'azote (N ₂ O)	310
Hydrofluorocarbures (HFC)	1 629 (de 140 à 11 700)
Hydro chlorofluorocarbures (HCFC)	1 947
Hexafluorure de soufre (SF ₆)	23 900

Sources : CITEPA, RARE-ADEME, ADEME Bilan Carbone®

Le présent diagnostic des consommations d'énergie et des émissions de GES du territoire de la Guyane a été réalisé à l'échelle régionale, en prenant l'année 2009 comme année de référence.

III.2 Bilan GES d'origine énergétique

III.2.1 Approche méthodologique

III.2.1.1 Facteurs d'émissions

Les résultats du bilan énergétique sont utilisés et associés aux facteurs d'émissions de chaque énergie afin de déterminer les émissions de gaz à effet de serre. Dans le bilan, ne sont pas pris en compte la part dite "amont" des émissions liée à l'extraction, la production et le transport des produits pétroliers. Les facteurs d'émissions utilisés sont consignés dans le tableau suivant.

Tableau 41 : Facteurs d'émissions directs en g éqCO₂/kWh par source d'énergie fossile

Produit énergétique	Contenu carbone (g éqCO ₂ /kWh) : combustion	Contenu carbone total (g éqCO ₂ /kWh) : amont+combustion
Fioul domestique	272	298
GPL	206	273
Essence	265	307
Gazole	272	298
Kérosène	285	290
Fioul lourd	283	319

Sources : Bilan Carbone™ ADEME, CITEPA

Encart - Premières réflexions sur l'énergie grise dans les filières énergétiques

La méthode retenue dans le bilan GES énergétique ne prend pas en compte les émissions "amont" des produits énergétiques. Selon l'ADEME (voir tableau XLI), la part des émissions "amont" représente ainsi 9,5% des émissions totales affectées au gazole et 12% de celles du fioul. En tenant compte de ces coefficients, le contenu CO₂ du kWh thermique passerait de 795 g éqCO₂/kWh en Guyane à 883 g éqCO₂/kWh.

A titre d'illustration, l'énergie grise de la filière photovoltaïque (liées à la fabrication et au transport des panneaux) est estimée par l'ADEME (source : Bilan Carbone™) à 55 gCO₂/kWh. Cette valeur dépend :

- de la technologie des modules (monocristallin, polycristallin, etc.),
- du pays de fabrication avec des écarts importants selon le mode de production d'électricité,
- du type de surface occupée par la centrale photovoltaïque (toiture vs zones naturelles, sols cultivés, etc.).

La même source indique pour l'éolien un contenu de 7 gCO₂/kWh.

Par ailleurs, les études actuelles traitant de la filière biomasse en Guyane prennent en compte l'ensemble des émissions y compris les consommations d'énergie liées à la mobilisation de la ressource (exploitation du bois-énergie, transport, préparation, ...). Cette approche pénalise cette filière notamment lors de sa comparaison aux filières de production d'électricité par des moyens thermiques.

III.2.1.2 Estimation du contenu CO₂ du kWhe livré sur le réseau littoral

Le contenu carbone de l'électricité est calculé à l'aide des émissions déclarées par site de production. Les données de l'iREP indiquent la quantité de GES émise par les centrales électriques de Dégrad des Cannes et de Kourou. Dans ce calcul, les émissions liées à la production d'électricité de Petit-Saut sont considérées comme nulles. Cependant, une première estimation des émissions liées à l'enneigement de 30 000 ha de forêt est proposé plus loin (voir Bilan des GES d'origine non énergétique, partie III.2.5 Barrage de Petit-Saut).

En 2009, les émissions directes liées à la production d'électricité sur le littoral s'élèvent à 392 ktéqCO₂. Ces émissions sont rapportées à la production d'électricité d'origine fossile livrée sur le réseau (445 GWhe en 2009). Cette valeur est corrigée à l'aide de la production moyenne de la centrale de Petit-Saut de 454 GWhe/an entre 2003 et 2009. La production thermique corrigée est ainsi de 343 GWhe en 2009. En multipliant la production corrigée par le contenu carbone du kWh d'origine fossile livré sur le littoral, on peut estimer les émissions liées au mix du réseau littoral et à la production électrique (273 ktéqCO₂). Le contenu carbone du kWhe livré sur le littoral correspond au quotient des émissions par la production totale livrée sur le réseau (797 GWhe).

En 2009, le contenu CO₂ du kWhe livré sur le littoral est estimé à 342 g éqCO₂/kWhe.

Ce n'est pas ce chiffre qu'il convient d'utiliser pour évaluer les GES évités en cas d'économies d'énergie ou de substitution de la production par énergie renouvelable. En effet, si l'on fait l'hypothèse que la production de Petit-Saut reste constante, toute économie d'électricité ou toute production renouvelable se traduit par une baisse de la production thermique, et permet donc d'éviter une émission de GES de 795 g éqCO₂/kWh, nettement supérieur aux 342 g éqCO₂/kWh.

III.2.2 Emissions de GES d'origine énergétique par secteur

Les émissions de GES d'origine énergétique (hors énergie grise des émissions "amont") s'élèvent à 876 ktéqCO₂ en 2009. Par convention, les énergies renouvelables sont considérées comme étant neutres en termes d'émissions de gaz à effet de serre.

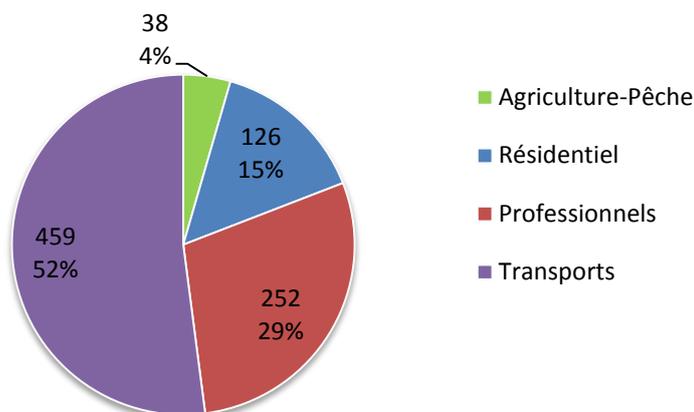
Le tableau ci-après présente une ventilation des émissions de GES d'origine énergétique pour les différents secteurs (secteur résidentiel, usages professionnels, secteur primaire et transports).

Tableau 42 : Bilan des émissions de GES d'origine énergétique en 2009 en ktéqCO₂

	Electricité	GPL	Gazole	Essence	Pétrole lampant	Kérosène	TOTAL
Résidentiel (littoral)	107	10	0	0	0	0	117
Résidentiel (intérieur)	9	0,8	0	0	0	0	10
Professionnels	151	1	95	2	3	0	252
Agriculture-Pêche	0,2	0	36	3	0	0	38
Transports	0	0	210	101	0	107	459
TOTAL	267	11	341	106	3	148	876

Source : EXPLICIT-ALTER

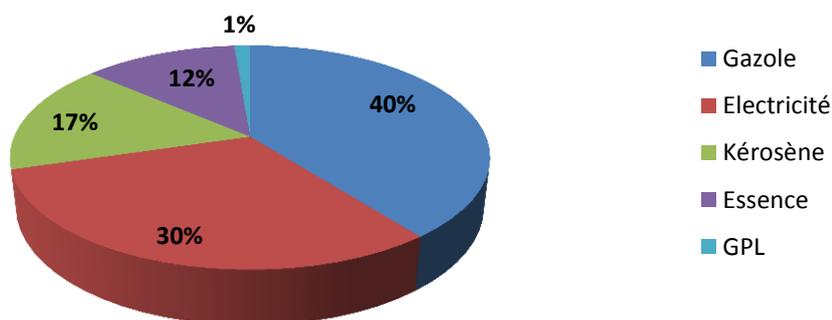
**Bilan GES énergétique de la Guyane en 2009 :
876 ktéqCO₂**



Les émissions de gaz à effet de serre étant liées aux consommations d'énergie finale, la ventilation des émissions par secteur est proportionnelle à leur consommation d'énergie finale.

Le transport domine le bilan avec 52% des émissions. L'utilisation de gazole routier est à l'origine de 24% des émissions du bilan. Le secteur des professionnels est le second secteur émetteur et représente 29% des émissions. Les émissions liées aux usages électriques représentent un tiers des émissions tous secteurs confondus.

**Bilan des GES d'origine énergétique en 2009 : 876 ktéqCO₂
Emissions par type de ressource énergétique**



Les émissions de GES par habitant sont estimées à 3,9 téqCO₂/an. La Guyane se situe en-dessous de la moyenne à l'échelle nationale (5,5²⁹ tonnes de CO₂ par habitant en 2009). Néanmoins, en l'absence de chauffage et compte tenu de la faiblesse du secteur industriel, la part des énergies fossiles utilisées pour la production électrique explique en partie l'intensité carbone du système énergétique guyanais. Par ailleurs, si l'on injecte dans le ratio établi pour la Guyane les émissions liées au barrage de Petit-Saut (voir partie sur le bilan GES d'origine non énergétique III.3.5 Barrage de Petit-Saut), on se rapproche de la moyenne nationale avec 5,2 téqCO₂/habitant en 2009.

²⁹ Source : Key World Energy Statistics, IEA, 2011

III.3 Bilan GES d'origine non énergétique

Le bilan des émissions de gaz à effet de serre d'origine non énergétique a été réalisé selon la méthodologie du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC)³⁰. Cette méthode a été suivie avec exactitude dans la mesure de la disponibilité des données et de la pertinence des éléments méthodologiques au regard des spécificités du territoire de la Guyane.

Lorsque les données existantes ne permettaient pas d'appliquer les lignes directrices du GIEC, les données établies par le Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique (CITEPA) dans le cadre de l'inventaire régional du Schéma Régional Climat, Air, Energie (SRCAE) de la Guyane³¹, ont été utilisées.

III.3.1 Déchets

Sources :

- Gestion des déchets solides : ADEME
- Gisement : PDEDMA³²
- Gestion des déchets liquides : bases statistiques nationales et régionales³³

Les émissions de gaz à effet de serre liées à la gestion des déchets portent sur :

- La mise en décharge de déchets solides ;
- Le traitement des eaux usées et des boues organiques, commerciales et industrielles ;
- La gestion des déchets humains.
- La Guyane ne compte pas d'unité d'incinération des déchets.

Les données relatives à la gestion des déchets solides ont été fournies par l'ADEME. Les estimations des gisements sont issues du PDEDMA qui propose un état des lieux réalisé sur l'année 2005 ainsi que des projections aux horizons 2010 et 2015. Par défaut, les facteurs d'émissions de GES des déchets mis en décharge ont été utilisés pour les déchets non collectés.

Les données relatives à la gestion des déchets liquides ont été produites à partir de l'exploitation de bases statistiques nationales et régionales. Par défaut, les facteurs d'émissions de GES des eaux usées traitées ont été utilisés pour les rejets non traités, bien que cette approximation conduise à sous-évaluer les émissions de ce poste.

Pour notre calcul, faute de données, nous avons procédé à deux assimilations :

- les facteurs d'émissions de GES des déchets mis en décharge ont été utilisés pour les déchets non collectés ;
- les facteurs d'émissions de GES des eaux usées traitées ont été utilisés pour les rejets non traités, bien que cette approximation conduise à sous-évaluer les émissions de ce poste.

Les émissions de GES liées aux déchets représentent 189 ktéqCO₂. Elles proviennent pour l'essentiel (à hauteur de 92%) des émissions de méthane liées à la décomposition en décharge des ordures ménagères, des déchets banaux des entreprises et des déchets des collectivités.

³⁰ GIEC, *Manuel simplifié pour l'inventaire des gaz à effet de serre*, Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Version révisée 1996, Volume 2.

³¹ Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer, CITEPA, Inventaire régional d'émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre dans le cadre du schéma régional climat - air - énergie, juin 2010

³² Source : Plan Départemental d'Elimination des Déchets Ménagers et Assimilés de la Guyane - PDEDMA, 2009

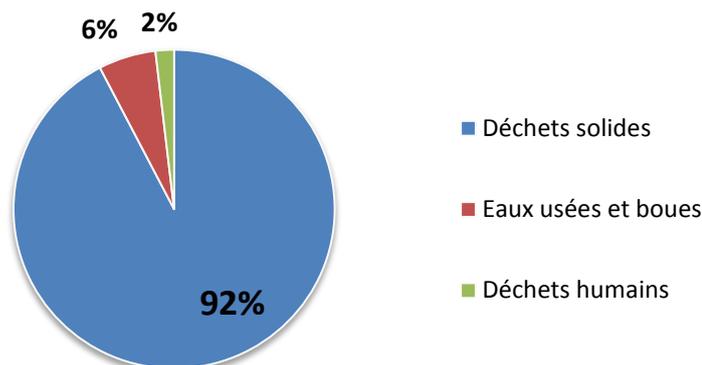
³³ Source : SOeS/SSP, Service de l'observation et des statistiques, Enquêtes eau 2008, Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement

Tableau 43 : Emissions de GES non énergétiques liées à la gestion des déchets en 2009

	CH ₄ (t)	N ₂ O (t)	Total en ktéqCO ₂
Déchets solides	8 295	0	174
Eaux usées	379	9	11
Déchets humains	0	11	4
TOTAL	8 674	21	189

Sources : EXPLICIT-ALTER, d'après ADEME, PDEDMA, SOeS/SSP

Répartition des émissions de GES liées aux déchets



III.3.2 Agriculture

Sources :

- Cheptel : AGRESTE³⁴
- Fertilisants : DAAF

Les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités agricoles portent sur :

- Le cheptel domestique : fermentation entérique et gestion des effluents d'élevage ;
- La fertilisation des sols ;
- Le brûlage de la canne à sucre ou des résidus agricole n'est pas pratiqué en Guyane.

Les données concernant le cheptel domestique (effectifs d'animaux par espèce) proviennent des statistiques AGRESTE du Ministère de l'Agriculture, transmises par la DAAF.

Les informations concernant l'apport de fertilisants azotés dans la culture des sols sont issues des données du Ministère de l'Agriculture transmises par la DAAF, qui identifient les fertilisants utilisés sur le territoire par type.

Dans cet exercice, la méthodologie du GIEC a pu être entièrement appliquée, les données nécessaires à son application étant disponibles.

Les émissions non énergétiques du secteur agricole représentent 69 ktéqCO₂ et proviennent pour 58% des animaux d'élevage (40 ktéqCO₂). L'activité d'élevage produit du méthane à travers la fermentation entérique des ruminants et la décomposition du fumier et des effluents d'élevage en conditions anaérobies. Outre le méthane, la gestion des déchets animaliers émet du protoxyde d'azote.

³⁴ Source : AGRESTE, Statistique agricole annuelle 2009

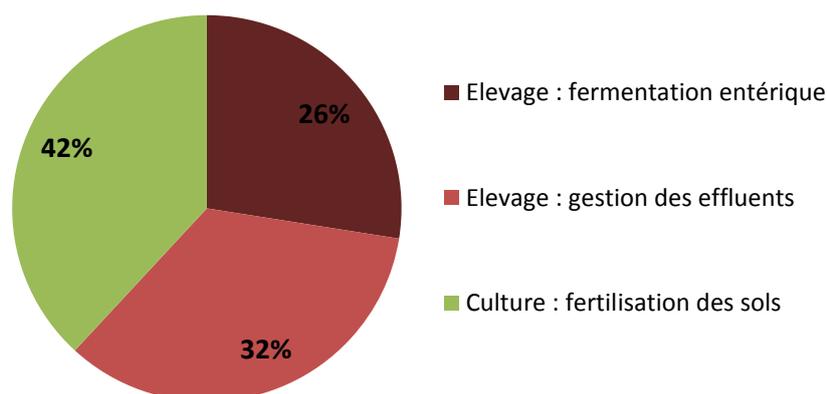
Les émissions de N₂O liées à la culture des sols ont diverses sources (apports de fertilisants artificiels et naturels, épandage, etc.) et sont évaluées à près de 30 ktéqCO₂.

Tableau 44 : Emissions de GES non énergétiques liées aux activités agricoles en 2009

	CH ₄ (t)	N ₂ O (t)	Total en ktéqCO ₂
Emissions liées à l'élevage			40
Fermentation entérique	841	0	18
Gestion du fumier	718	0	15
Gestion des déchets animaux	0	23	7
Emissions liées aux cultures			29
Apports azotés	0	59	18
Epandage	0	29	2
Repos des NH ₃ et NO _x	0	7	9
TOTAL	1 559	117	69

Sources : EXPLICIT-ALTER, d'après données AGRESTE et DAAF

Répartition des émissions de GES non énergétiques entre les secteurs de production agricole



III.3.3 Industrie

Sources :

- Gaz fluorés et procédés des industries manufacturières : CITEPA³⁵
- Stockage de produits pétroliers : données fournies par la DEAL

Les émissions non énergétiques de l'industrie portent sur :

- Les émissions des gaz fluorés HFC (utilisés en remplacement des CFC depuis leur interdiction progressive en 1990) et SF₆ ;
- Les émissions de GES liées aux procédés industriels ;
- Les émissions de GES du secteur de l'énergie.

³⁵ Source : Inventaire régional d'émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre dans le cadre du schéma régional climat-air-énergie, CITEPA, Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer - Direction Générale de l'Energie et du Climat, juin 2010

III.3.3.1 Les émissions des gaz fluorés

Les émissions de gaz fluorés sont généralement issues de diverses sources : les procédés industriels, l'utilisation de solvants et d'aérosols, les équipements de réfrigération et d'air conditionné.

L'inventaire régional du CITEPA réalisé pour la Guyane sur la base de données 2007, indique que les émissions totales de HFC s'élèvent à environ 34 ktéqCO₂. Ces chiffres sont utilisés pour le bilan GES établi sur l'année 2009, les évolutions étant assez peu marquées sur ces secteurs là.

D'après le rapport du CITEPA, les émissions totales de SF₆ sont estimées en 2007 à 1,8 ktéqCO₂. Ce chiffre est repris dans le bilan GES établi sur l'année 2009.

Les émissions des gaz fluorés représentent au total 35,5 ktéqCO₂.

III.3.3.2 Les émissions d'origine non énergétique des procédés industriels

Le Registre Français des Emissions Polluantes³⁶ indique les émissions de GES par département à partir des déclarations des industriels soumis à autorisation. En Guyane, l'IREP ne recense pas d'industrie grande émettrice en dehors des unités de productions d'électricité de Dégrad des Cannes et de Kourou, qui sont déjà prises en compte par ailleurs, dans le bilan des émissions d'origine énergétique.

Bien qu'ayant été réalisé sur 2007, le bilan du CITEPA pour la Guyane est le seul qui nous a permis de retenir des chiffres exploitables pour le bilan GES établi sur 2009. D'après le CITEPA, les émissions des industries manufacturières, hors activités de traitement des déchets qui sont déjà comptabilisées par ailleurs (voir poste Déchets présenté ci-avant), s'élèvent ainsi à 45 ktéqCO₂. Cependant, ces données comprennent à la fois les émissions d'origine non énergétique et les émissions d'origine énergétique, sans permettre de distinguer la part de chacune. Du total de ces émissions doivent donc être soustraites les émissions d'origine énergétique de l'industrie. Les estimations que nous avons réalisées sur la base des consommations d'énergie du secteur industriel et des facteurs d'émissions des combustibles consommés, portent à 155 ktéqCO₂ la part des émissions d'origine énergétique du secteur industriel. Cela signifierait que les chiffres du CITEPA sous-évaluent la part du CO₂ dans les émissions liées au secteur industriel.

Les écarts constatés entre les sources ne nous permettent pas de conclure quant à la quantité de CO₂ d'origine non énergétique émise par le secteur industriel. De ce fait, les émissions de CO₂ d'origine non énergétique liées aux procédés industriels ne peuvent pas être comptabilisées dans notre bilan, d'une manière rigoureuse. Néanmoins, il convient de rappeler que leur part peu significative dans le bilan global ne remet pas en question l'évaluation des émissions non énergétiques réalisée à l'échelle du territoire.

En conclusion, les émissions non énergétiques des procédés industriels sont évaluées à 0,05 ktéqCO₂.

III.3.3.3 Les émissions de GES du secteur de l'énergie

D'une manière générale, les émissions d'origine non énergétique du secteur de l'énergie portent sur les émissions fugitives de méthane liées aux activités pétrolières lors de l'exploitation des puits, la production du pétrole, le transport du brut par tankers, le raffinage et le stockage des produits raffinés. Les émissions de GES issues des consommations d'électricité et de chaleur, qui correspondent aux émissions d'origine énergétique, sont traitées dans une autre partie.

En Guyane, il n'existe pas de site d'exploitation, de production ni de raffinage de pétrole. Cependant la Guyane est dotée d'unités de stockage de produits pétroliers gérées par la SARA générant des émissions fugitives. Les capacités de stockage de produits pétroliers sont fournies par la DEAL.

D'après la méthodologie GIEC, les émissions fugitives de méthane liées à la filière pétrolières peuvent être estimées à 440 kg de CH₄ en 2009, ce qui représente environ 0,01 ktéqCO₂.

La synthèse des émissions de GES d'origine non énergétique du secteur industriel est présentée dans le tableau ci-après, pour une estimation totale de 36 ktéqCO₂.

³⁶ Source : Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement, Direction Générale de la Prévention des Risques, *Registre Français des Emissions Polluantes*, <http://www.pollutionsindustrielles.ecologie.gouv.fr/>

Tableau 45 : Emissions de GES non énergétiques du secteur industriel en 2009

	CO ₂ (t)	CH ₄ (t)	N ₂ O (t)	HFC + SF ₆ (ktéqCO ₂)	Total en ktéqCO ₂
Gaz fluorés	0	0	0	35,5	35,5
Procédés industriels	–	1	0,1	0	0,05
Secteur de l'énergie	0	0,4	0	0	0,01
TOTAL	0	1,4	0,1	35,5	36

Sources : EXPLICIT-ALTER d'après données CITEPA et DEAL

III.3.4 Changement d'affectation des sols

Sources :

- Occupation des sols : INF³⁷
- Ratios et flux de carbone : ONFI, ONF, CIRAD

Dans la méthodologie GIEC, les émissions ou le stockage de carbone liés aux changements d'affectation des terres sont pris en compte dans le bilan GES d'origine non énergétique. Cette méthode s'appuie sur le principe selon lequel la capacité de stockage des réservoirs de carbone du sol et du couvert végétal, en particulier forestier, évolue selon les pratiques d'utilisation des terres.

L'Inventaire Forestier National (IFN) fournit les données d'évolution d'occupation des sols de la Guyane (évolution sur la période 1990-2006) qui permettent d'estimer le flux lié au changement d'affectation des sols et de calculer l'évolution de la capacité de stockage de carbone en fonction de l'utilisation des sols.

En Guyane, le changement d'affectation des sols est principalement marqué par la déforestation (destruction de la forêt pour les besoins d'urbanisation, agricoles, etc.). Selon l'IFN, près de 2 300 ha de surface forestière ont ainsi disparu chaque année en moyenne entre 1990 et 2006, du fait des activités humaines (hors conversion en prairies, cette thématique étant traitée indépendamment, voir ci-dessous). Sur la base du ratio de 600 téqCO₂/ha établi par l'ONFI³⁸, les émissions liées à la déforestation s'élèveraient donc à 1 388 ktéqCO₂/an.

Tableau 46 : Evolution de la surface forestière en fonction des différents types d'occupation du sol identifiés à la photo-interprétation

Estimation des surfaces en forêt converties en...	Evolution 1990-2006 (en ha)	Moyenne annuelle (en ha/an)
Infrastructures	21 466	1 270
<i>dont orpillage</i>	<i>11 087</i>	<i>656</i>
Cultures	17 403	1 030
<i>SOUS-TOTAL (impact des activités humaines hors conversion en prairies)</i>	<i>38 869</i>	<i>2 300</i>
Prairies	1 403	83
<i>SOUS-TOTAL (impact des activités humaines)</i>	<i>40 272</i>	<i>2 383</i>
Zones humides	36 748	2 174
Autres	17 040	1 008
TOTAL	94 060	5 566

Source : IFN 2008 (p.25 - Etude de l'évolution des surfaces forestières entre 1990 et 2006 - Tableau 10 : Analyse des évolutions de la surface forestière)

³⁷ Source : Inventaire Forestier National, Suivi de l'occupation du sol et des changements d'occupation du sol en Guyane par télédétection satellitaire, 2008

³⁸ Source : Étude de synthèse bibliographique sur la production de gaz à effet de serre liée au défrichement agricole en Guyane, ONFI, 2010

Il convient de préciser que sur les 2 300 ha de surface déforestée par an en moyenne entre 1990 et 2006, s'il est difficile d'avancer une estimation précise de la part de la défriche pour les besoins agricoles, celle-ci n'est sans doute pas prépondérante. En effet, le rapport IFN recense environ une progression de 1 000 ha/an des surfaces dites en cultures, tandis que l'accroissement de la SAU (Surface Agricole Utile) n'est que de l'ordre de 150 ha/an d'après les estimations de la DAAF Guyane³⁹. Selon le rapport Guyane Consult, il est ainsi fait état d'une augmentation de la SAU de 1 400 ha sur les 10 dernières années, qui passe de 23 176 ha en 2000 (d'après le recensement AGRESTE 2000) à 24 570 ha en 2009 (selon les chiffres communiqués par la DAAF). Pour compléter, le rapport IFN 2008 indique qu'en 1990 la SAU répertoriée était de 20 675 ha et de 23 478 ha en 2006. Une explication possible serait qu'en dépit de demandes de défrichage et d'installations effectuées au titre de projets agricoles, ces terres n'auraient finalement pas été valorisées pour l'agriculture mais urbanisées ou semi-urbanisées sous forme d'habitat diffus. Par ailleurs, la pratique de cultures sur abattis peut également expliquer l'écart constaté entre les surfaces dites en cultures d'après l'analyse des images satellites, et les surfaces recensées comme SAU par les services de la DAAF. Ainsi des surfaces considérées comme étant défrichées sur images satellites peuvent être en réalité laissées en jachères. Ces terres, alors en phase de reconquête forestière, peuvent qui plus est, présenter un potentiel de récupération de biomasse⁴⁰.

En l'état des connaissances et d'après les documents existants, il paraît donc difficile de conclure quant à l'attribution exacte de ces sols, entre surfaces défrichées à des fins d'urbanisation, à des fins agricoles ou surfaces en jachères. Affiner les données d'usage des sols pourrait permettre de préciser l'impact réel de l'agriculture dans le bilan gaz à effet de serre du territoire et les stratégies de réduction des émissions liées à la défriche (maîtrise de l'habitat diffus, optimisation des aménagements agricoles et des pratiques pour la valorisation de la biomasse, etc.).

La conversion de la forêt en prairies participe également au bilan mais dans une bien moindre mesure, avec 83 ha/an de forêt convertie en prairies en moyenne entre 1990 et 2006. Compte tenu de la capacité de stockage de carbone des prairies, estimée à 100 t de carbone par ha d'après le CIRAD⁴¹, soit environ 365 téqCO₂/ha, les émissions liées à la conversion de la forêt en prairie sont estimées à : 604 – 365 = 237 téqCO₂/ha. La conversion de 83 ha/an de forêt en prairies, génère ainsi 20 ktéqCO₂/an de GES.

En revanche, les évolutions qui ne sont pas d'origine anthropique (en particulier l'évolution de la mangrove) ne sont pas comptabilisées dans le bilan.

Quant aux émissions liées au barrage de Petit-Saut, qui a conduit à inonder plus de 30 000 ha de forêt, elles ne sont pas non plus prises en compte dans ce poste car elles font l'objet d'une estimation par ailleurs (voir ci-après « Barrage de Petit-Saut »).

Au total, les émissions liées au changement d'affectation des sols sont estimées à 1 409 ktéqCO₂.

Tableau 47 : Emissions liées au changement d'affectation des sols

Conversion de la forêt par type d'occupation	Surface défrichée (en ha/an)	Facteur d'émissions (téqCO ₂ /ha)	Emissions GES (téqCO ₂)
Infrastructures (<i>hors orpaillage</i>)	614		371
Orpaillage	656	604	396
Création de SAU	187		113
"Cultures" hors création de SAU	843		509
Prairies	83	237	20
TOTAL	2 383	–	1 409

Source : EXPLICIT-ALTER

³⁹ Source : Identification des conditions pour une valorisation énergétique de la biomasse issue de l'installation des agriculteurs en Guyane, Chapitre I – Caractérisation des conditions actuelles de création de surface agricole utile (SAU) et de l'installation des agriculteurs, Guyane Consult, étude PRME, 2010

⁴⁰ Source : Identification des conditions pour une valorisation énergétique de la biomasse issue de l'installation des agriculteurs en Guyane, Rapport complémentaire – Développement de schémas agroforestiers en vue de la production de biomasse énergie en Guyane, Guyane Consult, étude PRME, 2010

⁴¹ Source : CIRAD, programme CARPAGG, 2011

Il convient de préciser que le bilan porte sur les flux de carbone (émissions et stockages) non pas sur le stock sur pied que constitue la forêt. En ce qui concerne les flux de carbone en forêt primaire, les travaux du CIRAD et de l'ONF⁴² indiquent que : « *Si une accumulation de biomasse est perceptible sur les peuplements naturels observés, il convient de ne pas conclure trop vite à l'existence d'un « puits de carbone » en forêt primaire. En effet, on peut penser que ces peuplements fonctionnent autour d'un état d'équilibre évoluant selon des phases plus ou moins régulières de capitalisation et des phénomènes de déstockage plus brutaux (dus à la mortalité brutale des gros arbres et aux chablis multiples) dont l'occurrence, plus faible, peut expliquer l'observation d'un bilan fréquemment positif* ». Pour ce qui est de la forêt gérée et exploitée, les travaux menés par le CIRAD et l'ONF concluent que l'hypothèse à retenir est celle d'une forêt proche d'un état d'équilibre qui présente un bilan carbone neutre. Les flux de carbone liés à la forêt primaire et à la gestion de la forêt sont donc considérés comme étant nuls.

En conclusion, les émissions de GES d'origine non énergétique liées au changement d'affectation des sols et à la gestion de la forêt s'élèvent à 1 409 ktéqCO₂.

III.3.5 Barrage de Petit-Saut

Le programme Gaz à Effet de Serre (GES) sur la retenue de Petit-Saut a été initié lors de sa mise en eau en 1994⁴³. Cette étude constitue aujourd'hui une référence permettant de mieux appréhender d'une part les enjeux de la construction de tels barrages en zone tropicale en termes d'émissions de GES et, d'autre part, les mécanismes biogéochimiques responsables de ces émissions.

La source la plus récente mise à disposition est une thèse datant de 2006⁴⁴, qui analyse des mesures d'émissions réalisées de 1994 à 2003. Le total des émissions de GES dues à la création de la retenue est estimé par cette étude dans une fourchette de 24 à 36 MtéqCO₂, avec une valeur moyenne de 30 MtéqCO₂, valeur que l'étude recommande de choisir à des fins de comparaison avec des centrales thermiques.

La cinétique de production et de dégagement des GES générés par la retenue n'est pas linéaire, et une grande partie des GES totaux sont émis dans les 10 premières années. Cependant, nous retenons pour l'évaluation moyenne annuelle des GES la méthode d'amortissement linéaire sur 100 ans. Les émissions annuelles de GES sont donc de 300 ktéqCO₂/an.

Cette valeur est indépendante de la production électrique. Le bilan GES moyen par kWh produit dépend donc de la production réelle de Petit-Saut. Ramenées à une production moyenne de 454 MWh/an, les émissions par kWh sont de 660 g éqCO₂/kWh. L'étude citée précise que cette valeur est du même ordre que celle d'une centrale thermique au gaz, et reste un peu inférieure à celle de centrales au fioul. La comparaison avec les centrales thermiques de Guyane confirme cette analyse puisque la valeur d'émissions de GES calculée dans la présente étude est de 800 g éqCO₂/kWh.

Insistons : les émissions totales de Petit-Saut n'augmenteront pas avec la production électrique ; d'ailleurs, une grande partie des GES totaux générés sur 100 ans ont déjà été émis. Il convient donc désormais d'utiliser Petit Saut au maximum de ses capacités pour réduire l'impact en GES de la production électrique en Guyane au minimum possible.

Malgré les incertitudes autour des émissions estimées de Petit-Saut, incertitudes que la thèse qualifie de « très grandes », ces valeurs doivent attirer l'attention sur le fait que les barrages en zone tropicale peuvent présenter un bilan GES élevé, et qu'il convient de les prendre en compte en cas de projet futur (projet sur le territoire guyanais ou livraison d'électricité depuis un pays voisin).

⁴² Source : CIRAD/ONF, Expertise sur les références dendrométriques nécessaires au renseignement de l'inventaire national de gaz à effet de serre pour la forêt guyanaise, 2005

⁴³ Source : Comité Scientifique de Petit-Saut ; le programme GES a été initié par le Laboratoire d'Aérodynamique de l'Université Paul Sabatier de Toulouse, avec un financement d'Electricité de France (EDF) et conduit en collaboration avec le Laboratoire d'Hydrobiologie de Toulouse et le Laboratoire Environnement Hydreco (Kourou, Guyane).

⁴⁴ Emissions de gaz à effet de serre (CO₂, CH₄) par une retenue de barrage hydroélectrique en zone tropicale (Petit-Saut, Guyane Française) : Expérimentation et modélisation – Frédéric Guérin -2006

III.3.6 Synthèse des émissions de GES d'origine non énergétique

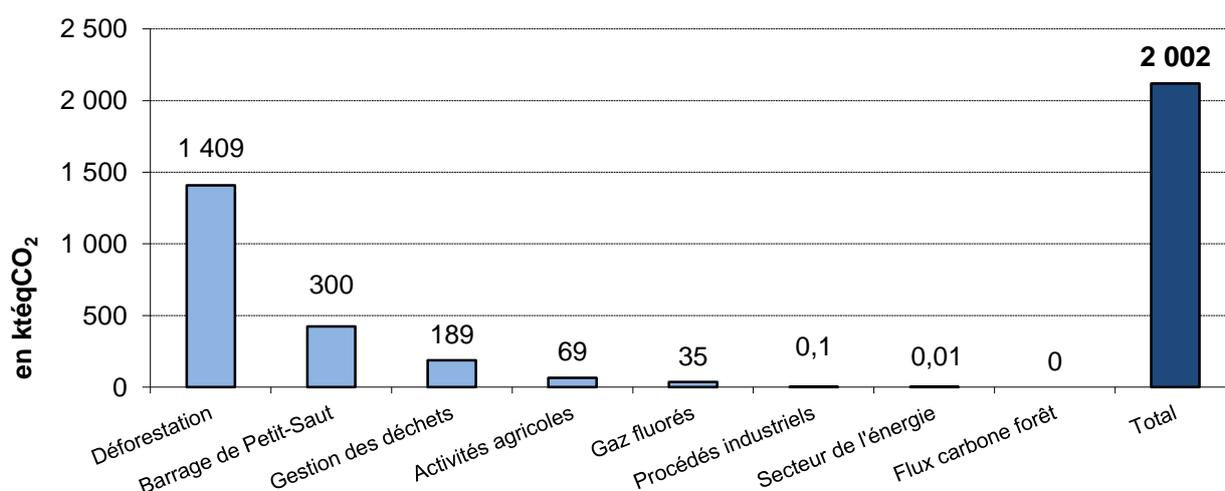
Les émissions de gaz à effet de serre d'origine non énergétique sont estimées à 2 002 ktéqCO₂ pour l'année 2009. Les émissions liées au changement d'affectation des sols, qui correspondent essentiellement aux émissions de la déforestation, dominent le bilan avec environ 1 409 ktéqCO₂ qui représentent 70% des émissions totales.

Tableau 48 : Bilan GES d'origine non énergétique en 2009

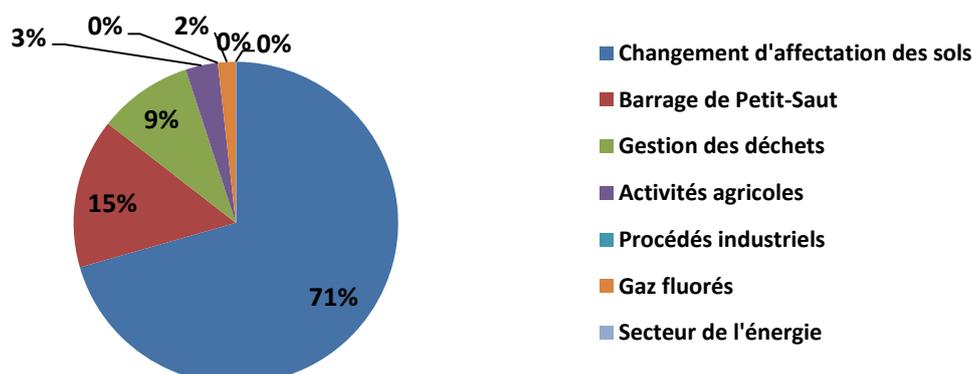
Bilan GES Non énergétique 2009	ktéqCO ₂
Déforestation	1 409
Barrage de Petit-Saut	300
Gestion des déchets	189
Activités agricoles	69
Gaz fluorés	35
Procédés industriels	0,1
Secteur de l'énergie	0,01
Flux carbone forêt	0
Total	2 002

Source : EXPLICIT-ALTER

Emissions de GES d'origine non énergétique : 2 002 ktéqCO₂ - Bilan Guyane 2009



Répartition des émissions de GES d'origine non énergétique : 2 002 ktéqCO₂ Bilan Guyane 2009



III.4 Synthèse des émissions de GES de la Guyane en 2009

Le bilan des émissions de GES de la Guyane s'élève à 2 878 ktéqCO₂ en 2009.

Le résultat le plus marquant est la prépondérance des émissions non énergétiques qui représentent 70% du total. Cette part très importante du non énergétique dans le bilan est liée au poids du changement d'affectation des sols. Ce poste est à lui seul responsable de plus de 70% des émissions non énergétiques et de près de la moitié du bilan global (49%).

Le barrage de Petit-Saut est le second poste d'émissions du bilan. Il représente 15% du bilan des émissions non énergétiques pour 300 ktéqCO₂ en 2009, soit l'équivalent des émissions des transports.

La gestion des déchets représente une part élevée des émissions d'origine non énergétique, essentiellement du fait des émissions de méthane liées à la mise en décharge des déchets. Ce secteur émet plus de GES que le secteur résidentiel.

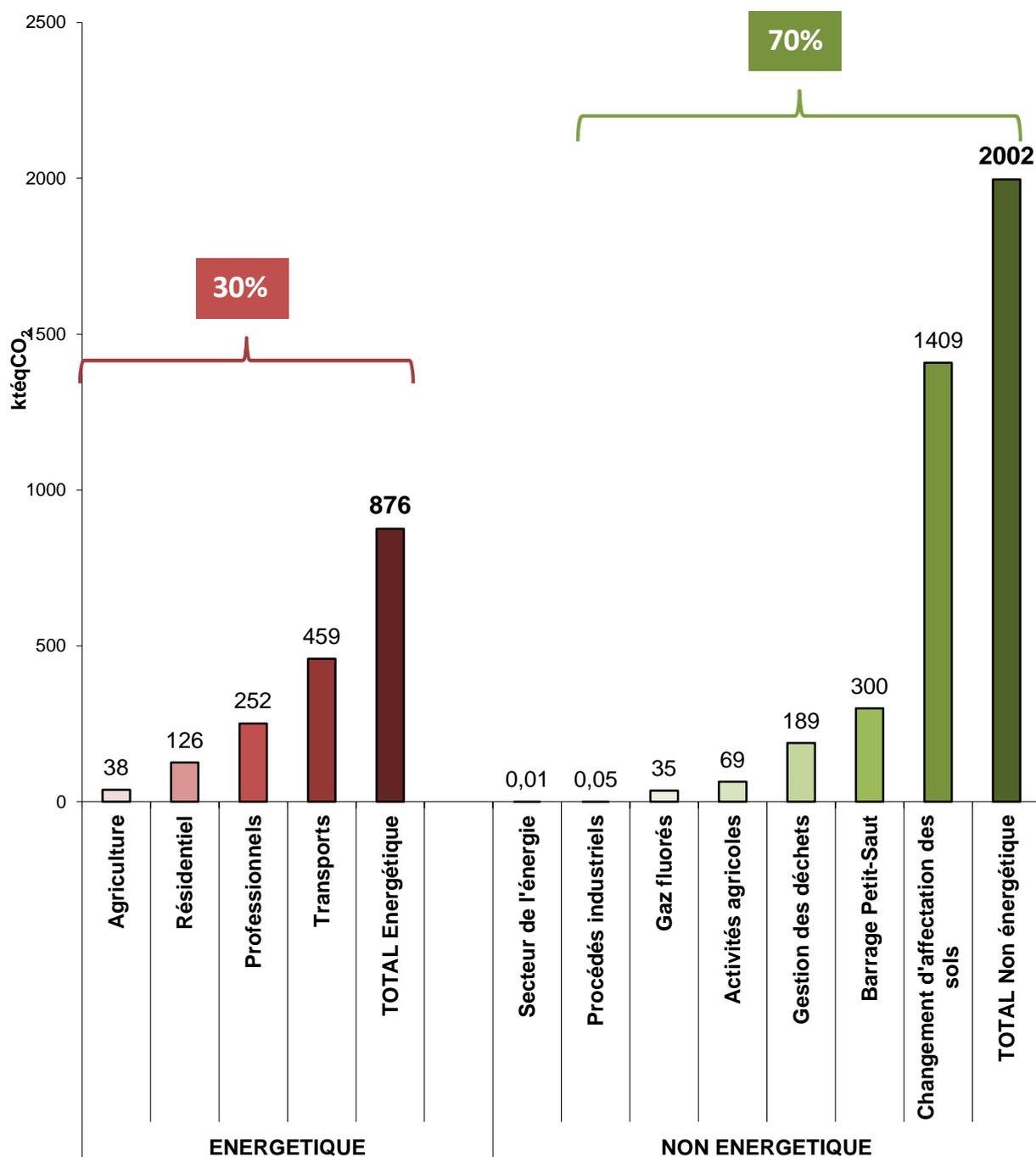
Quant à l'autre volet du bilan des GES, les émissions d'origine énergétique sont pour moitié liées au secteur des transports.

Tableau 49 : Bilan des émissions de GES en 2009 en Guyane

2009	Secteur	Emissions en ktéqCO ₂
ENERGETIQUE	Agriculture	38
	Résidentiel	126
	Professionnels	252
	Transports	459
	TOTAL Energétique	876
NON ENERGETIQUE	Secteur de l'énergie	0,01
	Procédés industriels	0,05
	Gaz fluorés	35
	Activités agricoles	69
	Gestion des déchets	189
	Barrage Petit-Saut	300
	Changement d'affectation des sols	1 409
TOTAL Non énergétique	2 002	
TOTAL GES	2 878	

Source : EXPLICIT-ALTER

Bilan des émissions de GES de la Guyane en 2009 : 2 878 ktéqCO₂



Phase 2 :

Prospective énergie - gaz à effet de serre de la Guyane

I. Introduction

Dans le cadre de l'actualisation du PRERURE, il est proposé trois scénarios d'évolution des consommations d'énergie et de développement des énergies renouvelables :

- scénario Tendanciel, basé sur la continuation à l'identique de l'effort en cours en faveur de la MDE et des EnR, mais sans volontarisme additionnel ;
- scénario de rupture: ce scénario sera celui issu d'un fort volontarisme en matière de MDE et EnR ; nous l'appellerons par la suite Scénario Volontariste ;
- scénario Médian, qui sera un scénario résultant d'un volontarisme intermédiaire entre le tendanciel et celui de rupture.

Les scénarios sont construits à l'horizon 2030. Les résultats sont résumés dans la première partie du rapport.

Les résultats de la scénarisation dépendent bien sûr d'hypothèses sur le développement démographique et économique de la Guyane. Il a été convenu que si le PRERURE peut être l'occasion de souligner les questions autour de ces variables, il n'est pas le lieu de leur résolution. Afin de ne pas brouiller la lecture de l'exercice de scénarisation, et pour que celui-ci mette en évidence les impacts de diverses politiques relevant bien de la seule politique énergétique, il a été convenu que les trois scénarios reposeraient sur un socle commun d'hypothèses sur les déterminants « non énergétiques ». Cela ne doit pas occulter le fait que la croissance démographique ou la croissance économique peuvent avoir des impacts sur les besoins en énergie éventuellement supérieurs à ceux d'une politique MDE volontariste.⁴⁵

Les scénarios tendanciels sont largement construits sur la continuation des tendances observées lors des 10 dernières années, sauf en cas de données suffisamment précises infirmant cette hypothèse. Les scénarios ne prévoient pas de modification majeure dans les tendances sur la seule base d'une évolution des prix des énergies (autrement dit, on fait l'hypothèse que les prix d'énergie n'atteindront pas des valeurs susceptibles à elles seules de modifier l'offre et les comportements des usagers).

La deuxième partie du rapport présente les hypothèses déterminant les consommations d'énergie dans chacun des trois scénarios. Celles-ci sont plus ou moins détaillées selon le niveau de connaissance de la structure de consommation actuelle. Les consommations électriques du secteur résidentiel étant assez bien connues, des hypothèses détaillées par principal usage ont pu être élaborées. La moindre connaissance des consommations dans le secteur non résidentiel oblige à construire des hypothèses plus générales.

Les scénarios de MDE ne reposent en aucun cas sur une restriction du confort, de l'accès aux équipements, même de ceux qui peuvent être perçus comme de confort (climatisation, eau chaude, etc.), de la mobilité ou de limitation imposée aux acteurs économiques guyanais. Les consommations d'énergie résultant des scénarios MDE sont donc évaluées à services équivalents à ceux du scénario tendanciel.

Dans la troisième partie du rapport sont exposées les hypothèses retenues pour la construction des trois scénarios de développement des énergies renouvelables en Guyane.

La problématique de la biomasse y est beaucoup plus détaillée que celle des autres filières. Il nous a semblé que la complexité des questions, l'enjeu spécifique à la Guyane du développement du bois énergie et les apports de récentes études justifiaient ce traitement particulier.

La construction des scénarios EnR repose en grande partie sur le développement de projets particuliers, avec des porteurs déjà identifiés. En fin de cette section, une carte résume les principaux projets qui pourraient prendre place d'ici 2030.

⁴⁵ Soulignons que l'impact de variations de croissance démographique et de croissance économique est étudié, en ce qui concerne les consommations d'électricité, dans le document préparé par EDF « Bilan Prévisionnel de l'équilibre Offre / Demande d'électricité » actualisé en Juillet 2011.

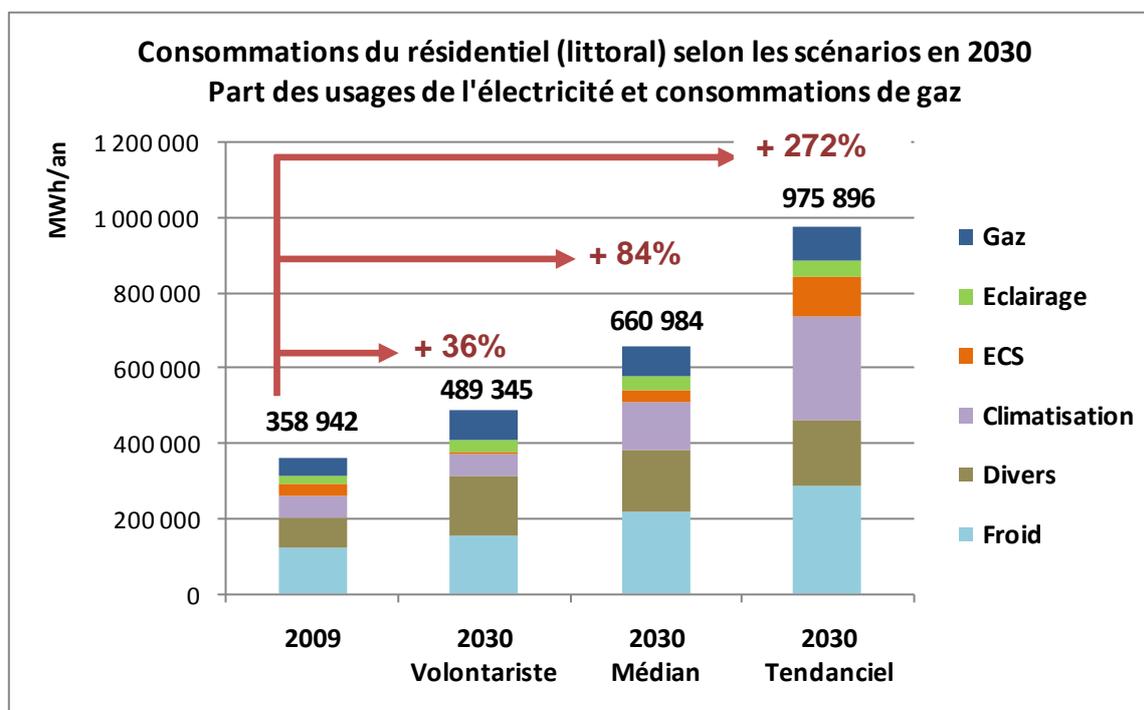
Les actions à mettre en œuvre pour voir se réaliser les scénarios volontariste ou médian, même si elles apparaissent souvent en filigrane, ne sont pas exposées ici. Elles feront l'objet d'un document spécifique.

II. Résultats des scénarios

II.1 Consommations d'énergie dans le résidentiel

II.1.1 Consommations dans la zone littorale

Les résultats des scénarios pour le résidentiel sont représentés dans le graphique suivant et détaillés dans le tableau ci-après :



Evolution des consommations d'énergie
Secteur résidentiel selon 3 scénarios

	2009	2030 Volontariste		2030 Médian		2030 Tendanciel	
		MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030
LITTORAL							
Climatisation en MWhe/an	60 668	61 249	0,0%	126 523	3,6%	273 289	7,4%
ECS en MWhe/an	32 935	4 544	-9,0%	28 778	-0,6%	106 493	5,7%
Froid en MWhe/an	124 726	154 902	1,0%	218 011	2,7%	286 856	4,0%
Eclairage en MWhe/an	18 760	31 052	2,4%	36 874	3,3%	43 127	4,0%
Divers en MWhe/an	75 091	157 812	3,6%	166 579	3,9%	175 346	4,1%
Total Conso électrique en MWhe/an	312 181	409 558	1,3%	576 765	3,0%	885 111	5,1%
Combustibles (gaz) en MWh/an	46 762	79 787	2,6%	84 219	2,8%	90 785	3,2%
Total Consommation en MWh/an	358 942	489 345	1,5%	660 984	3,0%	975 896	4,9%

Dans le scénario tendanciel, les consommations d'énergie du résidentiel sont multipliées par presque 3 à l'horizon 2030. Tous les usages augmentent, sous le double effet de la croissance de la population et de la demande en équipements (climatisation, chauffe-eau, réfrigérateur – congélateur, etc.). **Soulignons l'impact de la climatisation**, qui exige à elle seule une consommation additionnelle de 233 GWh/an, soit 36% de la consommation énergétique additionnelle du secteur d'ici 2030.

Le scénario volontariste permet de contenir l'augmentation de la consommation du secteur, qui n'est multipliée que par 1,4 d'ici 2030. Grâce aux efforts pour réduire l'impact de la climatisation (construction des bâtiments et protections solaires, performance des équipements, qualité de l'installation, comportement), ce poste pourrait connaître une très faible croissance. Une action forte sur la climatisation constitue indéniablement une priorité du PRERURE.

Le développement du solaire thermique représente une autre priorité ; un fort volontarisme permet d'envisager de presque supprimer les consommations d'énergie pour la production d'eau chaude sanitaire, et ceci sans freiner l'accès de la population au confort. (A noter cependant qu'il reste dans tous les

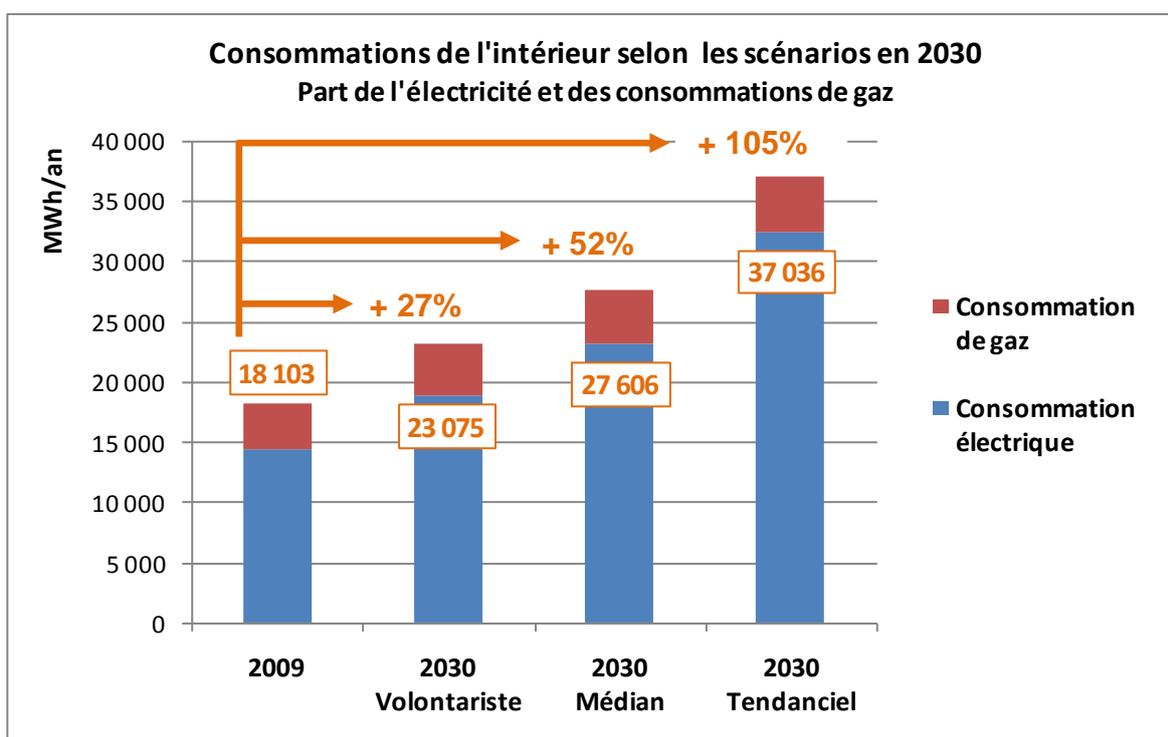
cas un talon non couvert par le solaire, tenant compte des situations d'ensoleillement réduit et des installations collectives pour lesquelles la réglementation impose un appoint). Cet **objectif de quasi généralisation du solaire** pour la production d'eau chaude est *in fine* atteignable pour le scénario médian ; dans ce scénario, cet objectif est fixé à l'horizon 2040, ce qui ne permet pas d'en voir le plein effet en 2030.

Le froid domestique constitue la troisième priorité d'un plan d'action. L'éclairage apparaît comme une moindre priorité, sous réserves que soient vérifiés les bas niveaux de consommation actuels.

Le scénario médian permet de limiter la croissance des consommations à un facteur 1,9, soit un gain de 32% par rapport au tendanciel.

II.1.2 Consommations dans les communes de l'intérieur

Les scénarios d'évolution des consommations dans les communes de l'intérieur sont présentés ci-dessous :



Evolution des consommations d'énergie Secteur résidentiel selon 3 scénarios	2030 Volontariste		2030 Médian		2030 Tendanciel		
	2009	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030
INTERIEUR							
Conso électrique MWh/an	14 330	18 909	1,3%	23 208	2,3%	32 406	4,0%
Conso gaz MWh/an	3 773	4 166	0,5%	4 398	0,7%	4 629	1,0%
Total Conso en MWh/an	18 103	23 075	1,2%	27 606	2,0%	37 036	3,5%

Les scénarios prennent en compte l'hypothèse de raccordement d'Apatou au réseau littoral en 2020. La consommation électrique est appréhendée de façon globale ne disposant pas des informations nécessaires pour distinguer les évolutions par usage.

Dans le scénario tendanciel, les consommations d'énergie des ménages doublent entre 2009 et 2030. Les consommations augmentent principalement sous l'impulsion de la croissance démographique.

Dans les scénarios volontariste et médian, la demande électrique est contenue avec un TCAM entre 2009 et 2030, de 2% dans le volontariste et de 3% dans le médian. Quant à la consommation de gaz pour la cuisson, elle est réduite de 10% en 2030 par rapport au scénario tendanciel, et de 5% dans le médian.

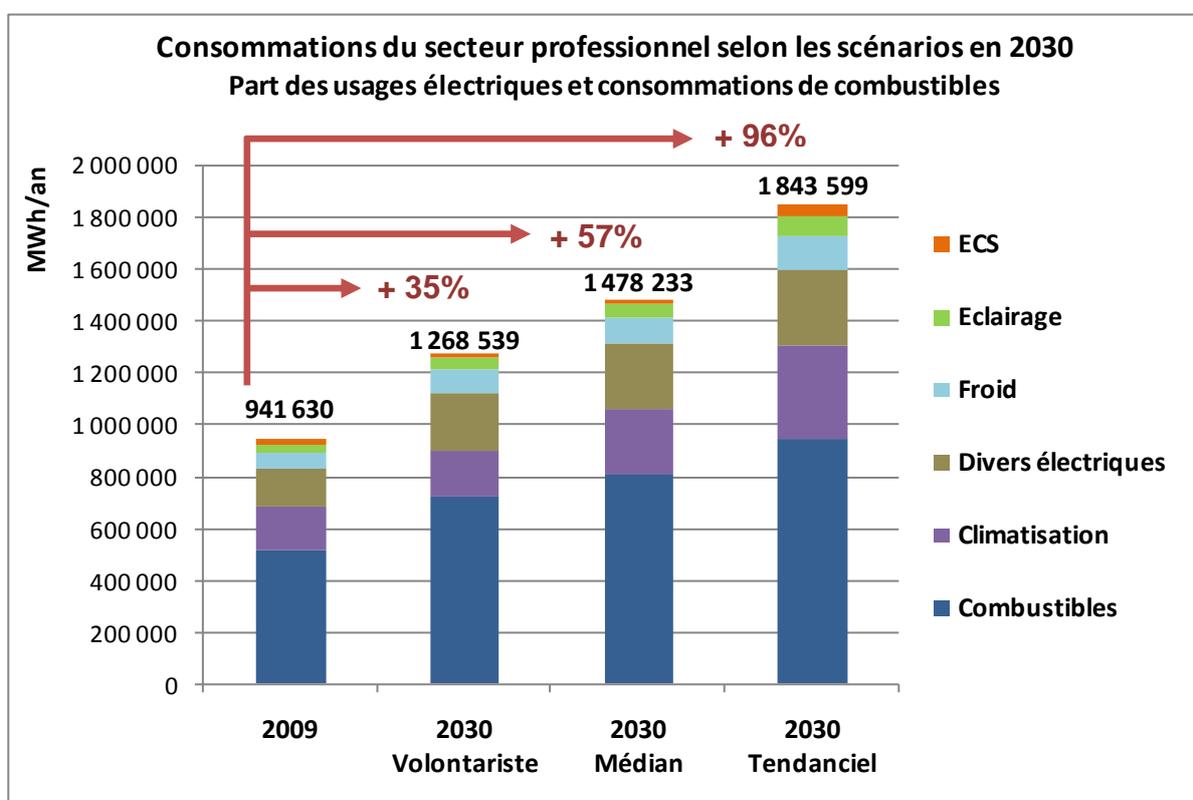
La croissance des consommations d'énergie à l'Intérieur est ainsi limitée à un facteur 1,3 dans le scénario volontariste, ce qui représente un gain de 37% par rapport au tendanciel.

Dans le scénario médian, les consommations totales sont multipliées par 1,5 en 2030, soit un gain de 25% par rapport au tendanciel.

II.2 Consommations d'énergie dans le secteur professionnel (zone littorale)

Nous avons intégré ici tous les secteurs hors résidentiel et transport : tertiaire, industrie, secteur et services publics, secteur primaire (agriculture, pêche, foresterie). Etant donné l'insuffisante connaissance des évolutions de l'activité dans les 20 prochaines années, il n'a pas été possible de différencier entre les différents usages d'électricité dans le scénario tendanciel. C'est pourquoi le même TCAM a été appliqué à tous les usages.

Les résultats des scénarios d'évolution des consommations dans le secteur des professionnels sont représentés dans le graphique suivant et détaillés dans le tableau ci-après :



Evolution des consommations d'énergie
Secteur professionnel selon 3 scénarios

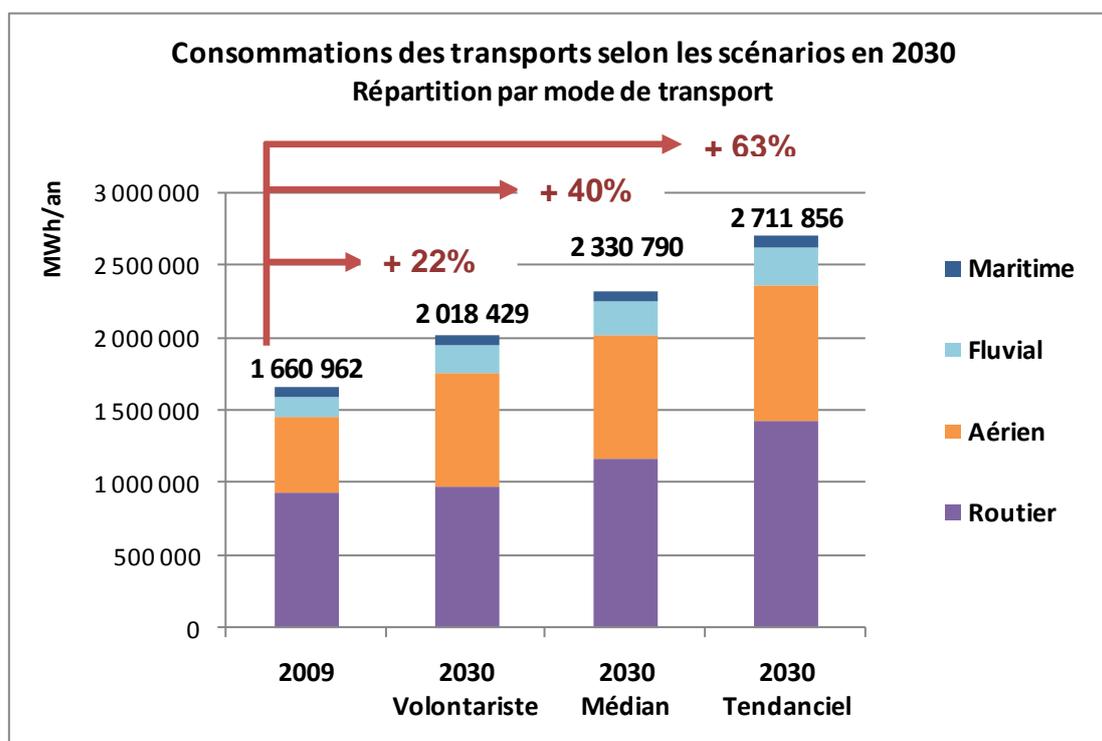
	2009	2030					
		Scénario Volontariste		Scénario Médian		Scénario tendanciel	
		MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030
Conso clim en MWhe/an	170 058	178 699	0,2%	250 178	1,9%	357 398	3,6%
Conso froid en MWhe/an	61 483	90 450	1,9%	96 911	2,2%	129 214	3,6%
Conso éclairage en MWhe/an	34 264	50 407	1,9%	54 008	2,2%	72 010	3,6%
Conso ECS en MWhe/an	21 415	9 001	-4,0%	15 993	-1,4%	45 006	3,6%
Conso autres usages élec en MWhe/an	141 776	223 058	2,2%	252 793	2,8%	297 353	3,6%
Total Conso élec en MWhe/an	428 996	551 615	1,2%	669 883	2,1%	900 981	3,6%
Conso combustibles en MWh/an	512 634	716 924	1,6%	808 350	2,2%	942 617	2,9%
Total Conso énergie en MWh/an	941 630	1 268 539	1,4%	1 478 233	2,2%	1 843 599	3,3%

La priorité est encore une fois la climatisation, qui présente des potentiels importants de gains. Une action sur le froid commercial et alimentaire présente le double intérêt d'un potentiel significatif et d'une synergie possible avec les actions sur la climatisation (même expertise de base en système de production de froid). **La production d'eau chaude ne représente pas un poste considérable, mais qui peut être quasiment ramené à zéro** en systématisant les solutions solaires ou de récupération de chaleur sur groupes froids.

Enfin, les autres usages sont trop méconnus pour que l'on puisse être précis sur les solutions à développer, et les gains potentiels sont issus de l'expérience générale dans d'autres régions et pays. Une première action serait de réaliser une enquête permettant d'évaluer les consommations par grand type d'usage et les potentiels envisageables (par exemple : quelle consommation sous forme de pompes, ventilateurs et compresseurs d'air, et quel potentiel sous forme de vitesse variable ?).

II.3 Consommations d'énergie dans le secteur des transports

Les résultats des scénarios d'évolution des consommations des transports sont représentés dans le graphique suivant et détaillés dans le tableau ci-après :



	2009 [MWh]	2030					
		Volontariste		Médian		Tendanciel	
		[MWh]	TCAM 2009	[MWh]	TCAM 2009	[MWh]	TCAM 2009
Conso routier	942 551	983 548	0,2%	1 176 379	1,1%	1 438 028	2,0%
Conso fluvial	128 324	186 924	1,8%	226 979	2,8%	267 034	3,6%
Conso maritime	71 171	67 118	-0,3%	77 978	0,4%	84 281	0,8%
Conso aérien	518 916	780 838	2,0%	849 454	2,4%	922 513	2,8%
TOTAL	1 660 962	2 018 429	0,9%	2 330 790	1,6%	2 711 856	2,4%

Le scénario tendanciel montre une consommation énergétique augmentant de 63% à horizon 2030. Celle-ci reste encore dominée par le secteur du transport routier qui concentre plus de 50% de la

demande en 2030. La demande liée au transport maritime reste un poste relativement faible, notamment du fait des hypothèses de croissance retenues pour ce secteur d'activité, mais également du fait des faibles consommations unitaires pour ce mode de transport. Le transport fluvial subit la plus forte augmentation avec un doublement de la demande.

Le scénario volontariste permet de contenir la croissance de la demande énergétique qui atteint plus de 2 000 GWh/an, correspondant à un TCAM de près de 1% entre 2009 et 2030. **Cette maîtrise est principalement liée aux efforts sur le transport routier, qui permettent d'économiser 500 GWh/an à horizon 2030**, correspondant quasiment à une stabilisation de la demande par rapport à la situation actuelle. Cet objectif ambitieux devra se traduire par des actions locales permettant un report modal de l'offre de transport, une limitation du besoin de mobilité au travers d'une politique d'aménagement du territoire adaptée ou encore un soutien aux véhicules les moins énergivores.

Le transport fluvial est le second secteur potentiel d'économies d'énergie : 30% dans le scénario volontariste par rapport au tendanciel, soit 80 GWh/an en 2030. A l'inverse du transport aérien et du transport maritime, pour lesquels la marge de manœuvre de la région guyanaise paraît limitée, un effort spécifique sur le transport fluvial devra être mené afin d'exploiter ce potentiel.

Le scénario médian permet de limiter la croissance des consommations à un facteur 1,4.

II.4 Système de production électrique littoral dans les 3 scénarios

Pour la modélisation des consommations d'énergie et des émissions de GES en Guyane, l'hypothèse est que la production électrique non assurée par les énergies renouvelables le sera au moyen de centrales thermiques aux caractéristiques équivalentes (mix fioul – gazole, rendement, émissions de GES) à celles en place en 2009.

Le besoin de production électrique est calculé comme la somme des consommations évaluées dans les scénarios sur la demande et des pertes (taux de pertes électrique estimé à 5%).

Les scénarios sont très contrastés puisqu'ils cumulent les effets des actions MDE et ceux des actions EnR. Il serait utile de construire des scénarios croisés, avec par exemple des hypothèses optimistes sur l'impact des actions MDE et pessimistes sur le développement des EnR.

II.4.1 Scénario tendanciel

Le tendanciel est construit sur la base :

- d'une politique MDE qui à effort constant se révèle insuffisante pour contenir la croissance de la demande électrique :
 - o L'augmentation de la population et de la demande en équipements énergivores (climatiseurs, eau chaude, congélateurs) entraînent une croissance de la demande électrique dans le résidentiel de 5,1% par an.
 - o Le développement de l'activité économique sans que soit prise en compte la MDE se traduit par une croissance des consommations électriques de 3,6% par an.
 - o Au total, une croissance de la demande au rythme annuel moyen de +4,3% entre 2010 et 2030, conduisant à une multiplication de la production électrique par 2,3.
- d'un développement des EnR fortement contraint :
 - o Le PV reste contraint par la règle de 30%, son développement suit la croissance de la demande sans que les solutions avec stockage ne permettent une modification de la donne.
 - o L'éolien, la biomasse, l'hydro-électricité voient le développement de quelques projets isolés à force de volontarisme des opérateurs mais sans réel essor des filières. La liste des projets potentiels est présentée dans la section sur les hypothèses de développement des énergies renouvelables.

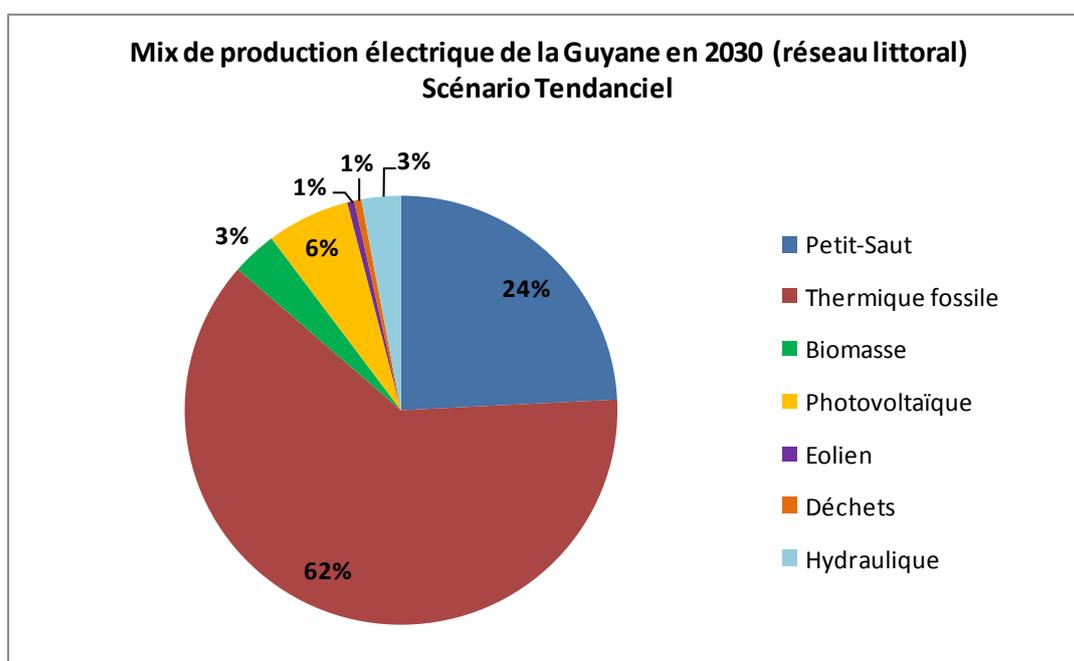
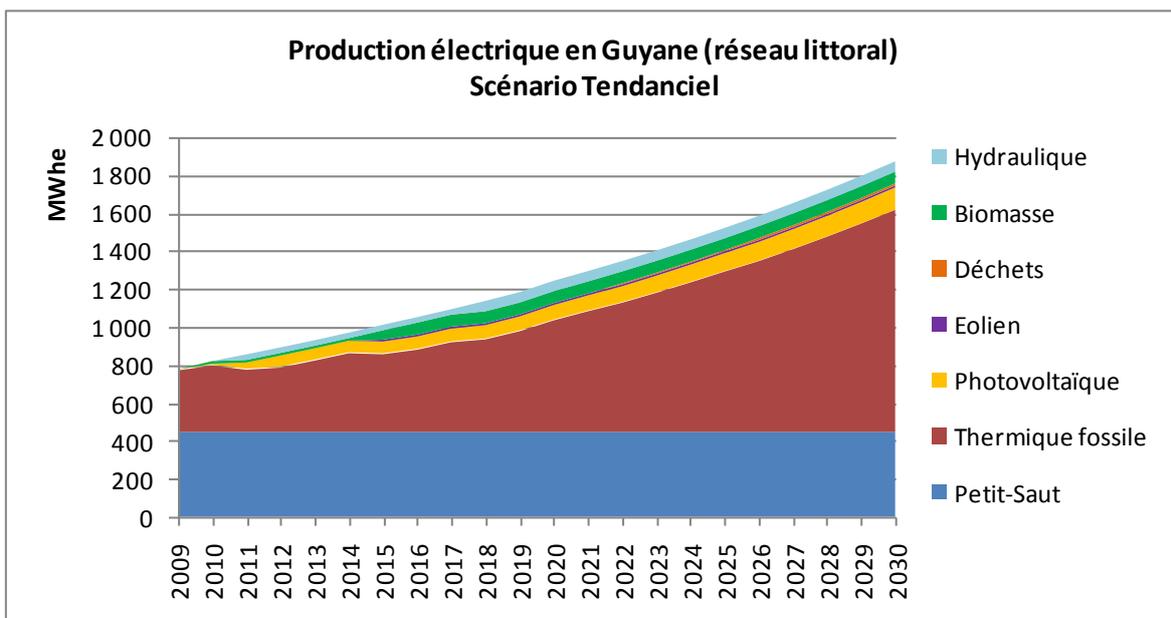
Puissance en MW	Scénario Tendancier			
	2010	2020	2030	
Hydroélectricité	114	123	123	
Biomasse	2	8	8	
Photovoltaïque	4	57	86	
Eolien	0	5	5	
Déchets	0	0	1	
Total ENR	120	192	223	
Production en MWh				% en 2030
Hydroélectricité	454 000	509 250	509 250	72%
Biomasse	13 600	63 200	63 200	9%
Photovoltaïque	5 805	77 432	116 587	16%
Eolien	0	9 900	9 900	1%
Déchets	0	0	10 000	1%
Total ENR	473 405	659 782	708 937	100%
				38%
Thermique fossile	348 261	585 773	1 166 460	
Total Fossile	348 261	585 773	1 166 460	
				62%
Total Prod Electricité	821 666	1 245 555	1 875 397	

Emissions GES dues à la production électrique

Total en teqCO ₂ /an	278 609	480 522	945 072
Contenu GES en kg eqCO ₂ /kWh	0,339	0,386	0,504

Le résultat à l'horizon 2030 est celui que laissent entrevoir le diagnostic et la comparaison des situations 2000 et 2009 : l'augmentation des consommations entraîne une diminution de la part relative de Petit Saut, et malgré quelques projets isolés en éolien, biomasse et hydraulique, la part des EnR dans le mix électrique guyanais va en décroissant, la part des énergies fossiles augmente pour atteindre 62% en 2030. La production thermique doit être multipliée par plus de 3 à l'horizon 2030.

Une conséquence est l'augmentation du contenu en GES du kWh électrique moyen qui passe de 339 à 504 g eqCO₂/kWh (émissions directement issues de la combustion). Cette augmentation associée à la forte croissance des consommations électriques du scénario tendancier se traduit par de très importantes émissions annuelles de GES pour répondre à la demande électrique.



II.4.2 Scénario volontariste

Le scénario volontariste additionne les effets :

- d'actions MDE très volontaristes, permettant en particulier :
 - o De contenir l'impact de la demande en nouveaux équipements dans le résidentiel par la généralisation de solutions performantes (climatisation, solaire thermique, éclairage, etc.). Le TCAM n'est que de 1,3% ;
 - o De limiter l'impact du développement de l'activité économique, avec un TCAM de 1,2% dans le secteur professionnel ;
 - o Au total, la consommation électrique est multipliée par 1,2.
- d'un fort développement des EnR :
 - o Le PV peut croître au-delà du seuil des 30%, grâce au développement du stockage et à une meilleure intégration dans le réseau électrique ;

- L'éolien reste porté par le volontarisme d'opérateurs mais le support à la filière permet de multiplier par 6 la puissance envisagée dans le tendancier ;
- La filière biomasse est structurée autour du bois de défriche permettant d'atteindre une puissance de 40 MW tout en diminuant considérablement les GES ;
- Plusieurs projets hydro-électriques de 4 à 5 MW voient le jour ;
- Une centrale d'incinération des déchets permet la production de 8 MW ;
- Quelques petits projets biogaz voient le jour, mais les puissances restent faibles.

	Scénario Volontariste			
Puissance en MW	2010	2020	2030	
Hydroélectricité	114	135	145	
Biomasse	2	23	38	
Photovoltaïque	4	76	98	
Eolien	0	19	30	
Déchets	0	9	9	
Total ENR	120	262	320	
Production en MWh				% en 2030
Hydroélectricité	454 000	590 500	642 499	64%
Biomasse	13 600	186 400	306 400	30%
Photovoltaïque	5 805	102 213 *	132 254 *	13%
Eolien	0	41 800	66 000 *	7%
Déchets	0	55 333	60 333	6%
Total ENR	473 405	972 552	1 009 232	100%
				100%
Thermique fossile	348 261	0	0	
Total Fossile	348 261	0	0	
				0%
Total Prod Electricité	821 666	972 552	1 009 232	

Emissions GES dues à la production électrique

Total en teqCO2/an	278 609	20 246	34 646
Contenu GES en kg eqCO2/kWh	0,339	0,021	0,034

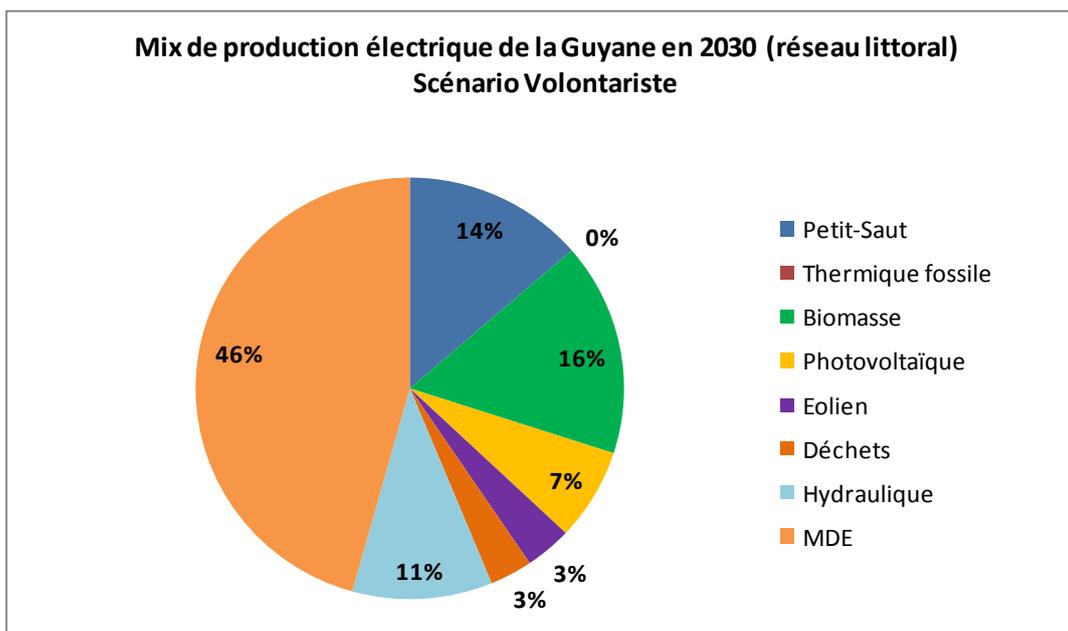
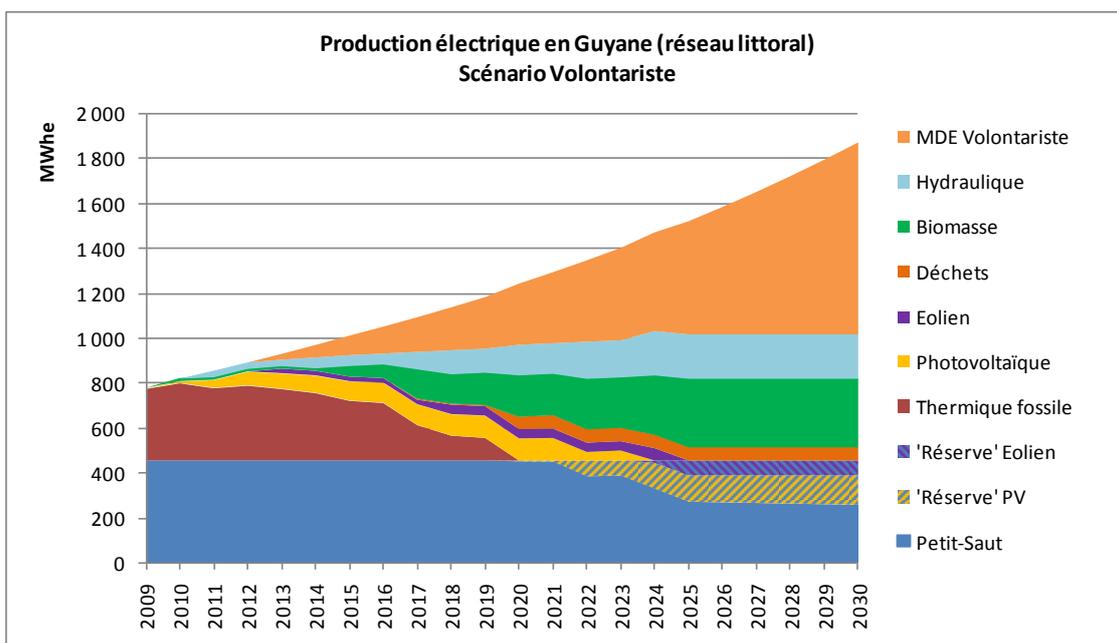
Le scénario montre alors que la production EnR dépasserait la demande électrique. Le contenu GES du kWh électrique serait très faible, dès lors que seules les émissions liées à l'exploitation du Bois Energie en parcelle dédiée seraient comptabilisées. Une telle situation n'est bien entendu pas réaliste : si les actions MDE atteignaient les objectifs de ce scénario, cela se traduirait nécessairement par le ralentissement des investissements de production électrique. Ce scénario ne peut donc constituer en tant que tel un objectif. Nous avons cependant maintenu ce scénario :

- Il montre qu'un fort volontarisme permet d'envisager des objectifs ambitieux.
- Les scénarios plus réalistes peuvent être construits à partir de différentes corrections apportées à ce scénario volontariste : par exemple, si les actions MDE se révèlent plus difficiles à mettre en œuvre que prévu, il conviendra de jouer davantage sur le levier EnR. A l'inverse, si la demande était contenue à hauteur du scénario volontariste, il serait envisageable de réduire le support aux formes d'énergie renouvelables qui seraient alors identifiées les moins bénéfiques. L'économie des

différentes filières doit donc être suivie de façon à favoriser celles qui nécessitent un moindre support public par kWh produit.

- Dans l'état actuel de la réflexion, il reste à valider qu'un mix basé sur les seules énergies renouvelables permettrait d'assurer la qualité de fourniture et réguler fréquence et tension. Les retours d'expérience sur les projets biomasse, PV et éolien avec stockage permettront de mieux identifier dans quelle mesure ces formes d'énergie renouvelable sont susceptibles de contribuer à la qualité du service système.

Dans le diagramme ci-dessous, nous avons représenté l'excédent potentiel d'énergie renouvelable sous forme d'une « réserve » éolien et PV. L'arbitrage sur le support à apporter aux diverses filières devra se baser sur le suivi et l'évaluation des coûts et bénéfices de chacune d'entre elles.



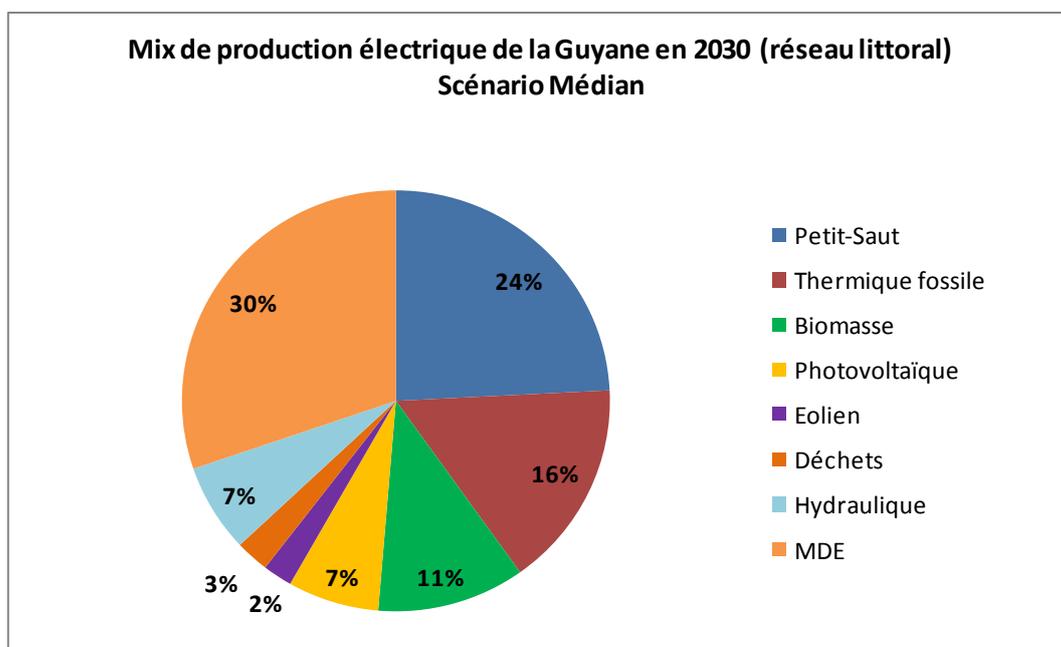
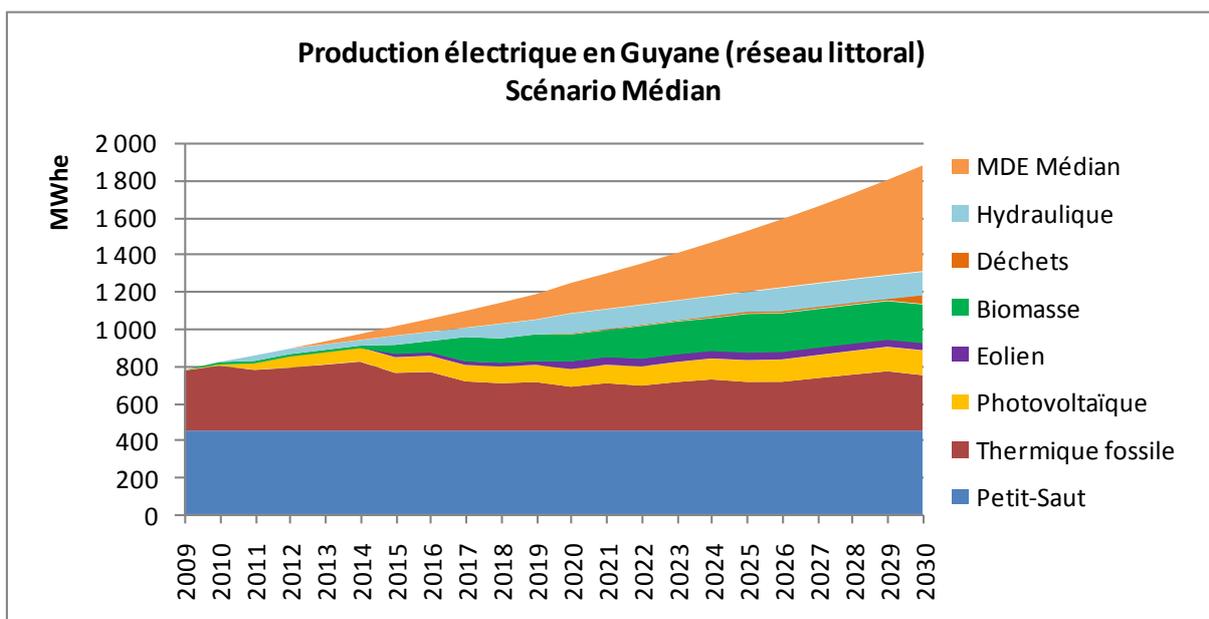
II.4.3 Scénario médian

Le scénario médian repose sur une croissance modérée des consommations électriques (TCAM de +2,4% entre 2010 et 2030), soit une multiplication par 1,6 à l'horizon 2030. Le fort développement des EnR, incluant PV avec stockage, une filière biomasse se développant plus lentement que dans le scénario volontariste mais atteignant 26 MW en 2030, des projets éoliens et hydro-électriques à hauteur de 19 MW et 20 MW, et la valorisation des déchets à hauteur de 7 MW, permet alors de limiter à 23% la part du thermique dans le mix électrique. Le contenu en GES est alors de 200 g eqCO₂/kWh.

Puissance en MW	Scénario Médian			
	2010	2020	2030	
Hydroélectricité	114	131	134	
Biomasse	2	18	26	
Photovoltaïque	4	69	96	
Eolien	0	19	19	
Déchets	0	1	7	
Total ENR	120	237	282	
Production en MWh				% en 2030
Hydroélectricité	454 000	561 250	580 750	57%
Biomasse	13 600	146 400	210 400	21%
Photovoltaïque	5 805	92 936	130 099	13%
Eolien	0	41 800	41 800	4%
Déchets	0	5 000	47 750	5%
Total ENR	473 405	847 386	1 010 799	100%
				77%
Thermique fossile	348 261	236 278	298 181	
Total Fossile	348 261	236 278	298 181	
				23%
Total Prod Electricité	821 666	1 083 664	1 308 980	

Emissions GES dues à la production électrique

Total en teqCO ₂ /an	278 609	204 469	261 671
Contenu GES en kg eqCO ₂ /kWh	0,339	0,189	0,200



II.4.4 Impact en GES

Les émissions de GES sont évaluées en émissions directes en ce qui concerne les combustibles fossiles (hors énergie grise).

Pour les EnR, les différentes filières sont considérées à impact GES nul, hors énergie grise, y compris la centrale de Petit-Saut pour laquelle les émissions liées au déstockage de la biomasse envoyée ne sont pas prises en compte. Pour la filière biomasse, les émissions dues à la combustion ne peuvent pas être considérées comme nulles, ce qui serait le cas en cas de reconstitution intégrale du stock de carbone ou si la ressource n'était composée que de déchets ou de bois de défriche. Nous avons donc considéré des émissions de GES variables selon l'origine de la ressource, en tenant compte des conclusions de l'étude menée par l'ONF sur la parcelle de Balata.

Pour les filières thermiques fossiles, le contenu CO₂ du kWh est estimé en moyenne à 800 g eqCO₂. Cette valeur moyenne du contenu carbone de l'électricité produite par des centrales thermiques au fioul et gazole, est proche de l'estimation réalisée pour l'année 2008 (795 g eqCO₂/kWh fossile). En revanche, il se situe en-deçà de la valeur obtenue en 2009 (881 g eqCO₂/kWh fossile), l'année 2009 étant considérée comme atypique du fait d'une saison sèche particulièrement marquée.

La table suivante récapitule les facteurs d'émission retenus :

Facteurs d'émission de GES	teqCO ₂ /MWh	
GPL	0,206	
Essence	0,265	
Gazole	0,272	
Fioul lourd	0,283	
Kerosène	0,285	
Electricité thermique fossile	0,800	
Electricité biomasse	Tendanciel	Volontariste/Médian
Bois en parcelle dédiée	0,640	0,533
Mixte Bois parcelle dédiée et bois d'œuvre	0,240	0,240
Bois déchet ou issu de défriche	0,000	0,000
Electricité autres EnR	0,000	

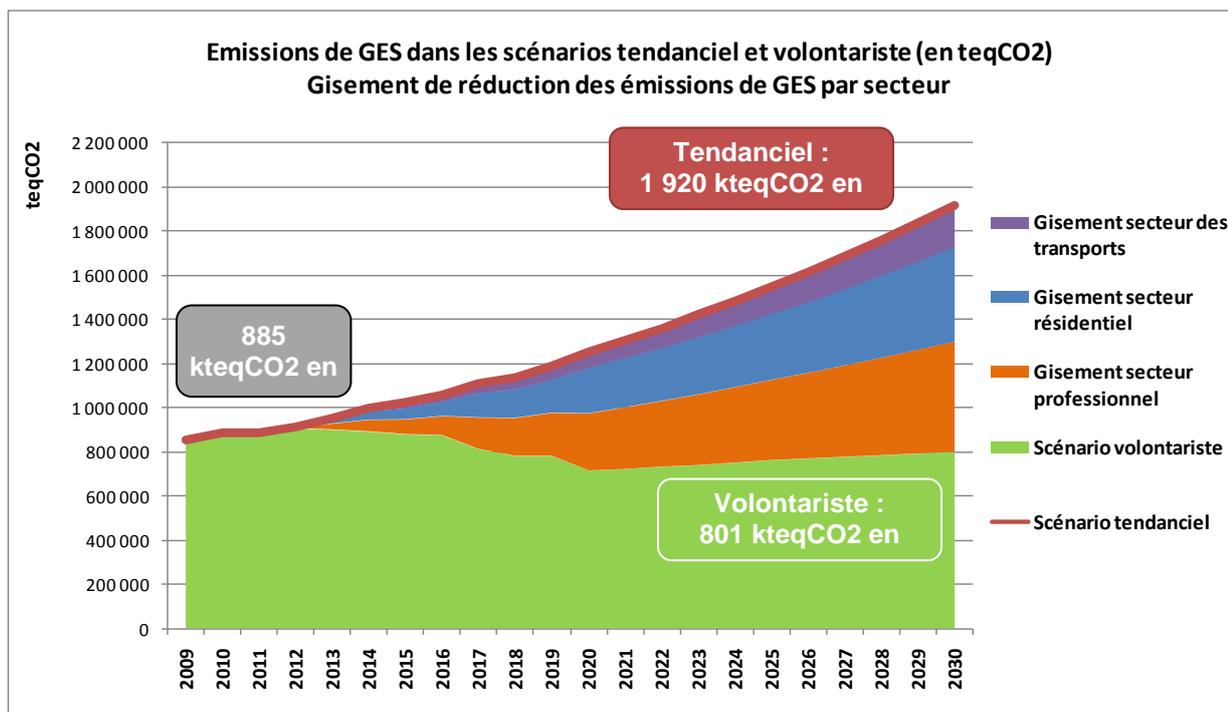
Le tableau ci-après présente pour chaque scénario, les émissions par filière de production d'électricité sur le réseau électrique littoral.

Emissions en téqCO ₂	Scénario Volontariste			Scénario Médian			Scénario Tendanciel		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Hydroélectricité	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	33 744	57 744	0	25 744	38 544	0	19 840	19 840
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Déchets	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total ENR	0	33 744	57 744	0	25 744	38 544	0	19 840	19 840
Thermique fossile	277 943	0	0	277 943	180 781	192 126	277 943	465 609	955 409
Total Fossile	277 943	0	0	277 943	180 781	192 126	277 943	465 609	955 409
Total Emissions Elec	277 943	33 744	57 744	277 943	206 525	230 670	277 943	485 449	975 249
Total Prod Elec MWh	820 834	964 217	1 012 270	820 834	1 077 371	1 318 823	820 834	1 241 543	1 894 377
Contenu CO ₂ en kg eqCO ₂ /kWh	0,339	0,035	0,057	0,339	0,192	0,175	0,339	0,391	0,515

Les émissions de GES liées aux consommations totales d'énergie en Guyane sont présentées dans le tableau suivant pour chacun des scénarios étudiés.

Emissions de GES en teqCO2	Scénario Volontariste			Scénario Médian			Scénario Tendanciel		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Emissions du Résidentiel	124 512	28 597	42 027	124 512	105 169	122 046	124 512	229 850	485 967
Emissions des Professionnels	293 822	186 346	226 435	293 822	283 873	336 998	293 822	438 491	720 182
Emissions des Transports	466 561	515 479	556 517	466 561	549 488	640 308	466 561	588 384	744 878
Emissions totales (énergie finale EF)	884 895	730 423	824 979	884 895	938 530	1 099 352	884 895	1 256 726	1 951 027
Emissions Electricité	264 708	32 137	54 994	264 708	196 690	219 686	264 708	462 332	928 808
Emissions Carburants	620 187	698 286	769 985	620 187	741 839	879 667	620 187	794 394	1 022 219
TCAM 2009-2030 - Emissions EF	-0,1%			1,2%			4,0%		
TCAM 2009-2030 - Electricité	-6,9%			-0,5%			6,5%		

Le graphique ci-dessous représente les émissions de GES dans le scénario tendanciel et dans le volontariste, et illustre les gisements de réduction de GES dans les grands secteurs d'émission.



Le gain de GES de chaque secteur inclut les gains MDE et les gains liés au développement des EnR dans la production électrique.

III. Hypothèses des scénarios d'évolution de la demande énergétique

III.1 Hypothèses sur les déterminants non énergétiques

III.1.1 Démographie

Les principales hypothèses démographiques retenues pour la construction des 3 scénarios sont résumées dans l'encadré suivant :

- Population estimée en 2009 : 225 751 habitants
- TCAM 2009-2030 : +3,4%
- TCAM 2030-2040 : +2,6%
- Raccordement de Apatou au réseau littoral en 2020

La question des hypothèses de croissance de la population est très sensible et a été discutée avec de nombreux acteurs rencontrés. Il est bien évident qu'une hypothèse de croissance de la population de 2% par an pendant 20 ans mène à des besoins en énergie qui sont très différents de ceux découlant d'une hypothèse de croissance de 5% par an.

Par comparaison avec les autres régions de France y compris les autres DOM, la Guyane se caractérise par une croissance démographique singulièrement élevée. De 1999 à 2007, le TCAM a été de 3,9% :

- 3,8% dans la zone littorale
- 5,2% dans les communes dites de l'intérieur.

Cette différence de taux de croissance entre littoral et intérieur ne remet pas en cause, à l'horizon 2030, le poids de la zone littorale qui était de 89,7% de la population en 1999, et encore de 88,6% en 2007. Le maintien de tels taux de croissance mènerait en 2030 à un poids démographique de 85,7% pour la zone littorale. Si l'on fait l'hypothèse que Apatou, qui représente 25% de la population des communes de l'intérieur et qui présente le TCAM le plus élevé parmi ces communes (à l'exception de Saint-Elie), sera raccordé au réseau littoral d'ici 2020, on peut considérer qu'à l'horizon 2030, plus de 90% de la population électrifiée sera raccordée au réseau littoral.

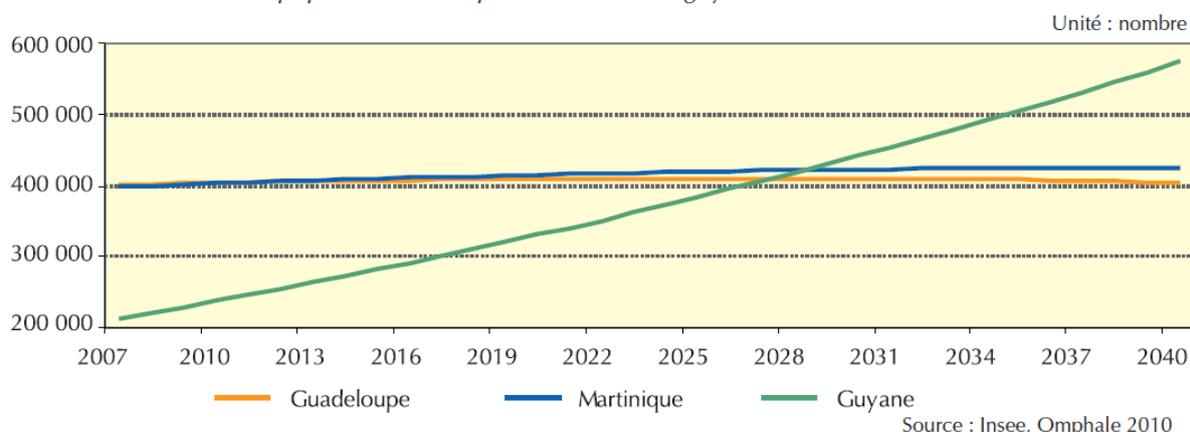
Evolution de la population par commune entre 1999 et 2007			
Commune	2007	1999	TCAM
Cayenne	58 008	50 395	1,8%
Iracoubo	1 975	1 422	4,2%
Kourou	25 688	19 074	3,8%
Macouria	8 191	5 049	6,2%
Mana	8 256	5 450	5,3%
Matoury	24 893	18 037	4,1%
Remire-Montjoly	18 511	15 538	2,2%
Roura	2 823	1 781	5,9%
Saint-Laurent-du-Maroni	34 149	19 167	7,5%
Sinnamary	3 110	2 783	1,2%
Montsinéry-Tonnegrande	1 958	1 037	7,3%
Awala-Yalimapo	1 251	887	3,9%
Total Littoral	188 812	140 620	3,8%
Régina	826	765	1,0%
Saint-Georges	3 605	2 096	7,0%
Ouanary	85	92	-1,0%
Saül	158	160	-0,2%
Maripasoula	5 545	3 652	5,4%
Camopi	1 469	1 033	4,5%
Grand-Santi	3 427	2 844	2,4%
Saint-Élie	450	239	8,2%
Apatou	6 357	3 637	7,2%
Papaïchton	2 296	1 652	4,2%
Total Intérieur	24 217	16 170	5,2%
Total Guyane	213 029	156 790	3,9%

Source : RGP INSEE

Pour les trois scénarios énergétiques, nous nous appuyons sur le scénario « central » de l'INSEE⁴⁶ qui confirme la singularité de la Guyane : le TCAM y serait de 3,1% entre 2007 et 2040, alors que la deuxième région française serait la Réunion avec un TCAM de seulement 0,9%, et que la plupart des régions verraient leur population croître de l'ordre de 0,4% par an.

Plus précisément, le TCAM serait de 3,4% entre 2007 et 2030, puis de 2,6% de 2030 à 2040. La courbe ci-dessous montre bien le caractère spectaculaire d'un tel taux de croissance, par comparaison avec la Martinique et la Guadeloupe : entre 2007 et 2040, la population de la Guyane passe de 200 000 habitants (ce qui représente la moitié de la population martiniquaise ou guadeloupéenne) à presque 600 000 habitants (soit presque 1,5 fois la population d'une des 2 îles).

Évolution de la population des départements antillo-guyanais selon le scénario central



La population guyanaise serait alors multipliée par 2,7 en 30 ans, atteignant près de 590 000 habitants en 2040.

⁴⁶ Projection de population à l'horizon 2040 - INSEE

Une telle croissance rend évidemment plus difficile pour la Guyane que pour les autres régions de France l'atteinte d'objectifs exprimés en valeur absolue, qu'il s'agisse de consommations d'énergie ou d'émissions de GES.

Certains interlocuteurs rencontrés dans le cadre de notre mission ont remis en cause la réalité des chiffres et des projections de l'INSEE, au prétexte de l'insuffisante prise en compte de l'immigration illégale qui mènerait à sous-estimer la population réelle. C'est ainsi que le scénario central INSEE repris par l'IEDOM mène à une population de 424 000 en 2030, alors que la stratégie régionale⁴⁷ se base sur une estimation de plus de 500 000 à la même date. Nous n'avons pas l'expertise pour trancher cette question. Celle-ci est évidemment importante mais il faut la relativiser dans le cadre de la politique énergétique : le phénomène de l'immigration illégale n'étant pas nouveau, on peut supposer que le taux de personnes non recensées est constant. Il est méthodologiquement fondé de bâtir les scénarios de demande énergétique en s'appuyant sur une série homogène telle que celle fournie par l'INSEE et sur les impacts en demande énergétique observés lors des 10 dernières années.

Les TCAM envisagés étant du même ordre de grandeur que les TCAM des 10 dernières années, nous supposons la continuation des impacts ramenés à la population :

- évolution du nombre de ménages,
- évolution du taux de ménages électrifiés,
- évolution de la consommation électrique dans le secteur résidentiel pour le scénario tendanciel. Nous allons cependant affiner cette approche en étudiant les évolutions prévisibles pour les principaux usages.

Remarque : Entre 2007 et 2009, l'INSEE a réalisé une estimation corrigée de la population, que nous prenons en compte dans nos scénarios. Il en résulte des données un peu différentes de celles qui découleraient de l'application du TCAM envisagé à la population évaluée en 2007.

Les chiffres retenus sont les suivants :

Année	2 009	2 015	2 020	2 025	2 030	2 040
Population	225 751	275 901	326 104	385 441	455 576	588 891

Ces chiffres se situent entre ceux des scénarios Bas et de Référence du Bilan Prévisionnel de l'équilibre Offre / Demande actualisé en juillet 2011 sur le long terme (2030) et proches de ceux du scénario de Référence.

III.1.2 Développement économique

Une telle évolution démographique (quasi doublement de la population entre 2009 et 2030) ne peut que mener à une transformation considérable de l'économie guyanaise. Les différents organismes et documents consultés envisagent un certain nombre de projections pour quelques secteurs (tourisme, mines-or, BTP, pêche, sylviculture, spatial), mais ces approches sectorielles ne fournissent pas une base solide de nature à alimenter le scénario de développement économique de la Guyane :

- Elles sont toutes, prises une par une, très incertaines, surtout à l'échelle de temps voulue. Qui peut s'engager sur le nombre de lancements au CSG en 2030 ? Sur la compétitivité de la filière bois d'œuvre ? Sur les ressources en crevettes et la compétitivité de la pêche guyanaise ? Une prévision par filière peut alors cumuler la somme des erreurs sur chaque filière.
- Elles ne traitent finalement que des secteurs déjà existants et représentant une partie significative de l'économie actuelle guyanaise, dont le poids relatif est sans doute amené à diminuer dans l'économie future. C'est pourquoi ces analyses apparaissent souvent pessimistes, soulignant les difficultés et la baisse d'activité de certaines filières (riziculture, pêche, or).
- Elles ne nous disent rien sur le développement des commerces, des bureaux, de l'industrie, etc.

⁴⁷ « La stratégie de développement de la Guyane » 2010

- Elles ne disent rien ou très peu sur le développement de nouvelles filières qui viendraient répondre à la demande de la population, voire à un potentiel d'exportation : ciment, produits alimentaires, produits d'hygiène, industries mécaniques, etc. Si certaines de ces filières sont évoquées dans quelques documents, il n'y a évidemment aucun chiffre sur lesquels s'appuyer pour essayer une prospective de la consommation énergétique.

Les principales questions sur le développement économique par filière sont (la liste n'est sans doute pas exhaustive):

- Quel avenir pour le CSG ? Combien deancements annuels ? Quel impact de la base Soyouz ?
- Quel avenir pour la pêche, en particulier la pêche crevettes ? On observe une baisse constante des prises depuis 2000, mais la ressource semble exister et un rebond n'est pas exclu
- Quel avenir pour l'agriculture ? Si la riziculture est en baisse, il faudra bien nourrir la population croissante, et il faudra bien employer les actifs
- Quel avenir pour la sylviculture : potentiel considérable mais concurrence des pays voisins ?
- Quel avenir pour le secteur minier en général et l'or en particulier ? Le SDOM n'est pas disponible. Outre l'or, d'autres ressources peuvent émerger.
- Quel avenir pour le tourisme ? Il y a un réel potentiel mais la concurrence de pays voisins moins chers est forte. Sous quelle forme se développerait-il: grands hôtels, ou gîtes isolés ?
- Quel avenir pour le BTP ? Alors que le rythme de construction de logements est de 500 par an, est-il réaliste d'envisager un rythme de 3,000 logements par an ? Si oui, la filière devrait croître fortement.
- Quel développement des surfaces commerciales en général, alimentaires en particulier ?
- Quel est le taux de charge des unités de production manufacturières existantes, et dans quelle mesure peuvent-elles suffire pour répondre à un surcroît de demande ?
- Quelles activités vont émerger compte tenu de la croissance de la population (effet de seuil permettant le développement d'une filière) ? Industrie agro-alimentaire (laiterie, brasserie, charcuterie, conserverie, filières fruits, eau minérale), mécanique, industrie de biens de consommations et de biens d'équipements
- Quel impact pour de futurs gros projets potentiels type Cambior ou une cimenterie ?
- Quel développement pour l'immobilier de bureaux ?
- Quels besoins en équipements : enseignement, santé, administration, service d'eau, service de déchets, éclairage public, etc ?

Il nous paraît cependant prudent d'adopter l'hypothèse d'un certain développement industriel, l'augmentation de la population permettant d'atteindre des seuils suffisants pour justifier l'implantation de nouvelles filières de fabrication. A l'inverse, certains secteurs tertiaires pourraient connaître une moindre croissance ; par exemple, les équipements administratifs devraient connaître une croissance inférieure à celle de la population. Cette hypothèse pourrait amener à envisager une augmentation de l'intensité énergétique du secteur non résidentiel. Cependant, selon la CCIG, certaines unités de production manufacturières seraient surdimensionnées ; la croissance de la demande en produits manufacturés se traduirait alors par une augmentation des taux de charge des équipements existants, donc une amélioration de l'intensité énergétique.

En l'absence d'une vision sectorielle détaillée qui émanerait d'une réelle planification économique, il nous semble plus qu'hasardeux de risquer une approche sectorielle du développement économique de la Guyane à l'horizon 2030. On se trompera moins en adoptant une hypothèse de croissance de consommation énergétique moyenne pour l'ensemble des secteurs économiques. Par ailleurs, une discussion d'hypothèses de développement secteur par secteur ne relève pas du PRERURE.

Les bilans des 10 dernières années montrent que l'économie guyanaise peine à suivre la démographie. Le taux de croissance réelle de l'activité (corrigée de l'inflation) est de 3,9% par an entre 1993 et 2006. Si la Guyane connaît un taux de croissance économique élevé en comparaison du reste de la France, le revenu par habitant stagne : 0,1% de croissance annuelle entre 1993 et 2006⁴⁸.

⁴⁸ Guyane un développement sous contrainte – IEDOM 2008

III.2 Hypothèses d'évolution des consommations d'énergie dans le secteur résidentiel

III.2.1 Evolution du nombre de ménages électrifiés et du nombre de personnes par ménage

Les hypothèses retenues sur les ménages pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations dans le secteur résidentiel sont résumées dans le tableau suivant :

- Taille des ménages :
 - o Sur le littoral : 3,5 personnes par ménage
 - o A l'intérieur : 4,3 personnes par ménage
- Taux d'électrification des ménages :
 - o Sur le littoral : taux constant de 90% des ménages électrifiés
 - o A l'intérieur : taux de 80% des ménages atteint en 2030

Les chiffres des recensements 1999 et 2007 montrent :

- une légère augmentation du nombre de personnes par ménage en zone littorale, une augmentation plus nette dans l'intérieur ;
- la baisse du taux d'électrification en zone littorale, de 94 à 91,4%, témoignant sans doute de la paupérisation d'une partie de la population ;
- la comparaison entre le nombre de ménages électrifiés et le nombre d'abonnés EDF montre qu'environ 10% des logements électrifiés n'ont pas de contrat d'abonnement. Pour partie, cela s'explique par une pratique identifiée dans certains quartiers urbains, où un logement abonné peut desservir plusieurs autres logements.

Données RPG

Zone littorale	1 999	2 007
population	140 620	188 812
résidences principales	41 879	54 100
hab/ménage	3,36	3,49
résidences électrifiées	39 350	49 429
taux électrification	94,0%	91,4%
abonnés EDF*	36 500	44 757
logements/abonnement	1,08	1,10

* pour 1999: estimation

Intérieur	1 999	2 007
population	16 170	24 217
résidences principales	4 294	5 635
hab/ménage	3,77	4,30
résidences électrifiées	2 175	3 388
taux électrification	50,7%	60,1%

Alors que la population croît dans la zone littorale de 3,8% par an, le nombre de ménages abonnés au réseau électrique ne croît que de 2,6% par an. Cela traduit la combinaison de deux phénomènes :

- l'augmentation du nombre de personnes par ménage, de 3,36 à 3,49 (2007) et peut-être plus en 2009 (3,50 en 2010 selon le BP2011) ;
- la baisse du taux d'électrification de 94 à 91% (chiffre 2007).

Il est évidemment difficile de prévoir l'évolution de ces 2 chiffres. Le nombre de personnes par ménages résulte de la combinaison de 2 tendances aux effets opposés :

- la décohabitation au sein des ménages historiques, suivant les modes de vie observés en métropole, l'orienté à la baisse ;
- la forte natalité observée dans les ménages de migrants est un facteur de hausse ;

Nous considérerons que le nombre de personnes par ménage reste stable avec 3,6 personnes en moyenne sur l'ensemble de la population. Les hypothèses retenues à 2040 sont les suivantes :

- 3,5 personnes par ménage sur le littoral ;
- 4,3 personnes par ménage dans les communes de l'intérieur.

Au total, en 2007, pour 100 ménages sur la zone littorale, on ne compte que 83 abonnements électriques. On doit sans doute voir dans ce chiffre un indicateur de l'existence d'une importante population pauvre (en 2006, 25% de la population vit sous le seuil de pauvreté⁴⁹). L'hypothèse des scénarios est que le taux d'électrification des ménages sur la zone littorale reste constant (91%). Dans les communes de l'intérieur, une hypothèse d'amélioration du taux d'électrification est retenue avec 80% des ménages électrifiés à l'horizon 2030.

III.2.2 Croissance des taux d'équipements

Cependant, la consommation électrique du secteur résidentiel a crû de 4,5% par an. Ce taux est la combinaison de l'augmentation du nombre d'abonnés et de l'augmentation de la consommation par ménage : celle-ci est en effet passée de 5 589 kWh/an en 2000 à 6 550 kWh/an en 2009, soit une augmentation de 17% en 9 ans.

L'augmentation du nombre d'occupants par ménage n'explique que très partiellement une telle augmentation. De même, la pratique consistant pour un logement à alimenter d'autres logements ne semble pas avoir augmenté significativement depuis 1999 (le ratio logement/abonnement reste proche de 1,1 entre 1999 et 2007). Le diagnostic a montré que la raison principale de la hausse de la consommation électrique moyenne des ménages vient du développement des équipements consommateurs, avec en premier lieu l'augmentation du taux d'équipement de la climatisation, mais aussi des équipements frigorifiques, les chauffe-eau électriques, ainsi que les équipements informatiques ; ce phénomène général n'est que faiblement compensé par les actions de MDE, en particulier la diffusion des Lampes Basse Consommation qui ont permis de réduire la consommation due à l'éclairage.

Note : Le constat d'une croissance des taux d'équipements n'est pas contradictoire avec celui de la paupérisation d'une partie de la population : d'une part, les transferts sociaux viennent atténuer la faible création de richesse. D'autre part, les ménages les plus démunis sont de toute façon amenés à consommer de l'électricité pour leurs besoins de base, pendant que la partie de la population plus aisée continue à s'équiper en climatiseurs, congélateurs, informatique, etc. Cependant, l'hypothèse de croissance économique peinant à suivre celle de la population doit amener à rester prudents quant à l'évolution des taux d'équipements pour les usages les moins indispensables (climatisation en particulier), qui pourraient plafonner après une période de rapide croissance, restant inaccessibles pour une partie de la population.

Nous présentons dans les sections suivantes les hypothèses pour les principaux usages dans le résidentiel.

III.2.3 Analyse de l'usage de la climatisation dans le secteur résidentiel

Les principales hypothèses retenues pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations de climatisation dans le secteur résidentiel sont résumées dans le tableau suivant :

⁴⁹ Guyane un développement sous contrainte – IEDOM 2008

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Taux d'équipement des ménages	75% en 2030	50% en 2030	63% en 2030
Nombre de climatiseurs par ménage équipé	3	2	2,5
Performance du parc de climatiseurs (EER)	EER de 3,2 en 2030	EER de 3,8 en 2030	EER de 3,5 en 2030
Réhabilitation du parc bâti (20% de gain sur un logement réhabilité)	Pas de réhabilitation du parc existant	40% du parc réhabilité en 2030	20% du parc réhabilité en 2030
Performance dans la construction neuve	Réduction de 20% des besoins de climatisation dans les bâtiments neufs (RTAADOM)		
Comportement des usagers	Pas de gain de consommation lié à une évolution du comportement des usagers	<ul style="list-style-type: none"> - 10% de gain sur la durée d'utilisation - 7% de gain sur la température de consigne - 10% de gain sur la gestion des ouvrants - 20% de gain lié à la maintenance des équipements Total de 40% de gain	<ul style="list-style-type: none"> - 10% de gain sur la durée d'utilisation - 5% de gain sur la température de consigne - 5% de gain sur la gestion des ouvrants - 10% de gain lié à la maintenance des équipements Total de 27% de gain

- **Taux d'équipement** : d'après l'étude ELEC 2011, 44% des ménages sont climatisés parmi les abonnés. Le taux d'équipement en climatisation des ménages électrifiés sur le littoral est ainsi de 41%. La RTAA DOM impactera peu sur le taux d'équipement, car la climatisation apparaît comme un élément de confort, en particulier de lutte contre le bruit, les moustiques, et augmentant le sentiment d'intimité et de sécurité. Mais la RTAA DOM permettra d'améliorer la qualité de l'enveloppe des logements neufs, réduisant ainsi la consommation dans ces logements. Le facteur limitant sur le taux d'équipement sera le plafonnement à 75%, en raison de l'existence d'une partie de la population trop pauvre pour climatiser. Dans le scénario tendanciel, en prolongeant l'augmentation connue depuis 2000, ce taux d'équipement est atteint en 2030.
- **Nombre de pièces climatisées dans les logements équipés** : chaque logement est susceptible d'être équipé de plusieurs climatiseurs. La première pièce climatisée est presque toujours la chambre des parents, puis celle des enfants ; une tendance que rapportent les professionnels est l'émergence d'une demande pour climatiser les pièces principales (séjour), ce qui est inquiétant car ce sont des pièces souvent plus spacieuses et plus ouvertes. Dans le scénario tendanciel, on fera l'hypothèse de la continuation de l'augmentation du nombre de climatiseurs par logement équipé, de 1,3 en 2000 à 1,89 en 2009, et jusqu'à 3 en 2030.
- **Performance des climatiseurs** : depuis l'obligation d'affichage de l'étiquette énergie sur les pompes à chaleur et les climatiseurs domestiques imposée dans l'Union Européenne, l'offre s'est considérablement améliorée. Nous ne retenons pas ici les données issues des enquêtes auprès des usagers finaux qui ne nous paraissent pas fiables (faible taux de réponse). Les acteurs rencontrés confirment la tendance observée en Guadeloupe et en Martinique avec la quasi généralisation aujourd'hui de la classe A. Le parc moyen devrait donc s'améliorer y compris dans le scénario tendanciel, au fur et à mesure du remplacement des équipements

existants (majoritairement en classe D à F) par des équipements neufs. La classe A est définie par un EER minimal de 3,2, valeur que dépasse à peine la majorité des équipements sur le marché. La technologie inverter permet d'obtenir des EER moyens beaucoup plus élevés, jusqu'à 4,5, mais elle reste coûteuse et sans volontarisme risque de rester encore longtemps marginale dans le scénario tendanciel. Sans volontarisme, plusieurs facteurs contribuent à rester prudents quant à une amélioration rapide de l'EER moyen du parc :

- Il pourrait demeurer une part de marché en équipements bas de gamme, peu chers et peu performants
- Tous les équipements ne sont pas certifiés, certaines performances annoncées sur les étiquettes énergie sont sans doute surestimées
- L'impact de la qualité de l'installation du climatiseur : une mauvaise localisation de l'unité extérieure (dans un endroit peu ventilé par exemple), une mauvaise charge en fluide frigorigène, une mauvaise localisation de l'unité intérieure répartissant mal l'air frais, jouent sur la consommation d'énergie. Pour tenir compte d'une profession encore insuffisamment formée, nous compterons dans le scénario tendanciel une baisse de l'EER réel par rapport à l'EER annoncé par les équipementiers. Sans information documentée sur la qualité générale des installations, nous pénaliserons l'EER de 3% par rapport aux valeurs données par les fournisseurs.

- **Performance de l'enveloppe :**

- **Dans le neuf** : dans le scénario tendanciel, la RTAA DOM, sous réserves d'une application rigoureuse, devrait réduire la consommation de climatisation dans les logements neufs : une enveloppe de meilleure qualité et l'éventuelle présence de brasseurs d'air devrait permettre de différer la mise sous tension des climatiseurs, et réduire leur consommation une fois mis en marche. En prenant un indice 100 pour les climatiseurs dans les logements non RTAA, on fait l'hypothèse d'un gain de 20% pour les logements RTAA. On fait l'hypothèse que les taux d'équipements sont les mêmes dans le neuf et dans l'existant.
- **Dans l'existant** : le scénario tendanciel sera basé sur une absence d'intervention sur l'existant pour améliorer la qualité de l'enveloppe.

- **Comportement des usagers** : il est essentiel de rappeler et souligner dans le PRERURE l'importance considérable du comportement des usagers dans les consommations d'énergie. C'est particulièrement vrai en ce qui concerne la climatisation :

- La gestion de la mise en marche et de l'arrêt est bien évidemment cruciale. Des exemples sont rapportés où les usagers mettent la climatisation en marche plusieurs heures en avance dans leur chambre.
- Le choix de la température interne, qui influe à la fois sur la demande de froid (plus la température interne est basse, plus les pertes par les parois et par les entrées d'air augmentent) et sur la performance du climatiseur (la température interne joue sur la température d'évaporation donc sur l'EER).
- La gestion des ouvrants, portes, fenêtres, persiennes ; l'entrée d'air neuf augmente bien évidemment la charge thermique sensible puisqu'il faut refroidir l'air neuf, mais aussi la charge latente puisque l'air est humide. La surconsommation en cas de porte ouverte peut alors être considérable.
- La maintenance des climatiseurs est souvent négligée dans le résidentiel. L'encrassement des filtres et échangeurs, et la baisse de la charge en fluide frigorigène peuvent mener à de fortes surconsommations.

Dans le scénario tendanciel, on fait l'hypothèse d'un comportement constant. Des potentiels de 30% à 40% sont sans doute accessibles dans une démarche très volontariste.

III.2.4. Analyse de l'usage de l'eau chaude sanitaire dans le résidentiel

Les principales hypothèses retenues sur l'eau chaude sanitaire pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations du secteur résidentiel sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Taux d'équipement	Taux d'équipement des ménages en ECS : 90% en 2030		
Part de marché du CESI	500 CESI vendus par an, soit 12,6% de CESI en 2030	95% de CESI en 2030	95% de CESI en 2040
Part de marché de chauffe-eau gaz	3% en 2030	1% en 2030	1% en 2040
Comportement des usagers	Pas de gain de consommation lié à une évolution du comportement des usagers	10% de gain sur les consommations par ménage en 2030	5% de gain sur les consommations par ménage en 2030

Les hypothèses retenues pour la prospective des consommations d'énergie pour la production d'ECS dans le résidentiel (hypothèses portant sur les ménages électrifiés du littoral) sont :

- **Taux d'équipement d'ECS dans les ménages** : 90% en 2030 ; de même que pour la climatisation, l'hypothèse générale est une demande de confort en croissance de la part de la population. On note que le taux d'équipement en ECS est même supérieur aujourd'hui à celui de la climatisation, traduisant sans doute une demande encore plus élevée. Notre hypothèse est un plafonnement du taux d'équipement à 90% en 2030. Nous ne considérons pas que la baisse de ce taux d'équipement doive être un objectif du PRERURE ; la politique de MDE ne doit pas être associée à pénurie et inconfort.
- **Part de marché des types d'équipements d'ECS** : c'est le paramètre crucial qui déterminera la demande d'énergie pour cet usage dans le futur. Le chauffe-eau solaire pourrait, à terme, couvrir la quasi-totalité des besoins d'eau chaude, et c'est un tel objectif qui doit être recherché. Dans tous les scénarios, la part de marché hors solaire reste très majoritairement couverte par l'électricité, avec une contribution marginale du GPL.
 - o **Tendanciel** : rythme constant de ventes annuelles de chauffe-eau solaires (+500/an) ; l'impact de la RTAA DOM est encore difficile à apprécier et nous recommandons par ailleurs de mener un suivi du marché du chauffe-eau pour l'évaluer. Notre hypothèse tendancielle, c'est-à-dire à mécanisme de soutien égal, est que la RTAA DOM ne modifiera guère la situation, puisqu'elle n'impose pas la mise en place d'un système de production d'eau chaude. Si les habitants décident de s'équiper *a posteriori*, on voit mal ce qui les contraindrait à faire le choix du solaire.
 - o **Volontariste** : 95% des logements équipés de chauffe-eau le sont par des chauffe-eau solaires en 2030 ; Il resterait toujours un talon non couvert, de l'ordre de 5% : logements trop ombragés, part couverte par l'appoint obligatoire dans les installations collectives dès lors que la réglementation l'imposerait (aujourd'hui, seuil de 400 litres).
 - o **Médian** : 95% d'ECS solaire en 2040 ; le scénario est donc peu contrasté par rapport au volontariste : l'objectif ambitieux de renversement du marché en faveur du CES est certainement atteignable.
- **Comportement des consommateurs** : on sait que la consommation d'eau chaude dépend significativement du comportement des usagers, qui peuvent gérer les robinets en fonction de leur besoin que ce soit pendant la douche ou la vaisselle.
 - o **Tendanciel** : consommation constante, découlant d'un comportement inchangé ;
 - o **Volontariste** : 10% de gain de consommation d'ECS en 2030 ; en réalité, dès lors que l'on atteindra l'objectif de 95% de couverture par le solaire, la question du comportement se posera moins, sauf dans les installations pourvues d'un appoint. Mais il peut rester utile de

communiquer sur ces gains afin d'une part d'éviter le gaspillage d'eau, d'autre part de réduire les risques que les CES sans appoint ne satisfassent pas la demande.

- **Médian** : 5% de gain de consommation d'ECS en 2030.

- **Performance des équipements :**

- **Chauffe-eau électrique** : sous l'impulsion des politiques communautaires poussant à afficher les performances énergétiques, on peut raisonnablement attendre une amélioration de la performance des CEElec via une meilleure qualité d'isolation et donc de moindres pertes statiques. Mais ce gain pourrait être annulé par des volumes de stockage plus importants. Dans l'incertitude quant à l'évolution de ces 2 paramètres, nous compterons donc sur la stabilité des consommations par CEElec moyen.
- **Chauffe-eau solaire** : nous avons dit par ailleurs que, comme conséquence de la RTAA DOM, le risque de développement d'une offre de CES bas de gamme n'est pas à écarter, mais aujourd'hui il n'y a pas d'élément permettant d'étayer une telle hypothèse. Nous supposons que dans tous les scénarios, l'offre en CES reste de qualité élevée permettant d'éviter tout recours à l'appoint électrique, sauf dans le cas d'obligation réglementaire (volume supérieur à 400 l). Les installations collectives (au vrai sens du terme, avec grand volume de stockage centralisé) représentent une très faible part du marché. La part de consommation électrique en appoint est donc négligée, disons qu'elle peut être comprise dans la part de marché qui restera de toute façon au chauffe-eau électrique.

III.2.5. Analyse de l'usage du froid domestique dans le secteur résidentiel

Les hypothèses retenues sur le froid domestique pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations du secteur résidentiel sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Taux d'équipement	Taux d'équipement des ménages : 100% en 2015		
Performance des équipements	Pas d'évolution de la performance des équipements	40% de gain d'énergie en 2030 lié à l'amélioration de la performance des équipements	20% de gain d'énergie en 2030 lié à l'amélioration de la performance des équipements
Comportements des usagers	Pas de gain lié à une évolution du comportement des usagers	10% de gain sur les consommations par ménage en 2030	5% de gain sur les consommations par ménage en 2030

C'est le premier poste de consommation d'énergie dans le résidentiel. On peut considérer que c'est un équipement de première nécessité, et que même les ménages les plus défavorisés sont équipés en réfrigérateur (99% de taux d'équipement dans les ménages enquêtés).

Le taux d'équipement continuera cependant à croître :

- Tous les ménages ne sont pas équipés en congélateurs.
- On observe en France une tendance au double équipement.

La réflexion sur les taux d'équipements est limitée en raison de l'imprécision des données recueillies lors des enquêtes (on ne sait pas vraiment différencier réfrigérateur équipé d'un bac congélateur et congélateur seul), nous nous appuyerons sur la consommation par ménage.

La consommation par ménage est estimée dans l'étude ELEC 2011 à 2 614 kWh/an, ce qui est considérable au vu des consommations des équipements aujourd'hui disponibles sur le marché, qui affichent des consommations de 250 à 350 kWh/an en condition standard. Ce résultat devrait donc être validé par des investigations complémentaires ; les facteurs d'explications peuvent être :

- Ancienneté du parc. Les performances des équipements vendus il y a quelques années étaient nettement moins bonnes que celles d'aujourd'hui.
- Température ambiante nettement supérieure aux conditions de mesure standard.

- Usage très différent en Guyane : afin de protéger les aliments, les guyanais mettent dans le réfrigérateur beaucoup d'aliments qui restent à température ambiante en métropole. Cela entraîne des ouvertures de portes beaucoup plus nombreuses. Or ce sont les ouvertures de porte qui constituent la grande part de la consommation d'un réfrigérateur ou congélateur.
- L'humidité est beaucoup plus élevée. Combiné aux nombreuses ouvertures de portes, ce facteur entraîne une charge thermique nettement plus élevée.
- La tropicalisation des équipements peut affecter leur performance.
- Eventuel double équipement.

Nous ferons l'hypothèse **en tendanciel** que la consommation moyenne par ménage est constante, l'augmentation du taux d'équipement (augmentation part congélateur, double équipement, équipements de taille plus importante) sera compensée par l'amélioration au fur et à mesure du remplacement des équipements. Le comportement reste inchangé.

Scénario volontariste : le taux d'équipement n'est pas modifié. Nous faisons l'hypothèse que la performance moyenne peut être améliorée de 40% (remplacement de vieux équipements par des équipements neufs performants, mais aussi recherche spécifique pour introduire des équipements adaptés aux conditions tropicales). Le gain de performance prend place à partir de 2013, avec un gain de 1% en 2013, jusqu'à atteindre 40% en 2030. En outre, un gain de 10% est obtenu par une amélioration du comportement des usagers.

Scénario médian : le taux d'équipement n'est pas modifié. Nous faisons l'hypothèse que la performance moyenne peut être améliorée de 20% (remplacement de vieux équipements par des équipements neufs performants, mais aussi recherche spécifique pour introduire des équipements adaptés aux conditions tropicales). Le gain de performance prend place à partir de 2013, avec un gain de 1% en 2013, atteignant 20% en 2030. En outre, un gain de 5% est obtenu par une amélioration du comportement des usagers.

III.2.6. Analyse de l'usage de l'éclairage dans le secteur résidentiel

Les hypothèses retenues sur l'éclairage pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations du secteur résidentiel sont résumées dans le tableau suivant

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Taux d'équipement	Taux d'équipement des ménages : 100% en 2015		
Performance des équipements	Pas d'évolution de la performance des équipements	20% de gain d'énergie en 2030 lié à l'amélioration de la performance des équipements	10% de gain d'énergie en 2030 lié à l'amélioration de la performance des équipements
Comportements des usagers	Pas de gain lié à une évolution du comportement des usagers	10% de gain sur les consommations par ménage en 2030	5% de gain sur les consommations par ménage en 2030

Les consommations dues à l'éclairage ont baissé grâce à la diffusion des LBC. D'ici peu, les LBC auront remplacé les incandescentes. Des gains sont encore possibles :

- Par des progrès technologiques, du type des LED ou autre, qui pourrait se traduire par une efficacité lumineuse (en lumen par Watt) encore supérieure aux LBC
- Par une amélioration du comportement des usagers ; il faut hélas constater que plus les lampes sont performantes, moins les usagers sont attentifs à limiter les usages inutiles
- Par un éventuel développement dans le résidentiel de technologies aujourd'hui réservées au tertiaire, et tendant à éviter les consommations inutiles par des systèmes automatiques : détecteurs de présence, cellules photo sensibles, etc. La question n'est pas seulement technico-économique, elle comprend aussi l'acceptation par la population de tels systèmes.

Scénario tendanciel : la consommation due à l'éclairage se maintient constante à 393 kWh/an en moyenne par ménage. Le comportement demeure inchangé.

Scénario volontariste : nous faisons l'hypothèse de l'émergence de lampes plus performantes que les LBC. Nous faisons l'hypothèse que la performance moyenne peut être améliorée de 20%. Le gain de performance prend place à partir de 2018, avec un gain de 1% en 2018, pour atteindre 20% en 2030. En outre, un gain de 10% est obtenu par une amélioration du comportement des usagers.

Scénario médian : nous faisons l'hypothèse de l'émergence de lampes plus performantes que les LBC. Nous faisons l'hypothèse que la performance moyenne peut être améliorée de 10%. Le gain de performance prend place à partir de 2018, avec un gain de 1% en 2018, pour atteindre 10% en 2030. En outre, un gain de 5% est obtenu par une amélioration du comportement des usagers.

Les gains par le comportement peuvent paraître faibles, il est probable que le gain potentiel serait supérieur. Le comportement dépendra en réalité largement de l'évolution du prix de l'énergie.

III.2.7. Analyse de l'usage des autres équipements dans le résidentiel

Les hypothèses relatives à l'usage des autres équipements électriques qui ont été retenues pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations du secteur résidentiel sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Taux d'équipement	Taux d'équipement des ménages : 100% en 2015		
Comportements des usagers	Pas de gain lié à une évolution du comportement des usagers	10% de gain sur les consommations par ménage en 2030	5% de gain sur les consommations par ménage en 2030

Les consommations des autres équipements : audio – TV - informatique sont plus difficiles à prévoir. La performance énergétique va s'améliorer par évolution technique, mais le gain peut être annulé par une augmentation du parc d'équipements ou de leur taille.

Pour la cuisson, les parts de marché entre électricité et GPL risquent d'évoluer au détriment du GPL. Le parc résidentiel évoluerait sans doute vers des logements plus petits amenant les ménages à privilégier l'électricité ; surtout, le parc évoluerait vers plus de logements en immeubles collectifs où l'usage du GPL est interdit. Nous retenons une valeur de 80%(des ménages équipés pour la cuisson au gaz en 2030, avec pour ces ménages, une substitution de la cuisson gaz par la cuisson électrique.

Scénario tendanciel : les consommations moyennes des autres équipements : audio – TV, informatique, cuisson, autres, restent constantes.

Scénario volontariste : les consommations sont baissées de 10% par le comportement des usagers et maîtrise des consommations de veille.

Scénario médian : les consommations sont baissées de 5% par le comportement des usagers et maîtrise des consommations de veille.

III.3 Hypothèses d'évolution des consommations d'énergie dans le secteur professionnel (tertiaire – industrie – secteur primaire)

Le diagnostic réalisé en Phase I avait différencié le secteur primaire (agriculture, pêche, foresterie). Compte tenu de son faible poids dans la structure de consommation guyanaise, nous fondons le secteur primaire avec celui des autres secteurs professionnels (tertiaire – industrie).

III.3.1 Scénario tendanciel

Les hypothèses retenues pour la construction du scénario tendanciel d'évolution des consommations du secteur professionnel sont résumées dans le tableau suivant :

- Evolution des consommations d'énergie dans l'industrie et le tertiaire :
 - o Electricité (tous usages) : TCAM de 3,6% jusqu'en 2030
 - o Produits pétroliers (gazole) : TCAM de 3,7% jusqu'en 2030
- Evolution des consommations d'énergie dans le secteur primaire :
 - o Agriculture : TCAM de 1% jusqu'en 2030
 - o Sylviculture : TCAM de 3,3% jusqu'en 2020 permettant d'atteindre l'objectif de 120 000 m³/an d'exploitation de bois d'œuvre)
 - o Pêche : TCAM de 0%

Nous l'avons dit plus haut, l'augmentation de la population ne peut qu'entraîner le développement des activités économiques ; en l'absence d'outil de planification, nous ne nous lancerons pas dans une analyse par secteur qui serait fort hasardeuse, et nous considérerons l'ensemble des secteurs non résidentiels comme un tout.

L'évolution des consommations d'énergie dans les secteurs professionnels a été de 2000 à 2009 de +3,6% par an pour l'électricité, et +3,7% par an pour les combustibles fossiles. Pour construire les hypothèses de croissance des consommations d'énergie des secteurs non résidentiels dans le scénario tendanciel, nous nous baserons donc sur une continuation de ces taux de croissance, liés à un taux de croissance économique de 3,9%.

Nous supposerons aussi que la répartition des consommations électriques par usage restera constante.

En revanche, dans le secteur primaire, on suppose que le développement des activités liées à l'agriculture et la pêche reste modeste malgré la croissance de la démographie. En effet, les difficultés connues ces 10 dernières années en particulier dans le domaine de la pêche, conduisent à être prudent quant aux perspectives de développement dans ce secteur.

Les hypothèses retenues en matière de consommations d'énergie sont les suivantes :

- Pour la pêche, une stagnation des croissances des consommations de carburant ;
- Pour l'agriculture, un développement limité des consommations avec un TCAM de 1% ;
- Pour la sylviculture, l'atteinte des objectifs de production de 120 000 m³/an de bois d'œuvre en 2020 induit une augmentation des consommations d'énergie avec un TCAM de 2,2% entre 2009 et 2030.

Pour le secteur primaire, les scénarios volontariste et médian se distinguent du tendanciel par une croissance moindre des consommations d'énergie liées à une amélioration de l'efficacité énergétique globale (évolution des performances des équipements et des pratiques). Dans le scénario volontariste, on suppose un gain de 10% en 2030 par rapport aux consommations d'énergie dans le scénario tendanciel. Dans le scénario médian, un gain de 5% est retenu par rapport aux consommations d'énergie du scénario tendanciel à l'horizon 2030.

III.3.2 Scénarios volontariste et médian – hypothèses détaillées par usage dans le secteur tertiaire et l'industrie

III.3.2.1 Analyse de l'usage de la climatisation dans le tertiaire et l'industrie

Les hypothèses retenues sur la climatisation pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations du tertiaire et dans l'industrie sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Gain global de consommation	Pas de gain de consommation	Gain de 50% en 2030 par rapport au tendanciel	Gain de 30% en 2030 par rapport au tendanciel

L'analyse de la climatisation dans le secteur résidentiel montre un potentiel d'action considérable. L'expérience montre que ce constat est vrai dans les usages non résidentiels. :

- **Réduction des besoins de froid par :**

- **Travail sur l'enveloppe.** Une future Règlementation Thermique devra aborder le secteur non résidentiel, afin que soient mises en œuvre dans le neuf les techniques constructives permettant de réduire le recours à la climatisation : orientation des bâtiments, protections solaires, isolation, maîtrise des entrées d'air et de la ventilation, brasseurs d'air, etc.
- Dans l'existant, il est toujours plus difficile d'intervenir sur l'enveloppe ; cependant des solutions telles que l'isolation (en particulier des toitures), protections solaires (casquettes, stores, etc.) et réduction des entrées d'air parasite (étanchéité des ouvrants) peuvent être envisagées.
- Maîtrise des températures internes.
- Gestion des ouvrants ainsi que des protections de type store, rideaux, etc.
- Dans le grand tertiaire, les conséquences d'un comportement inadapté sont souvent supérieures à ce qu'elles sont dans le résidentiel, les usagers n'étant pas incités à réduire la consommation d'énergie. Cependant, on peut plus facilement y envisager des solutions techniques permettant de s'affranchir de ces dérives par le contrôle automatique des températures, des ouvrants, des protections solaires, des heures de fonctionnement de la climatisation etc.
- **Performance des équipements de climatisation.** Contrairement à ce que l'on pourrait croire, les équipements de climatisation dans le tertiaire ne sont pas plus performants que ceux que l'on trouve aujourd'hui dans le résidentiel. Alors que les performances énergétiques des équipements de type « ménager » ont considérablement progressé suite à la mise en place de l'étiquette énergie, amenant les constructeurs à proposer presque tous la classe A donc des EER supérieurs à 3,2, les équipements en tertiaire ne sont pas tirés vers la performance ; en l'absence de réglementation, et dans un marché où l'investisseur est rarement celui qui paiera la facture énergétique, la performance énergétique est faiblement prise en compte lors de la conception et de la passation des marchés. Nous n'avons pas de données d'enquêtes concernant la Guyane ; une étude réalisée par EDF Guadeloupe en 2009 montrait que l'EER moyen dans la climatisation non résidentielle était à peine de 2,5, et que l'EER des systèmes centralisés à eau glacée peinaient à dépasser cette valeur. Ces constats sont corroborés par les audits réalisés en Guyane.
- **Qualité de la conception et de l'installation.** En l'absence d'une filière professionnelle hautement qualifiée, la conception et l'installation des systèmes de climatisation peut se traduire par des surconsommations énergétiques importantes.
- **Entretien des équipements :** la performance des équipements de climatisation dépend de la qualité de l'entretien (recharge en fluide frigorigène, propreté des échangeurs et des filtres, précision des systèmes de régulation).

La climatisation représentant 40% des consommations électriques, cet usage constitue une priorité d'un plan d'action.

Notre hypothèse pour le scénario volontariste sera qu'à l'horizon 2030, la consommation due à la climatisation peut être réduite de 50% par rapport au tendancier. Un tel gain serait atteint progressivement à partir de 2012.

Notre hypothèse pour le scénario médian sera qu'à l'horizon 2030, la consommation due à la climatisation peut être réduite de 30% par rapport au tendancier. Un tel gain serait atteint progressivement à partir de 2012.

III.3.2.2 Analyse de l'usage de l'eau chaude sanitaire dans le tertiaire et l'industrie

Les hypothèses retenues sur l'eau chaude sanitaire pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations du tertiaire et dans l'industrie sont résumées dans le tableau suivant

Hypothèses	Scénario tendancier	Scénario volontariste	Scénario médian
Gain global de consommation	Pas de gain de consommation	Gain de 80% en 2030 par rapport au tendancier	Gain de 80% en 2040 par rapport au tendancier

La part de marché du solaire thermique dans le tertiaire et l'industrie apparaît aujourd'hui comme très faible. De même que dans le résidentiel, un scénario volontariste doit envisager la généralisation du solaire thermique comme solution de base pour la production d'eau chaude sanitaire.

Dans le tertiaire ou l'industrie, une autre solution performante peut cependant être envisagée : la récupération de chaleur sur les groupes froids (froid alimentaire ou climatisation centralisée).

Contrairement au résidentiel, ces solutions performantes passeront le plus souvent par des stockages de grand volume, imposant le maintien de température minimale (règlementation légionellose). L'appoint (électrique, gaz ou fioul) y est alors indispensable, et le taux de couverture par le solaire ou la récupération ne peut pas être de 100%. Nous retiendrons une valeur de 80% comme taux de couverture par le solaire ou la récupération sur groupe froid, tenant compte des appoints et des quelques cas où ni le solaire thermique ni la récupération sur groupe froid ne sont envisageables. Ce taux serait atteint en 2030 pour le scénario volontariste et 2040 pour le scénario médian.

III.3.2.3 Analyse de l'usage de l'éclairage dans le tertiaire et l'industrie

Les hypothèses retenues sur l'éclairage pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations du tertiaire et dans l'industrie sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendancier	Scénario volontariste	Scénario médian
Gain global de consommation	Pas de gain de consommation	Gain de 30% en 2030 par rapport au tendancier	Gain de 25% en 2030 par rapport au tendancier

Les potentiels d'économies d'énergie dans l'éclairage dans le tertiaire et l'industrie sont importants, même s'il s'agit surtout de potentiels à long terme, c'est-à-dire que les solutions performantes doivent être mises en œuvre au moment de l'installation ou refonte majeure du système :

- **Choix des équipements** : par exemple, tubes performants, ballasts électroniques, lampes à vapeur de sodium en bâtiment industriel de grande hauteur, etc
- **Conception des installations** :
 - o Conception de l'enveloppe, mise à profit de l'éclairage naturel, puits de lumière ;
 - o Nombre et localisation des points lumineux ;
 - o Zonage permettant le contrôle efficace (éviter l'éclairement des zones inoccupées).

Sur le court terme, les potentiels sont souvent plus limités, et passent par un comportement des usagers ou la mise en place de systèmes de contrôle automatique : horloges,, détecteurs de présence, cellules photosensibles.

Notre hypothèse pour le scénario volontariste sera qu'à l'horizon 2030, la consommation due à l'éclairage peut être réduite de 30% par rapport au tendanciel. Un tel gain serait atteint progressivement à partir de 2012.

Notre hypothèse pour le scénario médian sera qu'à l'horizon 2030, la consommation due à l'éclairage peut être réduite de 25% par rapport au tendanciel. Un tel gain serait atteint progressivement à partir de 2012.

III.3.2.4 Analyse de l'usage du froid commercial et alimentaire dans le tertiaire et l'industrie

Les hypothèses retenues sur les usages du froid pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations du tertiaire et dans l'industrie sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Gain global de consommation	Pas de gain de consommation	Gain de 30% en 2030 par rapport au tendanciel	Gain de 25% en 2030 par rapport au tendanciel

Les potentiels de gain dans la production de froid commercial et alimentaire (entrepôts frigorifiques, meubles frigorifiques, industrie agro-alimentaire, etc.) sont de même nature que dans la climatisation. Notre expérience est cependant qu'ils sont un peu inférieurs à ce qu'ils sont dans la climatisation, la conception étant souvent plus soignée pour des équipements qui ne sont pas de simple confort mais vitaux pour la conservation des produits.

Notre hypothèse pour le scénario volontariste sera qu'à l'horizon 2030, la consommation due au froid commercial et alimentaire peut être réduite de 30% par rapport au tendanciel. Un tel gain serait atteint progressivement à partir de 2012.

Notre hypothèse pour le scénario médian sera qu'à l'horizon 2030, la consommation due au froid commercial et alimentaire peut être réduite de 25% par rapport au tendanciel. Un tel gain serait atteint progressivement à partir de 2012.

III.3.2.5 Analyse des autres usages de l'énergie dans le tertiaire et l'industrie

Les principales hypothèses retenues sur les autres usages de l'énergie pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations du tertiaire et dans l'industrie sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Gain global de consommation	Pas de gain de consommation	Gain de 20% en 2030 par rapport au tendanciel	Gain de 10% en 2030 par rapport au tendanciel

Certains usages industriels et tertiaires comme les systèmes de pompage, de ventilation ou la production d'air comprimé sont des cibles prioritaires d'un plan d'action visant le secteur professionnel. Ils offrent en effet des potentiels d'efficacité énergétique importants (20 à 40%). Mais l'insuffisante connaissance que nous avons des consommations du secteur professionnel ne nous permet pas d'évaluer la part que ces usages occupent dans la structure de consommation.

De même, nous n'avons pas d'éléments précis sur les usages des combustibles fossiles (gazole surtout en chaudières, groupes électrogènes, moteurs, chariots élévateurs, etc.). Notre expérience nous permet cependant de dire qu'il existe des potentiels dans la plupart des usages industriels ou tertiaires, qui peuvent être catégorisés en :

- **Actions à coût nul ou très faible** : comportement, procédures, paramètres de fonctionnement, entretien. Ce ne sont pas toujours les gains plus faciles à réaliser, modifier les habitudes se heurtant toujours à des résistances.

- **Actions à temps de retour admissibles pour des investisseurs privés**, souvent 3 – 4 ans maximum lorsqu'il s'agit d'économies d'énergie.
- **Actions à plus long terme**, à temps de retour trop élevés pour être mises en œuvre sur la seule base de la performance énergétique. C'est donc au moment de la conception d'une nouvelle installation ou de l'achat d'un nouvel équipement qu'il convient de faire le choix de la performance énergétique.

Si des potentiels de 30% voire plus sont envisageables pour certains usages, le potentiel est plus réduit pour d'autres usages. Surtout, il est trop spécifique à des procédés industriels particuliers pour être pris en compte dans une action politique volontariste.

Notre hypothèse pour le scénario volontariste sera qu'à l'horizon 2030, la consommation due aux autres usages y compris combustibles fossiles peut être réduite de 25% par rapport au tendanciel. Un tel gain serait atteint progressivement à partir de 2012.

Notre hypothèse pour le scénario médian sera qu'à l'horizon 2030, la consommation due aux autres usages y compris combustibles fossiles peut être réduite de 15% par rapport au tendanciel. Un tel gain serait atteint progressivement à partir de 2012.

III.4 Hypothèses d'évolution des consommations d'énergie dans le secteur des transports

En première approximation, et compte tenu des hypothèses de croissance de la population et de développement économique proches de celles des 10 dernières années, la continuation des tendances observées et décrites dans le rapport « Estimations des consommations énergétiques liées au secteur des transports en Guyane » paraît une bonne base.

III.4.1 Consommations de carburant pour le transport fluvial

Les données concernant les consommations de carburant liées au transport fluvial par pirogue sur les fleuves Maroni et Oyapock sont peu fiables, notamment du fait d'un approvisionnement en carburant qui se fait hors du territoire. Le seul chiffrage existant a été établi dans le cadre de l'étude transport 2011, sur la base d'une enquête réalisée pour le compte de la DDE en 2009.

Les principales hypothèses retenues sur le transport fluvial pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations dans le secteur des transports sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Croissance des consommations	TCAM de 3,6%	Gain de 30% des consommations en 2030 par rapport au tendanciel	Gain de 15% des consommations en 2030 par rapport au tendanciel

III.4.1.1 Scénario tendanciel

La modélisation effectuée dans le cadre de l'étude transport 2011 distingue les postes de consommation suivant :

- La consommation par commune liée au transport de personnes et de marchandises ;
- Le transport informel ;
- Les loisirs.

Pour les consommations par commune, on applique les taux de croissance observés de la population par commune, à l'exception de la commune d'Apatou, qui est reliée au réseau routier, pour laquelle on considère que la consommation en carburant pour le transport fluvial reste stable. Les populations de l'intérieur ont en effet connu une croissance démographique supérieure à la moyenne

guyanaise : la construction de ce scénario prend en compte cet aspect en supposant que cette tendance va perdurer.

Pour les 2 autres postes, à savoir les loisirs et les transports informels, on applique le TCAM de la population guyanaise selon les prévisions l'INSEE, à savoir 3,4%.

III.4.1.2 Scénario volontariste

En comparaison du scénario tendanciel, on fait l'hypothèse pour le scénario volontariste d'une diminution de 30% de la demande énergétique de ce mode de transport d'ici à 2030 par rapport au scénario tendanciel. Les pistes d'amélioration existent, notamment en agissant :

- Sur les équipements et principalement les moteurs ;
- Sur les infrastructures et l'organisation de la filière ;
- Sur les comportements des pilotes.

Nous n'avons pas considéré ici une hypothèse de développement routier (par exemple jusqu'à Maripasoula) qui modifierait évidemment les données de consommation de carburant. Un tel projet sort en effet largement de la politique énergétique. Les conséquences sur la consommation de carburant seraient d'ailleurs difficiles à prévoir :

- Le report du fluvial vers le routier entraînerait une meilleure efficacité à la personne ou à la tonne transportée
- Mais un tel projet se traduirait certainement par une augmentation du flux
- L'impact sur les GES devrait en outre prendre en compte la perte de stock liée à la défriche nécessaire à la construction de la route.

III.4.1.3 Scénario médian

Pour le scénario médian, on considère une diminution de 15% transport d'ici à 2030 par rapport au scénario tendanciel

III.4.2 Scénarios d'évolution des consommations de carburant pour le transport maritime

95% du fret de la Guyane transite actuellement via le port de Dégrad-des-Cannes. Un projet d'investissement sur les infrastructures du port est en cours (période 2007-2013), pour permettre de soutenir la croissance des échanges. Le TCAM moyen observé sur les 7 dernières années est de 0,8%.

Année	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TCAM
Fret maritime [tonnes]	595 826	575 988	576 771	570 098	594 818	617 179	606 769	0,80%

Source : DEAL

Les principales hypothèses retenues sur le transport maritime pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations dans le secteur des transports sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Tonnages et origine du fret	TCAM de 0,8%	50% du fret conteneurisé provenant de la Caraïbe	1/3 du fret conteneurisé provenant de la Caraïbe

III.4.2.1 Scénario tendanciel

Pour le scénario tendanciel, on fait l'hypothèse d'une augmentation des tonnages de fret sur le même rythme qu'observé ces dernières années, c'est-à-dire avec un TCAM de 0,8%. Il n'est pas pris en compte d'amélioration de l'efficacité énergétique de ce mode de transport.

III.4.2.2 Scénario volontariste

Pour le scénario volontariste, on ne prend pas non plus en compte d'amélioration de l'efficacité énergétique de la flotte, dans la mesure où un tel résultat semble hors du périmètre d'action des membres du PRME.

En revanche, l'intégration régionale de l'économie guyanaise permettrait de réduire les distances de fret. L'hypothèse retenue consiste en un report du fret transatlantique conteneurisé vers des lignes régionales caraïbes, conséquence d'une augmentation des échanges de produits manufacturés avec les zones caribéennes et américaines. Alors qu'aujourd'hui 75% du fret en conteneur provient d'Europe, on fait l'hypothèse pour le scénario volontariste que ce trafic s'équilibre entre Europe et zone Caraïbe.

Il n'est pas considéré de modification du trafic pour les vraquiers (navires transportant des matières premières en vrac), qui proviennent d'ores et déjà principalement de la zone caraïbe.

III.4.2.3 Scénario médian

Pour le scénario médian, on fait également l'hypothèse d'un report du trafic conteneurisé : deux tiers provenant d'Europe et le tiers restant de la zone Caraïbe.

III.4.3 Scénarios d'évolution des consommations de carburant pour le transport aérien

III.4.3.1 Transport aérien de passagers

Le tableau suivant présente l'évolution du trafic de passager par destination depuis 2003. C'est sur cette base que les scénarios prospectifs sont construits.

Destination/ origine	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TCAM moyen
Métropole	188 854	189 960	190 843	198 767	202 336	199 923	231 103	246 927	3,59%
Antilles	90 164	115 555	107 409	102 140	106 909	115 423	109 958	119 252	2,35%
Interne	50 486	40 067	31 667	28 483	32 447	32 447	36 672	38 366	-2,60%
Autres destinations	54 385	55 339	45 925	45 004	45 287	37 349	22 910	19 304	-14,50%
Total	383 889	400 921	375 844	374 394	386 979	385 142	400 643	423 849	0,95%

Source CCIG

Les principales hypothèses retenues sur le transport aérien de personnes pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations dans le secteur des transports sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Trafic métropole	TCAM de 3,4%	Réduction de 10% du trafic	Réduction de 5% du trafic
Trafic régional (Antilles)	TCAM de 2,35%	Hausse de 10% du trafic (report de vols métropole)	Hausse de 5% du trafic (report de vols métropole)
Trafic interne	TCAM de 3,4%		

- **Scénario tendanciel**

Dans le scénario tendanciel, on fait l'hypothèse :

- d'une croissance de 3,4% pour les vols en direction de la métropole, c'est-à-dire un TCAM égal aux projections de l'INSEE pour la population guyanaise et très proche de la tendance observée depuis près de 10 ans ;
- d'une croissance de 2,35% pour les vols en direction des Antilles, donc égal à la tendance observée ;
- d'une croissance de 3,4% du trafic interne. Cette valeur est nettement supérieure au TCAM moyen observé depuis 2003. Cependant l'analyse de cette chronologie de données montre que, depuis la forte chute du nombre de voyageurs observée de 2003 à 2005 liée principalement à la fermeture de la desserte de Saint-Georges de l'Oyapock (desservi par la RN2 depuis 2003), on constate à nouveau une forte croissance des vols internes ;
- Pour les autres destinations, on fait l'hypothèse d'une stagnation du nombre de passagers transportés.

- **Scénario volontariste**

De même que pour le transport maritime, on ne prend pas en compte pour l'aérien d'amélioration de l'efficacité énergétique de la flotte, ce paramètre apparaissant hors du périmètre d'action du PRME.

Les hypothèses considérées sont centrées autour d'une réduction du trafic de voyageurs avec la métropole :

- Une diminution de 10% des personnes transportées de/vers la métropole, traduction d'actions permettant de limiter les besoins de déplacements, notamment professionnels ;
- Un report de 10% supplémentaire des voyages vers la métropole, sur les lignes antillaises, traduction d'une meilleure intégration régionale de la Guyane notamment pour les échanges commerciaux.

- **Scénario médian**

Pour ce scénario « intermédiaire », on considère une diminution de 5% du nombre de voyageurs en direction ou provenance de la métropole, et un report de 5% de ces vols vers la zone Caraïbe.

III.4.3.2 Transport de fret aérien

Le tableau suivant présente l'évolution du trafic de passager par destination depuis 2003. C'est sur cette base que les scénarios prospectifs sont construits.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TCAM moyen
Total [tonnes]	5 780	5 703	6 252	6 036	6 146	5 881	5 960	5 493	-0,4%

Les principales hypothèses retenues sur le transport aérien de fret pour la construction des 3 scénarios d'évolution des consommations dans le secteur des transports sont résumées dans le tableau présenté ci-après.

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
Fret métropole	Stagnation des échanges en volume	Réduction de 10% du fret	Réduction de 5% du fret
Fret régional (Antilles)		Hausse de 10% du fret (report de vols métropole)	Hausse de 5% du fret (report de vols métropole)

- **Scénario Tendancier**

On considère une stagnation des échanges en volume.

- **Scénario Volontariste**

Les hypothèses associées à ce scénario sont proches de celles retenues pour le transport de passagers, à savoir :

- Une diminution de 10% du fret métropolitain ;
- Un report de 10% du fret métropolitain vers la zone caraïbe.

- **Scénario Médian**

Les hypothèses associées à ce scénario sont similaires à celles retenues pour le transport de passagers, à savoir :

- Une diminution de 5% du fret ;
- Un report de 5% du fret métropolitain vers la zone caraïbe.

III.4.4 Scénarios d'évolution des consommations liées au transport routier

III.4.4.1 Scénario tendancier

Le scénario prospectif de l'étude transport 2011 se base sur une croissance de la demande de carburant de 2% (TCAM), égal à la croissance moyenne observée depuis dix ans.

La comparaison des résultats de cette même étude avec la valeur retenue du PRE 2000 montre un TCAM entre 2000 et 2009 relativement proche, à savoir de 2,4%.

Au regard de ces valeurs, pour le scénario tendancier, le TCAM de 2% est confirmé.

Sur cette base, le modèle mis en place dans le cadre de l'étude transport de 2011 est réutilisé pour construire le profil du parc de véhicules guyanais en 2030, et définir ensuite les scénarios volontariste et médian de consommation. Le calage du modèle s'opère en jouant sur le profil du parc de véhicule à 2030 pour obtenir une demande proche de celle obtenue à partir d'un TCAM de 2%. Le résultat de ce calage repose sur les hypothèses suivantes :

- une répartition essence/diesel équilibrée pour les véhicules particuliers ;
- une amélioration de l'efficacité énergétique de 20% pour tous les véhicules, ce qui correspondrait à une poursuite de l'amélioration observée depuis 10-20 ans ;
- un TCAM de 3% du nombre de véhicules pour toutes les catégories, à l'exception du nombre de véhicules utilitaires à essence que l'on considère constant. Cette hypothèse de croissance conduit à un taux d'équipement des ménages en véhicule de l'ordre de grandeur de celui observé en métropole actuellement.

Pour tous les véhicules, on conserve le kilométrage annuel de l'étude transport de 2011.

III.4.4.2 Scénario volontariste

Pour construire le scénario volontariste, on part du parc de véhicule du scénario tendancier sur lequel les hypothèses suivantes sont appliquées :

- une amélioration de la consommation en carburant (L/100km) des véhicules de 40% par rapport aux valeurs de 2009. Cette amélioration paraît atteignable, d'une part au travers d'une amélioration du parc de véhicule⁵⁰ et d'autre part au travers d'actions auprès des conducteurs ;
- une augmentation du nombre de bus avec un TCAM de 5%, permettant d'atteindre un parc de 1300 bus en 2030 (contre 500 en 2009). Ce ratio paraît supérieur au ratio généralement retenu d'environ 1 bus pour 1000 habitants⁵¹. Cependant ce total englobe également les minibus : les ordres paraissent donc acceptables. Par ailleurs, le kilométrage moyen de ces véhicules est augmenté à 45 000 km/an⁵².
- Concernant les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires légers (qui comprend également des tout-terrain, pick-up et fourgonnettes couramment utilisés à titre personnel), on fait l'hypothèse d'une diminution de leur utilisation de 1000 km/an et d'un TCAM de 2,5%, ce qui représenterait tout de même un quasi doublement du nombre de véhicule de ce type d'ici 2030.

Au travers de ces hypothèses portant sur les bus et les véhicules personnels, nous avons souhaité traduire une politique visant un report modal de l'automobile vers les transports en commun. Ce report de mobilité se traduira au travers d'une diminution de l'utilisation et du nombre de véhicules à usage personnel au profit du service de transport en commun, sans diminution de la mobilité.

A noter qu'une politique d'aménagement du territoire visant à limiter le besoin en mobilité pourrait permettre d'accentuer encore la tendance : cependant, au regard des faibles données sur ce sujet, nous ne pouvons nous limiter qu'à une analyse grossière telle que nous la proposons sur les besoins en mobilité.

III.4.4.3 Scénario médian

Comme pour les autres modes de transport, des hypothèses médianes entre les scénarios tendanciel et volontariste sont retenues.

Le tableau suivant synthétise l'ensemble des hypothèses concernant le parc automobile pour chacun des scénarios en 2030 :

		PRME 2009			Tendanciel			Rupture			Médian		
					2030			2030			2030		
		Nbre	[Km/an]	Conso unitaire [L/100km]	Nbre	[Km/an]	Conso unitaire [L/100km]	Nbre	[Km/an]	Conso unitaire [L/100km]	Nbre	[Km/an]	Conso unitaire [L/100km]
Véhicules particulier et	Essence	34500	12000	7	53 483	12000	5,6	48 288	11000	4,2	50 823	11500	4,9
	Gasoil	23000	12000	6	53 483	12000	4,8	48 288	11000	3,6	50 823	11500	4,2
Véhicules utilitaires	Charge ut < 3t essence	800	14000	12	500	14000	9,6	500	14000	7,2	500	14000	8,4
	Charge ut < 3t gasoil	15200	16100	10	28 276	16100	8	25 530	15000	6	26 870	15500	7
	Charge ut > 3t gasoil	1360	46000	30	2 530	46000	24	2 530	46000	18	2 530	46000	21
Bus et autobus 2 roues	Gasoil	500	36000	35	930	36000	28	1 393	45000	21	1 139	40500	24,5
	Essence	12000	3000	5	22 324	3000	4	22 324	3000	3	5 581	3000	3,5

III.5 Hypothèses sur le système électrique

Même s'il existe une demande pour le raccordement des communes de l'Est (Regina, Saint-Georges) au réseau littoral, nous ne retenons pas un tel projet dans les scénarios. En revanche, l'extension

⁵⁰ « La voiture de demain : carburants et électricité », 2011 du Centre d'analyse stratégique

⁵¹ Public-private infrastructure advisory facility (PPIAF) et Banque Mondiale

⁵² Le PPIAF évoque des taux d'utilisation de 100 à 200km/jour

du réseau littoral vers le sud-est jusqu'à Bélizon fera partie des actions constituant les scénarios volontaristes, permettant l'enlèvement de l'électricité produite par un certain nombre de projets EnR.

Les trois scénarios prévoient le raccordement de Apatou au réseau littoral à l'horizon 2020.

La production électrique est calculée à partir des consommations issues des scénarios MDE, en tenant compte d'un taux de pertes restant égal à celui issu du diagnostic : 5%. Toute production non réalisée par énergies renouvelables est supposée réalisée par des centrales thermiques aux caractéristiques similaires à celles existantes en 2009 (mix fioul/gazole, performance, émissions CO₂).

IV. Hypothèses de développement des énergies renouvelables

IV.1 Hypothèses sur la filière bois énergie

IV.1.1 Potentiels de bois énergie en Guyane

La forêt guyanaise s'étend sur environ 8 millions d'hectares et couvre 90% du territoire qui se distingue des autres DOM par l'ampleur de ses gisements de biomasse. Le bois énergie (BE) se présente sous plusieurs formes en Guyane. Les données ci-dessous sont largement extraites de l'étude de potentiel CIRAD-ONF 2007.

IV.1.1.1 Bois énergie en complément de l'exploitation du bois d'œuvre (BOe)

Le gisement de bois-énergie serait extrait des parcelles exploitées en bois d'œuvre sur lesquelles une récolte sélective de 4 à 5 tiges par hectare est pratiquée. Il proviendrait de la récupération d'une partie des purges des grumes de bois d'œuvre, de certaines tiges abimées lors de l'exploitation forestière, et de la réalisation d'éclaircies sélectives autour d'arbres d'avenir. Environ 40 m³/ha seraient mobilisables en bois énergie.

Un obstacle au développement actuel de cette filière est l'éloignement des zones d'exploitation de BOe, pour la plus grande part à plus de 100 km du réseau électrique littoral. On pourrait envisager de produire l'électricité des villages de l'intérieur, non raccordés au réseau ; c'est sur cette filière par exemple que repose un projet à Saint-Georges. Mais une limite est alors la faiblesse de la demande électrique, l'économie d'échelle jouant en défaveur des centrales de petite taille, qui peuvent être associées à des rendements peu élevés. Il faut en outre, pour l'équilibre économique, que la production de la centrale soit maximale c'est-à-dire de 7 à 8 000 h/an : il faut donc que la demande soit suffisante y compris aux heures les plus creuses. Les communes de l'intérieur sont encore éloignées de telles demandes, sauf à envisager des projets de développement particuliers qui justifieraient alors un équipement de production électrique de taille suffisante pour envisager une centrale biomasse.

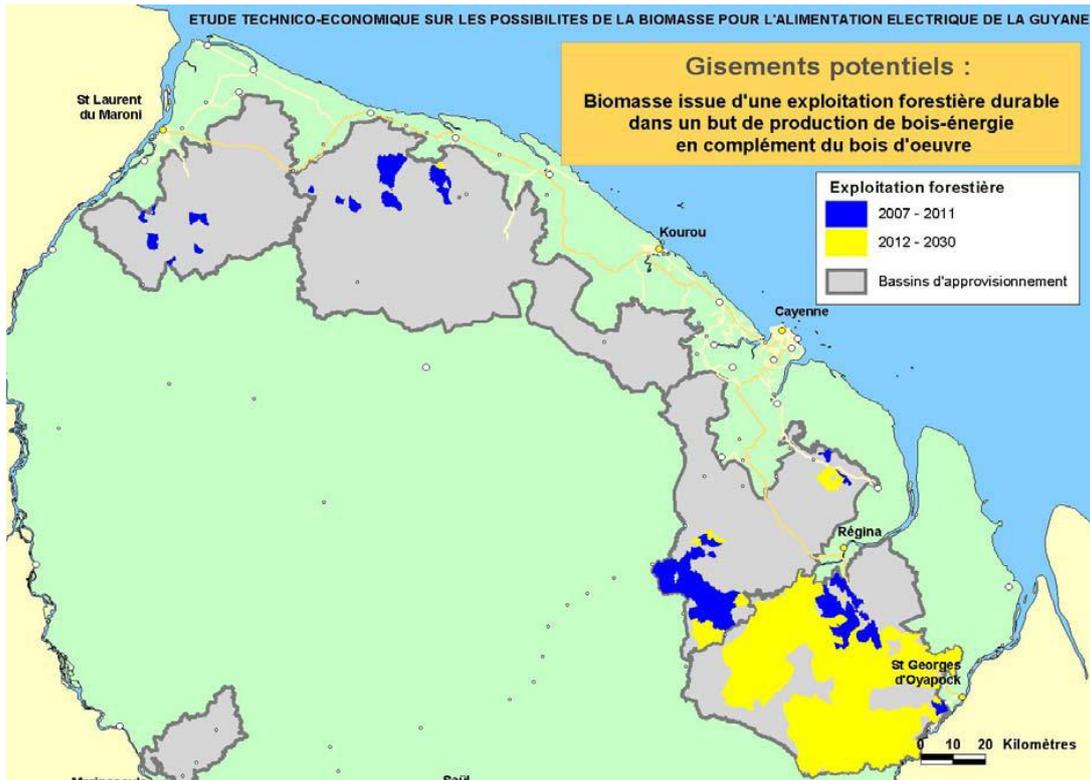
Le potentiel a été révisé en 2010 (Valorisation de la biomasse en Guyane – Ademe Guyane) : la gestion actuelle des prélèvements de BOe (5 tiges, soit 25 m³/ha, avec une rotation de 65 ans) génère la possibilité de récupération de 40 m³/ha de BE (ouverture de pistes, bois abîmé lors de la coupe des tiges de BO). Pour une extraction annuelle de 80 000 m³ de BOe, le potentiel est donc de 130 000 m³/an de BE. Pour une extraction de 120 000 m³/an de BOe conforme aux objectifs de développement de la filière, le potentiel serait de 190 000 m³/an de BE.

Le coût de mise à disposition du BE dans cette filière serait comparable à celui du BE en forêt dédiée, autour de 70 €/t. Là encore, des progrès peuvent être espérés au fur et à mesure du développement de cette filière encore mal connue.

L'économie et l'impact environnemental de la filière BE en complément du BOe reste encore à démontrer. Jusqu'à aujourd'hui, cette filière était encore peu explorée. Les interrogations sur l'impact carbone de projets exclusivement basés sur la filière BE en parcelle dédiée amènent aujourd'hui à reconsidérer avec plus d'attention les potentiels de BE associé au BOe dans les zones proches du réseau électrique, de façon à contribuer au plan d'approvisionnement des centrales biomasse envisagées. La carte ci-dessous montre en effet des potentiels dans des zones (Ouest et Centre Ouest), de 40 à 50 000 t/an selon l'étude CIRAD-ONF 2007.

A plus long terme, l'important potentiel de la filière peut participer à financer les extensions de réseau électrique dans l'Est de la Guyane.

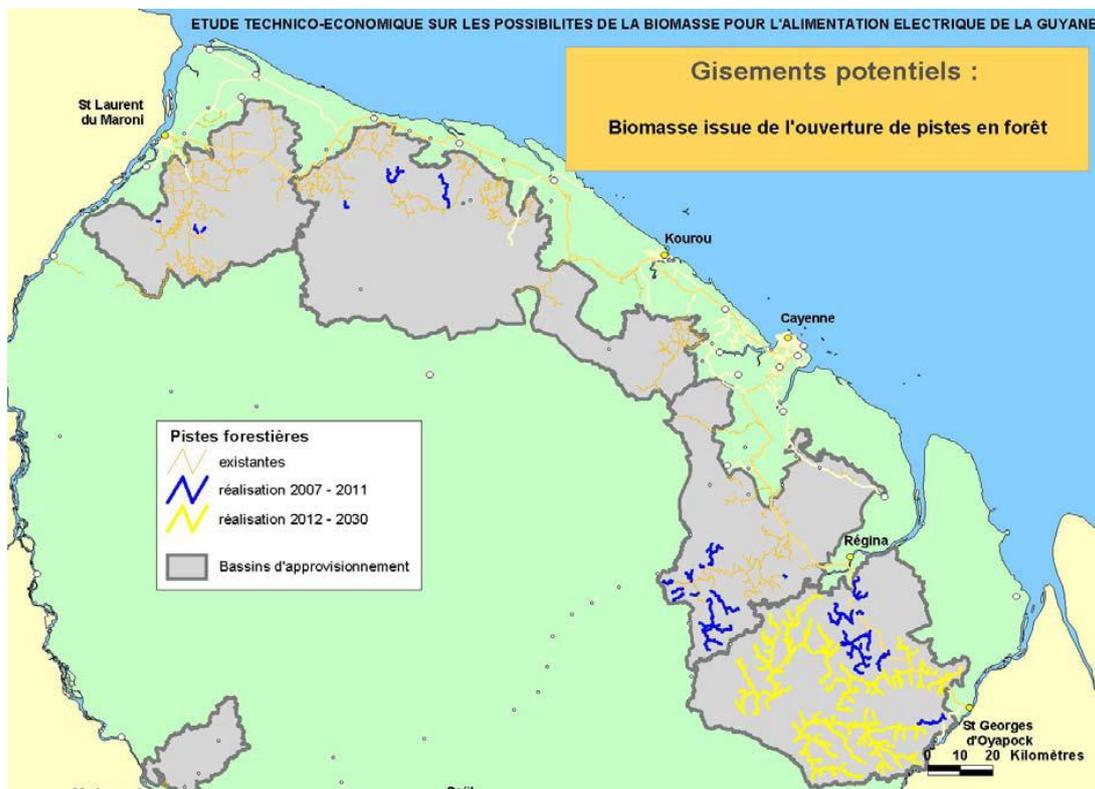
Source : Etude PRME, ONF/CIRAD 2007



IV.1.1.2 Ouverture des pistes en forêt

Le potentiel, estimé à 22 880 m³/an, est à rattacher au développement du bois d'œuvre, et se situe majoritairement dans l'Est de la Guyane. La carte ci-dessous montre la localisation de ces potentiels.

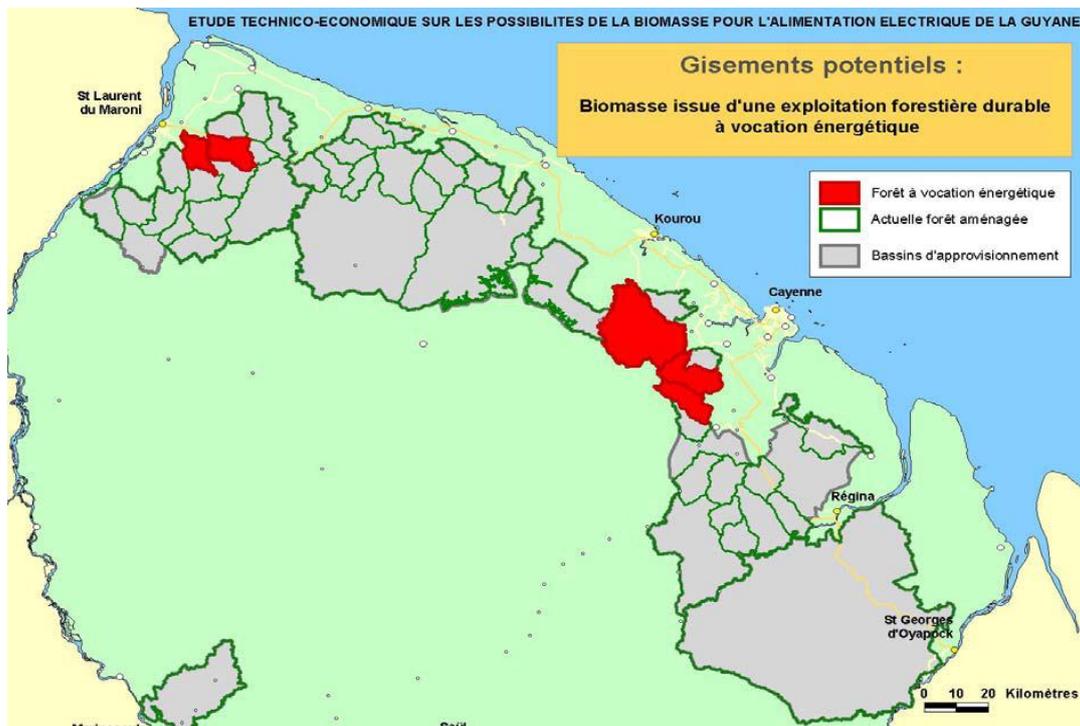
Source : Etude PRME, ONF/CIRAD 2007



IV.1.1.3 Bois énergie en parcelle dédiée

Il s'agirait de réaliser un prélèvement sélectif permettant de maintenir la capacité de régénération naturelle de la forêt. Les volumes mobilisables seraient de l'ordre de 100 m³/ha. C'est cette voie qui a été privilégiée par les porteurs de projets (Volitalia, une fois épuisé le potentiel de déchets scieries, Endel, Poweo), car elle est mieux maîtrisable que la récupération des bois de défriche. Une telle ressource reste chère (prix envisagé autour de 65 – 70 €/t livrée en centrale), d'autant qu'il faut prévoir une capacité de stockage compte tenu du caractère saisonnier de l'exploitation des parcelles.

Source : Etude PRME, ONF/CIRAD 2007



Un essai mené par l'ONF en 2011⁵³ a confirmé la faisabilité technique pour le coût de mise à disposition du bois qui avait été anticipé ; mais il a aussi montré que la reconstitution des stocks de carbone après exploitation de la parcelle n'était pas complète. Le bilan pour ces premiers essais n'est pas satisfaisant, puisque les émissions de CO₂ seraient comparables à celle d'une centrale au fioul du type de celles existant en Guyane (Dégrad des Cannes). Cependant l'étude reconnaît que les conditions d'exploitation de la parcelle n'étaient pas optimales, et plusieurs voies d'optimisation permettent d'envisager d'améliorer ce bilan. Une estimation de l'exploitation optimisée, restant à valider par des essais, donne un contenu carbone diminué de 33% par rapport à celui des centrales thermiques au fioul.

IV.1.1.4 Perspectives d'amélioration des rendements de valorisation du bois énergie

Les diverses sources consultées suggéraient déjà depuis plusieurs années qu'il serait utile de pousser la recherche vers l'amélioration des rendements d'utilisation de la ressource. Le bilan carbone mis en évidence par l'essai mené par l'ONF d'exploitation en parcelle dédiée renforce ce besoin.

En ce qui concerne le rendement de production électrique, l'étude ONF s'est basée sur une valeur de 25% ; dans l'état de la technologie actuelle, on ne peut guère espérer améliorer ce rendement, il est même sans doute optimiste si l'on tient compte de l'autoconsommation des centrales. L'obtention de rendements significativement plus importants passerait par des tailles largement supérieures, difficilement

⁵³ Production de bois énergie sur un massif forestier dédié à cette vocation en Guyane – Etude de cas en forêt de Balata Saut Léodate – Guyane Française

envisageables dans un contexte guyanais de ressource dispersée et dès lors que l'on considère un seuil de 60 km pour le rayon d'approvisionnement d'une centrale.

Cette nécessité de rendement élevé ne plaide pas en faveur d'unités de taille réduite, dont le rendement pourrait être inférieur à 20%. L'argument basé sur le choix de technologies robustes même si elles ne sont pas optimisées doit cependant être entendu dans un contexte guyanais où la maintenance est difficile.

Pour envisager des rendements de valorisation de la biomasse en électricité significativement supérieurs, il faut se tourner vers une rupture technologique de procédés dits de seconde génération, par exemple la gazéification de la biomasse par voie thermo-chimique. Les perspectives de développement industriel de tels procédés ne se situent pas dans un horizon proche (sous 10 à 20 ans). Citons cependant les scénarios développés par le conseil régional de la Réunion dans le cadre du Schéma directeur biomasse énergie (programme STARTER⁵⁴) qui envisage une amélioration des rendements globaux des centrales thermiques bagasse-charbon de 30% en 2020 à 50% en 2030.

Une autre voie pour améliorer le rendement énergétique est la valorisation de la chaleur produite dans la centrale électrique ; mais les usages sous forme de chaleur ne sont pas nombreux en Guyane. Il faut en outre que le besoin de chaleur soit proche de la centrale biomasse, car le transport de chaleur coûte cher en investissement (réseaux vapeur ou eau chaude). Quelques voies de réflexion sont :

- **Réseaux de froid**, qui seraient alimentés par une centrale à absorption produisant du froid en consommant de la chaleur. Cette solution constitue donc un changement technologique majeur, puisque la quasi-totalité des systèmes frigorifiques existants sont basés sur la compression de gaz, consommant de l'électricité. Deux facteurs favorables à cette solution en Guyane par rapport à la métropole :
 - o En métropole, l'absorption est contrariée par le faible coût et le faible contenu carbone de l'électricité ; le coût et le contenu carbone de l'électricité en Guyane améliorent l'attractivité de la solution par absorption, et ce d'autant que la chaleur envisagée est à contenu carbone zéro (dès lors que l'on considère la centrale biomasse comme existante).
 - o En Guyane, les besoins de froid et de climatisation sont permanents toute l'année, alors qu'en métropole le développement de larges réseaux de froid est pénalisé par une utilisation très partielle voire nulle en hiver.

Mais les contraintes sont nombreuses et de taille :

- o Il faut trouver un site avec une demande suffisante en froid pour justifier le développement d'une production centralisée de forte taille malgré le coût de développement des réseaux. En première approche, on pense au CSG, mais on voit que la solution n'est de toute façon pas envisageable pour toutes les centrales biomasse qui pourraient voir le jour en Guyane.
- o L'absorption est aujourd'hui encore peu performante ; il est en général préférable d'envisager une absorption dite « haute température » (au-delà de 130°C) mais alors la valorisation de la chaleur se ferait au détriment du rendement électrique (il faudrait prévoir un soutirage, la vapeur soutirée ne serait donc pas entièrement turbinée).
- **Récupération de chaleur en process industriel**, par exemple séchage en scieries ; on évoque aussi le couplage possible avec une industrie comme une rhumerie. Mais l'association de deux productions de type industriel demande une heureuse coïncidence dès lors que l'on n'est pas en économie planifiée. Là encore, en fonction de la température de livraison voulue, une baisse de la production électrique pourrait être une contrepartie de la valorisation de la chaleur.
- **Séchage du bois** lui-même, ce qui améliorerait le PCI. Si une telle solution existe par exemple en sucrerie (séchage de bagasse), nous n'avons pas connaissance d'étude ou de référence sur le séchage du bois par la chaleur de la centrale.

La mise en place de centrales biomasse ne sera susceptible d'attirer des éventuels usagers de chaleur qu'à condition que la centrale ait été conçue pour une valorisation de la chaleur à une température

⁵⁴ Stratégie pour l'Autonomie Énergétique, la Relance et la Transition de l'Économie Réunionnaise, STARTER, août 2009, Région Réunion ; Schéma directeur Biomasse Énergie, mai 2010, ARER pour la Région Réunion.

en rapport avec le futur besoin. En pratique, comme on ne sait pas nécessairement à l'avance quel sera le besoin, il faudrait prévoir un soutirage possible de vapeur à une pression moyenne permettant usage industriel ou en absorption. Cela augmentera un peu le coût de la centrale biomasse. L'idéal serait d'identifier et caractériser le besoin de chaleur au moment de la conception de la centrale biomasse.

Note : La valorisation de chaleur est aussi théoriquement envisageable pour les centrales thermiques fossiles. Le PER 2004 proposait par exemple la récupération de chaleur sur la centrale de Dégrad des Cannes pour alimenter un réseau de froid à Collery. En l'absence d'une étude spécifique, il est difficile de se prononcer sur un tel projet, même si la distance semble a priori un obstacle.

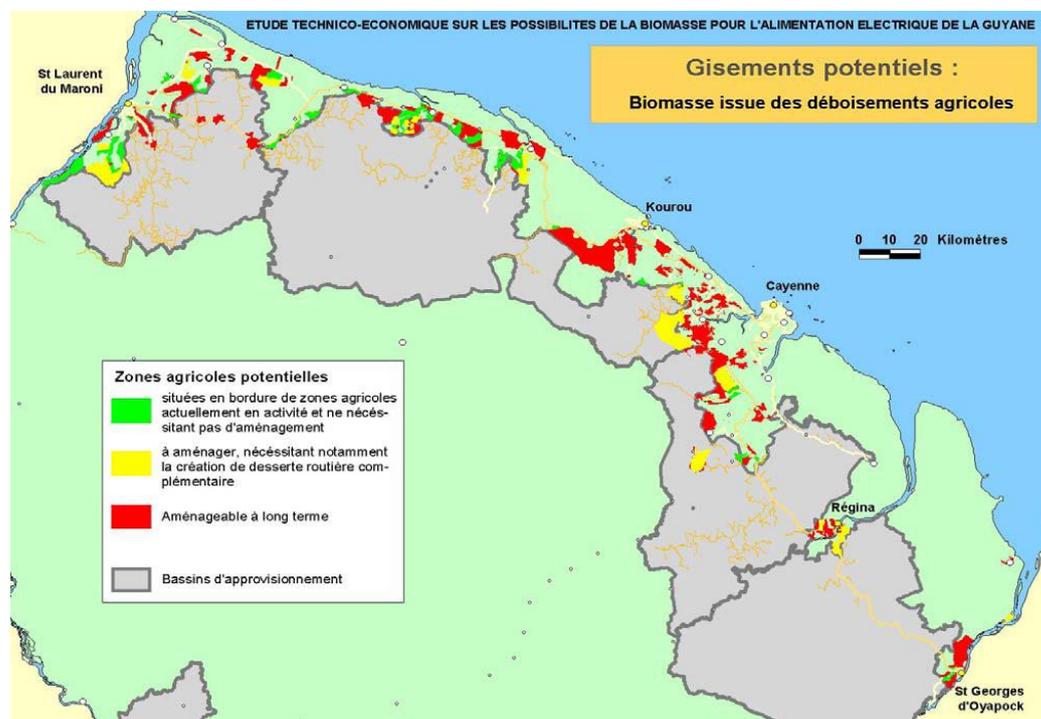
La valorisation de la chaleur reste donc une piste à explorer pour améliorer le rendement d'utilisation de la ressource bois énergie, ce qui contribuerait à améliorer le bilan carbone. Mais une telle solution introduit une complexité technique et organisationnelle, qui ne permet sans doute pas de la prendre en compte dans les projets déjà avancés, sauf à les retarder fortement. En revanche, sur le plus long terme, elle devrait être intégrée dans le développement de la filière biomasse. Mais la coïncidence géographique de la ressource bois et de la demande de chaleur restera occasionnelle ; il s'agira plus d'exploiter les opportunités que de trouver là un fondement général à la filière bois énergie.

IV.1.1.5 Bois de défriche

La défriche est estimée à 1 000 ha/an⁵⁵, avec un volume de bois estimé à 250 m³/ha, soit un potentiel de bois de 250 000 m³/an. Le bois est aujourd'hui brûlé sur place sans valorisation. C'est ce processus qui représente de loin la première source d'émissions de GES de la Guyane. Récupérer ce bois est donc la priorité d'une stratégie de développement durable de la filière bois énergie.

La carte ci-dessous montre la localisation des potentiels tels qu'estimés en 2007.

Source : Etude PRME, ONF/CIRAD 2007



Les principaux freins sont :

- Surtout la faible maîtrise institutionnelle du processus de défriche : y aura-t-il réellement un besoin de 1 000 ha/an ? Planification géographique et temporelle de la défriche ? Elle se traduit par un risque sur l'approvisionnement en combustible, pour un équipement qui est censé fonctionner 20 ans ou plus.
- Des questionnements sur la qualité de la ressource sont aussi rapportés ; une étude a été réalisée récemment pour mieux caractériser la ressource, que nous n'avons pas pu consulter ; il semble que certaines essences ne se prêtent pas bien à la valorisation énergétique (problèmes de broyage) ; il faudrait donc sélectionner les essences.. Le potentiel quantitatif en serait évidemment affecté.

IV.1.1.6 Biomasse en culture à vocation énergétique

Sur la base d'expériences au Brésil, le CIRAD recommandait en 2007 de ne pas opter pour une filière de biomasse en culture à vocation énergétique (cherté du bois produit, risque parasitaire). Au vu des impacts de la filière bois énergie en exploitation forestière, il serait utile d'approfondir ce potentiel.

IV.1.1.7 Déchets de scierie et connexes de bois d'œuvre

Le volume annuel de BOe est de 80 000 m³/an. Sur la base d'un rendement de 50%, ce sont de 35 à 40 000 tonnes annuelles de déchet dont presque 30 000 tonnes sont consommées dans la centrale de Kourou, qui capte donc une grande partie de la ressource « déchets bois ». On pourra peut-être encore

⁵⁵ Le rapport de Claude Roy « La Biomasse, source de croissance verte pour la Guyane » de mars 2011 estime que cette valeur correspond à une vision minimale de l'avenir.

créer une centrale de plus si le bois d'œuvre augmente (certaines projections envisagent une production de BOe portée à 120 000 m³/an). Mais dans le contexte actuel, le bois déchets résiduel (non exploité dans la centrale de Kourou) ne peut venir qu'en appoint d'une centrale BE, améliorant le bilan économique et environnemental d'une future installation. Un optimum serait d'utiliser les déchets dans des centrales situées à proximité pour limiter le transport.

IV.1.1.8 Récapitulatif des potentiels de bois énergie

Les chiffres ci-dessous récapitulent les potentiels évalués par l'étude CIRAD – ONF 2007. Ils montrent que sauf dans l'Est, la défriche agricole présente un potentiel suffisant pour alimenter de façon majoritaire des centrales biomasse à hauteur de 410 000 m³ par an.

Evaluation des gisements potentiels de biomasse (bois)

	Bassin Ouest	Bassin Centre-Ouest	Bassin Centre-Est	Bassin Est	Total (m ³ /an)
Bois-énergie complément du bois d'œuvre en forêt aménagée	12 000	40 000	8 000	260 000	320 000
Bois-énergie de forêts dédiées	34 000	50 000	41 000	-	125 000
Déchets d'exploitation forestière	-	-	-	22 880	22 880
Déchets de la défriche agricole	78 500	71 000	76 000	10 800	236 300
Total (m³/an)	124 500	161 000	125 000	293 680	704 180

Source : Etude PRME, ONF/CIRAD 2007

En complément de ces données, il existe encore environ 10 000 m³/an de déchets non encore exploités dans la centrale de Kourou.

Les porteurs de projets biomasse les plus avancés basent leur plan d'approvisionnement en grande partie sur les filières BE associé au BO et BE en parcelle dédiée. La récente étude de l'ONF a montré un impact CO₂ de cette dernière filière beaucoup plus élevé que ce qui était supposé. Les conclusions sont d'une part que cette filière doit encore progresser pour réduire son impact, d'autre part qu'il sera nécessaire dans le futur d'augmenter la part du bois de défriche dans les plans d'approvisionnement pour garantir un impact nettement inférieur à celui des centrales thermiques au fioul que les centrales biomasse ont vocation à remplacer. Sur la base d'une filière bois énergie en parcelle dédiée optimisée et permettant un gain de 33% par rapport aux centrales fioul, et contribuant à hauteur de 50% à l'approvisionnement des centrales biomasse en complément de bois de défriche, l'impact carbone de la filière bois serait significativement inférieur à celui de la filière fioul, tout en créant des emplois en Guyane.

Deux enjeux majeurs pour la région et ses partenaires pour des objectifs ambitieux de développement de la filière bois énergie :

- **La continuation des essais** pour optimiser la filière d'exploitation du bois en forêt, associé au bois d'œuvre ou en parcelle dédiée.
- **L'organisation institutionnelle** pour la valorisation du bois de défriche. Ce gisement considérable est soumis à de trop fortes contraintes de mobilisation (organisation de la récupération et collecte du bois, planification agricole, etc.) et ne présente pas, dans l'immédiat, suffisamment de garanties pour construire un plan d'approvisionnement. En revanche, l'implantation des centrales à biomasse devrait faciliter l'organisation de cette filière. Au fur et à mesure de sa structuration, le bois de défriche viendrait contribuer de façon croissante aux plans d'approvisionnement des centrales biomasse.

IV.1.2 Les autres contraintes pesant sur la filière biomasse électricité

A court terme le frein premier reste un tarif d'achat de l'énergie produite insuffisant pour motiver les opérateurs privés à se lancer dans le développement de la filière. En l'absence d'un accord entre les parties (opérateurs et CRE), la filière pourrait tout simplement être abandonnée.... L'étude que vient de lancer

l'Ademe sur le coût de l'électricité marginale doit venir appuyer l'argumentation en faveur d'un tarif d'achat supérieur à celui qui sert aujourd'hui de base à la CRE (il semble que la CRE considère une valeur proche de 200 €/MWh). Par ailleurs, outre la question du coût de l'électricité aujourd'hui, il est important que soit pris en compte l'argument d'un coût de production de l'électricité maîtrisé et prévisible via la filière biomasse, alors que le coût de production des centrales au fioul est très volatil.

Outre la question du coût de référence, le bouclage financier est aussi rendu difficile à cause des risques tels qu'évalués par les opérateurs, en raison du caractère novateur de la filière et du cumul de nombreuses contraintes : conditions d'exploitation raisonnée de la forêt encore à optimiser, difficultés de réaliser de tels chantiers en Guyane, qualité incertaine du réseau électrique (des coupures pouvant pénaliser la production), etc. Les opérateurs attendent donc une rentabilité supérieure à celle qui est généralement admise pour fixer les tarifs d'achat.

Une partie du potentiel BE est située loin du réseau littoral. Le scénario de développement retenu comprend le seul raccordement de Apatou. La demande dans les communes non raccordées est faible ; s'il n'est pas exclu d'envisager des solutions spécifiques à ces communes, les études sont à mener au cas par cas, la filière bois devant être comparée à d'autres solutions comme l'hybride PV-diesel, la mini hydraulique ou le biocarburant. Des centrales biomasse électricité telles que celles décrites ici, sur le principe de combustion-vapeur-turbine, sont difficilement envisageables pour des puissances inférieures à 1 MW.

Citons cependant un projet de centrale biomasse à Saint-Georges, qui serait associé à un projet de développement d'activités entraînant une demande électrique additionnelle. Rappelons cependant que la centrale hydraulique de Saut Maripa devrait pouvoir assurer la grande majorité de la production à Saint-Georges hors projet de développement d'activité particulier.

Il peut cependant être envisagé de développer le réseau littoral vers Régina, non dans l'objectif de raccorder un point de forte demande mais pour enlever la production de deux voire trois centrales hydrauliques et une voire deux centrales biomasse, sous réserves que les divers projets, portés par Voltalia, voient le jour. Le raccordement au réseau littoral pourrait être financé au moins partiellement par la valorisation des potentiels de la Guyane.

IV.1.3 Scénarios biomasse électricité

IV.1.3.1 Scénario tendanciel de développement de la filière biomasse

Les opérateurs interrogés sont encore très prudents sur les chances de voir se réaliser les projets. La principale interrogation porte aujourd'hui sur l'équilibre économique des projets. L'abandon pur et simple des projets en cours d'étude reste une option sans une action très forte pour créer un contexte favorable aux investissements et permettre la valorisation du bois de défriche, condition à l'obtention d'un bilan carbone favorable.

Un tendanciel basé sur l'absence d'une solution à la question de la valorisation du bois de défriche amène donc à une très grande prudence pour l'ensemble de la filière :

- 1 projet de 4,5 MWe en 2015, basé sur un mix de BE en parcelle dédiée et BE associé au BOe.
- 1 projet de 1,7 MWe à Kourou II en 2016 basé sur un mix de BE en parcelle dédiée et BE associé au BOe.

Le faible nombre de projets se traduit par une moindre recherche d'optimisation de la filière :

- L'impact carbone de la filière BE en parcelle dédiée est alors de seulement 20% inférieur à celui des centrales au fioul (alors qu'un impact moins élevé peut être atteint en cas d'optimisation de la filière).
- L'impact du BE associé au BOe ne fait pas l'objet à notre connaissance d'une étude chiffrée, mais on suppose que l'exploitation entraînera une perte du stock de carbone ; puisqu'il faut émettre une hypothèse, nous supposons un impact égal à 30% d'une centrale au fioul.

IV.1.3.2 Scénario volontariste de développement de la filière biomasse électricité

Le scénario volontariste est basé sur une rupture, c'est-à-dire une action politique forte permettant la structuration de la filière bois de défriche (et/ou bois en parcelles agricoles). Ce volontarisme se traduit aussi par un tarif d'achat permettant aux investisseurs de rémunérer le risque ; il permet aussi de trouver une

solution au raccordement de la zone près de Régina et qui permettrait d'enlever la production des 2 centrales hydro-électriques ainsi qu'une centrale biomasse. Les conditions sont alors réunies pour envisager un fort développement de la filière, jusqu'à 40 MWe. Par ailleurs, le bilan carbone des centrales s'améliore nettement :

- La filière optimisée présentée dans l'étude ONF est concrétisée, le bilan carbone de la filière BE en parcelle dédiée est 33% inférieur à celui des centrales au fioul
- A partir de 2016, le bois de défriche devient exploitable et représente 50% de l'approvisionnement des centrales existantes et à venir.

Le scénario serait alors le suivant :

- 1 projet de 4,5 MWe en 2015 (Montsinéry) ;
- 1 projet de 1,7 MWe à Kourou II en 2016 basé sur un mix de BE en parcelle dédiée et BE associé au BOe ;
- 1 projet de 7 MWe en 2017 (Saint-Laurent) ;
- 1 projet de 1,7 MWe dont 30% de bois déchets de scierie à Cacao en 2017. Une deuxième tranche en 2019, mais sans bois déchets ;
- 4 projets de 5 MWe d'ici 2025 dont Roura et Régina (Bélizon). La localisation des autres projets dépendra de la localisation de la ressource.

40 MWe, cela signifie environ 600 000 t de bois par an ; le bois de défriche représenterait à terme 250 000 t. Le bois déchets connexes de scieries représenterait 40 000 t/an, éventuellement plus en cas de développement de la filière BO. Le solde viendrait autant que possible de BE associé au BO, et en complément le BE en parcelle dédiée.

Par ailleurs, et hors réseau littoral, nous comptons un projet de 2 MWe à Saint-Georges.

En ce qui concerne les projets à Cacao, nous avons retenu les chiffres donnés par le porteur de projet, reposant sur le développement de 2 projets de 1,7 MWe. On pourrait envisager un scénario alternatif reposant sur une seule centrale de taille plus importante. Les arguments du porteur de projet restent cependant intéressants, son scénario permettant un étalement du financement donc du risque, et lui permettant de garantir une puissance minimale (au moins une centrale fonctionnant en permanence).

IV.1.3.2 Scénario médian de développement de la filière biomasse électricité

Le scénario médian repose sur une structuration partielle de la filière défriche agricole, soit à terme 160 000 t/an collectées. En mix à 50% avec du BE, c'est un total de 320 000 t/an qui serait valorisé en production électrique, auquel on peut ajouter 30 000 t de bois déchet non encore exploité dans la centrale de Kourou (hypothèse de croissance de la filière BO). La puissance totale maximale additionnelle à Kourou I, dans la technologie actuelle, serait alors d'environ 25 MWe.

Le scénario serait alors le suivant :

- 1 projet de 4,5 MWe en 2015 ;
- 1 projet de 1,7 MWe à Kourou II en 2016 basé sur un mix de BE en parcelle dédiée et BE associé au BO ;
- 1 projet de 1,7 MWe dont 30% de bois déchets de scierie à Cacao en 2017. Une deuxième tranche en 2019, mais sans bois déchets ;
- Un projet de 7 MWe en 2017 (Saint-Laurent) ;
- 2 projets de 4 MWe d'ici 2025 à Roura et Régina.

Par ailleurs, et hors réseau littoral, nous comptons un projet de 2 MWe à Saint-Georges.

Les principales hypothèses retenues sur la filière biomasse électricité pour la construction des 3 scénarios de développement des énergies renouvelables sont résumées dans le tableau suivant :

Scénario tendanciel			Scénario volontariste			Scénario médian		
Puissance	Horizon	Localisation	Puissance	Horizon	Localisation	Puissance	Horizon	Localisation
4,5 MW	2015	Montsinéry	4,5 MW	2015	Montsinéry	4,5 MW	2015	Montsinéry
1,7 MW	2016	Kourou II	1,7 MW	2016	Kourou II	1,7 MW	2016	Kourou II
			7 MW	2017	St-Laurent	7 MW	2017	St-Laurent
			1,7 MW	2017	Cacao I	1,7 MW	2017	Cacao I
			1,7 MW	2019	Cacao II	1,7 MW	2019	Cacao II
			5 MW	2020	Roura	4 MW	2020	Roura
			5 MW	2022	Bélizon	4 MW	2022	Bélizon
			5 MW	2024	nc			
			5 MW	2025	nc			
7,9 MW	Total 2030 (dont Kourou I)		38,3 MW	Total 2030 (dont Kourou I)		26,3 MW	Total 2030 (dont Kourou I)	

IV.2 Hypothèses sur la filière éolienne

IV.2.1 Scénario tendanciel

Une vision pessimiste pourrait mener à considérer que, sans volontarisme politique, aucun projet éolien ne verra le jour en Guyane :

- Le PV occupera à court terme les puissances laissées aux énergies intermittentes dans le cadre de la « règle de 30% »
- Les solutions avec stockage et prévisibilité ne bénéficieront pas d'un tarif d'achat suffisant pour permettre leur financement.
- Dans l'attente des résultats de l'appel d'offres du projet de 9 MW à Matiti, nous adopterons une probabilité de 50% que ce projet se réalise en 2015, soit une puissance de 4,5 W. Aucun autre projet ne verra le jour ensuite.

Pour tous les scénarios, nous supposons que c'est la solution avec stockage qui se développe ; le productible serait alors, selon les évaluations d'un opérateur privé, de 2 260 h/an.

IV.2.2 Scénario volontariste

Si la filière avec stockage trouve son équilibre économique, et que la première expérience se révèle positive, on pourrait envisager un potentiel de 30 MW d'ici 2030, qui pourrait consister en 3 projets :

- 9 MW à Matiti dès 2013 ;
- 10 MW à Sinnamary en 2018 ;
- 11 MW à Iracoubo en 2024.

Il pourrait aussi se développer quelques projets de petite taille en site isolé (réflexion en cours à Ouanary par ex) mais sans incidence sur le réseau littoral.

En cas de développement technologique permettant des coûts de production intéressants, de nouveaux opérateurs pourraient prospecter pour identifier des sites, et le potentiel pourrait être plus élevé. Il y aurait d'autant d'intérêt à supporter un plus fort développement de l'éolien si la filière PV avec stockage se révélait économiquement peu intéressante. Le retour d'expérience des premières opérations permettront de mieux arbitrer entre les filières.

IV.2.3 Scénario médian

Ce scénario repose sur l'équilibre économique de la filière avec stockage mais avec des difficultés qui freinent le développement des projets (génie civil, transport et manutention, raccordement au réseau, acceptabilité). Le potentiel serait alors de 19 MW.

- 9 MW à Matiti en 2015 ;
- 10 MW à Sinnamary en 2020.

Les hypothèses retenues sur la filière éolienne pour la construction des 3 scénarios de développement de la production d'énergie renouvelable sont résumées dans le tableau suivant :

Scénario tendanciel			Scénario volontariste			Scénario médian		
Puissance	Horizon	Localisation	Puissance	Horizon	Localisation	Puissance	Horizon	Localisation
4,5 MW	2015	Matiti	9 MW	2013	Matiti	9 MW	2015	Matiti
			10 MW	2018	Sinnamary	10 MW	2020	Sinnamary
			11 MW	2024	Iracoubo			
4,5 MW	Total 2030		30 MW	Total 2030		19 MW	Total 2030	

IV.3 Hypothèses sur la grande hydraulique

Les scénarios reposent surtout sur une analyse des projets en cours. Nous n'envisageons pas ici l'interconnexion avec le Suriname, projet sur lequel nous n'avons pas de document montrant une faisabilité avancée.

IV.3.1 Scénario tendanciel

Là encore, une vision pessimiste pourrait mener à considérer que, sans volontarisme politique, aucune autre centrale hydro-électrique ne verra le jour en Guyane :

- Pas de développement suffisant du réseau pour enlever l'énergie des centrales ;
- Pas de potentiel validé vers Apatou une fois cette commune raccordée au réseau.

Nous considérons une centrale de 4 MW développée d'ici 2018.

IV.3.2 Scénario volontariste

Le renforcement du poste source au Galion permet le développement du projet de 3 MW à Cacao ; l'extension du réseau jusqu'à Bélizon permet le développement de 3 centrales de 4,5 MW en projet ; la construction de ces centrales est rapprochée, car ce sera une condition de la rentabilité du raccordement au réseau ; le deuxième projet sur la Mana se révèle rentable ; après raccordement de Apatou dans une solution technique permettant l'enlèvement d'énergie, les études valident un potentiel de 5 MW. Ce serait alors un potentiel total de 21,5 MW envisageable d'ici 2030, avec :

- 3 MW à Cacao en 2014 ;
- 4,5 MW à Bélizon en 2017 ;
- Deuxième centrale de 4,5 MW à Bélizon en 2018 ;
- Troisième centrale de 4,5 MW à Bélizon en 2020 ;
- 4,5 MW Mana 2 en 2022 ;
- 5 MW à Apatou en 2024.

Il pourrait aussi se développer quelques projets de petite taille au fil de l'eau, surtout en site isolé mais sans incidence majeure sur le réseau littoral. Nous comptons cependant un projet de 2 MW à Maripasoula en 2020.

IV.3.3 Scénario médian

Le potentiel estimé est de 15 MW :

- 3 MW à Cacao en 2015 ;

- 4,5 MW à Bélizon en 2018 ;
- Deuxième centrale de 4,5 MW à Bélizon en 2020 ;
- 3 MW à Apatou en 2026.

Il pourrait aussi se développer quelques projets de petite taille au fil de l'eau, surtout en site isolé mais sans incidence majeure sur le réseau littoral. Nous comptons cependant un projet de 2 MW à Maripasoula en 2020.

Les hypothèses retenues sur la filière hydraulique pour la construction des 3 scénarios de développement de la production d'énergie renouvelable sont résumées dans le tableau suivant :

Scénario tendanciel			Scénario volontariste			Scénario médian		
Puissance	Horizon	Localisation	Puissance	Horizon	Localisation	Puissance	Horizon	Localisation
4,5 MW	2011	La Mana	4,5 MW	2011	La Mana I	4,5 MW	2011	La Mana
4 MW	2018	nc	3 MW	2014	Cacao	3 MW	2015	Cacao
			4,5 MW	2016	Bélizon I	4,5 MW	2018	Bélizon I
			4,5 MW	2018	Bélizon II	4,5 MW	2018	Bélizon II
			4,5 MW	2020	Bélizon III	3 MW	2026	Apatou
			4,5 MW	2022	La Mana II			
			5 MW	2024	Apatou			
8,5 MW	Total 2030		30,5 MW	Total 2030		19,5 MW	Total 2030	

IV.4 Hypothèses sur la filière photovoltaïque

La rapide décroissance des prix des installations PV et l'explosion de projets, en particulier de centrales au sol, qui en a résulté et surpris les autorités publiques, ont montré la difficulté de prévoir le développement de technologies encore immatures. Si tous les scénarios peuvent inclure la mise en service de projets PV à hauteur du seuil de 30% d'énergie intermittente, la question qui déterminera le futur de PV est celle de la faisabilité de dépasser ce seuil, soit à travers une amélioration de la gestion du réseau associée à la prédiction, soit par le développement de la filière PV + stockage (éventuellement en association avec d'autres formes d'énergie).

IV.4.1 Scénario tendanciel

La filière PV + stockage ne trouve pas son équilibre. Le seuil de 30% d'énergie intermittente n'est pas modifié. Le PV se développe alors de façon limitée, d'abord pour atteindre rapidement (selon les projets en liste d'attente) le seuil de 30%, puis au fur et à mesure de la croissance de la puissance totale.

IV.4.2 Scénario volontariste

Les progrès dans la prévisibilité permettent d'augmenter le seuil de 30% à 40% d'énergie intermittente. La filière PV + stockage avec prévisibilité se révèle rentable, grâce à une baisse des prix des technologies et des projets qui répondent aux problématiques du système électrique guyanais. On peut alors envisager un développement de plusieurs centrales au sol de forte taille. Puissances additionnelles au PV sans stockage : 4 MW tous les 2 ans jusqu'en 2030, à partir de 2015.

Le productible des solutions PV avec stockage pourrait être un peu inférieur à celui de centrales sans stockage (pertes batteries), mais des progrès techniques devraient aussi voir le jour dans ce domaine au fur et à mesure du développement de la filière.

IV.4.3 Scénario médian

Les progrès dans la prévisibilité permettent d'augmenter le seuil de 30% à 40% d'énergie intermittente. La filière PV + stockage avec prévisibilité se révèle rentable, grâce à une baisse des prix des technologies et des projets qui répondent aux problématiques du système électrique guyanais. Mais les difficultés sont plus importantes que dans le scénario volontariste, limitant la puissance additionnelle au PV sans stockage à 2 MW tous les 2 ans jusqu'en 2030.

Les hypothèses retenues sur la filière photovoltaïque pour la construction des 3 scénarios de développement de la production d'énergie renouvelable sont résumées dans le tableau suivant :

Hypothèses	Scénario tendanciel	Scénario volontariste	Scénario médian
PV (hors stockage)	Limite des 30% Augmentation suivant l'évolution de la demande	Limite des 30% réévaluée à 40% en 2015 Augmentation suivant l'évolution de la demande	Limite des 30% réévaluée à 40% en 2015 Augmentation suivant l'évolution de la demande
PV avec stockage	0 MW	2 MW par an à partir de 2013	1 MW par an à partir de 2015
Total PV raccordé en 2030	87 MW	116 MW	113 MW

IV.5 Déchets et biogaz

Le gisement total de déchets produits sur le territoire est estimé à 150 000 t/an. En 2010, 90% des déchets sont mis en décharge. Seuls 10 000 t/an environ sont valorisés, pour l'essentiel par compostage des déchets verts et via des filières spécialisées pour le verre, les huiles usagées, les DEEE (déchets électriques et informatiques), les pneumatiques, les batteries, etc.

Dans les scénarios proposés par le PDEDMA, le traitement des déchets par incinération est envisagé à l'horizon 2020. L'incinérateur permettrait la valorisation énergétique d'une partie du gisement (capacité de 85 000 t/an). Il existe également des projets de récupération du gaz de décharge et sa valorisation en électricité.

IV.5.1 Scénario tendanciel

Dans le scénario tendanciel, l'incinération n'est pas le mode de traitement retenu pour la gestion des déchets. En revanche, dans le cadre de la Délégation de Service Public pour l'exploitation du Centre de Stockage des Déchets Ultimes de la CCCL, le projet prévoit la collecte et la valorisation énergétique du gaz de décharge sur le site du Galion, avec la mise en service deux moteurs de 625 kWe. Dans le tendanciel, nous supposons que les unités sont mises en service respectivement en 2022 et 2026.

IV.5.2 Scénario volontariste

Dans le scénario volontariste, l'incinérateur est construit et mis en service en 2020. Il est dimensionné sur un gisement de déchets permettant de dépasser les objectifs du PDEDMA, équivalents à 8 MW installés pour atteindre une production de 50 300 MWhe/an livrés au réseau (autoconsommation déduite).

Les projets de récupération et valorisation du gaz de décharge se réalisent à l'horizon annoncé par la DSP lancée par la CCCL. Deux tranches de 625 kWe chacune sont mises en service en 2017 puis en 2021.

IV.5.3 Scénario médian

Le traitement des déchets par incinération avec valorisation énergétique aboutit à l'entrée en production d'un incinérateur de 6 MW à l'horizon 2030. La valorisation du gisement de 85 000 t/an de déchets permet la production de 49 000 MWh/an dont 37 750 MWhe/an livrés au réseau (autoconsommation déduite).

Le biogaz de décharge est récupéré et valorisé avec l'installation de deux turbines de 625 kWe en 2020 et 2024.

Les hypothèses retenues sur la valorisation énergétique des déchets pour la construction des 3 scénarios de développement de la production d'énergie renouvelable sont résumées dans le tableau suivant :

Scénario tendanciel			Scénario volontariste			Scénario médian		
Puissance	Horizon	Localisation	Puissance	Horizon	Localisation	Puissance	Horizon	Localisation
0	–	UIOM	8 MW	2020	UIOM	6 MW	2030	UIOM
0,625 MW	2022	Gaz de décharge	0,625 MW	2017	Gaz de décharge	0,625 MW	2020	Gaz de décharge
0,625 MW	2026	Gaz de décharge	0,625 MW	2021	Gaz de décharge	0,625 MW	2024	Gaz de décharge
1,25 MW	Total 2030		9,25 MW	Total 2030		7,25 MW	Total 2030	

IV.6 Biocarburants – palmiste en agriculture et sites isolés

Les études réalisées sur la valorisation des ressources en biomasse pour la production de biocarburants ont conduit à écarter la production d'éthanol qui paraît difficilement faisable en Guyane compte des contraintes locales (milieu, climat, foncier, réglementation, etc.).

En revanche, la production d'huiles végétales pures (HVP) à partir de palmiers à huile présente des opportunités, notamment pour alimenter en biocarburant les groupes diesel des bourgs de l'intérieur. Les HVP produites à proximité des bourgs viendraient en substitution au gazole. La production d'HVP à grande échelle n'est pas envisagée.

Dans les scénarios volontariste et médian proposés pour les communes de l'intérieur, les HVP contribueraient ainsi à améliorer le contenu CO₂ du mix énergétique des sites isolés.

IV.7 Communes de l'intérieur

Il serait logique de traiter à part chaque commune non raccordée. Cela demanderait une investigation spécifique à chaque commune et la construction de scénarios tenant compte des potentiels propres à chaque site, exercice qui n'a pas été réalisé ici. Rappelons que lors de l'élaboration du diagnostic (Phase I), il n'a pas été possible d'obtenir des informations fiables commune par commune quant aux consommations de fioul. Dès lors, une approche au cas par cas serait artificielle. Dans l'objectif de modéliser les émissions de GES de la Guyane, nous traitons l'ensemble des communes non raccordées comme un tout.

Rappelons que les scénarios prévoient le raccordement de Apatou au réseau littoral en 2020. En l'absence de données précises sur Apatou, nous appliquons des ratios en fonction de la population.

IV.7.1 Scénario tendanciel

Dans le scénario tendanciel, nous considérerons la continuation de la tendance observée dans les 10 dernières années, à savoir une consommation électrique augmentant au rythme annuel moyen de 4,7%.

Le développement des filières EnR est très limité. Les moyens de production restent à base d'un mix moyen équivalent à celui d'aujourd'hui.

IV.7.2 Scénario volontariste

Le scénario volontariste se base sur une croissance des consommations moindre que dans le tendanciel, de 2% par an.

Il existe un ensemble de potentiels d'énergie renouvelable qui peuvent être exploitées si les conditions le permettent :

- Centrale hydraulique à Maripasoula
- Centrale biomasse à Saint-Georges
- PV hybride qui pourrait contribuer de façon plus ou moins importante selon les cas (écarts, bourgs, communes)
- Biocarburant à base de palmiste : essais à mener dans les années qui viennent

Dans le scénario volontariste, le mix de l'ensemble des communes serait à 75% à base d'EnR. L'impact GES de ces EnR dépendra de la contribution de chacune des filières, mais il sera globalement faible. Nous prendrons une valeur de 50 g CO₂/kWh pour l'électricité produite par EnR.

IV.7.3 Scénario médian

Le scénario médian se base sur une hypothèse de croissance des consommations électriques de 3%.

Le mix de l'ensemble des communes serait à 50% à base d'EnR. L'impact GES de ces EnR dépendra de la contribution de chacune des filières, mais il sera globalement faible. Nous prendrons une valeur de 50 g CO₂/kWh.

IV.8 Cartes synthétisant les projets Energies Renouvelables à l'horizon 2030

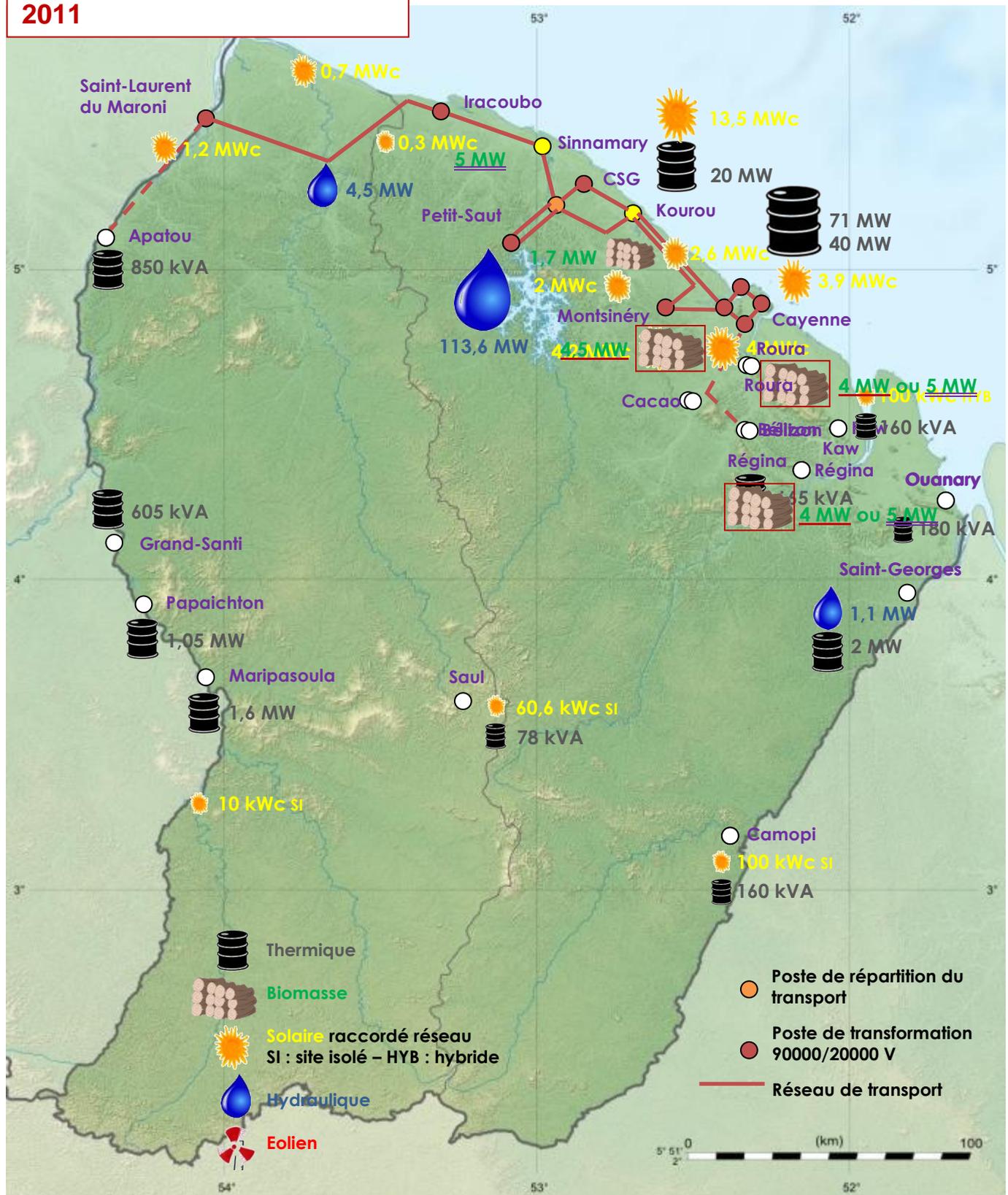
A titre d'illustration, les cartes suivantes proposent

- La localisation des centrales existantes (2011)
- Une localisation possible des projets dans les scénarios médian et volontariste. Cette localisation est surtout basée sur les projets « dans les cartons » des investisseurs potentiels. Celle-ci recoupe évidemment la localisation des potentiels et des ressources. Cependant, et en particulier pour la filière bois énergie, la localisation des centrales est susceptible d'évoluer, surtout si la filière est amenée à baser les plans d'approvisionnement sur un minimum de bois de défriche.

L'exploitation des potentiels demande des aménagements du réseau électrique dit « littoral » de façon à pouvoir enlever la production des centrales à biomasse et des centrales hydrauliques :

- A Cacao : potentiel de 3 MW hydraulique et 2 * 1,7 MW de biomasse
- Dans la région de Bélizon - Régina : potentiel de 3 * 4,5 MW hydraulique et 5 MW en biomasse
- A Apatou : potentiel non encore confirmé. Dès lors que l'extension vers Apatou est prévue, des projets pourraient voir le jour, si l'extension est réalisée dans des conditions permettant l'enlèvement d'une production électrique. Un potentiel et 5 MW hydraulique, et 5 MW biomasse, même s'il n'est pas démontré, ne semble pas irréaliste.

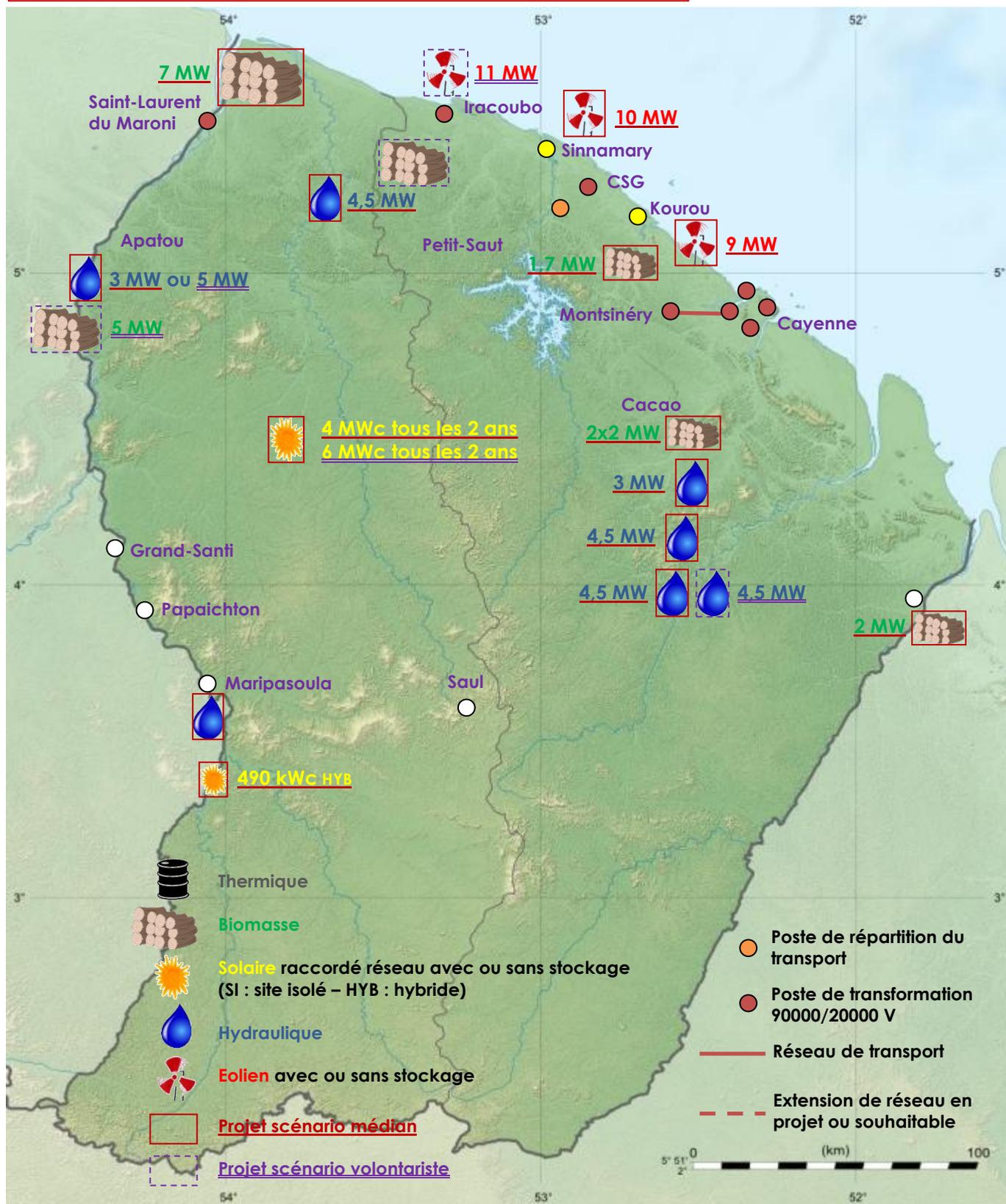
ETAT DES LIEUX RESEAU 2011



PROSPECTIVES SCENARIO MEDIAN ET VOLONTARISTE

(projets additionnels aux installations existantes)

Le scénario volontariste additionne l'ensemble des projets « médian » et « volontariste »



Phase 3 :
Présentation du plan d'actions

I. Les principaux axes du PRERURE

I.1 Les quatre piliers du PRERURE

Le PRERURE repose sur quatre piliers :

- **Instaurer la primauté de la maîtrise de l'énergie dans la politique énergétique régionale.** Réduire la demande énergétique se révèle la principale voie d'intervention du PRERURE, en termes de potentiel mais aussi de capacité d'intervention de la Région et ses partenaires. Les principaux potentiels résident dans **la climatisation, la production d'eau chaude sanitaire, et d'une façon générale dans les usages énergétiques des bâtiments.**
- **Valoriser une ressource locale et renouvelable abondante mais encore faiblement exploitée.** La Guyane offre un potentiel de production d'énergies locales et renouvelables important mais difficile à exploiter. **La biomasse est un bon exemple de ressource abondante mais dont la valorisation nécessite de progresser dans les techniques d'exploitation pour en réduire le coût.**
- **Optimiser la complémentarité entre réglementation et incitation. Le jeu complémentaire entre réglementation et incitations est un axe essentiel des politiques de MDE.** Il s'agit d'accompagner le marché vers les solutions performantes par un double jeu d'incitations et aides aux opérations exemplaires d'une part, et de réglementation imposant la performance au fur et à mesure que le marché est capable de la mettre en œuvre d'autre part. Les aides doivent tirer le marché vers le haut, et faire émerger les solutions destinées à être généralisées. Cette expérience sert de base à la préparation des normes futures et doit aider les acteurs du marché à anticiper les évolutions. C'est par exemple ce mécanisme qui oriente l'évolution du marché de la construction dans l'Hexagone : des aides aux opérations exemplaires permettent le développement d'une offre labellisée de type BBC (Bâtiment Basse Consommation), destinée à fournir la base de la future réglementation. **Les potentiels de MDE en Guyane apparaissent particulièrement élevés dans les usages où ce jeu entre réglementation et incitations est aujourd'hui peu opérant** en raison d'une réglementation insuffisante et de référentiels inadaptés : méthodes constructives, climatisation, production d'eau chaude sanitaire. La réglementation est essentielle pour atteindre les objectifs et permet de réduire les coûts publics d'intervention.
- **Devenir acteur de l'élaboration et de l'adaptation des mécanismes de financement nationaux.** Alors que les ressources régionales sont limitées, il s'agit de financer les actions du PRERURE en devenant force de proposition crédible auprès des services de l'état pour adapter les mécanismes définis de façon centralisée (crédit d'impôt, Prêt à Taux Zéro, Certificats d'économie d'énergie, tarifs d'achat des énergies renouvelables, valorisation des gains sur la CSPE permis par la MDE, etc.).

I.2 Un plan d'actions reposant sur des approches sectorielles mises en cohérence

S'appuyant sur l'expérience acquise par le PRME, les grands axes du PRERURE sont définis sur les principes suivants.

Bon nombre d'actions ont été initiées par le PRME, mais avec des moyens qui se révèlent insuffisants pour réaliser les potentiels identifiés. **Le PRERURE doit valoriser cette expérience pour mieux cibler les priorités et y dédier des moyens augmentés.**

Un frein à l'action du PRME est l'insuffisante ressource humaine dédiée aux diverses actions. Ce point est développé dans la section sur les moyens humains.

Un renforcement de la coordination et de la visibilité du PRERURE passe par **une gouvernance adaptée.** Les pistes sont proposées dans la section suivante.

Le plan d'actions est organisé selon deux types de fiches :

- **Des fiches dites sectorielles décrivant les actions pour aborder des problématiques spécifiques.** Une telle approche est en effet nécessaire pour sérier les questions et les traiter à travers un plan d'actions cohérent et concentrant les expertises et moyens nécessaires.
- **Des fiches dites transversales,** qui doivent permettre la mise en cohérence des actions spécifiques et l'utilisation efficace des moyens.

Fiches sectorielles

MDE	Climatisation dans le secteur résidentiel	Fiche – 01
	Climatisation dans le secteur professionnel	Fiche – 02
	Production d'eau chaude sanitaire	Fiche – 03
	Eclairage	Fiche – 04
	Autres équipements dans le secteur professionnel	Fiche – 05
	Référentiel de construction	Fiche – 06
	Transports	Fiche – 07
Energies renouvelables	Biomasse	Fiche – 08
	PV – éolien	Fiche – 09
	Autres EnR	Fiche – 10

Fiches transversales

	Communication – sensibilisation	Fiche – 11
	Coopération inter DOM et extérieure	Fiche – 12
	Innovation – veille technologique	Fiche – 13
	Observation – évaluation	Fiche – 14
	Habilitation législative MDE - EnR	Fiche – 15

Les fiches détaillées sont proposées dans les sections suivantes. On en donne dans cette section un bref aperçu.

Les fiches sectorielles

- **La climatisation est l'usage à traiter en priorité, à la fois en raison de son développement et du fort potentiel de MDE qu'il présente.** Compte tenu de l'importance de l'action, elle fait l'objet de deux fiches, l'une pour le résidentiel, l'autre pour le secteur professionnel.
- **La production d'eau chaude sanitaire apparaît comme un axe de travail à privilégier,** puisque la grande majorité des besoins pourrait être couverte par le solaire ou par énergie de récupération.
- **L'éclairage représente un enjeu important** dans le résidentiel et dans le tertiaire.
- Le développement de techniques constructives performantes influe sur les principaux usages de l'énergie dans le bâtiment. **La définition de référentiels pour le neuf et pour l'existant,** permettant la mise en place de réglementation et d'aides à la performance, fait l'objet d'une fiche spécifique.
- **Les autres usages de l'énergie dans le secteur professionnel (tertiaire et industrie) représentent un gisement plus difficile à aborder,** car dans des équipements plus diversifiés. Mais des champs d'intervention sont possibles.
- **Le transport** ne relève que partiellement de la compétence de la Région. Cependant, compte tenu de l'importance de l'enjeu de ce secteur, une fiche est dédiée aux actions que la Région et ses partenaires peuvent mener dans ce domaine.

- **Le développement de la biomasse représente le principal potentiel de valorisation d'une ressource locale**, même s'il reste encore à préciser le modèle d'exploitation permettant un impact environnemental minimal.
- **Le photovoltaïque et l'éolien présentent de fortes similitudes quant aux barrières et aux actions potentielles.** Ils sont traités dans une même fiche.
- **Les autres énergies renouvelables potentielles** font l'objet d'une fiche. Par ailleurs, compte tenu des évolutions rapides dans certains domaines, la veille technologique fera partie de la fiche transversale Innovation.

Les fiches transversales

- La communication et la sensibilisation

La diffusion d'information vers les consommateurs pour qu'ils prennent leurs décisions (achat, comportement) en toute connaissance de cause fait partie de tout programme de MDE. Des dispositifs spécifiques existent déjà en fonction des cibles (EIE et campagnes générales pour le grand public, audits et information plus ciblée pour les grands consommateurs) et doivent être renforcés. **Il est en particulier proposé des aides renforcées aux audits + accompagnement des maîtres d'ouvrage, mais aussi des aides à la conception de nouvelles installations** : c'est en effet à la conception que doivent être prises en compte les solutions performantes en énergie de façon à présenter la meilleure équation économique et le gain de performance optimal. Ce précepte général est particulièrement vérifié dans la climatisation. **En complément des activités de communication spécifiques à chaque action sectorielle, une action plus transversale doit permettre la mise en cohérence des messages, la synergie des moyens, la concentration de l'expertise nécessaire à une communication efficace.**

- La coopération extérieure et interDOM

La coopération régionale doit permettre de tirer au mieux parti des expériences menées dans les pays voisins, aux conditions géographiques similaires. Cependant, le contexte institutionnel, réglementaire, fiscal, est partagé avec la Martinique, Guadeloupe, la Réunion, qui tentent de répondre aux questions spécifiques de ces territoires, très différentes de celles de l'Hexagone : la climatisation représente plus de 30% des consommations électriques ; le chauffage des bâtiments n'est pas nécessaire alors qu'il représente l'essentiel des besoins règlementés par la RT en France ; les conditions d'ensoleillement permettent d'envisager la production d'ECS par solaire thermique avec un taux de couverture de 80% ; le réseau électrique est contraint pour recevoir les énergies intermittentes ; le coût de production électrique est très élevé même si les usagers ne le payent pas intégralement. Au-delà de la coopération technique qui gagnerait à être renforcée, même si Ademe et EDF offrent une expertise et un retour d'expérience des autres DOM, c'est un portage politique qui serait renforcé par une coopération inter DOM, dans l'objectif de constituer **une force de proposition crédible auprès de l'Etat. C'est tout particulièrement nécessaire pour mobiliser des financements sans lesquels les régions auront beaucoup de mal à mettre en œuvre les plans d'actions ambitieux.**

Des questions critiques sont :

- Argumentaire pour des tarifs d'achat adaptés tenant compte des autres modes de financement (défiscalisation, etc)
- Adaptation des fiches CEE et propositions de nouvelles fiches CEE
- Argumentaire pour un meilleur accès aux sources de financement (crédit d'impôt, PTZ, Fonds Chaleur, CEE, etc)
- Prise en compte du coût évité pour la CSPE grâce aux actions de MDE

- Innovation et veille technologique

Les potentiels évalués dans le PRERURE sont basés pour l'essentiel sur des technologies déjà identifiées, et matures sinon dans le court terme du moins à un horizon qui permet de les prendre en compte raisonnablement dans la cadre du PRERURE. Mais les évolutions mondiales dans les solutions de MDE et des EnR sont rapides et d'autres solutions pourraient émerger et offrir de nouvelles opportunités pour la Guyane.

- Observation – évaluation

Pour optimiser l'usage des aides et la définition des normes, une bonne connaissance du marché est nécessaire, de façon à avoir un impact réel mais sans fixer des exigences trop élevées par rapport aux capacités technico-économiques des acteurs. Il est ainsi prévu un renforcement des moyens pour la réalisation d'études de marché, ainsi que pour le suivi des indicateurs pertinents de l'évolution du marché. Une partie de ces activités pourra être menée par l'OREDD, en complément de ses missions d'observation des grands indicateurs de consommation d'énergie et d'émissions de GES.

- **Habilitation législative** : nous avons introduit une fiche transversale « Habilitation législative », bien que la décision concernant cette option ne soit pas encore prise.

L'habilitation législative en matière de MDE et d'EnR permettrait de renforcer l'efficacité des plans d'actions proposés. Elle serait certainement un moyen d'améliorer la visibilité du PRERURE ; elle renforcerait aussi considérablement la crédibilité du PRME vis-à-vis des acteurs économiques ; elle permettrait que le territoire se dote plus rapidement et plus efficacement des normes et règles adaptées au marché guyanais.

Sans surprise, les principaux domaines où une réglementation permettrait des gains élevés pour un coût de mise en œuvre faible sont ceux où les spécificités de la Guyane sont les moins bien prises en compte par la réglementation hexagonale :

- La construction et la réhabilitation de bâtiments (même si la RTAA DOM constitue un premier pas)
- La climatisation
- L'eau chaude sanitaire, usage pour lequel le potentiel solaire est mal valorisé

II. Mise en œuvre des moyens et gouvernance du PRERURE

II.1 Moyens humains nécessaires à la mise en œuvre du PRERURE

La somme du personnel identifié pour mener de façon efficace les actions dans les divers champs est évaluée à 6-8 personnes en équivalent temps plein. Une partie de ces activités peut sans doute être menée par des postes déjà pourvus, mais le renforcement des moyens humains dédiés au travail quotidien d'animation est une condition pour un impact renforcé des actions décidées par le PRME. On identifie en particulier les profils suivants, qui restent à préciser en fonction des compétences disponibles :

- 1 chargé de mission « Communication » (en plus des EIE existants)
- 1 chargé de mission « Observatoire » en complément du poste existant
- 3 chargés de missions MDE, dont un spécialiste de la climatisation, un chargé de mission plus à destination du résidentiel et une personne à destination des entreprises.
- 1 chargé de mission EnR, avec comme priorité le développement de la filière biomasse

L'assistance technique sous forme d'audits, études de faisabilité et assistance aux projets nouveaux, sera externalisée à des consultants et bureaux d'études.

II.2 Gouvernance du PRERURE

La gouvernance doit permettre :

- d'intégrer des ressources humaines plus importantes
- de favoriser la circulation d'information et la synergie entre les animateurs et personnels impliqués dans la mise en œuvre opérationnelle du PRERURE
- d'améliorer la visibilité du PRERURE pour encourager l'adhésion à ce projet commun.

Trois options sont envisageables :

Option 1. Le renforcement du partenariat entre les membres du PRME. Les diverses actions seraient alors distribuées aux membres du PRME, chacune agissant dans ses domaines de compétence et selon sa capacité à mobiliser des financements. Comme aujourd'hui, chaque action bénéficierait d'un label commun.

Il conviendrait d'identifier si chaque membre possède la ressource interne requise à l'animation des actions. Pour renforcer la coordination, il faudrait créer une « cellule PRERURE » à la Région. Les limites sont :

- faible visibilité du PRERURE, voire dilution qui ne favorise pas l'adhésion des acteurs en dehors des membres du PRME eux-mêmes
- responsabilité d'ensemble insuffisamment définie
- difficulté de mobiliser des financements additionnels
- sans doute une difficulté des membres à mobiliser la ressource humaine avec suffisamment de densité
- synergie limitée entre les principaux animateurs

Option 2. La délégation à l'un des partenaires de la mise en oeuvre du PRERURE. Ce serait alors naturellement le Conseil Régional qui serait chargé de cette mise en oeuvre, et deviendrait alors le leader de la politique régionale de l'énergie. Des conventions bilatérales avec l'Etat, l'Ademe, EDF, définiraient les modalités de contractualisation.

Option 3. Constitution d'une structure dédiée de type Agence Régionale de l'Energie. Elle serait en charge de la mise en oeuvre des actions, et de la remontée d'information vers le PRME permettant à celui-ci la définition et l'adaptation des actions. Les avantages seraient :

- forte visibilité des objectifs et des actions, facilitant l'adhésion des acteurs au projet commun
- captation plus aisée de diverses sources de financement
- objectifs clairs pour les chargés de mission
- possible intégration de fonctions existantes : EIE, Conseil en Energie Partagée, OREDD
- synergies entre les animateurs et chargés de mission
- constitution d'un centre de ressources pour les acteurs guyanais

Le principal inconvénient peut être le nécessaire abandon par les membres du PRME de certaines de leurs prérogatives opérationnelles. Un risque est de créer une structure supplémentaire sans efficacité additionnelle.

II.3 Financement du PRERURE

Etant donné l'horizon temporel envisagé (2030), les coûts indiqués pour la mise en oeuvre des actions ne sont bien entendu pas des évaluations précises. C'est d'autant plus vrai que les évolutions techniques et économiques peuvent être très rapides, comme l'a montré par exemple la récente division par 4 des coûts du photovoltaïque.

Un autre facteur déterminant sur le coût des aides à mettre en place sera la capacité de la Région à user de la réglementation de façon efficace. Par exemple, le montant des aides nécessaires à la généralisation du solaire thermique dans le résidentiel et dans le tertiaire dépendra largement de l'usage de la réglementation. Si la réglementation le rend obligatoire y compris dans le tertiaire et à terme dans l'existant en cas de réhabilitation, le coût en aides sera évidemment moindre que si la réglementation reste en l'état. Les hypothèses sur les aides sont donc évaluées dans cet exercice dans une hypothèse médiane d'usage de la réglementation.

Rappelons aussi que le financement des EnR pour production électrique est réalisé pour l'essentiel par les tarifs d'achat, non pris en compte dans les coûts évalués ici.

Afin de financer les coûts de mise en oeuvre directs et permettre aux maîtres d'ouvrage et acteurs guyanais d'absorber les surcoûts des solutions performantes, la Région doit devenir acteur de l'élaboration et de l'adaptation des mécanismes de financement nationaux. Alors que les ressources régionales sont limitées, il s'agit de financer les actions du PRERURE en devenant force de proposition crédible auprès des services de l'état pour adapter les mécanismes définis de façon centralisée :

- Crédit d'impôt, mécanisme national destiné à faciliter la diffusion des solutions performantes chez les particuliers, qu'il conviendrait d'adapter à la Guyane
- Prêt à Taux Zéro

- Tarifs d'achat de l'électricité à partir d'énergies renouvelables
- Prise en compte de la réduction de la CSPE permise par les actions de MDE
- Dispositifs d'aides à la décision de l'Ademe
- Défisicalisation
- Certificats d'économies d'énergie : il existe des fiches spécifiques aux DOM, mais la Guyane pourrait devenir force de proposition pour adapter les fiches existantes ou créer de nouvelles fiches.
- Octroi de mer, pouvant être modulé pour certains produits
- Mécanismes de projets domestiques, valorisant la réduction des émissions de GES
- Fonds FACE pour les actions de MDE – EnR comme alternative à la création ou au renforcement de réseaux.

Compte tenu de la multiplicité des financements pouvant être mobilisés sur ces questions, et de leurs évolutions fréquentes, il convient de mener une veille permanente sur les outils financiers, de façon à proposer des adaptations à la Guyane et / ou en informer les maîtres d'ouvrage pour mettre en œuvre les solutions de MDE – EnR.

Les coûts estimatifs de 2012 à 2030 sont les suivants :

Coût de mise en œuvre du PRERURE à l'horizon 2030	k€
Climatisation Résidentiel	18 417
Climatisation Professionnel	17 125
Eau Chaude sanitaire	31 330
Référentiels construction	9 995
Eclairage	5 693
Autres usages professionnels	9 010
Transport	14 255
Biomasse	5 920
PV - éolien	2 050
Autres EnR	2 530
Communication -sensibilisation	3 650
Coopération extérieure et interDOM	1 800
Observation - Evaluation	4 860
Innovation - Veille technologique	4 720
Habilitation	3 850
Total 2012 - 2030	135 205

II.4 Retombées économiques du PRERURE

Nous ne pouvons ici nous livrer à une analyse exhaustive des retombées économiques du PRERURE. Mais il est utile de citer des ordres de grandeur des enjeux sur la facture énergétique du territoire.

Sur la base d'un coût de production unitaire constant, la réduction des besoins électriques à hauteur du scénario volontariste permettrait d'éviter un coût de 250 M€ d'ici 2020, et 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.

Sur la base d'un coût hors taxes constant pour les carburants, le scénario volontariste permettrait de réduire la facture en carburant des usagers de 100 M€ d'ici 2020, et de 375 M€ pour la période 2020 – 2030, soit un total de 475 M€ entre 2013 et 2030.

Par ailleurs, les activités liées à la mise en œuvre des actions MDE (en particulier entretien des systèmes de climatisation, pose et entretien des chauffe-eau solaires, etc.) et au développement des énergies renouvelables sont créatrices d'emplois. Une estimation des emplois créés en Guyane en 2030 dans le scénario volontariste va de 1 100 à 1 750 équivalents temps plein.

Créations d'emploi	Bas	Haut
Création d'emplois EnR	500	650
Création d'emplois MDE (hors transport)	600	1100

III. Les fiches sectorielles

Fiche 01 - Climatisation dans le résidentiel

Enjeux

La climatisation représente **20% de la consommation d'électricité dans le résidentiel**.

Sans action forte, la consommation électrique due à la climatisation sera multipliée par plus de 4, représentant plus de 30% de la consommation résidentielle en 2030.

L'analyse des consommations montre que les paramètres influant sur la consommation sont de multiples natures, qui peuvent être regroupés sous 3 chapitres :

- Réduction des besoins par amélioration du bâti: cette action fait l'objet de la fiche « Référentiels pour la mise en place d'une RT Guyane et d'un label ».
- Amélioration de la **performance** des nouveaux équipements (climatiseurs)
- Réduction des besoins par **le comportement des usagers**

Objectifs

L'exercice de scénarisation montre que **la climatisation constitue l'usage pour lequel le potentiel de réduction des consommations est le plus élevé**. Dans le scénario volontariste, à l'horizon 2030, les consommations dues à la climatisation dans le résidentiel pourraient être contenues et rester proches des consommations actuelles. Dans le scénario médian, elles seraient réduites de plus de 50% par rapport au scénario tendanciel, pour un gain de 147 GWh/an en 2030.

Evolution des consommations d'énergie de climatisation :

2009	2030 Tendanciel		2030 Médian		2030 Volontariste	
MWh	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030
60 668	273 289	7,4%	126 523	3,6%	61 249	0,0%

Potentiel d'amélioration selon les scénarios :

Progression tendanciel 2009-2030	Réduction volontariste/tendanciel 2030		Réduction médian/tendanciel 2030	
%	GWh	%	GWh	%
350 %	212	78%	147	54%

Cibles

La cible principale de l'action est le secteur résidentiel. Cependant, le marché des climatiseurs est tel que certaines actions concerneront aussi le secteur tertiaire.

Plan d'action

Réduction des besoins par amélioration de l'enveloppe

Cette action fait l'objet de la fiche « Référentiels pour une réglementation thermique Guyane et des labels volontaires pour la construction ».

Amélioration de la performance des climatiseurs neufs

Complémentarité entre réglementation et incitations

L'évolution du marché doit s'appuyer sur un mécanisme double :

- **Usage de la réglementation pour « pousser » le marché et imposer un niveau minimum de performance.** Un niveau d'exigence d'emblée très élevé pourrait exclure du marché de la climatisation les ménages les moins fortunés.
- **Usage des aides pour tirer le marché vers le haut, en donnant une prime sous condition d'EER minimal plus élevé que le niveau réglementaire.**

L'enjeu de l'action est à court terme d'orienter la demande vers des **EER de 4 voire plus**. Une étude du marché est nécessaire pour préciser l'objectif de court terme et mieux calibrer le barème de primes ; un suivi des évolutions du marché doit permettre de réviser le barème de primes de façon à ce que les aides soient utilisées efficacement.

Sans la réglementation qui pousse le marché, les impacts MDE de l'action seront nettement moins élevés. Ou alors il faudrait augmenter considérablement les aides pour atteindre un même impact.

Rappel sur l'étiquette énergie

La performance d'un climatiseur se caractérise par l'**EER**, qui évalue la **quantité de froid produite par unité de consommation électrique**. L'entrée en vigueur de l'étiquette énergie pour les climatiseurs domestiques de taille inférieure à 12 kWf a considérablement modifié le marché. Les fabricants ont compris le signal donné par l'Union Européenne et ont investi pour proposer des équipements plus performants, presque tous offrant maintenant la classe A en base. Soulignons que les fabricants ont pris cette décision sur la base d'un marché européen incluant climatisation et pompes à chaleur ; il serait illusoire d'espérer une modification de leur offre par une action qui resterait strictement guyanaise.

Les limites de l'étiquette énergie sont :

- L'offre est aujourd'hui majoritairement en classe A mais n'excédant que de peu l'EER mini qui est de 3,2. La classe A étant la plus performante de l'échelle proposée sur l'étiquette, celle-ci ne permet donc pas aux acheteurs d'identifier l'existence d'une offre aux performances nettement supérieures, pourtant disponible, avec un EER jusqu'à 4 voire plus.
- Une mention obligatoire sur l'étiquette énergie est la consommation électrique de l'équipement calculé dans les conditions moyennes ; mais **le calcul est réalisé sur une base moyenne en Union Européenne, soit 500 h de pleine charge par an. Les études montrent que la consommation en Guyane est plutôt basée sur un fonctionnement de 1 500 h par an. L'étiquette donne donc une mauvaise indication à l'acheteur, elle lui laisse penser que le coût annuel sera de l'ordre de 50-60 €/an alors que le coût réel sera de plus de 150 € par an.**
- Elle indique un EER qui suppose que l'équipement est correctement installé. Or, une installation de mauvaise qualité peut mener à une perte de performance importante.

Questions sur les aides à la climatisation performante

Il existe aujourd'hui un mécanisme de prime délivrée via EDF (Ekono'Clim), en faveur des équipements performants et sous conditions. Instituer un second mécanisme ne serait guère lisible, il serait évidemment préférable de s'appuyer sur le mécanisme existant. Le système actuel prévoit un premier niveau de prime pour les climatiseurs de Classe A (EER mini 3,2) et un second pour les climatiseurs avec un EER mini de 4,5.

Aider la climatisation performante a souvent été considéré comme néfaste car contribuant au développement de la climatisation là où elle pourrait être évitée. Si on comprend le raisonnement en métropole où la climatisation est rarement nécessaire, on peut penser que la Guyane n'échappera pas au développement d'une demande de confort dès lors que les ménages pourront se le permettre. Il paraît donc plus efficace de mieux accompagner ce mouvement plutôt que laisser se développer une offre et des comportements peu performants.

Pour réduire les risques d'incitation à l'équipement, certains programmes ne proposent une prime que dans le cas du remplacement d'un équipement existant (c'est le cas de la prime Ekono'Clim). Cette disposition présente l'inconvénient d'exclure du marché de la performance les nouveaux entrants, alors que les orienter dès leur premier acte d'équipement vers les solutions performantes serait justement nécessaire.

Il convient en outre d'éviter de primer un équipement qui aurait été acheté de toute façon. C'est pourquoi **la prime devrait être réservée aux équipements dont la performance est nettement supérieure à celle de l'offre moyenne du marché et suffisante pour modifier la décision de l'acheteur**. Le calibrage de l'aide demande donc une connaissance fine du marché et sa mise à jour régulière puisque le marché évolue vite.

Historiquement, un travail de fond a été mené depuis 2003 par l'ADEME Guyane sur le soutien d'une filière de climatisation individuelle performante. De nombreuses concertations avec les professionnels ont abouti en 2003 à la création d'une charte de qualité Opticlim. Plusieurs sessions de formation ont été menées, et par la suite, en 2005, **un poste de coordinateur de la filière** (ainsi que celle relative aux chauffe-eaux solaires) a été créé au sein de la chambre des Métiers. Ce poste d'animateur avait pour ambition de constituer un relais entre les professionnels, la chambre consulaire et les institutionnels tels que l'ADEME. Il s'est organisé, entre autres, autour d'un suivi d'opérations exemplaires, de veille réglementaire, de communication et de mise en place de formations. Ce poste a été reconduit pendant 3 années, avant d'être supprimé par la suite.

Moyens de sensibilisation à la performance des équipements

La sensibilisation des usagers à la performance des climatiseurs peut faire l'objet de campagnes d'information vers le grand public. Les moyens ici pourront être mis en commun avec l'activité de communication vers les usagers pour mieux utiliser leurs climatiseurs.

Obligation d'information lors de la vente : l'habilitation peut être utilisée pour mieux informer l'acheteur potentiel de la consommation et du coût annuel en électricité d'un climatiseur donné, en donnant une information plus précise dans le contexte guyanais que celle de l'étiquette énergie. Savoir qu'un climatiseur va coûter 150 à 200 €/an d'électricité peut amener les acheteurs sinon à reconsidérer leur achat, du moins à se poser la question de la performance énergétique et à éventuellement surinvestir dans un équipement plus cher mais plus performant.

Formation – information aux vendeurs – installateurs. Si les professionnels peuvent être des relais auprès des consommateurs finaux, l'expérience montre qu'ils sont généralement réticents à communiquer sur le coût énergétique de la climatisation, qu'ils voient comme un marqueur négatif de leur offre risquant de faire perdre la vente. C'est particulièrement vrai dans les grandes surfaces proposant une offre bas de gamme. L'expérience montre cependant que certains voient l'intérêt, sous réserves d'une demande suffisamment forte de la part des acheteurs, d'une démarche leur permettant de vendre des équipements plus haut de gamme. Une action efficace auprès des usagers finaux sera alors renforcée par la formation des distributeurs.

Actions

- **Etude de marché sur les coûts et performances des équipements de climatisation individuelle.** L'objectif est de fixer les niveaux d'exigence réglementaires et les barèmes des aides en tenant compte de l'état du marché. **Une veille doit être réalisée pour ajuster les seuils au fur et à mesure que le marché évolue.** Cette veille tiendra évidemment compte de la climatisation solaire ou toute autre technologie qui pourrait atteindre la maturité dans les années qui viennent. Cette veille sert aussi à évaluer l'impact des actions pour modifier l'offre. Outre le suivi des équipements mis sur le marché, cette activité inclut des inspections – audits d'installations existantes.

L'étude de marché pourra concerner aussi les équipements de climatisation centralisée (centrale à eau glacée) ou semi-centralisés (multisplits) qui sera utile à la mise en œuvre d'actions dans le secteur tertiaire.

- Sur la base de l'étude de marché :
 - o définition de niveaux de performance réglementaires à mettre en place : soit par la Région si elle se saisit de l'habilitation, soit par l'état ; il faut alors envisager une action vers les services concernés de l'état pour introduire les dispositions répondant à la réalité du marché guyanais
 - o et définition d'un barème de primes adapté : quel niveau de performance, quel niveau de prime, quelles conditions (formation des installateurs, obligation d'un contrat d'entretien ?)
- Concertation avec les autres DOM pour une proposition commune sur les niveaux de performance à retenir pour être éligibles aux mécanismes d'aides (crédit d'impôt, CEE, CSPE). (voir la fiche « Coopération inter-DOM »).
- Sensibilisation des usagers à la performance des climatiseurs
 - o Campagne d'information vers le grand public, sur les équipements performants et les aides.
 - o Obligation d'information lors de la vente sur la consommation et le coût annuel en énergie des équipements.
 - o Formation – information aux vendeurs – installateurs
- Amélioration de la qualité de l'installation
 - o Formation des installateurs
 - o Conditionnalité des aides : le principe est déjà en vigueur dans l'offre Ekono'Clim, la prime n'est délivrée que si le climatiseur est installé par une entreprise agréée ayant suivi une formation. Il convient d'évaluer le mécanisme et le renforcer si nécessaire.

Amélioration de la performance des climatiseurs existants

Questions sur les aides au contrat d'entretien des climatiseurs individuels

La durée de vie des climatiseurs est assez brève (on considère une moyenne de 6 à 7 ans). Par ailleurs, il est douteux que même des actions fortes permettent d'amener les usagers à changer leur équipement pour un plus performant sur la seule base des économies d'énergie. Il ne semble donc pas opportun d'engager des campagnes d'identification des équipements les moins performants pour pousser à leur remplacement.

Par contre, la communication sur les aides aux climatiseurs performants pourra inciter à des renouvellements anticipés.

Il est reconnu que l'entretien des climatiseurs améliore leur performance énergétique et leur durée de vie. Mais la question est mal documentée : quel entretien pour quel gain ? Il s'ensuit une hésitation sur les aides au développement des contrats d'entretien, car on a du mal à démontrer que les coûts d'un contrat d'entretien (de l'ordre de 50 €/an) sont payés par les gains d'énergie (de l'ordre de 30 €/an sur une base de 20% de gain). La question doit être analysée en rappelant que le prix de l'énergie payé par l'utilisateur ne couvre pas le coût réel pour la collectivité. Il est à noter en outre que le coût de la mesure se caractérise par un contenu important en main d'œuvre locale.

Actions

Nous proposons une **étude - campagne de mesure pour évaluer les gains énergétiques réels permis par un entretien régulier par une entreprise ainsi que par l'auto-entretien.**

Dans cette première approche, nous dimensionnons une **aide de 80 € pour tout contrat de 5 ans.** L'aide pourra être modulée selon le nombre de climatiseurs par site.

Il reste cependant que **l'auto-entretien par l'utilisateur** lui-même permet déjà un premier gain de performance. La communication prévue vers les usagers doit intégrer les recommandations d'usage.

- Etude - campagne de mesures pour préciser les gains de performance permis par les contrats d'entretien des climatiseurs.
- Sur cette base, dimensionner une aide au développement des contrats d'entretien. Elle pourra être associée à l'aide aux climatiseurs performants.
- Concertation avec les autres DOM pour une proposition commune sur les niveaux de performance à retenir pour être éligibles aux mécanismes d'aides (crédit d'impôt, CEE, CSPE). (voir la fiche « Coopération inter-DOM »).
- Communication vers les usagers sur l'intérêt de l'entretien et l'auto-entretien (voir section suivante).

Réduction des besoins par le comportement des usagers

Les potentiels de réduction des besoins par le comportement des usagers sont très importants :

- Choix de la température interne
- Gestion des ouvrants (portes, fenêtres), réduction des entrées d'air chaud et humide
- Gestion des climatiseurs : arrêt des équipements
- Auto-entretien des climatiseurs

D'une façon plus générale, la communication vers les usagers finaux deviendra de plus en plus un élément important de tout plan d'actions. Les progrès techniques et réglementaires se traduisent aujourd'hui en métropole par une augmentation de la part relative de l'impact des comportements ; on construit des bâtiments et des systèmes très performants, mais mal utilisés. L'atteinte d'objectifs ambitieux passe par l'implication de tous les citoyens.

Malgré les argumentations citoyennes, il ne faut pas cacher que la mobilisation des consommateurs finaux et l'impact des campagnes de sensibilisation dépendront largement des coûts d'énergie.

Actions

- o Campagnes d'information : médias traditionnels (voir fiche transversale Communication)
- o Action des EIE et d'une éventuelle Agence Régionale de l'Énergie (voir fiche transversale « Communication »)
- o Site internet avec module de calcul permettant d'évaluer l'économie générée par un relèvement de la température interne de 1 ou 2°C, etc.
- o Information associée à la vente d'équipements (éventuellement rendue obligatoire par habilitation), par exemple sous forme d'un dépliant livré avec le climatiseur.

Indicateurs de suivi

- Performance des climatiseurs mis sur le marché
- Consommations d'électricité pour la climatisation
- Nombre de contrats d'entretien

Jeu d'acteurs

Actions	Principaux acteurs
Réduction des besoins par amélioration de l'enveloppe	
Voir fiche « Référentiels »	
Amélioration de la performance des climatiseurs neufs	
Connaissance du marché : étude et suivi	OREDD, EDF (suivi des climatiseurs primés), douanes, distributeurs, Consultants (BE)
Formatage de l'aide à la performance sur la base du suivi du marché	Région, EDF, PRME
Gestion des aides	PRME
Réglementation performance minimale, affichage obligatoire, etc	Région / Etat
Formation des distributeurs	Région, Chambres consulaires, distributeurs
Amélioration de la performance des climatiseurs existants	
Etude coût maintenance/gain énergétique	PRME - entreprises
Formatage de l'aide au contrat d'entretien	Région, EDF, PRME
Gestion des aides	PRME
Réduction des besoins par le comportement des utilisateurs	
Campagnes d'information	PRME, EIE
Actions vers les distributeurs de climatiseurs	PRME, distributeurs

L'action repose largement sur la complémentarité entre réglementation et incitations. Elle sera pilotée par la Région, en partenariat étroit avec EDF qui gère aujourd'hui le système d'aides aux climatiseurs performants.

Moyens et coûts de mise en œuvre

La coordination des actions définies précédemment nécessite la création d'un poste d'animateur de filière. Le rôle de celui-ci sera de piloter les différentes actions mises en œuvre dans le cadre du PRERURE, en assurant le relais entre les différents acteurs : Région, Ademe, EDF, entreprises, chambres consulaires, artisans, entreprises et services de communication. Son action permettra de posséder un recul suffisant sur l'impact des opérations entreprises, et de faire remonter les réajustements correctifs nécessaires au bon fonctionnement des actions. Il suivra les études de marché et préparera les documents permettant au PRME de statuer sur les mécanismes d'aides et les réglementations qui seraient souhaitables. L'animateur pourrait aussi prendre en charge les actions concernant la climatisation dans le secteur professionnel (voir la fiche correspondante).

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre d'ici 2030. Les coûts incluent le recrutement à temps partiel d'un animateur de l'action (base de 10 k€/mois travaillé).

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Action Climatisation Résidentiel

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Animation de l'action	30	60	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	770
Réduction des besoins par amélioration de l'enveloppe : voir fiche "Référentiels pour une RT Guyane et des labels volontaires dans la construction"																				
Amélioration de la performance des climatiseurs neufs																				
Etude et suivi du marché de la climatisation individuelle		50	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	220
Formatage de l'aide sur la base du suivi du marché	inclus dans l'animation de l'action																			
Aide aux équipements performants		600	615	630	645	660	675	690	705	720	735	750	765	780	795	810	825	840	855	13095
Réglementation performance minimale	inclus dans l'animation de l'action																			
Sensibilisation des usagers																				
Campagnes de communication	inclus dans la ligne "campagne de communication" ci-dessous																			
Réglementation affichage obligatoire	inclus dans l'animation de l'action + coûts de mise en conformité à charge des distributeurs																			
Action auprès des distributeurs	inclus dans l'animation de l'action																			
Amélioration de la performance des climatiseurs existants																				
Support au contrat d'entretien: étude initiale + aide		50	164	168	172	176	180	184	188	192	196	200	204	208	212	216	220	224	228	3382
Réduction des besoins par le comportement des usagers																				
Campagnes de communication		100	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	950
Renforcement des moyens des EIE	voir fiche "Communication"																			
Site internet	voir fiche "Communication"																			
Dépliants - actions vers les distributeurs	inclus dans la ligne "campagne de communication"																			
Total coût de la fiche action	30	860	879	898	917	936	955	974	993	1012	1031	1050	1069	1088	1107	1126	1145	1164	1183	18417

Fiche 02 - Climatisation dans le secteur professionnel

Enjeux

La climatisation représente **40% de la consommation d'électricité dans le secteur professionnel**.

Sans action forte, la consommation électrique due à la climatisation va augmenter de plus de 110 % en 2030.

L'analyse des consommations montre que les paramètres influant sur la consommation sont de multiples natures, et peuvent être regroupés sous 3 thématiques :

- Maîtrise des besoins par amélioration du bâti: cette action fait l'objet de la fiche « Référentiels pour la mise en place d'une RT Guyane et d'un label ».
- **Performance** des équipements mis sur le marché, que ce soit des climatiseurs individuels ou des systèmes centralisés (multi-splits, centrales à eau glacée)
- Réduction des besoins par **le comportement des usagers** : cette action est spécifiée dans la fiche « Climatisation dans le résidentiel ».

Objectifs

L'exercice de scénarisation montre que **la climatisation constitue l'usage pour lequel le potentiel de réduction des consommations est le plus élevé**. Dans le scénario volontariste, à l'horizon 2030, les consommations dues à la climatisation dans le secteur professionnel pourraient être contenues et rester proches des consommations actuelles. Dans le scénario médian, elles seraient réduites de plus de 50% par rapport au scénario tendanciel, pour un gain de près de 107 GWh en 2030.

Evolution des consommations d'énergie de climatisation :

2009	2030 Tendanciel		2030 Médian		2030 Volontariste	
	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030
170 058	357 398	3,6%	250 178	1,9%	178 699	0,2%

Potentiel d'amélioration selon les scénarios :

Progression tendanciel 2009-2030	Réduction volontariste/tendanciel 2030	Réduction médian/tendanciel 2030
%	GWh %	GWh %
110%	178 50%	107 30%

Cibles

La cible principale de l'action est le secteur professionnel. Cependant, le marché des climatiseurs est tel que certaines actions concerneront aussi le secteur résidentiel (climatisation individuelle).

Plan d'action

Réduction des besoins par amélioration de l'enveloppe

Cette action fait l'objet de la fiche « Référentiels pour une réglementation thermique Guyane et des labels volontaires pour la construction ».

En complément des référentiels, l'action prévoira des audits de grands bâtiments (voir ci-dessous) portant sur le système de climatisation. Ces audits seront l'occasion d'identifier et évaluer des actions de réduction des besoins par une amélioration de l'enveloppe : isolation toiture, protections solaires, etc.

Amélioration de la performance des climatiseurs individuels neufs

Cette action fait l'objet de la fiche « Climatisation dans le résidentiel ». Malgré une meilleure rentabilité de l'action dans le tertiaire, le barème des aides pourra être le même que pour le résidentiel, pour des questions de lisibilité ; ce point sera tranché sur la base de l'étude de marché préalable.

Amélioration de la performance des climatiseurs individuels existants

Cette action fait l'objet de la fiche « Climatisation dans le résidentiel ». En première approche, les aides au contrat d'entretien seraient réservées au secteur résidentiel.

Soutien des systèmes de climatisation centralisée neuve

Complémentarité entre réglementation et incitations

L'évolution du marché doit s'appuyer sur un mécanisme double :

- **Usage de la réglementation pour « pousser » le marché et imposer un niveau minimum de performance.**
- **Usage des aides pour tirer le marché vers le haut, en donnant une aide sous condition d'EER minimal plus élevé que le niveau réglementaire.**

L'enjeu de l'action est à court terme d'orienter la demande vers des **EER de 4 voire plus, pour les systèmes autres que l'eau glacée à condensation par air**. Une étude du marché est nécessaire pour préciser l'objectif de court terme et mieux calibrer le barème de primes ; un suivi des évolutions du marché doit permettre de réviser le barème de primes de façon à ce que les aides soient utilisées efficacement.

Questions sur les aides à la climatisation performante

Outre des aides ponctuelles pour des opérations exemplaires au sein du PRME, il n'existe pas actuellement de soutien actif d'une climatisation centralisée performante. Cependant, une démarche de mise en place d'un cahier des charges de climatisation performante « OPTICLIM centralisé » est actuellement menée par l'ADEME. Elle vise à définir, sur la base d'un état des lieux déjà réalisé, les niveaux d'exigences minimales à mettre en place pour atteindre des objectifs de climatisation performante, en termes de :

- conception du bâti
- choix d'équipements de climatisation
- installation selon les règles de l'art
- définition d'un contrat d'entretien-maintenance optimal

Par ailleurs, des fiches de certificats d'économie d'énergie (CEE) existent pour appuyer la mise en œuvre d'installations centralisées performante, pour les bâtiments de moins de 10 000 m² :

- fiche BAT-TH 37 : systèmes DRV
- fiche BAT-TH 32 : groupe à eau glacée à condensation à eau

Actions

- **Partir de l'étude d'état des lieux réalisé sur les installations centralisées (Opticlim centralisé), des premiers audits effectués et des niveaux d'exigence déjà fixés**, pour définir :
 - o des niveaux de performance réglementaires à mettre en place : soit par la Région si elle se saisit de l'habilitation, soit par l'état ; il faut alors envisager une action vers les services concernés de l'état pour introduire les dispositions répondant à la réalité du marché guyanais
 - o un barème de primes adapté : quel niveau de performance, quel niveau de prime, quelles conditions (formation des installateurs, neuf ou existant ?), quels financements
- **Etude de faisabilité** pour tout projet neuf. Cela pourra se faire, de manière obligatoire, dans le cadre de la mise en place d'une réglementation thermique propre à la Guyane, par le biais de l'habilitation. Ou bien dans le cadre d'un programme d'étude de faisabilité financé à 50 % (PRME), et touchant une trentaine de projet en 2012 (15 000 m²). L'objectif sera de fournir au maître d'ouvrage une étude comparative en coût global pour divers systèmes de climatisation performante (eau glacée, DRV, stockage de froid,...), afin d'orienter sa décision finale.
- **Une veille doit être réalisée pour ajuster les seuils au fur et à mesure que le marché évolue.** Cette veille tiendra évidemment compte de la climatisation solaire ou toute autre technologie qui pourrait atteindre la maturité dans les années qui viennent. Cette veille sert aussi à évaluer l'impact des actions pour modifier l'offre. Outre le suivi des équipements mis sur le marché, cette activité inclut des inspections – audits d'installations existantes.
- Concertation avec les autres DOM pour une proposition commune sur les niveaux de performance à retenir pour être éligibles aux mécanismes d'aides (voir la fiche « Coopération inter-DOM »).
- Amélioration de la qualité de l'installation
 - o Formation des installateurs

- Conditionnalité des aides : le principe est déjà en vigueur dans l'offre Ekono'Clim, la prime n'est délivrée que si le climatiseur est installé par une entreprise agréée ayant suivi une formation. Il convient d'évaluer le mécanisme et le renforcer si nécessaire.

Soutien des systèmes de climatisation centralisée existante

Connaissance du marché

Les installations de climatisation centralisée, plus courantes ces dernières années dans les projets neufs, ne représentent actuellement qu'une partie marginale des systèmes rencontrés. Ces installations concernent majoritairement le secteur hôtelier, les grosses administrations, les hôpitaux et les centres commerciaux.

Afin de mieux connaître ces installations, un travail de cartographie devra être réalisé sur la base :

- données fournisseurs des gros consommateurs de Guyane,
- connaissances des institutions (EDF, PRME)
- données des professionnels (organisations interprofessionnelles, entreprise d'entretien-maintenance).

On cherchera à établir dans un premier temps un listing des opérations centralisées dans les bâtiments tertiaires (bureaux, hôtes, commerces, santé). Ce travail préalable permettra de définir un programme pluriannuel d'audits à réaliser parmi ces installations (voir ci-après), en hiérarchisant les interventions en fonction du niveau de consommation et de l'âge des systèmes installés.

Actions

- **Audits** : suite au recensement des installations centralisées, une série d'audits (5 par année, puis 10 par an une fois que le marché sera lancé) sera organisée afin d'appuyer les projets d'amélioration ou de remplacement des installations de climatisation centralisées existantes. Ces études permettraient de jauger l'état de l'existant, et de proposer, sur la base de la démarche « OPTICLIM centralisé », des solutions d'optimisation ou de substitution des installations auditées. Le ciblage des audits sera effectué par le coordinateur de la filière, qui informera les maîtres d'ouvrage sur les financements possibles. Les audits seront réalisés par des consultants – bureaux d'études.
- **Accompagnement post-audit** des maîtres d'ouvrage afin d'identifier et lever les barrières et informer sur les financements, réalisé par l'animateur de l'action
- **Aides à l'investissement** : celles-ci seront définies au préalable, sur la base des exigences de la démarche « Opticlim centralisé » (voir partie « soutien à la climatisation centralisée neuve »).

Réduction des besoins par le comportement des usagers

Cette action fait l'objet de la fiche « Climatisation dans le résidentiel ».

Indicateurs de suivi

- Performance des climatiseurs mis sur le marché
- Consommations d'électricité pour la climatisation
- Nombre de contrats d'entretien

Jeu d'acteurs

Actions	Principaux acteurs
Réduction des besoins par amélioration de l'enveloppe	
Voir fiche « Référentiels »	
Amélioration de la performance des climatiseurs individuels neufs	
Voir fiche « climatisation dans le résidentiel »	
Amélioration de la performance des climatiseurs individuels existants	
Voir fiche « climatisation dans le résidentiel »	

Actions	Principaux acteurs
Soutien des systèmes de climatisation centralisée neuve	
Connaissance du marché : étude et suivi	OREDD, PRME, EDF (suivi des climatiseurs primés), douanes, distributeurs, consultants (BE)
Formatage de l'aide à la performance sur la base du suivi du marché	Région, EDF, PRME
Gestion des aides	PRME
Réglementation performance minimale, affichage obligatoire, etc	Région / Etat
Etude de faisabilité	Région (habilitation), EDF, PRME, consultants (BE)
Formation des distributeurs	Région, Chambres consulaires, distributeurs
Soutien des systèmes de climatisation centralisée existante	
Cartographie des installations existantes	PRME, Chambres consulaires, organisations professionnelles, fournisseurs d'énergie
Audits ciblés	PRME, consultants (BE)
Gestion des aides	PRME
Réduction des besoins par le comportement des utilisateurs	
Voir fiche « climatisation dans le résidentiel ». cette action pourra être relayée par les différentes organisations professionnelles (type syndicat des hôteliers (UMIH))	

L'action repose largement sur la complémentarité entre réglementation et incitations. Elle sera pilotée par la Région, en partenariat étroit avec EDF qui gère aujourd'hui le système d'aides aux climatiseurs individuels performants et l'Ademe qui gère les aides dans les installations centralisées.

Moyens et coûts de mise en œuvre

La coordination des actions définies précédemment nécessite la création d'un poste d'animateur de filière. Le rôle de celui-ci sera de piloter les différentes actions mises en œuvre dans le cadre du PRERURE, en assurant le relais entre les différents acteurs : Région, ADEME, EDF, entreprises, chambres consulaires, artisans, entreprises et services de communication. Son action permettra de posséder un recul suffisant sur l'impact des opérations entreprises, et de faire remonter les réajustements correctifs nécessaires au bon fonctionnement des actions. Il pilotera les études de marché et préparera les documents permettant au PRME de statuer sur les mécanismes d'aides et les réglementations qui seraient souhaitables.

Dans un premier temps, un poste serait entièrement voué au secteur de la climatisation, et toucherait également le secteur résidentiel (voir fiche « climatisation dans le secteur résidentiel »).

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre d'ici 2030. Les coûts incluent le recrutement à temps partiel d'un animateur de l'action (base de 10 k€/mois travaillé), qui travaillera également sur la partie « climatisation dans le résidentiel ».

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Action Climatisation Secteur Professionnel

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Animation de l'action	0	60	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	740
Réduction des besoins par amélioration de l'enveloppe : voir fiche "Référentiels pour une RT Guyane et des labels volontaires dans la construction"																				
Amélioration de la performance des climatiseurs individuels neufs : voir fiche "Climatisation dans le résidentiel"																				
Aide aux équipements performants	75	300	315	330	345	360	375	390	405	420	435	450	465	480	495	510	525	540	555	7 770
Amélioration de la performance des climatiseurs individuels existants : voir fiche "Climatisation dans le résidentiel"																				
Soutien des systèmes de climatisation centralisée neufs																				
Etude et suivi du marché de la climatisation centralisée		10	10	10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	330
Formatage de l'aide sur la base du suivi du marché	inclus dans l'animation de l'action																			
Etude de faisabilité neuf (aidé à 50 % si non-réglementaire)		75	75	75	87,5	87,5	87,5	87,5	100	100	112,5	112,5	112,5	125	125	125	137,5	137,5	150	1 913
Aide à l'investissement (neuf et existant)		225	225	225	262,5	262,5	262,5	262,5	300	300	337,5	337,5	337,5	375	375	375	412,5	412,5	450	5 738
Réglementation performance minimale	inclus dans l'animation de l'action																			
Sensibilisation des usagers																				
Campagnes de communication	inclus dans la ligne "campagne de communication" ci-dessous																			
Soutien des systèmes de climatisation centralisée existants																				
Cartographie des usages et potentiels	20	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	200
Ciblage des audits - montage des opérations	inclus dans l'animation																			
<i>Audits ciblés (5 puis 10 par an, aidés à 50%)</i>		15	15	15	15	15	15	15	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	435
<i>Aides à l'investissement</i>	Voir partie "Soutien des systèmes de climatisation centralisée neufs"																			
Réduction des besoins par le comportement des usagers : voir fiche "Climatisation dans le résidentiel"																				
Total coût de la fiche action	95	695	690	705	780	795	810	825	905	920	985	1000	1015	1080	1095	1110	1175	1190	1255	17 125

Fiche 03 – Eau-chaude sanitaire Résidentiel et Tertiaire

Enjeux

L'eau chaude sanitaire représente **10% des consommations d'électricité dans le résidentiel**, et reste **plus marginale (5%) dans le tertiaire**, hors hôtellerie et restauration.

Sans action forte, la consommation électrique due à l'eau chaude sanitaire sera multipliée par plus de 3 en 2030 (respectivement 106 et 45 GWh dans le résidentiel et le tertiaire).

Objectifs

L'exercice de scénarisation montre que **l'eau chaude sanitaire constitue l'usage pour lequel le potentiel de réduction des consommations est le plus élevé, dans le résidentiel, derrière la climatisation**. Dans le scénario volontariste, à l'horizon 2030, les consommations dues à l'eau chaude sanitaire pourraient être largement réduites (divisées par plus de 23 dans le résidentiel, et par 5 dans le secteur professionnel), par le biais d'une forte pénétration de chauffe-eau solaires. Dans le scénario médian, elles seraient légèrement revues à la baisse (15 %), pour un gain de 106 GWh en 2030.

Evolution des consommations d'énergie pour la production d'eau chaude sanitaire:

	2009	2030 Tendanciel		2030 Médian		2030 Volontariste	
	MWh	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030
Résidentiel	32 935	106 493	5,7%	28 778	-0,6%	4 544	-9,0%
Professionnel	21 415	45 006	3,6%	15 993	-1,4%	9 001	-4,0%

Potentiel d'amélioration selon les scénarios :

	Progression tendanciel 2009-2030	Réduction volontariste/tendanciel 2030		Réduction médian/tendanciel 2030	
	%	GWh	%	GWh	%
Résidentiel	223%	102	96%	78	73%
Professionnel	110%	36	80%	29	64%

Cibles

La cible principale de l'action est le secteur résidentiel. Cependant, les actions toucheront aussi le secteur professionnel, et en particulier le secteur hôtelier.

Plan d'action

Amélioration du taux de pénétration du solaire

Une production d'origine renouvelable marginale

Pour le résidentiel, la production d'eau chaude sanitaire d'origine solaire représente actuellement 1 % des installations rencontrées. 500 CESI sont installés par an en moyenne depuis 2005, sur un total de ventes annuelles de chauffe-eau électriques estimé à 7 500.

Pour le logement social, la production d'origine solaire est quasiment inexistante, malgré l'apparition de la RTAA en 2009 pour le résidentiel neuf. La Guyane reste le seul DOM pour lequel les logements n'ont pas pour obligation d'être livrés avec l'eau chaude sanitaire. Et donc pour lesquels il est impossible de fait d'imposer un mode de production à base d'énergie renouvelable.

Aides à l'installation de chauffe-eau solaire

Il existe aujourd'hui un mécanisme de primes délivrées via EDF (Soley'Eko), en faveur des chauffe-eau solaires individuels. Celles-ci sont attribuées aux installations de chauffe-eau respectant un certain nombre de prescriptions techniques et réglementaires, et réalisées par des professionnels ayant reçu une formation, et signataires de la charte de qualité Soley'Eko.

Il existe également différentes aides mobilisables telles que le Fonds chaleur, développé par l'ADEME pour les installations collectives (logement social et tertiaire), la défiscalisation pour le résidentiel neuf, et les

certificats d'économie d'énergie pour la récupération de chaleur sur groupe de climatisation à eau glacée, pour le tertiaire.

Enfin, le crédit d'impôt pour les installations solaire dans le résidentiel est en constante diminution, et est passé de 45 % à 32 % en 2012.

Actions

- Le développement de la filière s'appuiera largement sur la réglementation **pour « pousser » le marché**, notamment par l'imposition d'un minimum de production à base d'énergie renouvelable pour les secteurs résidentiel et tertiaire, dans le neuf et l'existant. Une voie possible est la prise d'habilitation, qui permettrait de prendre des mesures spécifiques à la Guyane, allant au-delà de la RTAA DOM. Toute mesure doit être compatible avec l'état du marché, qui demande donc à être analysé avant de prendre les mesures réglementaires. Parmi les réglementations envisageables et de façon progressive, on peut citer :
 - o Obligation du solaire thermique dans les logements neufs
 - o Obligation du solaire thermique (50% de taux de couverture voire plus) ou récupération sur groupe froid dans le tertiaire neuf mais aussi en cas de réhabilitation dans le tertiaire existant
 - o Obligation d'information sur les lieux de vente des chauffe-eau électriques : consommation et coût annuel prenant en compte la durée de vie des équipements
 - o Une fois le marché du chauffe eau solaire suffisamment mature, obligation du solaire en remplacement de chauffe-eau existant
- Si l'habilitation ne devait pas être prise, il faudrait alors une action forte auprès des services de l'état concernés pour mettre en place les mesures réglementaires souhaitées. A défaut, il s'agirait de trouver une complémentarité d'actions entre la RTAA existante, et les secteurs aujourd'hui non-réglés (**résidentiel existant et tertiaire**), afin de soutenir la filière solaire et maintenir un niveau d'acceptabilité économique. Mais le système actuel, qui prévoit déjà des primes élevées pour le solaire, montre que les objectifs volontaristes ne pourront pas être atteints sans réglementation, sauf si une offre « low cost » voyait le jour (voir ci-dessous).
- **Des études de faisabilité d'installations collectives** seront appuyées pour les projets résidentiels ou tertiaires (hôtellerie, établissements de santé,...)
- Concertation avec les autres DOM pour une proposition commune d'amélioration du taux d'aide qui permette de mieux valoriser les coûts évités (CSPE). Cette action est reprise dans la fiche « Coopération inter-DOM »).
- Adaptation des fiches CEE au contexte guyanais
- En dehors des primes versées dans le cadre de la charte « Soley'Eko » ou du « fonds chaleur », d'autres aides peuvent être mobilisables, pour le secteur social en particulier : défiscalisation, préfinancement (Caisse des dépôts), FEDER ou tout autre mécanisme financier permettant d'étaler le coût d'investissement dans le temps

Formation

Formations existantes

La mise en place de la démarche Soley'eko pour les installations individuelles a permis la formation de nombreux installateurs.

Par ailleurs, le montage d'une plate-forme de formation solaire est actuellement soutenu par la Région et le PRME, en partenariat avec le CFA de Cayenne. Il vise à former des apprentis au montage d'installations de chauffe-eau solaires individuels, ainsi qu'aux systèmes de production d'électricité photovoltaïque en site isolé et en raccordé réseau. Cette plate-forme pourra être mise à disposition des lycées techniques pour une sensibilisation des étudiants.

Actions

- Les formations aux installateurs de chauffe-eau solaires individuels se doivent d'être maintenues, au rythme de 1 session/an. Elle doit également prévoir quelques sessions de rappel (1 à 2 sessions/an). En effet, les contrôles menés sur les installations réalisées dans le cadre de la charte montrent un taux d'installations correctes relativement faible (moins de 50% en 2012).

- Ces formations doivent être étendues aux installateurs de systèmes centralisés (1 session/an). Le marché est en effet, depuis la mise en place de la RTAA, en relative expansion dans le logement privé, mais les professionnels ne sont pas toujours bien formés.

Moyens de sensibilisation à l'utilisation d'eau chaude sanitaire solaire

La sensibilisation des usagers à l'utilisation d'eau chaude sanitaire peut faire l'objet de campagne de communication afin d'optimiser l'utilisation de chauffe-eau solaire, sans générer d'insatisfaction ou d'utilisation excessive de l'appoint électrique le cas échéant.

La communication pourra s'orienter sur les comportements à adopter lors de l'utilisation de chauffe-eau solaire, mais aussi sur les équipements à prévoir pour minimiser les consommations. Une information pourra également être donnée sur le coût électrique du chauffe-eau.

Soutien de solutions alternatives

Support aux nouveaux produits

La filière de chauffe-eau solaire n'a pu se développer qu'avec l'aide d'un soutien du PRME et d'aides publiques importantes, représentant initialement 50% du coût facturé d'une installation. Sans ces aides, les coûts d'investissement se montrent très difficilement concurrentiels vis-à-vis de ceux du chauffe-eau électrique. D'autres solutions alternatives pourraient être soutenues afin de diversifier l'offre, dans un souci de rentabilité économique.

Actions

- **Soutenir le processus de certifications de nouveaux produits.**
- Favoriser les offres de récupération sur le groupe froid des climatiseurs (climatisation centrale surtout), pour le secteur hôtelier notamment. Des **études de faisabilité** seront menées à cet effet.

Indicateurs de suivi

- Performance des installations réalisées
- Taux de pénétration de chauffe-eau solaires

Jeu d'acteurs

Actions	Principaux acteurs
Amélioration du taux de pénétration des chauffe-eau solaires	
Réglementation performance minimale, affichage obligatoire, etc	Région / Etat
Etudes de faisabilité chauffe-eau collectif	PRME, consultants (BE)
Gestion des aides CESI hors réglementation	PRME
Gestion des aides CE collectif hors réglementation	ADEME (Fonds chaleur), FEDER, Etat (défiscalisation)
Formation	
Formation SOLEY'EKO installateurs	EDF – PRME – entreprises
Formation entreprises chauffe-eau centralisé	PRME – entreprises
Sensibilisation des utilisateurs	
Campagnes d'information	PRME, EIE
Soutien de solutions alternatives	
Soutien d'une filière locale	Région, Guyane Technopole, DEAL (SPIOM)
Etude de faisabilité récupération de chaleur	PRME, consultants (BE)

L'action repose largement sur la mise en œuvre de la réglementation, et sera pilotée par la Région.

Coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre d'ici 2030. Les coûts incluent le recrutement à temps partiel d'une personne responsable de l'animation de l'action (base de 10 k€/mois travaillé). Les coûts et en particulier les aides sont évalués en supposant une montée en puissance des réglementations rendant obligatoire les solutions performantes dans le résidentiel.

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Eau Chaude Sanitaire

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Animation de l'action	0	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	2160
Amélioration du taux de pénétration des CESI																					
Aide aux CESI individuels	500	750	1000	1000	1000	1000	1000	750	750	750	750	750	750	500	500	500	500	500	500	500	13750
Aide à la décision CE collectif	30	60	90	90	90	90	120	120	120	120	120	120	150	150	150	150	150	150	180		2250
Aide à l'investissement CE collectif (logement collectif existant)	400	800	1200	1200	1200	1200	1200	900	900	900	900	900	900	600	600	625	625	625	625		16300
Formation																					
CESI	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	95
Collectif	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	95
Sensibilisation																					
Campagnes de communication		100	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	950
Autres alternatives																					
Soutien aux nouveaux produits		50	50	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	260
Aide à la décision récupération chaleur clim centralisée		10	10	10	10	10	10	10	10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	280
Total coût de la fiche action	940	1740	2420	2420	2420	2420	2450	1900	1900	1900	1900	1900	1930	1380	1380	1405	1405	1405	1435		34650

Fiche 04 – Eclairage

Enjeux

L'éclairage représente **8% des consommations d'électricité dans le tertiaire, et 5 % dans le résidentiel**. Sans action forte, la consommation électrique due à l'éclairage va plus que doubler en 2030.

L'analyse des consommations montre que les paramètres influant sur la consommation sont de multiples natures, et peuvent être regroupés sous 4 chapitres :

- Amélioration de la **performance** des équipements (lampes basse consommation et LED, ballast électronique...).
- Amélioration de la **gestion** de l'éclairage (détecteurs de présence, de niveau d'éclairage, gestion centralisée, horloge, zonages de la distribution).
- Réduction des besoins par la prise en compte de l'**éclairage naturel** lors de la conception des bâtiments.
- Réduction des besoins par **le comportement des utilisateurs** (extinction des équipements).

Objectifs

Dans le scénario volontariste, à l'horizon 2030, les consommations dues à l'éclairage pourraient être réduites de 30%, par le biais d'actions volontaires. Dans le scénario médian, elles seraient légèrement revues à la baisse (15 à 25 %), pour un gain de 25 GWh en 2030.

Evolution des consommations d'énergie de climatisation :

	2009	2030 Tendanciel		2030 Médian		2030 Volontariste	
	MWh	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030
Professionnel	34 264	72 010	3,6%	54 008	2,2%	50 407	1,9%
Résidentiel	18 760	43 127	4,0%	36 874	3,3%	31 052	2,4%

Potentiel d'amélioration selon les scénarios :

	Progression tendanciel 2009-2030	Réduction volontariste/tendanciel 2030		Réduction médian/tendanciel 2030	
	%	GWh	%	GWh	%
Professionnel	110%	22	30%	18	25%
Résidentiel	130%	12	28%	6	15%

Cibles

La cible principale de l'action est le secteur professionnel, celui du résidentiel étant plus difficilement impactable autrement que par la sensibilisation des occupants.

Plan d'action

Amélioration des équipements

Evolution du marché

Une première mesure a été prise par l'union européenne en 2009 pour interdire progressivement les ampoules à incandescence. Elles doivent disparaître totalement du marché en décembre 2012.

On notera toutefois que cette disposition risque d'avoir du mal à être appliquée intégralement en Guyane, d'une part en raison des restes de stock existants, et d'autre part, en raison de la proximité d'autres marchés que celui de l'UE.

Par voie de conséquence, ces ampoules sont remplacées pour l'instant par des LBC (Lampes Basse Consommation), en attendant de voir l'éventuelle émergence des LED (Light-Emitting Diode en anglais ou Diode électroluminescente en français).

De même les appareils utilisés dans le tertiaire voient progressivement leurs performances augmentées par le biais des tubes T5 et T8 et des ballasts électroniques.

Actions

Ces types d'équipement méritent encore d'être généralisés voire soutenus, notamment dans le tertiaire où des aides à l'investissement sont proposées.

Amélioration de la gestion de l'éclairage

Des pratiques améliorables

Une première voie d'amélioration concerne la gestion propre à certains équipements, par le biais de détecteurs de présence en préférence aux interrupteurs à simple allumage d'une part, mais surtout par des détecteurs de niveau d'éclairement permettant de limiter l'utilisation des luminaires en cas de luminosité suffisante.

Plus généralement, d'importantes économies peuvent également être envisagées en généralisant a minima des horloges, voire des systèmes manuels d'extinction centralisée (action réalisable surtout dans le neuf), et au mieux des GTB (Gestion Technique du Bâtiment) ou GTC (Gestion Technique Centralisée).

Des gains plus faibles peuvent également être obtenus dans des locaux de taille importante en effectuant un zonage « intelligent » de la distribution (par exemple, une nappe pour les appareils à proximité des ouvrants, et une seconde pour ceux plus éloignés, permettant de n'utiliser que ces derniers en cas de bonne lumière naturelle).

Un dernier poste d'amélioration et non des moindres concerne l'éclairage public qui mériterait d'être obligatoirement géré par des horloges, voire des horloges crépusculaires. Des technologies, qui pourraient être généralisées, existent également pour l'alimentation des lampes via des batteries rechargées par des panneaux photovoltaïques.

Actions

Ces types d'équipement et pratiques seront soutenus financièrement, notamment dans le tertiaire où des aides à l'investissement sont proposées.

Aide à la conception pour le tertiaire

De mauvaises habitudes

D'une manière générale, les pratiques suivantes de conception sont souvent rencontrées :

- sélection très approximative du nombre d'appareils à implanter dans un local, sans réelle vérification du niveau d'éclairement obtenu (qui s'avère souvent bien plus élevé que nécessaire),
- pas de prise en compte de l'apport de l'éclairage naturel, qui est d'ailleurs souvent peu optimisé par la conception,
- peu ou pas modes de gestion des équipements.

Des niveaux d'éclairage à ajuster

On retiendra également un autre levier important qui concerne les niveaux d'éclairement choisis, basés généralement sur des recommandations plus que sur des normes, et qui méritent d'être ajustés dans les divers programmes de construction, via un référentiel, en se référant toutefois à l'avis de professionnels du domaine (médecine du travail par exemple).

Actions

En complément de la réalisation du référentiel cité ci-dessus, une autre méthode de dimensionnement peut être envisagée par l'utilisation généralisée de logiciels de dimensionnement de l'éclairage, naturel et artificiel. Des aides financières pourraient être proposées aux concepteurs pour l'achat de ces matériels, avec également la mise en place de formation.

Sensibilisation des utilisateurs

Quelques rares actions existantes

Elle reste relativement inexistante à l'exception des quelques campagnes ponctuelles Lamp'Eko. Bien qu'il soit facile d'annoncer une réduction par 5 des consommations électriques liées à l'utilisation de LBC plutôt que de lampes à incandescence, l'impact financier global n'est pas suffisant dans le résidentiel compte tenu d'un prix de l'énergie assez faible (l'utilisation d'un LBC entraîne une baisse de l'ordre de 6 à 8 euros par an sur la facture, ce qui reste difficilement palpable pour un particulier).

Actions

Le potentiel d'impact semble donc assez faible dans le résidentiel (sauf en cas d'augmentation du prix de l'énergie) et le professionnel souffre généralement d'un désintérêt des salariés qui n'ont pas d'avantage financier direct à favoriser les bonnes pratiques.

Soutien à l'éclairage performant

Les incitations existantes : les CEE

L'éclairage ne constitue pas une thématique fortement aidée jusqu'à présent et plus particulièrement dans le secteur professionnel.

Les seules actions entrevues à ce jour sont liées à la récupération des CEE (Certificats d'Economies d'Energie) du seul obligé présent jusqu'alors en Guyane : EDF. Des campagnes (Lamp'Eko) ont ainsi été réalisées par la proposition de LBC (Lampe Basse Consommation) à 1 €.

Cette action dont l'impact a semble-t-il été ressenti demeure cependant insuffisante, ne concernant qu'une faible partie de l'éclairage et essentiellement le résidentiel.

Pour rappel, les fiches de certificats d'économie d'énergie (CEE) existantes dans le domaine sont les suivantes :

- fiche BAR-EQ 04 : Luminaire avec ballast électronique pour parties communes dans le résidentiel
- fiche BAR-EQ 05 : Bloc autonome d'éclairage pour habitation à faible consommation pour parties communes dans le résidentiel
- fiche BAT-EQ 01 : Luminaire pour tube fluorescent T5 électronique avec ou sans dispositif de contrôle dans le tertiaire
- fiche BAT-EQ 02 : Horloge sur un dispositif d'éclairage dans le tertiaire
- fiche BAT-EQ 06 : Luminaire avec ballast électronique pour tube T8 avec ou sans dispositif de contrôle pour le tertiaire

Actions

Les campagnes de diffusion des LBC nécessitent donc d'être poursuivies et étendues aux LED.

Des aides à l'investissement complémentaires méritent d'être également proposées par le biais d'appels à projet pour les bâtiments professionnels. Elles feront suite à une veille technologique à réaliser.

Jeu d'acteurs

Actions	Principaux acteurs
Réduction des besoins par amélioration des équipements	
Voir l'action « Soutien à l'éclairage performant »	
Réduction des besoins par amélioration de la gestion de l'éclairage	
Voir l'action « Soutien à l'éclairage performant »	
Réduction des besoins par une aide à la conception pour le tertiaire	
Création d'un référentiel	Région, PRME, consultants (BE)
Gestion des aides pour logiciels	Région, EDF, PRME
Formation des professionnels	Région, PRME, Chambres consulaires, distributeurs, consultants (BE)
Réduction des besoins par le comportement des utilisateurs	
Campagnes Soley'Eko (EDF)	
Soutien à l'éclairage performant	
Connaissance du marché : étude	OREDD, PRME, douanes, distributeurs, consultants (BE)
Formatage de l'aide à la performance	Région, EDF, PRME
Gestion des aides	PRME

L'action sera pilotée par la Région, en partenariat étroit avec EDF qui gère aujourd'hui le système d'aides à l'éclairage performant.

Indicateurs de suivi

- Performance des équipements
- Consommations liées à l'éclairage
- Nombre de demandes d'aides pour achat de logiciels de dimensionnement de l'éclairage, naturel et artificiel

Moyens et coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre d'ici 2030.

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Action Eclairage

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Réduction des besoins par aides à la conception pour le tertiaire																				
Création d'un référentiel		15																		15
Aides à l'investissement pour logiciels d'éclairage		5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	22
Formations		10	5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	31
Soutien à l'éclairage performant																				
Etude de marché		15																		15
Formatage de l'aide sur la base du suivi du marché	inclus dans l'étude marché																			
Aide à l'investissement (résidentiel et professionnel)		340	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	5610
Total coût de la fiche action	0	385	316	312	5693															

Fiche 05 – Autres usages de l'énergie chez les Professionnels

Enjeux

Le périmètre de cette fiche inclut les secteurs suivants :

- Industrie et artisanat
- Commerce
- Autre tertiaire et administration
- Services publics (éclairage public, alimentation en eau)

L'ensemble des usages de l'énergie chez les professionnels (hors transport) représente 27% des consommations d'énergie finale de la Guyane. Certains des usages principaux sont abordés dans d'autres fiches : climatisation, éclairage, eau chaude sanitaire, représentant moins d'un quart des consommations finales des professionnels. Il reste en particulier une forte consommation d'électricité pour les usages spécifiques mais aussi une forte consommation de combustibles fossiles. Le diagnostic a mis en évidence la faible connaissance quant à cette consommation (quels secteurs, quels types d'usage, avec quelle performance des équipements utilisateurs). La collecte de données n'est pas facilitée par le caractère partiellement informel de certains sous-secteurs. La consommation de combustibles fossiles inclut les consommations de diesel pour la production d'électricité (groupes de secours, sites non raccordés), dans une proportion qui n'est pas connue.

Sans action forte, ces consommations sont appelées à augmenter : l'évolution démographique ne peut que se traduire par le développement d'activités économiques.

Malgré la connaissance insuffisante autour des usages de l'énergie, l'expérience montre que des potentiels existent dans tous les secteurs professionnels et dans presque tous les usages. Ils peuvent être classés en trois catégories :

- Actions dans l'existant, à faible coût ou coût nul, liées au comportement, la maintenance, le choix des paramètres de consigne, etc
- Actions dans l'existant, passant par un investissement, que les entreprises ne mettent en œuvre que si la rentabilité est jugée suffisante
- Solutions performantes qui ne peuvent être mises en œuvre qu'à l'occasion d'un investissement :
 - o Nouveau site
 - o Dans l'existant : renouvellement d'équipement, réhabilitation, modification majeure de procédé

Objectifs

Le potentiel est difficile à exploiter, ce qui explique que la scénarisation montre des gains relatifs inférieurs à d'autres champs d'action ; en particulier, les gains potentiels sont inférieurs à ceux envisageables pour la climatisation, l'ECS ou l'éclairage chez les professionnels :

- Pour tout ce qui concerne les usages spécifiques aux secteurs concernés (équipements de procédés industriels, centres de calcul et informatique, meubles frigorifiques, etc), les potentiels sont en général moindres que sur les usages plus généralistes ; les choix des équipements et des modes d'exploitation sont guidés prioritairement par les besoins spécifiques des procédés.
- Pour la plupart des usages, seule une analyse au cas par cas permet au maître d'ouvrage de prendre une décision. Le coût d'étude devient vite trop important pour les petits consommateurs.
- Les besoins sont éclatés en de multiples types d'équipements et de besoins, ce qui rend difficile le développement d'une expertise adaptée.

Il reste que le volume de consommation concerné est important. Dans le scénario médian, le potentiel de gain par rapport au scénario tendanciel en 2030 est de l'ordre de 15%, soit 78 GWh/an d'électricité, et 135 GWh/an de combustibles fossiles.

Evolution des consommations d'énergie :

	2009	2030 Tendanciel		2030 Médian		2030 Volontariste	
	MWh	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030	MWh	TCAM 2009-2030
Electricité hors clim, ECS, éclairage	203 259	426 567	3,6%	349 704	2,6%	313 508	2,1%
Conso combustibles	512 634	942 617	2,9%	808 350	2,2%	716 924	1,6%
Total Conso énergie	715 893	1 369 185	3,1%	1 158 054	2,3%	1 030 432	1,7%

Potentiel d'amélioration selon les scénarios :

	Progression tendanciel 2009-2030	Réduction volontariste/tendanciel 2030		Réduction médian/tendanciel 2030	
	%	GWh	%	GWh	%
Electricité hors clim, ECS, éclairage	110%	113	27%	76	18%
Conso combustibles	84%	225	24%	134	14%
Total Conso énergie	91%	338	25%	211	15%

Cibles

La cible de l'action est le secteur professionnel, hors transport. Les grands consommateurs seront principalement ciblés, mais des actions plus diffuses doivent pouvoir aussi toucher les plus petits consommateurs.

Plan d'action

Cartographie des consommations et potentiels dans le secteur professionnel

Les objectifs de cet exercice sont de mieux caractériser les consommations et potentiels, aujourd'hui trop méconnus pour dimensionner et cibler des actions.

- Catégorisation des consommateurs professionnels par taille : cibler les 10 ou 20% de plus gros consommateurs permet généralement d'atteindre de 60 à 80% des consommations. C'est ainsi que pour l'électricité, les 480 plus gros consommateurs représentent 7% des contrats et 70% des consommations des professionnels. Des audits pourraient être réalisés pour les sites dont la facture énergétique totale dépasse 30 000 €/an.
- Catégorisation par secteur d'activité : certains secteurs demanderont peut-être de faire intervenir des expertises spécifiques.
- Catégorisation par type d'usage. Il convient en particulier de mieux distinguer :
 - o Pour les consommations électriques, outre la climatisation, ECS et éclairage :
 - Froid commercial et industriel. D'un point de vue technique, les synergies avec les actions sur la climatisation sont ici envisageables.
 - Pompes et ventilateurs (y compris stations de pompage et traitement d'eau)
 - Air comprimé
 - Production de chaleur (four, chaudière, etc)
 - o Pour les consommations de combustibles fossiles :
 - Production d'électricité (secours, sites isolés, effacement de pointe)
 - Usage en chaudière (vapeur, eau chaude)
 - Usage direct en four, séchoir

Les sources sont : fournisseurs d'énergie, enquêtes et visites de sites, rapports d'audit ou autre existants, enquête auprès des fournisseurs de technologie. Ce travail d'enquête fera aussi apparaître les éventuelles insuffisances du marché guyanais en termes de technologie ou d'expertise.

On pourra alors établir une stratégie affinant les actions proposées ci-dessous.

Une fois un premier état des lieux dressé, une activité de suivi permettra de tenir à jour l'outil.

Amélioration de l'existant

- Sur la base de la cartographie, lancement d'une campagne d'audits, avec plusieurs options permettant de faciliter le recours à une expertise suffisamment pointue et de créer une dynamique et une émulation favorables :
 - o Actions sectorielles, par exemple à destination des surfaces commerciales ou des carrières en sites isolés, ou encore du BTP
 - o Actions ciblant des usages, par exemple : air comprimé, pompes et ventilateurs, groupes électrogènes, etc
- Le ciblage des entreprises, et des usages et le montage des opérations groupées, seront réalisés par un coordinateur. Ces activités seraient sans doute compatibles avec celles du chargé de mission Conseil en Energie à la CCIG. Cela peut passer par une visite des sites avant de rédiger les cahiers des charges pour les audits ciblés.
- Les audits seront réalisés par des consultants – bureaux d'études.
- Accompagnement post-audit : afin d'identifier et lever les barrières, informer et assister sur les financements (aides en cas d'opération exemplaire, CEE – CSPE, etc).
- Aides à l'investissement. La capacité à proposer des financements sera un élément clé pour que les entreprises adhèrent au programme. Les aides peuvent prendre plusieurs formes, selon le statut du maître d'ouvrage et le type de projet.
- L'animateur de l'action aura à sa charge la recherche et le montage de financements potentiels additionnels
- Diffusion d'information ciblée : références, ateliers de partage d'expérience, messages ciblés. Cette activité touchera en particulier les petits consommateurs. Elle inclut également des formations de responsables énergie dans les entreprises grandes consommatrices. Un module de formation pour les responsables énergie existe déjà à l'ADEME et a fait l'objet d'adaptations dans les DOM.
- Développement d'une expertise guyanaise dans les secteurs ou les usages avec un enjeu et un marché suffisant. Une voie possible est l'association de consultants guyanais avec des cabinets spécialisés lors des premiers audits. Cette action mérite un soutien dans la mesure où l'étroitesse du marché guyanais est certainement un obstacle à l'investissement (méthodes, équipements de mesure).

Amélioration des nouveaux projets

Tous les travaux montrent que l'amélioration d'un existant est toujours difficile et coûteux, et que la vraie efficacité énergétique vient de la prise en compte de la performance énergétique lors de tout nouveau projet. A l'horizon 2030, on peut considérer que la grande majorité des équipements ne sont pas encore mis en place, et que la consommation sera déterminée par des choix qui ne sont pas encore faits.

La synergie avec l'action sur l'existant est cependant forte : les références dans l'existant, la formation de responsables énergie et d'expertise, contribueront à créer la sensibilisation nécessaire pour que les décideurs prennent mieux en compte la performance énergétique dans leurs projets.

L'action ne concerne pas les nouveaux bâtiments, pris en compte par d'autres actions.

- Identification de projets, par une veille auprès des organisations professionnelles et administrations concernées. La communication autour du support proposé doit aussi permettre que des décideurs se manifestent spontanément. La réussite des premières opérations sera ici déterminante.
- Support sous forme d'assistance à la prise en compte de la performance énergétique dans les projets. Le support est réalisé par des consultants – Bureaux d'études.
- Aides à l'investissement : les aides seront ici plus réduites que dans l'existant. L'objectif de l'action est justement de permettre l'introduction de solutions performantes qui se justifient économiquement dès lors que la performance énergétique est prise en compte en amont. Elles doivent donc être largement financées par les maîtres d'ouvrage. Cependant, on prévoira quand même des aides ponctuelles pour des solutions exemplaires dans le contexte guyanais.

Indicateurs de suivi

- Consommation des professionnels
- Nombre d'audits réalisés
- Taux de passage à l'acte après audits, et gains d'énergie
- Nombre de supports à nouveaux projets
- Gain d'énergie réalisé grâce aux supports à nouveaux projets

Jeu d'acteurs

Actions	Principaux acteurs
Cartographie des usages et potentiels	
Etude initiale et suivi	Chambres consulaires, organisations professionnelles, fournisseurs d'énergie
Amélioration de l'existant	
Audits ciblés	Consultants - BE, grands consommateurs, ADEME, EDF
Suivi - accompagnement des audits	Consultants - BE, grands consommateurs, ADEME, EDF
Gestion des aides à l'investissement	PRME
Diffusion d'information ciblée - formation vers les entreprises	Chambres consulaires, organisations professionnelles, fournisseurs d'énergie, ADEME
Développement d'une expertise guyanaise	Consultants - BE, ADEME, EDF
Amélioration des nouveaux projets	
Identification des projets - communication	Chambres consulaires, organisations professionnelles, fournisseurs d'énergie, ADEME
Assistance aux projets	Consultants - BE, grands consommateurs, ADEME, EDF
Gestion des aides à l'investissement	PRME

L'action sera pilotée par l'ADEME.

Moyens et coûts de mise en œuvre

La coordination des actions définies précédemment nécessite un animateur de filière. Son rôle sera de piloter les différentes actions mises en œuvre dans le cadre du PRERURE, en assurant le relais entre les différents acteurs : Région, ADEME, EDF, entreprises, chambres consulaires, artisans, entreprises et services de communication. Son action permettra de posséder un recul suffisant sur l'impact des opérations entreprises, et de faire remonter les réajustements correctifs nécessaires au bon fonctionnement des actions. Il pilotera l'étude initiale (cartographie des usages et des potentiels), ainsi que les audits et prestations de support aux projets neufs. Il contribuera à la recherche de financements.

Ce poste pourrait être associé à celui de Conseil en Energie auprès des entreprises, créé au sein de la CCIG.

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre d'ici 2030. Les coûts incluent le recrutement à temps partiel d'un animateur de l'action (base de 10 k€/mois travaillé).

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Action Autres usages de l'énergie chez les Professionnels

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Animation de l'action	20	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	1100
Cartographie des usages et potentiels																					
Etude initiale et suivi		50	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	220
Amélioration de l'existant																					
Ciblage des audits - montage des opérations	inclus dans l'animation																				
Aides aux audits ciblés (10 par an)		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	900
Aides au suivi - accompagnement des audits		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	360
Aides à l'investissement dans l'existant		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	2520
Diffusion d'information ciblée - formation vers les entreprises		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	360
Développement d'une expertise guyanaise		20	10	10																	40
Amélioration des nouveaux projets																					
Identification des projets - communication	inclus dans l'animation																				
Aide à la conception des projets		125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	2250
Aide aux opérations exemplaires		70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	1260
Total coût de la fiche action hors maîtres d'ouvrages	20	555	505	505	495	9010															

Fiche 06 - Référentiels pour une réglementation thermique Guyane et des labels volontaires pour la construction

Enjeux

Les consommations d'énergie du secteur du bâtiment, résidentiel et tertiaire, sont appelées à augmenter considérablement sous le double effet :

- D'une **forte croissance démographique**,
- D'une **demande croissante en équipements de confort** (eau chaude sanitaire, climatisation).

Il est crucial que les bâtiments neufs soient construits en **tenant compte de la performance énergétique du bâtiment**. C'est vrai partout en France, ça l'est d'autant plus en Guyane où la croissance démographique se traduira par la mise en chantier d'un parc immobilier important.

La RTAA DOM constitue un premier pas dans la bonne direction, mais insuffisant qui doit être maintenant complété et adapté au marché et aux objectifs de la Guyane. La réglementation doit fixer des performances minimales pour tout nouveau bâtiment. L'approche réglementaire doit être complétée par une approche plus incitative et volontaire. La mise en place d'un référentiel volontaire (label) doit inciter, par une aide ciblée, les maîtres d'ouvrage à aller au-delà de la réglementation. Ces opérations aidées sont l'occasion d'expérimenter et valider des solutions ou des objectifs, qui peuvent ensuite être introduits dans la réglementation.

L'action doit aussi viser les bâtiments existants, même si l'approche réglementaire y est moins opérante.

Objectifs

Les objectifs de réduction des consommations d'énergie dans le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) sont élevés. La scénarisation montre des gains potentiels sur les postes climatisation et eau chaude sanitaire de 361 GWh/an en 2030 (scénario médian). Ces deux usages seront directement impactés par une action sur la construction des bâtiments, associant réglementation thermique et incitation à la performance.

Cibles

Le secteur du bâtiment, résidentiel et tertiaire :

- Les maîtres d'ouvrage
- Les concepteurs, architectes, bureaux d'étude
- Les usagers finaux des bâtiments

Pilotage de l'action

L'action repose largement sur l'adaptation et la mise en œuvre de la réglementation, et doit être pilotée par la Région. Les services de l'Etat compétents seront associés aux travaux. Un groupe d'experts compétents sera constitué pour former le Comité de Pilotage : DEAL, ADEME, CAUE, CROAG, AQUAA, représentants des bailleurs sociaux et de la maîtrise d'ouvrage publique et privée. Les marchés d'étude seront passés par le PRME.

Plan d'actions

Dans le neuf

Pour être effectivement appliquée, la réglementation doit être adaptée au marché, tenir compte des usages et pratiques, ainsi que de la capacité technique des acteurs. Elle ne doit pas conduire à des surcoûts trop importants qui entraîneraient son rejet par les acteurs. Soulignons ici que les mesures réglementaires ne sont en principe pas aidées, leurs surcoûts doivent donc être assumés par les opérateurs du marché. La réglementation doit donc prévoir une progression des exigences au fur et à mesure de l'évolution du marché.

- Etude de marché – typologie des logements – flux de construction et prospectives – pratiques du marché – suivi dans le temps.
- Elaboration d'un référentiel réglementaire pour la Guyane, sur la base des travaux existants en Guyane, dans la région et les autres DOM. Une première version sera préparée pour 2014-2015. Ce référentiel devra ensuite évoluer dans le temps pour l'adapter aux évolutions du marché. Compte tenu de l'existence de la RTAA DOM dans le résidentiel, **une priorité serait d'élaborer une RT**

pour le tertiaire, au moins pour les secteurs les plus consommateurs (bureaux, hôtels). Elle sera étendue au fur et à mesure à l'ensemble des bâtiments neufs, y compris une adaptation de la RTAA DOM au résidentiel.

- Elaboration d'un référentiel pour un label dans le neuf, plus exigeant que la réglementation et donnant accès à des aides. Il servira aussi de base à l'évolution progressive de la RT Guyane. La première version du label sera préparée pour 2014-2015.

Dans l'existant

Pour les bâtiments existants, l'action ne prévoit pas la définition d'un référentiel réglementaire, plus difficile à mettre en œuvre que dans le neuf, mais celle d'un référentiel conditionnant les aides. En revanche, **l'action prévoit également la mise en place du Diagnostic de Performance Energétique adapté à la Guyane.**

- Etude de marché – études de cas – suivi dans le temps des impacts des réhabilitations et du marché.
- Définition du contenu du DPE adapté à la Guyane, sur la base de l'étude de marché. Mise en place d'une procédure d'agrément des diagnostiqueurs, formation.
- Définition d'un référentiel dans la réhabilitation des logements en Guyane. Concertation avec les acteurs du logement, y compris les organismes de financement. Révision du référentiel en fonction de l'état du marché et des retours d'expérience.

Accompagnement pour la mise en place de la RT Guyane et du label :

- Concertation avec les acteurs du financement pour adapter - coordonner les aides. L'adaptation des financements existants (PTZ, crédit d'impôts, CEE, etc.) au marché guyanais passera par une action collective inter-DOM.
- Outre le recours aux financements existants, le budget prévoit une enveloppe pour aider quelques opérations exemplaires par an.
- Des représentants des professionnels seront consultés au cours de l'élaboration de la RT et du label.
- Information - Formation des professionnels aux outils.
- Communication en amont pour sensibiliser et préparer les acteurs du marché
- Communication vers les maîtres d'ouvrage, pour les informer des évolutions réglementaires, du label, des aides.

Indicateurs de suivi

- Consommations comparées d'électricité entre bâtiments réglementaires, labellisés et existants, en particulier pour la climatisation.
- Surcoût à l'investissement des bâtiments réglementés et labellisés.

Coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre d'ici 2030. Les coûts incluent le recrutement à temps partiel d'une personne responsable de l'animation de l'action.

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Action Référentiels RT Guyane et labels pour la construction

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Animation de l'action		60	60	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	760
Bâtiments neufs																				
Etude de marché du bâtiment (résidentiel + tertiaire) et suivi des impacts dans le neuf		80	80	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	480
Elaboration d'un référentiel RT Guyane - révision		150	100	100	100	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	1150
Elaboration d'un référentiel support d'un label et évolution			80	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	400
Bâtiments existants																				
Etude de marché de l'existant et études de cas			100	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	900
Construction de l'outil DPE adapté à la Guyane - formation des diagnostiqueurs			50	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	135
Elaboration d'un référentiel pour la réhabilitation de l'existant				80	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	380
Accompagnement RT Guyane - labels																				
Adaptation des financements :	inclus dans l'animation de l'action																			
Information - formation des professionnels		50	30	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	400
Communication vers les maîtres d'ouvrage		100	30	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	290
Aides aux opérations labellisées exemplaires			300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	5100
Coût total de la fiche action	0	440	830	650	585	535	9995													

Fiche 07 – Amélioration de l'efficacité énergétique des transports

Enjeux

Le transport représente en 2009 pour la Guyane plus de la moitié de la consommation en énergie finale, avec une forte prédominance du transport routier. Ce poste devrait encore augmenter à l'avenir, notamment sous l'effet conjugué de la croissance démographique et de la croissance économique de la région. Les objectifs fixés par le Grenelle de l'environnement pour les DOM, à savoir 50% de la consommation finale d'origine renouvelable, ne pourront être atteints que dans le cadre d'une profonde mutation du secteur des transports.

En outre, la problématique du transport guyanais va bien au-delà des simples aspects énergétiques. Répondre au besoin de mobilité d'une population en pleine croissance mais également en proie à la paupérisation constitue en effet un véritable défi que le territoire se devra de relever dans les décennies à venir.

Objectifs

L'objectif est de contenir la croissance de la demande énergétique associée au transport en limitant celle-ci à 40% pour atteindre 2 330 GWh d'ici à 2030. Le secteur routier sera la cible principale de ces actions pour limiter la croissance de la demande énergétique à 25%.

Cibles

Quatre axes principaux de travail seront ciblés :

- Le transport de personnes
- Le transport de marchandises ;
- Le transport fluvial
- Les flux de transport aérien et maritime

Pilotage de l'action

La compétence transport est éclatée entre collectivités et Etat, ce qui rend d'autant plus complexe le pilotage de cette thématique. A ce titre, on notera que le lot 4 de l'appel d'offre « *Etude de schémas prospectifs du Plan Global de Transports et de Déplacements de la Guyane* » à l'initiative de la DEAL en 2011 porte sur la gouvernance et le financement des systèmes de transport.

La thématique énergie ne constitue qu'un des aspects associés à la problématique du transport : le PRME se devra donc d'être représenté de façon adéquate auprès de la future instance de gouvernance (Autorité Organisatrice des Transports unique ?) pour que les questions énergétiques soient correctement prises en compte.

Plan d'actions

Actions transverses relatives aux transports

- **Gouvernance** : comme mentionner plus haut, la définition d'un mode de gouvernance permettant le développement de la mobilité de manière efficace, y compris sur un plan énergétique, est un point essentiel de cette thématique. Actuellement, les compétences transport associées à l'organisation de transports urbain et interurbain ou à la gestion des infrastructures sont éclatées entre les collectivités et l'Etat, ce qui rend d'autant plus complexe la gestion de cette thématique. Une évolution institutionnelle de la répartition des compétences dans le cadre de l'évolution de la mise en place de la collectivité unique, ou éventuellement au travers de l'usage d'une habilitation spécifique dans le cadre de l'article 73 de la Constitution, devront être étudiés plus précisément.
- **Planification** : il s'agira de façon concrète de :
 - o Renforcer la **sensibilisation des décideurs** à la prise en compte de l'impact de choix urbanistiques sur les thématiques. Ce point est central pour envisager le déploiement d'une offre alternative au « tout auto » ;
 - o Coordonner les démarches de révisions des **documents de planification** (SCoT, SAR, PPA) ainsi qu'à l'échelle des PDU, PLU, etc.

- Envisager et renforcer une **politique de redensification** (distinct de compact) par rapport aux axes de transport et à l'urbanisation
 - Favoriser la **mixité fonctionnelle** des quartiers
- **Connaissance** : Le PER 2000 ainsi que l'étude transport 2011 avait mis en évidence le manque de données concernant le secteur des transports routier et fluvial en Guyane. Cette dernière précisait en préambule : « *on peut constater un phénomène d'auto-alimentation des production intellectuelle sur le sujet par la reprise systématique des données de telle étude dans telle autre* ». Ce déficit d'information constitue un sérieux handicap dans la définition d'actions ciblées pour améliorer l'efficacité énergétique des transports en Guyane. Le PER préconisait des campagnes de mesures permettant d'enrichir la connaissance sur le secteur des transports.
- La présente action visera donc à renforcer l'action de l'Observatoire Régional des Transports dans la connaissance des besoins en mobilité (enquêtes ménage), du parc de véhicule (type de véhicules, âges, kilométrage moyen, consommation moyenne...) et de façon plus globale de l'offre de transport (fluvial, routier, transport en commun...). Il s'agit là de mettre en place des campagnes de mesures, préambule à des études plus spécifiques qui viendront préciser les pistes d'actions de la présente fiche.

Transport de personnes

- **Diversifier l'offre** de transport :
 - Poursuivre le développement des lignes de transport en commun : la récente structuration des transports urbains (SMTC, SEMABUS...) et interurbains (TIG) en Guyane constitue une première étape d'un travail qu'il faut poursuivre :
 - Identifier les développements de réseau nécessaires ;
 - Evaluation de la qualité du service (respect des horaires, infrastructures connexes) et préconisation des améliorations correspondantes ;
 - Favoriser l'intermodalité en prévoyant l'interconnexion lors de la mise en place de nouveaux modes de transport ;
 - Favoriser l'émergence de nouveaux modes de transport :
 - Etudier la mise en place d'une nouvelle offre de transport en commun notamment sur le littoral : ainsi le Grenelle II de l'environnement prévoit en son article 12 que « *la possibilité de mise en œuvre d'une ligne ferroviaire desservant les communes du littoral sera étudiée dans une perspective à la fois de désenclavement et de développement durable* ». A noter que dans le cadre du PGTD, des études devant aboutir en 2012-2013 devraient identifier les options les plus opportunes. Pour autant, il est clair que ce premier travail devra s'inscrire dans la durée.
 - Concevoir des infrastructures sécurisées et confortables pour favoriser les modes doux (pédibus, vélo, ...)
 - Généraliser les démarches de type Plan de Déplacement en Entreprise, Plan de Déplacement en Administration, mise en place de plateforme covoiturage...
 - Augmenter la performance du transport scolaire (renforcer l'offre et augmenter la sécurité)
 - Développer la communication et la sensibilisation sur le transport et incitant à la mobilité durable. Rappelons l'importance mentionnée plus haut de sensibiliser les élus à cette problématique. Quelques actions concrètes pouvant être menées dans ce cadre :
 - Favoriser l'utilisation des nouvelles technologies pour communiquer sur l'offre de transports alternatifs, notamment pour le développement du covoiturage ;
 - Communication événementielle (journée de la mobilité durable)
 - Communiquer sur la desserte et l'offre de transport en commun
- **Amélioration de l'efficacité énergétique du parc de véhicules** :
 - Favoriser le renouvellement de la flotte de véhicule ;
 - Inciter au choix de véhicules les plus énergétiquement efficaces.
- **Comportements des usagers** :
 - actions de sensibilisation à la réduction des consommations de carburant (limitation de l'usage de la climatisation, gonflage des pneus...)
 - formation aux pratiques d'éco-conduite.

Transport de marchandises

L'amélioration de l'efficacité énergétique du transport de marchandise pourra se faire au travers de deux axes de travail principaux :

- **Amélioration de l'efficacité énergétique du transport** routier de marchandises. On pourra pour cela jouer sur deux leviers:
 - o L'incitation au renouvellement du parc de véhicule en favorisant les aspects énergétiques. A ce stade on ne préconisera que des actions de sensibilisation : une connaissance plus fine du parc des véhicules et des besoins serait nécessaire pour préconiser la mise en place d'incitations financières spécifiques.
 - o La sensibilisation des conducteurs de véhicules de transports de marchandise. Il s'agit pour cette action de travailler sur le comportement des chauffeurs et sur leur façon de conduire. Les stages d'éco conduite et les campagnes de sensibilisation auprès des professionnels seront deux types d'actions principales à mettre en place.
- **Report modal** : au même titre que pour le transport de passager, afin d'alléger les infrastructures routières, la mise en place d'un report modal sera envisagée. A ce stade, différentes options devront être étudiées : au même titre que la possibilité d'une ligne ferroviaire évoquée plus haut qui pourrait bénéficier au transport de marchandises, la mise en place d'une ligne maritime entre Degrad-des-Cannes et le port de Kourou voire Saint-Laurent pourra être étudiée. Dans une deuxième phase, le PRME assurera la promotion de ce mode de transport alternatif.

Transport fluvial

- **Amélioration des équipements** de navigation
 - o Renouvellement du parc de 2 temps par du 4 temps : valider la pertinence de cette évolution car les moteurs 2 temps présentent certains avantages concernant notamment le rapport poids/puissance. L'aménagement de seuils (voir ci-dessous) devrait permettre de faciliter cette transition.
 - o Analyser et favoriser l'émergence de projets innovants (par ex aéroglišseurs)
- **Amélioration des infrastructures**, notamment pour faciliter le passage des seuils ;
- **Structuration et professionnalisation de la filière** pirogue,
 - o Réglementation de la navigation sur le fleuve encore trop faible, pouvant mener à des comportements et un trafic énergivores ;
 - o actions de sensibilisation à la problématique des économies d'énergie (stages d'éco conduites de pirogues et communication) ;

Transport maritime et aérien

- Limiter les besoins de déplacements professionnels vers la métropole
 - o Prise en compte des transports aériens dans le cadre de Plan de Déplacement en Entreprise
 - o Généralisation de la visio conférence
- Intensification des relations commerciales avec la zone Car (voir fiche coopération)

Indicateurs de suivi

- Existence d'une Autorité Organisatrice des Transports Unique.
- Nombre de passagers utilisant les transports en commun
- Nombre d'études proposant des alternatives au transport routier
- Nombre de pirogue avec moteur 2 temps
- Age moyen des véhicules de plus de 3 tonnes

Coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant récapitule l'estimatif des coûts pouvant être pris en charge par le PRME dans le cadre des actions définies plus haut :

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Transport

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Actions transverses relatives aux transports																					
- Gouvernance		100	100	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	600
- Planification		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	450
- Connaissance		200	200	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	2000
Transport de personnes																					
- Diversifier l'offre		200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	3600
- Améliorer l'efficacité énergétique du parc de véhicules		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	900
- Comportements des usagers		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1800
Transport de marchandises																					
- Amélioration de l'efficacité énergétique du transport		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	900
- Report modal		50	50	50	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	525
Transport fluvial																					
- Amélioration des équipements de navigation		100	100	100	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	1050
- Amélioration des infrastructures		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	450
- Structuration et professionnalisation de la filière pirogue		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	900
Transport maritime et aérien																					
- Limiter les besoins de déplacements		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	900
- Favoriser l'intégration régionale		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	180
Total coût de la fiche action	0	1010	1010	835	760	14255															

Fiche 08 – Soutien au développement de la filière biomasse énergie en Guyane

Enjeux

L'exploitation de l'ensemble des potentiels en énergies renouvelables (EnR) est nécessaire pour parvenir aux objectifs d'autonomie énergétique de la Guyane ; ce sera d'autant plus nécessaire si la croissance des consommations d'énergie ne peut être contenue.

Parmi les différentes ressources renouvelables, la biomasse a été identifiée comme un enjeu majeur. La Guyane, avec 8 millions d'hectares de forêt couvrant 90% du territoire, dispose d'une ressource en biomasse particulièrement abondante. Cette ressource renouvelable présente de plus l'avantage d'offrir une puissance garantie toute l'année et peut subvenir à la demande électrique « en base ».

Les travaux conduits jusqu'à présent sur la caractérisation de la ressource⁵⁶ ont permis de définir les potentiels à l'échelle de la Guyane. L'action du PRME doit maintenant se diriger sur la mobilisation de la ressource et l'accompagnement de la mise en place de la filière et sa structuration.

Objectifs

Actuellement, seule une centrale de 1,7 MW est installée à Kourou et exploitée par Voltalia, mais la filière offre des perspectives de développement élevées.

L'objectif retenu dans le scénario médian est d'atteindre 26 MW installés en 2030, avec une production de 210 GWh/an. Cet objectif porté dans le scénario volontariste à 38 MW installés en 2030 pour 306 GWh produits par an.

Cibles

La biomasse recouvre l'ensemble de la matière organique d'origine vivante, végétale (comme le bois) ou animale. Elle peut être utilisée à des fins énergétiques pour la production d'électricité et/ou de chaleur, voire de froid.

Cette fiche porte exclusivement sur la valorisation du bois énergie provenant de l'exploitation forestière, de ses activités connexes, de la défriche agricole, ainsi que de l'exploitation de parcelles dédiées. La valorisation des déchets, du biogaz et des biocarburants sont abordés par ailleurs dans la fiche « Autres EnR ».

Plan d'actions

L'action du PRME en soutien à la valorisation de la biomasse vise à lever les différents obstacles à la concrétisation de la filière. Les principaux facteurs bloquants identifiés et les moyens d'actions proposés sont présentés ci-après.

Développer les connaissances pour optimiser les performances technico-économiques et environnementales de la filière

Les coûts de production de la biomasse et notamment de transport limitent les sites de production en raison de l'éloignement des territoires proposant du bois d'œuvre par rapport aux pôles de consommation. L'action vise à lever ces freins économiques en optimisant les itinéraires techniques d'exploitation forestière.

Les coûts de production sont également affectés par les faibles rendements d'utilisation de la biomasse dans les centrales électriques. L'action prévoit l'accompagnement des projets sur trois leviers : inciter aux économies d'échelle, développer la valorisation de la chaleur et accompagner la rupture technologique.

Au plan environnemental, les travaux de l'ONF en 2011⁵⁷ ont conclu à la nécessité d'optimiser les conditions d'exploitation des parcelles dédiées au bois-énergie pour améliorer le bilan CO₂ et réduire les impacts environnementaux de l'exploitation de la forêt à des fins énergétiques.

Pour relever les objectifs ambitieux de développement de la filière bois énergie, la poursuite des essais visant à optimiser la filière d'exploitation du bois énergie, associé au bois d'œuvre ou en parcelle dédiée, est donc un volet essentiel de l'action. Par ailleurs, l'action doit inciter à augmenter la part du bois de défriche dans les plans d'approvisionnement pour garantir un impact CO₂ nettement inférieur.

⁵⁶ Etude technico-économique sur les possibilités de la biomasse pour l'alimentation électrique de la Guyane, ONF, CIRAD, pour le compte du PRME, 2007 ; Valorisation de la biomasse en Guyane : vers une économie sobre en carbone - Investigation fondée sur une enquête diligentée par la Délégation Générale à l'Outre Mer et les études faites par le PRME, Cayenne, 15 Octobre 2010

⁵⁷ Production de bois énergie sur un massif forestier dédié à cette vocation en Guyane – Etude de cas en forêt de Balata Saut Léodate – Guyane Française

Actions

- Poursuite des études sur l'exploitation forestière en parcelles dédiées à la production de bois énergie - Continuation des essais sur les modalités d'exploitations : adaptation des engins et des pratiques, intensités d'exploitation, valorisation matière, etc.
- Approfondissement des bilans environnementaux - Amélioration des méthodes d'évaluation et modélisation des impacts sur les sols, bilan carbone, eau, faune, etc.
- Mise en place d'un programme de recherche pour expérimenter de nouveaux matériels et effectuer des suivis de long terme
- Réalisation d'un programme d'études similaires sur l'exploitation de bois énergie associée au bois d'œuvre
- Approfondir les études de potentiels à tous types de ressources en biomasse : récupération de la biomasse des parcelles agricoles déjà attribuées mais non encore mises en valeur, résidus de cultures, cultures énergétiques, espèces invasives, etc.
- Etude de qualification de la biomasse issue de la mise en valeur agricole
- Etude benchmark des technologies de combustion, gazéification, prétraitement de la biomasse, etc.
 - Définition d'un programme d'innovations technologiques - Lancement d'un appel à projets - Mise en place de pilotes

Accompagner l'organisation et la structuration de la filière biomasse

Le bois de défriche constitue un gisement considérable soumis à de fortes contraintes de mobilisation : organisation de la récupération et collecte du bois, planification agricole des défrichements, etc. Cette ressource ne présente donc pas, dans l'immédiat, suffisamment de garanties pour construire un plan d'approvisionnement. La sécurisation de l'approvisionnement est en effet une condition déterminante pour le développement des projets.

L'action vise à améliorer la maîtrise institutionnelle du processus de défriche, sur la base de la planification géographique et temporelle des aménagements en fonction des besoins de l'agriculture et de l'urbanisation. L'action doit ainsi permettre de définir un cadre de gouvernance pour la valorisation du bois de défriche.

Actions

- Définition d'un dispositif administratif et organisationnel pour la mobilisation de la ressource en biomasse issue de la mise en valeur agricole – Appui à la création d'une interprofession - Identification d'un opérateur unique responsable de la mise à disposition des parcelles - Planification des aménagements agricoles
- Appui technique à la réalisation des plans d'approvisionnement biomasse basé sur des ressources mixtes alliant exploitation forestière et défriche - Cartographie de la ressource, caractérisation des essences, des contraintes techniques d'exploitation, des zones favorables au regard des documents d'aménagement agriculture et urbanisme, des débouchés énergétiques de demande électrique et valorisation chaleur/froid, etc.
- Cahier de prescriptions pour les porteurs de projet biomasse sur l'implantation et la conception des projets : orientation vers les zones favorables à l'installation des projets, étude des potentiels de valorisation chaleur, possibilité de soutirage vapeur dans les centrales, etc. – Engagement des porteurs de projets sur une charte de développement durable de la filière biomasse
- Proposition à étudier dans le cadre d'une éventuelle habilitation de la région : bonification du tarif d'achat biomasse à l'efficacité énergétique ou CO₂ (part de bois de défriche dans l'approvisionnement)
- Guide des bonnes pratiques : exploitation durable de la forêt à des fins énergétiques - Programme de formations à destination des opérateurs forestiers : itinéraires techniques, machinisme, etc.

Consolider la stratégie de développement de la filière biomasse : planification et gouvernance

La définition d'un modèle économique autorisant le développement des projets biomasse repose en grande partie sur les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de la biomasse. Les négociations sont actuellement en cours avec la CRE. L'action repose sur une intervention politique appuyée par un argumentaire solide en faveur d'un tarif d'achat supérieur à celui qui sert aujourd'hui de base à la CRE.

Par ailleurs, l'évolution du réseau électrique afin de raccorder les sites potentiels de production est une des conditions de la rentabilité de la filière biomasse. L'action s'accompagne de la planification du développement du réseau en prenant en compte les potentiels de la biomasse.

Actions

- Elaboration d'un argumentaire sur la revalorisation du tarif d'achat biomasse en Guyane - Approfondissement des estimations technico-économiques et seuils de rentabilité des projets - constitution d'un groupe de travail - Appropriation par les décideurs de ce discours commun et action politique pour le porter au niveau national
- Etablissement d'un schéma directeur de la biomasse en Guyane - Cartographie des potentiels, des projets, des sites de demande électrique/chaaleur, etc. actuels et futurs - Objectifs chiffrés aux horizons temporels définis
- Etablissement du schéma régional de raccordement des EnR - Planification des extensions et renforcements du réseau électrique permettant d'exploiter l'ensemble du potentiel biomasse - Etudes, programmation et lancement des travaux

Indicateurs de suivi

- MW installés, MWh électriques produits, MWh thermiques produits, tonnages de biomasse valorisés par type de ressource, rendement kWh PCI/t biomasse obtenus par site de production
- Montants alloués aux études, programmes de recherches, investissements de R&D
- Nombre d'opérateurs formés, nombre de projets réalisés

Jeu d'acteurs

L'action se découpe en deux composantes : l'une porte sur l'approfondissement des connaissances visant à optimiser la performance technique, économique et environnementale de la filière ; l'autre porte sur la planification et la gouvernance, avec l'objectif d'affiner la stratégie de développement de la filière biomasse et d'établir un schéma directeur de la biomasse en Guyane.

La composante cognitive et technique de l'action peut être pilotée par le PRME. Cette composante s'inscrit dans le prolongement des travaux (études, programmes d'expérimentations, etc.) portés par le PRME dans le domaine de la biomasse.

L'action dans sa dimension politique et stratégique doit être pilotée par la région. Elle repose sur la mise en œuvre des compétences de la région notamment en matière de planification énergétique, d'aménagement du territoire, de développement économique et de formation. Les services de l'Etat compétents, les acteurs concernés et les experts seront associés aux travaux en particulier sur la question de la défriche. Un comité de pilotage sera constitué regroupant : DAAF, DEAL, communes, Chambre d'Agriculture, EPAG, ONF, CIRAD, CCIG, porteurs de projets, DéGéOM, Commissaire au développement endogène de la Guyane.

Actions	Principaux acteurs
Développer les connaissances pour optimiser les performances de la filière	
Etudes exploitation forestière : parcelles dédiées BE et BE associé au BOe	ONF, ADEME, PRME, DAAF, opérateurs forestiers, CCIG
Approfondissement méthodologique et réalisation des bilans environnementaux	ONF, CIRAD, ADEME, PRME, laboratoires de recherche UAG, DRRT
Programme de recherche et d'expérimentation	ONF, CIRAD, PRME, UAG, DRRT

Actions	Principaux acteurs
Etude qualification de la ressource défriche	ONF, CIRAD, PRME
Programme d'innovations technologiques (dont benchmark des technologies)	PRME, GENERG, industriels porteurs de projets
Financement projets : études et participation investissements	PRME, Région, ADEME, EDF
Accompagner l'organisation et la structuration de la filière biomasse	
Définition et mise en place d'un schéma organisationnel valorisation de la défriche	Région, PRME, communes, DAAF, DEAL, ONF, Chambre d'agriculture, EPAG, opérateurs, porteurs de projets, organisations professionnelles agricoles
Accompagnement de l'élaboration des plans d'approvisionnement par les porteurs de projets	ONF, PRME, DAAF, porteurs de projets, opérateurs, CCIG
Elaboration d'un cahier de prescriptions pour les porteurs de projets, engagement sur une charte	Région, ONF, PRME, GENERG, porteurs de projets,
Elaboration d'un guide de l'exploitation forestière durable	ONF, ADEME, PRME, opérateurs forestiers, porteurs de projets
Programme de formations des opérateurs forestiers	Région, Chambres consulaires, ONF, opérateurs
Consolider la stratégie de développement de la filière biomasse	
Construction d'un argumentaire sur les tarifs d'achat biomasse et portage politique	Région, PRME, collectivités (EPCI et communes), DGOM, EDF, CRE, GENERG, porteurs de projets
Elaboration du schéma directeur de la biomasse	Région, PRME, ONF, DAAF

Moyens et coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre de l'action d'ici 2030. Cette estimation porte uniquement sur les moyens à déployer par le PRME, hors coûts publics destinés à supporter les projets (tarif d'achat, défiscalisation, etc.). En particulier, ils ne prennent pas en compte les coûts supportés par la CSPE. Les coûts d'études et d'investissements relatifs à l'extension et au renforcement du réseau ne sont pas pris en compte.

Les coûts de demande et mise en œuvre de l'habilitation législative sont évalués par ailleurs.

Les coûts incluent le recrutement à temps partiel d'une personne responsable de l'animation de l'action (base de 10 k€/mois travaillé).

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Action Biomasse

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Animation de l'action	60	60	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	800
Développer les connaissances pour optimiser les performances technico-économiques et environnementales de la filière																				3660
Etudes exploitation forestière parcelles dédiées (ONF)	50	50	50																	150
Etudes et réalisation des bilans environnementaux	50	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	410
Programme de recherche bois énergie			500	500	500	500	500													2500
Etudes bois énergie associé au bois d'œuvre	50	50	50																	150
Etude caractérisation biomasse de défriche		50																		50
Programme d'innovations technologiques, benchmark, appel à projets		50	100																	150
Soutien aux investissements de R&D : études de préfaisabilité, études de réalisation, instrumentation et suivi du pilote, valorisation résultats, ...)					50	50	50	50	50											250
Accompagner l'organisation et la structuration de la filière biomasse																				1310
Schéma organisationnel défriche et mise en place du dispositif	60	60	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	630
Appui planification des aménagements agricoles	50																			50
Accompagnement porteurs de projets dans l'élaboration des plans d'approvisionnement	10	10	10	10	10	10	10	10	10											90
Cahier de prescriptions	50																			50
Guide exploitation forestière durable		50	50																	100
Formation des professionnels de la filière				50	50	30	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	390
Consolider la stratégie de développement de la filière biomasse : planification et gouvernance																				150
Construction de l'argumentaire tarif d'achat et portage politique	50																			50
Schéma directeur biomasse	100																			100
Schéma raccordement EnR et Schéma extension réseau																				
Réalisation des travaux extension et renforcement réseau																				
Total coût de la fiche action	530	400	850	650	700	680	670	170	170	110	5920									

Fiche 09 – Soutien au développement des filières photovoltaïque et éolien en Guyane

Enjeux

L'exploitation de l'ensemble des potentiels en énergies renouvelables (EnR) est nécessaire pour parvenir aux objectifs d'autonomie énergétique de la Guyane, ce d'autant plus dans un contexte de forte croissance des consommations d'énergie.

Parmi les différentes ressources renouvelables, les énergies éolienne et photovoltaïque possèdent un potentiel désormais reconnu : la Guyane présente des conditions d'ensoleillement favorables et un gisement de vent significatif sur le littoral.

Bien que ces filières connaissent des dynamiques différentes, elles sont confrontées à des problématiques communes :

- EnR intermittentes soumises à la règle des 30% dans les zones non interconnectées (ZNI) ;
- Développement fortement conditionné par les tarifs d'achat pratiqués et les évolutions réglementaires au niveau national.

L'action s'inscrit dans la poursuite du soutien prodigué par le PRME à ces filières et vise à le renforcer.

Objectifs

A ce jour, il n'existe pas d'installation éolienne en Guyane. En 2009, année de référence du PRERURE, la Guyane compte moins de 1 MWc PV en service (0,88 MW dans le bilan). 25 MWc sont en revanche recensés dans la BPPI EDF SEI fin juin 2011.

Les objectifs retenus dans le scénario médian sont d'atteindre en 2030 :

- 96 MW installés en PV pour 130 GWh/an livrés au réseau,
- 19 MW installés en éolien pour une production de 42 GWh/an.

Ces objectifs sont portés à 98 MW PV et 30 MW éolien dans le scénario volontariste.

Cibles

Cette fiche traite des installations PV et éolien raccordées au réseau, avec ou sans stockage. La thématique du stockage est également abordée dans la fiche « Innovation ».

Cette fiche porte sur le "grand" éolien par opposition au "petit" éolien (< 36 kW) qui est traité dans la fiche « Autres EnR ». Le développement de projets PV et éoliens en sites isolés est étudié dans la fiche « Autres EnR ».

La problématique des tarifs d'achat est reprise dans la fiche « Coopération inter-DOM ».

Plan d'actions

Les principaux freins identifiés au déploiement des filières PV et éolien en Guyane sont :

- L'empilement des procédures réglementaires auxquelles est soumis l'éolien, qui génère des investissements lourds en temps et en moyens (études) pour le développement des projets ;
- Des contraintes économiques :
 - o Eolien :
 - Le tarif d'achat national pour la production d'électricité d'origine éolienne est estimé insuffisant par rapport aux surcoûts liés au contexte local (accessibilité, sols, corrosion des matériaux, etc.) ;
 - L'absence de visibilité sur les modalités de financement telle que la défiscalisation et l'évolution des conditions d'achat, rend difficile l'établissement de business plan compte tenu du temps de développement des projets ;
 - o Photovoltaïque :
 - La révision à la baisse des tarifs d'achat et la suppression de la défiscalisation ont brutalement freiné le développement des installations PV ;
 - Les systèmes intégrés au bâtiment bénéficient de tarifs encore attractifs mais ne disposent pas de solutions techniques éprouvées pour les DOM ;

- La limite des 30% pour l'intégration des EnR intermittentes dans le système électrique, qui est à l'origine de :
 - o La mise en file d'attente des projets de plus de 36 kW ;
 - o La possibilité de déconnexion de tout projet PV de plus de 3 kW, la puissance des projets en file d'attente étant supérieure à la puissance maximale admise par la règle des 30% ;
 - o Un frein général au développement de projets.

Le programme détaillé ci-après propose l'intervention du PRME pour lever ces contraintes à travers la mise en œuvre d'un certain nombre d'actions.

Accompagnement des filières PV et éolien

- Construction et portage d'un argumentaire sur les tarifs d'achats :
 - o Evaluation des surcoûts liés aux contraintes spécifiques du contexte guyanais pour l'éolien (nature des sols, milieu contraignant, accessibilité), à l'absence de solution d'intégration bâti pour le PV en toiture, ainsi qu'aux systèmes avec stockage, afin d'étayer l'argumentaire sur les tarifs d'achats ; ces estimations pourront être mises en perspective avec les résultats de l'étude sur les coûts de la filière thermique fossile.
 - o Suivi technico-économique de la réalisation des projets lauréats aux appels d'offres CRE éolien et PV avec stockage, pour avoir une meilleure visibilité des conditions nécessaires à la réalisation de projets en Guyane, en termes d'optimisation économique des projets et d'accompagnement des acteurs locaux.
 - o Appropriation et portage de l'argumentaire sur l'ajustement des tarifs d'achat pour la Guyane et la mise en place de tarifs spécifiques notamment pour les projets avec stockage.
- Evaluation de la capacité d'accueil du réseau (notamment au regard des objectifs du Schéma Régional Eolien) et établissement du schéma régional de raccordement des EnR - Planification des extensions et renforcements du réseau électrique permettant la mise en œuvre du Schéma Régional Eolien - Etudes, programmation et lancement des travaux

Mise en place d'un cadre réglementaire favorable au développement de l'éolien et du PV : exemples de propositions à étudier dans le cadre d'une habilitation de la région

- Création d'une commission PV-Eolien pour le développement harmonieux et concerté des filières, et mise en place de projets répondant aux attentes du territoire (proposition hors habilitation : charte de développement de l'éolien).
- Mise en place de quotas de puissance réservée pour les projets éoliens dans la limite des 30%.
- Diminution des contraintes administratives de l'éolien et des délais d'obtention des autorisations : allègement des procédures et rationalisation des démarches, évaluation du rôle pouvant être joué par une éventuelle commission PV-Eolien.
- Adaptation de la loi Littoral bloquant le développement éolien sur les communes du littoral, le potentiel éolien identifié en Guyane étant essentiellement situé sur la bande littorale.

A défaut d'habilitation, la région devrait s'efforcer d'obtenir les ajustements réglementaires souhaités par une action auprès de l'état.

Soutien R&D

- Poursuite des études visant à réévaluer la limite des 30% : capacité d'intégration EnR du réseau guyanais et recherche des complémentarités avec les énergies en base (évaluation du rôle de réserve pouvant être assuré par Petit-Saut) ; possibilité de mutualisation des systèmes de stockage
- Conception d'un programme de R&D visant à explorer l'ensemble des solutions pouvant favoriser l'intégration de la production décentralisée des énergies renouvelables :

- Volet prédiction : anticipation de la production par l'exploitation des prévisions météorologiques
- Volet complémentarité des EnR aléatoires entre elles (PV et éolien) et par rapport aux sources non aléatoires (hydraulique, biomasse)
- Volet stockage de l'énergie à la source pour en différer la production, permettre un lissage des aléas et améliorer les services système (renforcement de l'inertie du système, tenue en tension et en fréquence)

Indicateurs de suivi

- MW installés, MWh produits
- Montants alloués aux études, programmes de recherches, investissements de R&D
- Nombre de projets réalisés

Jeu d'acteurs

Le PRME peut piloter l'action dans son volet accompagnement institutionnel des filières et soutien à la R&D. Le pilotage de l'action revient à la Région pour ce qui est de l'utilisation de l'habilitation et des arbitrages sur les objectifs et priorités à fixer en matière de développement des filières éolien et PV.

Actions	Principaux acteurs
Accompagnement des filières PV et éolien	
Construction d'un argumentaire sur les tarifs d'achat PV et éolien, et portage politique	Région, PRME, collectivités (EPCI et communes), DGOM, EDF, CRE, GENERG, porteurs de projets
Etudes évaluation de la capacité d'accueil et développement du réseau	Région, EDF, PRME, ADEME, GENERG, porteurs de projets
Mise en place d'un cadre réglementaire favorable au développement de l'éolien et du PV	
Evaluation technique des propositions dans le cadre de l'habilitation de la région : concertation et appui à l'élaboration des délibérations	Région, PRME, ADEME, EDF, GENERG, porteurs de projets, associations, collectivités, DEAL, consultant habilitation (BE)
Soutien R&D	
Conception d'un programme de R&D : intégration EnR réseau et réévaluation des 30%	PRME, ADEME, EDF, UAG, DRRT, GENERG, porteurs de projets
Mise en œuvre du programme de R&D	PRME, ADEME, EDF, UAG, DRRT, GENERG, porteurs de projets
Financement projets pilotes : études et participation investissements	PRME, Région, ADEME, EDF

Moyens et coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre d'ici 2030. Ce chiffrage correspond aux moyens mis en œuvre par le PRME. Ces coûts de l'intervention du PRME ne comprennent pas l'ensemble des coûts publics destinés à supporter les projets (en particulier, ni la CSPE ni la défiscalisation ne sont comprises). Les coûts d'études et d'investissements relatifs aux travaux de renforcement et d'extension du réseau électrique ne sont pas non plus pris en compte. Les coûts de demande et mise en œuvre de l'habilitation législative sont évalués par ailleurs. Les coûts incluent le recrutement à temps partiel d'une personne responsable de l'animation de l'action et de la coordination de ses différents volets (base de 10 k€/mois travaillé).

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Action PV-Eolien

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Animation de l'action	20	20	20	20	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	230
Accompagnement des filières																				250
Etude évaluation des surcoûts des projets locaux	50																			50
Suivi technico-économique des projets innovants (prédiction/stockage) développés dans le cadre des AO CRE		20	20	10	10	10	10	10	10											100
Construction de l'argumentaire tarif d'achat et portage politique		50																		50
Etude évaluation capacité d'accueil pour l'élaboration du Schéma raccordement EnR	50																			50
Schéma raccordement EnR et Schéma extension réseau																				
Réalisation des travaux extension et renforcement réseau																				
Propositions habilitation																				20
Evaluation technique des propositions en matière de PV et d'éolien et appui à l'élaboration des délibérations		10	10																	20
Accompagnement juridique																				
Soutien R&D																				1550
Conception des programmes R&D (réévaluation 30% + intégration réseau)	50																			50
Mise en œuvre des programmes R&D (financement de 3 thèses, instrumentation et suivi projets)		150	150	150																450
Soutien aux investissements de R&D (stockage)				350	350	350														1050
Total coût de la fiche action	170	250	200	530	370	370	20	20	20	10	2050									

Fiche 10 – Soutien au développement des autres énergies renouvelables en Guyane

Enjeux

L'exploitation de tous les potentiels en énergies renouvelables (EnR) est nécessaire pour parvenir aux objectifs d'autonomie énergétique de la Guyane, ce d'autant plus dans un contexte de forte croissance des consommations d'énergie.

Outre la biomasse, l'éolien et le photovoltaïque raccordé au réseau, la Guyane dispose d'autres ressources renouvelables dont les potentiels sont significatifs : l'hydroélectricité et la valorisation énergétique des déchets. Les systèmes hybrides (photovoltaïque+diesel), le photovoltaïque en sites isolés et la production d'huiles végétales carburants (HVP à base de palmistes) peuvent participer à la diversification du mix énergétique mais dans une moindre mesure à l'échelle de la Guyane. Toutefois ces filières représentent un enjeu fort pour les communes de l'intérieur.

D'autres filières sont aujourd'hui en émergence, notamment les biocarburants de 2^{ème} génération (lignocellulose issue de la plante entière) et 3^{ème} génération (algues), ainsi que les énergies marines. Dans l'état actuel de maturité, elles ne semblent pas pouvoir contribuer significativement à l'approvisionnement énergétique du territoire à l'horizon 2020. Le développement des filières doit cependant être suivi, et les potentiels doivent être précisés.

Objectifs

Parmi les énergies renouvelables sur lesquelles portent cette action, les filières suivantes sont déjà présentes en Guyane :

- L'hydroélectricité avec le barrage de Petit-Saut (114 MW) et la centrale de la Mana (4,5 MW) entrée en service en 2011 ; une petite centrale de production non raccordée au réseau à Saut-Maripa (Saint-Georges), d'une capacité d'environ 1 MWe a également été installée en 2000.
- Les installations photovoltaïques en sites isolés pour une puissance totale estimée à 360 kWc.

Des objectifs ont été chiffrés à l'horizon 2030, dans le scénario médian, pour ces différentes filières (hors développement des énergies nouvelles) :

- Hydroélectricité : 19,5 MW additionnels de petite hydraulique pour une production de 127 GWh/an.
- Déchets : 6,25 MW installés pour une production estimée à 48 GWh/an.
- Mix à 50% composé d'EnR dans les communes de l'intérieur pour une production d'origine renouvelable de 13 GWh/an.

Cibles

Cette fiche porte sur les filières renouvelables suivantes :

- Hydroélectricité
- Valorisation des déchets
- EnR dans les communes de l'intérieur : PV en sites isolés et huiles végétales comme carburant
- Energies nouvelles, notamment biocarburants et énergies marines

Les filières biomasse, éolien et photovoltaïque font l'objet de fiches spécifiques (fiche « Biomasse » et fiche « PV-Eolien »). Les nouvelles filières des énergies renouvelables sont également abordées dans la fiche « Innovation ».

Plan d'actions

Accompagner les projets et le développement des filières

Les principaux freins identifiés au développement des filières concernées par cette action sont :

- L'opposition locale et la perception négative des impacts des projets, en particulier des filières de l'hydraulique et de l'incinération des déchets.
- L'éloignement des sites potentiels de production du réseau électrique principal et la capacité d'accueil insuffisante pour l'enlèvement de la production hydroélectrique.

D'autres contraintes, essentiellement d'ordre économique, ont été identifiées qui peuvent faire obstacle au développement de la filière hydraulique. Les difficultés d'accès aux sites de production, dans le contexte

guyanais, occasionnent des surcoûts à l'investissement et au fonctionnement que les systèmes d'aides nationaux ne permettent pas de couvrir. Plus généralement, la question de l'évaluation de la rentabilité des projets et de la négociation des tarifs d'achat (notamment associés à la production hydroélectrique) est abordée dans la fiche « Coopération inter-DOM ».

L'action du PRME proposée est ici essentiellement orientée sur l'accompagnement des projets de façon à faciliter leur émergence, notamment par la concertation autour des projets pour favoriser leur acceptation localement, la réalisation d'études de potentiels (évaluation des gisements EnR, de la demande énergétique et des besoins de froid) et d'études de faisabilité spécifiques (biogaz, énergies marines, etc.).

Actions

- Amélioration de l'acceptation locale des projets et volontarisme politique - Action ciblée sur les filières hydroélectrique et déchets :
 - o Définition et animation d'un dispositif de concertation pour améliorer la prise en compte des impacts liés aux projets et l'information de la population sur les projets
 - o Réalisation d'études complémentaires (en particulier sur les filières des déchets) et communication des résultats : évaluation des impacts environnementaux des projets, mise en place de suivis faunes/flores, etc.
 - o Intégration dans les projets d'un volet développement local (par exemple développement touristique) avec des garanties sur les retombées économiques locales associées à la réalisation du projet
- Etudes de potentiels :
 - o Confirmation du potentiel hydroélectrique sur le secteur d'Apatou
 - o Evaluation du potentiel de développement de projets hydroélectriques de petite taille non raccordés au réseau : identification des sites dont les besoins énergétiques pourraient justifier des investissements
 - o Approfondissement des études de potentiel de la grande hydraulique en fonction des études précédemment réalisées, évaluant les impacts environnementaux
 - o Evaluation du gisement de déchets et du potentiel de valorisation du biogaz
- Etudes préalables à l'extension et au renforcement du réseau électrique : elles devront être conduites dans le cadre de l'établissement du schéma régional de raccordement des EnR - Planification des travaux au regard des potentiels qui auront été validés.

Soutenir la R&D

L'action du PRME vise à soutenir l'émergence de nouvelles filières EnR en renforçant son appui aux actions de recherche et développement et d'innovations en matière d'EnR. Les efforts en matière de R&D se déclinent en deux axes : le premier est consacré aux études pour le développement de projets pilotes et de programmes de recherche, le second porte sur le financement des opérations exemplaires et pilotes.

Actions

- Appui aux projets pilotes EnR pour la diversification de l'approvisionnement énergétique des communes de l'intérieur (HVP palmistes et systèmes hybrides) :
 - o Etudes de pré-faisabilité, conception et réalisation
 - o Participation au financement des pilotes
 - o Mise en place du suivi-évaluation des projets et valorisation des résultats
- Appui aux nouvelles filières renouvelables (biocarburants, énergies marines) :

- Etudes de potentiels des énergies marines à l'échelle de la Guyane notamment hydroliennes et SWAC (Sea Water Air Conditioning -utilisation de l'eau de mer froide pompée en profondeur pour l'alimentation de systèmes de climatisation)
 - Identification des besoins de froid sur le littoral et des principaux sites consommateurs (grands bâtiments, industries, ZAC) pour évaluer l'opportunité de projets
 - Etudes benchmark sur les nouvelles technologies liées aux énergies marines et aux biocarburants de 2^{ème} et 3^{ème} générations
- Soutien financier aux projets exemplaires et opérations pilotes
 - Veille technologique sur les filières EnR émergentes, notamment les biocarburants de nouvelles générations

Indicateurs de suivi

- MW installés, MWh produits, taux de pénétration EnR dans le réseau et sites isolés
- Montants alloués aux études, investissements de R&D
- Nombre de projets réalisés

Jeu d'acteurs

Actions	Principaux acteurs
Accompagnement des projets et développement des filières	
Etudes de potentiels	ADEME, PRME, GENERG, porteurs de projets, consultants (BE)
Appui acceptation locale et concertation	Région, collectivités (EPCI et communes), PRME, associations, GENERG, porteurs de projets
Etudes complémentaires et évaluation des impacts environnementaux	ADEME, PRME, associations, consultants (BE)
Etudes développement du réseau	Région, EDF, PRME
Soutien R&D	
Appui aux pilotes sur les communes de l'intérieur : (HVP et systèmes PV hybrides)	Région, EDF, PRME, conseil général/futur syndicat d'électrification (FACE), collectivités (EPCI et communes), porteurs de projets, UAG, DRRT, CIRAD, CETIOM, Chambre d'agriculture, DAAF
Appui aux filières énergies marines	Région, PRME, UAG, DRRT, IFREMER, EDF, CCIG
Financement projets et investissements	PRME, Région, ADEME, EDF
Veille technologique	OREDD, PRME, UAG, DRRT

Moyens et coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre d'ici 2030. Ce chiffrage vise à estimer les moyens et les coûts de l'intervention du PRME. Il ne porte pas sur l'ensemble des coûts publics destinés à supporter ces projets EnR (en particulier, ni la CSPE ni la défiscalisation ne sont comprises).

Les coûts d'études et d'investissements relatifs aux travaux de renforcement et d'extension du réseau électrique ne sont pas non plus pris en compte.

Les coûts de demande et mise en œuvre de l'habilitation législative sont évalués par ailleurs.

Les coûts incluent le recrutement à temps partiel d'une personne responsable de l'animation de l'action (base de 10 k€/mois travaillé).

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Action Autres EnR

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Animation de l'action	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	380
Accompagnement des filières																				660
Etudes de potentiels (évaluation et/ou confirmation) : hydroélectricité, sites isolés, déchets et biogaz	50	50	50																	150
Acceptation locale hydroélectricité et déchets : concertation et adaptation des projets	20	20	20	20					20	20	20	20								160
Evaluation des impacts environnementaux des projets (hydroélectricité, déchets) et études complémentaires pour faciliter leur réalisation		50	50	50	50							50	50	50						350
Schéma raccordement EnR et Schéma extension réseau																				
Réalisation des travaux extension et renforcement réseau																				
Soutien R&D																				1490
Appui aux pilotes EnR dans les communes de l'intérieur (HVP palmistes, hybrides PV)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10										100
Etudes de potentiels, demande, benchmark technologies, en appui aux filières EnR émergentes (dont énergies marines)		50	50	50	50															200
Soutien au financement d'opérations exemplaires et pilotes, en appui aux filières EnR émergentes (dont énergies marines)					200	200	200	200	200											1000
Veille technologique	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	190
Total coût de la fiche action	110	210	210	160	340	240	240	240	260	60	50	100	80	80	30	30	30	30	30	2530

Les fiches transversales

Fiche 11 – Communication - sensibilisation

Enjeux

Les termes communication et sensibilisation sont génériques et contiennent plusieurs dimensions :

- L'information permettant aux acteurs économiques de prendre les décisions conformes à leurs intérêts. Il s'agit par exemple :
 - o que les acheteurs de climatiseurs ou de chauffe-eau soient clairement informés de la facture énergétique annuelle qui découlera de leur choix d'équipement.
 - o Que les utilisateurs aient une meilleure connaissance des coûts liés à leur comportement
 - o Que les divers moyens de financement existants soient connus des acteurs
- La sensibilisation aux enjeux territoriaux et environnementaux, dépassant les simples intérêts individuels et instantanés
- La préparation à un avenir où l'énergie sera de plus en plus chère, sous la triple action des prix internationaux des combustibles fossiles, des contraintes environnementales et des engagements de réduction des déficits budgétaires
- La communication institutionnelle démontrant l'engagement des partenaires du PRME dans une dynamique nationale et territoriale

Elle est à destination des consommateurs d'énergie, des citoyens, mais aussi des entreprises qui doivent percevoir le PRERURE comme une opportunité de développement dans les filières MDE et EnR, et investir en conséquence.

Les enjeux de cette action sont considérables :

- Il s'agit de corriger le fonctionnement du marché, en informant les acteurs des conséquences de leurs choix
- Elle constitue le principal levier aujourd'hui pour améliorer les comportements des utilisateurs. Or, que ce soit à la maison, en entreprise ou au volant, les comportements déterminent une large part du potentiel d'économies d'énergie. Au fur et à mesure de l'amélioration des performances des bâtiments et équipements, l'impact du comportement sur la consommation d'énergie devient de plus en plus important.

Objectifs

Les objectifs de réduction des consommations par la communication sont intégrés dans les objectifs des différentes fiches. Au-delà des objectifs sectoriels, un objectif général est de créer une dynamique entraînant l'adhésion des citoyens et des acteurs économiques au projet commun qu'est le PRERURE.

Cibles

Les cibles sont :

- Les citoyens
- Les élus, qui doivent intégrer la question de l'énergie dans les diverses politiques régionales
- Les consommateurs d'énergie en tant qu'acteurs économiques. Cela inclut :
 - o les individus qui sont aussi des citoyens mais dont le comportement en tant qu'acteur économique n'est pas toujours cohérent avec les souhaits du citoyen
 - o les entreprises et collectivités consommatrices d'énergie ; on vise ici spécifiquement les décideurs et responsables, la communication interne à destination des employés relevant de leur compétence (même si le PRERURE peut les aider à bâtir et mettre en place une telle communication)
 - o les entreprises en tant que potentiels acteurs du marché de la performance énergétique et du développement des énergies renouvelables.

Plan d'action

Communication spécifique

Les différentes fiches incluent des actions de communication et des budgets, qui ne sont pas repris ici.

Les différentes fiches sont animées par du personnel à vocation plutôt technique, et a priori pas formé à la communication. Il est proposé le recrutement d'une personne chargée de la communication, qui aura pour tâche :

- L'appropriation des enjeux et messages à diffuser, les contenus étant proposés par les animateurs – PRME
- La recherche de moyens et techniques adaptés
- L'encadrement des contrats avec les entreprises (édition, médias, etc.)
- Conception et animation des dispositifs (EIE, dépliants, médias, opérations ponctuelles, communication institutionnelle, etc.).
-

Renforcement des EIE

- Etablir un bilan des EIE
- Améliorer leur visibilité
- Préparer des messages et des supports améliorant l'efficacité des EIE. Par exemple, des informations simples comme : le coût électrique annuel d'un chauffe-eau électrique, le coût annuel d'un climatiseur, etc.
-

Diversification des dispositifs, opérations

Il peut s'agir de manifestations dans des centres commerciaux, l'association à des événements locaux, etc. Un site internet permettrait d'augmenter la visibilité du PRERURE ; il pourrait contenir des modules de calcul du type Simul Conso.

En cas d'habilitation, des dispositifs pourront être imaginés tels que par exemple l'affichage obligatoire des coûts de la climatisation en contexte guyanais (l'étiquette énergie donne aujourd'hui une indication basée sur les conditions dans l'Union Européenne qui sous-estime largement la consommation).

Communication institutionnelle

Outre la communication spécifique, une communication de portée plus générale doit montrer l'engagement des partenaires du PRME :

- Importance des enjeux environnementaux, économiques (prix des énergies vs création d'emplois), qui doivent aider à l'acceptation de solutions qui peuvent être associées à contraintes ou impacts négatifs (éolien, biomasse, etc).
- Vision à long terme, irréversibilité des engagements
- La prise d'habilitation et les réglementations qui seraient élaborées par le PRME et votées la région seraient des signaux forts quant à l'engagement des partenaires, tenant compte de la réalité guyanaise

Indicateurs de suivi

- Nombre de contacts EIE
- Perception des enjeux dans les enquêtes ménages
- Participation des entreprises aux manifestations

Jeu d'acteurs

- PRME : service communication des partenaires
- EIE
- Collectivités
- Citoyens et consommateurs, associations de consommateurs
- Entreprises, chambres consulaires, associations professionnelles
- Médias, sous-traitants (consultants communication, édition, etc)

L'action sera pilotée par la Région.

Moyens et coûts de mise en œuvre

Un plan ambitieux doit pouvoir compter sur un spécialiste des techniques de communication. Il convient de déterminer si les partenaires du PRME comptent d'ores et déjà sur une telle compétence.

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre d'ici 2030. Les coûts incluent le recrutement à temps partiel d'un animateur de l'action (base de 10 k€/mois travaillé).

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Communication et sensibilisation

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Animation de l'action	20	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1820
Communication spécifique	inclus dans les fiches																			
Renforcement des moyens des EIE	non chiffré																			
Communication générale	30	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1830
Total coût de la fiche action	50	200	3650																	

Fiche 12 – Coopération nationale et internationale

Enjeux

La coopération pourra être traitée selon deux dimensions principales, à savoir le niveau national et le niveau international.

Au niveau national, tout d'abord, on constate une relative faiblesse de la coopération :

- Entre les DOM sur les thématiques énergétiques, alors même qu'ils sont confrontés à des problématiques relativement semblables sur ces sujets : forte croissance de la demande énergétique, petit réseau électrique, structures de consommations énergétiques similaires, différentes de celle de l'Hexagone, avec une part prépondérante de la climatisation dans les bâtiments et coûts de production très élevés, forte dépendance aux énergies fossiles. De plus, cette coopération pourrait permettre au DOM de parler d'une seule et même voix et être ainsi d'autant mieux entendus pour faire valoir les spécificités des territoires.
- Avec le niveau central : les régions DOM ne sont pas encore suffisamment consultées dans le cadre de l'élaboration de politiques nationales ou mécanismes de soutiens en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Ainsi, la Guadeloupe et la Martinique ont obtenu de l'état l'habilitation à légiférer dans le domaine de la MDE et des EnR, reconnaissance implicite que les spécificités des territoires doivent et peuvent être mieux prises en compte. La participation accrue à des réseaux ou groupes de travail nationaux sur ces thématiques pourraient limiter ces effets.

Au niveau international ensuite : le contexte géographique de la Guyane rend naturel le besoin d'échanges avec les régions qui l'entourent. Au delà de l'enrichissement de ce type de coopération en termes de retour d'expérience, il s'agit également d'une opportunité de développement économique. La Guyane dispose en effet d'une certaine avance par rapport à nombre de ses voisins en ce qui concerne le développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie. Or ces pays sont souvent moins développés et plus pauvres, mais souffrent de problèmes similaires en matière énergétique. Le développement d'une expertise sur ce secteur d'activité porteur constitue en cela une véritable opportunité, comme le montre l'expérience réunionnaise où une activité économique de ce type se développe actuellement.

Objectifs

On distinguera deux objectifs principaux :

- Faciliter les échanges d'expériences, communiquer, informer et être informé de l'émergence de nouvelles technologies ou expérimentations, transposables sur le territoire guyanais ; et réciproquement valoriser les expériences guyanaises
- Permettre une meilleure écoute au niveau des organisations centrales (nationales, européennes et internationale) pour une meilleure prise en compte des problématiques locales en matière d'énergie.

Cibles

Cette action devra cibler :

- Les organismes nationaux acteurs dans l'élaboration des politiques et mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la maîtrise de la demande d'énergie (CRE, DGEC, SER...) ;
- Les réseaux et conférences nationaux et internationaux d'échanges scientifiques et techniques en matière d'énergies renouvelables et de maîtrise de demande de l'énergie ;
- Les DOM de la République française et RUP (Régions Ultra Périphériques selon l'article 349 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne) ;
- Les organisations de coopération régionales.

Pilotage de l'action

Certains des membres du PRME (EDF et ADEME notamment) disposent, au travers de leurs organes centraux, d'une représentation au sein d'organismes de coopération et de travail nationaux et internationaux. Cette représentation permet d'assurer en partie les remontées de terrains et échanges évoqués plus haut.

La présente action propose d'aller au-delà de ces échanges. Le conseil régional aura pour cela un rôle majeur à jouer d'une part au regard des prérogatives qui lui sont accordées en matière de coopération régionale mais également au regard du message politique associé au positionnement que la région Guyane souhaitera adopter dans le cadre de ces coopérations.

Plan d'actions

Relation avec les organes nationaux

L'objectif de cette action est une meilleure prise en compte des contraintes guyanaises au niveau central lors de l'élaboration des politiques nationales en matière d'énergies renouvelables et de maîtrise de la demande d'énergie. Il s'agira de tenir informé ces organes des attentes et avancées guyanaises en la matière. Pour cela des missions de rencontre spécifiques pourront être organisées, de même que des échanges sous forme de notes d'information, ou rapports d'analyse.

On pourra citer à titre d'exemple quelques mécanismes n'entrant pas dans le cadre de l'habilitation à légiférer qui pourront être portés dans le cadre de cette action :

- La création de tarifs d'achat spécifiques à des technologies d'énergies renouvelables prioritaires pour le territoire guyanais ;
- Les mécanismes de crédits d'impôt ;
- La valorisation par des aides financières liées à des labels locaux de construction ;
- De façon plus générale, la valorisation des actions menées dans le cadre de la mise en œuvre du PRERURE, au regard des coûts évités pour la CSPE. Les coûts des mécanismes de soutien aux EnR et à la MdE sont généralement largement inférieurs au coût évité pour la CSPE.

Cette forme de lobbying reste prépondérante dans la prise en compte des attentes locales, et ne doit pas être négligée. Son efficacité serait considérablement renforcée si des positions communes aux DOM étaient élaborées (voir ci-dessous).

La prise d'habilitation législative serait aussi un moyen d'affirmer le volontarisme de la région et de renforcer l'écoute de ses propositions.

Coopération entre territoires insulaires

D'autres territoires sont confrontés à des contraintes énergétiques similaires à celles de la Guyane, tout en étant soumise à un contexte institutionnel très proche voir similaire. Il s'agit notamment des DOM au niveau national, et des RUP au niveau européen. L'objet de la présente action serait donc de formaliser les échanges entre ces régions, pour permettre :

- Un retour d'expérience efficace sur les actions menées par chacune des régions. On pourra citer notamment l'habilitation qui pourrait faire l'objet de ce retour d'expérience, et même d'une mutualisation de l'expertise entre les régions ayant fait le choix de cet outil ;
- De parler d'une seule voix, pour mieux être entendu au niveau des organes élaborant les mécanismes de soutien aux EnR et à la MdE. La coopération proposée ici doit aller au-delà d'échanges d'information pour constituer une force de proposition crédible auprès de l'Etat. C'est tout particulièrement nécessaire pour mobiliser des financements sans lesquels les régions auront beaucoup de mal à mettre en œuvre les plans d'actions ambitieux.

A ce titre, le projet PUREAVENIR constitue une première initiative en matière de coopération énergétique qui a réuni les régions Guadeloupe, Corse, Réunion et Martinique. La Guyane pourrait rejoindre ce type d'initiative et participer à sa pérennisation. La mise en place d'outil d'échanges, notamment via internet, pourraient également participer à faire vivre et alimenter ce types de réseau.

Enfin, l'Union Régionale Antilles Guyane, dont l'objectif va bien au delà de la simple problématique énergétique, offre également un cadre, déjà partiellement exploité, pour que ce type d'échanges puisse se tenir.

Réseaux et conférences scientifiques et techniques

Il existe une multiplicité de réseaux et programmes existants œuvrant pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique au niveau national et international. Il s'agira donc pour la Guyane de ne pas se disperser et participer aux réseaux les plus pertinents : l'identification et le choix de réseaux les plus valorisables pour la Guyane devra se faire au regard :

- des priorités en matière énergétique
- du contexte et des contraintes guyanaises

On pourra citer quelques exemples paraissant les plus pertinents :

- Caribbean renewable energy forum (CREF);
- Club biomasse organisé par la DeGeOM;
- Amorce;
- ATEE
- ...

Au travers de cette démarche pro-active, il s'agira d'aller au delà de la simple veille technologique en communiquant sur la volonté du territoire de développer les EnR et la MdE et sur les expériences menées par la Guyane sur ces sujets.

Coopération économique régionale

L'intégration régionale et d'une coopération régionale est un réel enjeu pour le développement de la Guyane. Il s'agit là d'un objectif bien plus large que la simple problématique énergétique. Celle-ci participera de cette coopération, mais ne saurait a priori en être l'unique moteur.

Citons plusieurs opportunités de coopération pour la Guyane :

- CARICOM (Caribbean Community)
- CARIFORUM dont la Guyane est observateur
- AEC (Association des Etats de la Caraïbe) dont la France est membre associé au titre de ses régions d'outre mer
- Coopération avec le Brésil, le Guyana et le Suriname
- Intégration à des réseaux locaux d'échange (Amazon Cooperation Treaty Organization ACTO, Orga Latino-Américaine de Développement Energétique OLADE)
- Développement d'actions visant la limitation des émissions de gaz à effet de serre (réduction des émissions résultant du déboisement et de la dégradation des forêts REDD)

A noter le programme INTERREG dont l'objectif est précisément de participer au financement de projets permettant une meilleure intégration régionale de la Guyane, entre autres. Malgré une certaine lourdeur dans la mise en place de ce financement, des projets portant thématique énergie dans le cadre d'une coopération régionale peuvent prétendre à ce type de financement.

Coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant évalue les coûts associés à cette action :

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Coopération

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Organes nationaux		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Territoires insulaire		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
Réseaux et conférences scientifiques et techniques		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
Coopération économique régionale		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Total coût de la fiche action	0	100	1800																		

Fiche 13 – Innovation – Veille technologique

Enjeux

Les évolutions dans les domaines de la MDE et des EnR sont très rapides et prennent souvent de cours les politiques. C'est pourquoi les différentes actions du PRERURE doivent être envisagées de façon flexible, avec des mécanismes de suivi du marché pour adapter les dispositifs.

Pour pouvoir rester pleinement opérationnelles, les actions du PRERURE privilégient la diffusion de solutions connues et matures. On voit cependant émerger des questions technologiques touchant les filières biomasse (optimisation des techniques d'exploitation des surfaces dédiées), éolien et PV (développement de solutions avec stockage + prévisibilité économiquement compétitives).

Au-delà de ces questions déjà identifiées pour atteindre les objectifs du PRERURE, il ne fait aucun doute qu'à l'horizon 2030, l'offre en solutions MDE et EnR aura été modifiée considérablement. Les enjeux d'une action dédiée à l'innovation sont :

- Anticiper les développements pour mieux les intégrer dans les actions du PRERURE ;
- Mieux préparer les acteurs du marché guyanais à s'adapter au futur marché ;
- Contribuer au développement des nouvelles technologies :
 - o Assurer la visibilité du PRERURE grâce à des opérations de démonstration ou projets pilotes, avec des retombées positives intérieures et extérieures
 - o Eventuellement développer une expertise ou savoir-faire local en prenant position tôt dans le développement d'une technologie. On objectera ici que le marché guyanais est très étroit et ne peut guère servir de lieu pilote de développement de nouvelles technologies ; on voit ainsi des territoires qui renoncent à participer à l'innovation et préfèrent attendre que les solutions matures soient disponibles. Mais rien n'interdit de faire preuve à la fois de modestie et d'ambition ; il faut sans doute éviter la dispersion des moyens dans toutes les directions, mais se concentrer sur quelques voies où la Guyane trouverait une place légitime.

La fiche Coopération insiste sur la nécessaire connexion des acteurs du PRME avec les autres DOM ; on pourrait ainsi éviter une dispersion des moyens en échangeant sur les avancées des différentes opérations pilotes menées dans ces territoires, mais aussi en mettant en commun des moyens et éviter que la redondance des expériences. La Guyane pourrait ainsi se focaliser sur quelques problématiques, sachant que d'autres sont traitées dans d'autres territoires.

Objectifs

Il n'y a pas d'objectif chiffré spécifique à cette action. Les objectifs sont de permettre l'émergence de solutions aujourd'hui non matures voire même non encore identifiées dans les domaines des EnR ou de la MDE.

Cibles

D'une façon générale, l'action ciblera les porteurs de projets innovants et les structures susceptibles de les supporter.

Plan d'action

Etat des lieux sur les filières non matures et veille technologique

Un état des lieux permettra présenter les différentes filières aujourd'hui encore non matures :

- Technologies
- Expériences et références passées, en cours et attendues
- Données économiques
- Impacts potentiels
- Potentiel pour la Guyane, synergie avec les acteurs (centres de recherche, université et entreprises locales)

Par la suite, une veille doit permettre que les données sur les thèmes les plus importants pour la Guyane soient actualisées.

Les thèmes principaux sont :

- Eolien – PV : évolution des prix des technologies – stockage et prévisibilité
- Biomasse première génération :
 - o Optimisation de l'exploitation forestière
 - o Optimisation du rendement de la transformation énergétique :
 - Rendements de production électrique
 - Cogénération, récupération de chaleur en particulier pour production de froid par absorption
- Biomasse deuxième génération : l'amélioration du bilan environnemental de l'exploitation de la biomasse passe par une conversion énergétique plus efficace.
- Biocarburants
- Energies marines : conversion des énergies des marées, vagues, courants, en énergie électrique, et filières thermiques
- La climatisation solaire
- La climatisation par absorption, réseaux froids
- Bioclimatisme, isolation, techniques constructives, éco-matériaux
- Chauffe-eau solaire « low cost »
- Equipements, en particulier en froid domestique, adaptés aux conditions tropicales
- MDE générique, sans spécificité guyanaise forte : LED, gestion des veilles des équipements électriques, moteurs très performants, véhicules performants.

Ciblage des champs d'intervention

On a dit que la Guyane ne pouvait se permettre d'investir dans tous les champs technologiques. Le ciblage des champs d'intervention se fera sur la base de :

- la veille après un an d'investigations
- une recherche sur les financements
- la concertation avec l'état et les autres DOM pour éviter les redondances
- les critères d'intérêt : création d'emploi, visibilité, potentiel pour la Guyane

Support à projets innovants

Sans qu'il soit possible aujourd'hui de définir sur quels projets pilotes devrait porter l'effort, le budget prévoit une ligne dédiée à soutenir les expériences novatrices.

Communication sur les projets innovants soutenus

Le support à des projets innovants est une activité mobilisatrice et peut donner une forte visibilité à la politique régionale.

Indicateurs de suivi

- Contribution des technologies non matures aujourd'hui aux objectifs du PRERURE
- Nombre et tailles des projets pilotes dans les champs qui seront ciblés
- Financements collectés

Jeu d'acteurs

- PRME
- Centres de recherche, Université de Guyane, Guyane Technopole
- GENERG et entreprises du secteur EnR
- Entreprises du secteur MDE, chambres consulaires, associations professionnelles
- Organismes de financement dans l'innovation
- Collectivités

L'action sera pilotée par la Région.

Moyens et coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant résume les coûts de mise en œuvre d'ici 2030. Les coûts incluent le recrutement à temps partiel d'un animateur de l'action (base de 10 k€/mois travaillé).

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Innovation et veille technologique

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Animation de l'action		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	540
Etat des lieux et veille		60	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	400
Ciblage, recherche de financements	inclus dans l'animation																				
Support PRME aux projets innovants		200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	3600
Communication sur les projets soutenus		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	180
Total coût de la fiche action	0	300	260	4720																	

Fiche 14 – Observation et évaluation

Enjeux

L'établissement du diagnostic énergétique du PRERURE Guyane a mis en évidence la complexité d'obtention ainsi que la fiabilité des données de consommation et de production d'énergie en Guyane. Le manque d'études spécifiques nuit à la connaissance fine et exhaustive des déterminants des consommations d'énergie et des usages.

Disposer et rendre disponible la connaissance des consommations et des productions d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre à l'ensemble des acteurs de la politique énergétique du territoire est un élément essentiel du pilotage d'une politique énergétique. De plus, la mise en place de moyens conséquents tels que ceux préconisés dans le présent plan d'action ne saurait se faire sans la mise en place d'un dispositif d'évaluation et de suivi adéquat et fiable. En effet, les arbitrages nécessaires au déblocage de fonds seront généralement soumis à la garantie des résultats associés. Ainsi, la crédibilité des actions, c'est-à-dire la certitude de l'impact de ces actions est un élément clé pour l'adhésion des participants au programme.

Au sein du dispositif évaluatif de mise en œuvre du PRERURE, on distinguera principalement deux notions :

- Le suivi qui permet de guider et estimer l'avancement des actions portées par le territoire. Il s'agit là véritablement d'un outil de pilotage permettant de quantifier l'accomplissement d'une action ; Dans le cadre du présent plan d'action, on s'attachera à définir des indicateurs de suivi pour chaque action ;
- L'évaluation des impacts du plan d'action : il s'agit là de quantifier les impacts en termes d'économies ou production d'énergie, d'émissions de gaz à effet de serre, et d'estimer ainsi in fine l'efficacité du plan d'action. On tentera autant que possible de relier chaque action à son impact final, sachant que dans certains cas (notamment pour des actions transverses) cette conversion sera complexe.

La présente action devra permettre la mise en place d'un dispositif opérationnel visant à collecter, traiter, analyser et valoriser des données sur les émissions de gaz à effet de serre et les consommations énergétiques du territoire.

Cibles

Les données ciblées comprendront notamment :

- Les indicateurs de suivi des actions PRERURE ;
- le suivi des statistiques énergétiques courantes, principaux indicateurs d'évaluation du plan d'action ;
- Les évolutions sociétales et comportementales (consommation, mode de vie) influençant la demande énergétique locale.

Pilotage de l'action

Le PRME sera le pilote de cette action et s'appuiera sur l'OREDD dont l'action sera renforcée.

Plan d'actions

Mise à disposition des outils de suivi du PRERURE

Le diagnostic ainsi que la phase prospective du PRERURE ont permis d'établir des sources de données fiables ainsi que le traitement associé afin d'analyser le contexte énergétique Guyanais. Ces outils ont été mis à la disposition de l'OREDD en fin de mission, et celui-ci a été formé à leur utilisation, constituant ainsi une base sérieuse pour son travail.

Renforcement de la structure existante

Afin d'assumer l'ensemble des missions qui lui seront confiées, l'OREDD devra être renforcé :

- Sur un plan des ressources : on évalue en première approche que 2 équivalents temps plein seront nécessaires pour assurer les missions précisées dans le paragraphe suivant.

- Sur un plan structurel : l'association d'un maximum d'acteurs locaux est prépondérante pour garantir l'efficacité d'un observatoire de l'énergie. L'objectif est en effet d'obtenir une forte représentativité et rassembler les acteurs clés détenteurs de données pour crédibiliser l'observatoire et recueillir le maximum de données. Une évolution statutaire pourra être envisagée dans ce cadre, afin de permettre à un maximum d'organismes institutionnels, associations et acteurs socioprofessionnels de participer à l'observatoire. Leur participation se matérialisera au travers d'une adhésion, d'une charte, d'une convention... Le rattachement de l'OREDD à une agence de l'énergie pourra être une option dans le cadre d'une éventuelle évolution statutaire. Cette option permettrait une mutualisation des moyens et donc des économies de fonctionnement en même temps qu'une synergie entre les équipes.

Exécution des missions confiées à l'observatoire

L'observatoire assumera les missions suivantes :

- **Collecte** des informations au travers d'un système de recensement, de remontée et de partage des informations entre les différents fournisseurs de données. On s'appuiera largement pour ce point sur les acteurs locaux qui auront été associés à l'observatoire. A noter que le choix des données devant être collectées n'est pas anodin puisque largement dépendant des indicateurs que l'on souhaite estimer et des moyens à disposition ;
- Le **traitement, l'analyse et l'interprétation** des données collectées. Cette mission pourra nécessiter dans certains cas une expertise statistique et requiert une bonne maîtrise des problématiques énergétiques afin d'expliquer les résultats obtenus et de relier certaines évolutions aux bons déterminants (évolution de la population, croissance économique modes de consommation...).

Ce travail portera sur 2 types d'indicateurs :

- o Les indicateurs de suivi des actions PRERURE qui auront été identifiés dans le cadre de la définition des actions ;
 - o Les indicateurs d'évaluation, permettant de quantifier l'impact de ces actions. Ceux-ci pourront être plus complexes à définir, notamment au regard des données disponibles sur le territoire. Ainsi, le choix des indicateurs d'évaluation, et leur lien avec les données disponibles et collectées (soit auprès d'un acteur du territoire soit au travers d'études spécifiques), constitue une étape importante du travail de l'observatoire de l'énergie ;
- La valorisation des indicateurs obtenus se fera au travers de moyens de diffusion adaptés au public ciblé : site Web, documents de synthèse, plaquettes et présentations orales...

Coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant évalue les coûts associés à cette action :

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Suivi et évaluation

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Moyens humains (2 équivalents temps plein)		150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Réalisation d'études (2 à 3 par an)		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Support de restitution / communication		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Total coût de la fiche action	0	270	4860																		

Fiche 15 – Habilitation

Enjeux

Comme l'ensemble des régions françaises, la Guyane souhaite contribuer à la lutte contre le changement climatique. Mais, à la différence des autres régions françaises, et notamment métropolitaines, l'impératif d'action est plus fort en Guyane du fait des spécificités de son système énergétique et de sa situation géographique, économique et sociale.

Ces enjeux nécessitent de mobiliser les moyens d'actions possibles, et en particulier, là où d'autres mécanismes s'avèrent insuffisants, la mise en œuvre de dispositions législatives et réglementaires spécifiques.

Or, l'alinéa 3 de l'article 73 de la Constitution prévoit pour les collectivités d'outre mer que « *pour tenir compte de leurs spécificités, les collectivités régies (...) peuvent être habilitées, selon le cas, par la loi ou par le règlement, à fixer elles-mêmes les règles applicables sur leur territoire, dans un nombre limité de matières pouvant relever du domaine de la loi ou du règlement* ».

La loi organique du 27 juillet 2011 relative aux collectivités régies par l'article 73 de la Constitution est venue préciser les modalités d'obtention de ce type d'habilitation. Ainsi, elle définit les rôles respectifs du Parlement et du Gouvernement en confiant à la loi le soin d'habiliter dans le seul domaine de la loi et au décret en Conseil d'État le soin d'habiliter dans le domaine du règlement. De plus, la loi organique précitée apporte deux modifications notables concernant ce type d'habilitation :

- Elle allonge la durée maximale d'habilitation jusqu'à la fin du mandat de l'assemblée qui en fait la demande. Jusqu'alors, le délai d'une habilitation ne pouvait excéder deux ans.
- Elle prévoit une procédure allégée de prorogation de l'habilitation, selon laquelle une habilitation qui expire avec l'achèvement du mandat de l'assemblée qui en a fait la demande peut être prorogée de droit, une seule fois, par délibération motivée de l'assemblée dans les six mois suivant son renouvellement.

Ces deux aménagements permettent d'inscrire cette démarche de législation et réglementation dans la durée. En effet, ce travail ne doit pas être minimisé : il nécessite tout d'abord des efforts conséquents pour l'élaboration des textes eux-mêmes, sur la base d'une analyse de l'existant et en partenariat avec les acteurs locaux, mais également par la suite dans le suivi de leur application et l'élaboration d'éventuels ajustements.

Pour autant, cette démarche n'a pas qu'une simple portée technique, mais comporte également un véritable message politique de la collectivité. Il s'agit en effet de se doter de nouvelles compétences, compétences assumées jusqu'à présent par l'Etat, ce qui ne saurait être anodin sur un plan politique, mais également matériel (financement).

Objectifs

Doter la région Guyane d'un cadre législatif et réglementaire le mieux adapté à son territoire pour favoriser le développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de la demande d'énergie. L'outil législatif offre en effet des perspectives nouvelles en comparaison des outils classiques, notamment en termes de maîtrise de la demande d'énergie.

Cette réglementation locale pourra constamment s'adapter pour coller au mieux aux besoins, contraintes et attentes du territoire. Cette réactivité constitue un réel atout de ce dispositif.

Cibles

La délibération par laquelle le conseil régional de la Guyane fera sa demande d'habilitation, devra clairement mentionner le périmètre d'action de celle-ci. A l'instar des régions françaises de la Caraïbes (Guadeloupe et Martinique), cette habilitation pourra cibler au sens large :

- Les énergies renouvelables ;
- La maîtrise de la demande d'énergie.

Même si le champ de l'habilitation apparaît comme important, certains domaines en restent exclus de façon explicite par l'alinéa 4 de l'article 73, à savoir la fixation des règles relatives à : la nationalité, les droits civiques, les garanties des libertés publiques, l'état et la capacité des personnes, l'organisation de la justice, le droit pénal, la procédure pénale, la politique étrangère, la défense, la sécurité et l'ordre public, la monnaie, le crédit et les changes ainsi que le droit électoral. De plus, même s'il n'est pas explicitement exclu du périmètre, l'analyse juridique des articles 34 et 74 de la Constitution ainsi que de l'article 14 de la Déclaration des droits de l'Homme et du Citoyen, amène à la conclusion que le conseil régional de la

Guyane n'aura au travers d'une habilitation accordée dans le cadre de l'article 73 de la constitution, aucun droit de regard sur les recettes et les dépenses de l'Etat, ni sur les impôts, taxes et impositions existants, dont elle ne pourra modifier le régime juridique. Cette conclusion, qui pourra être confirmée dans le cadre d'une analyse juridique spécifique, signifie que le conseil régional ne pourra agir sur le levier fiscal dans le cadre de cette habilitation.

Pilotage de l'action

En tant que bénéficiaire de l'habilitation et dans la mesure où les textes seront *in fine* votés en assemblée plénière par le conseil régional, celui-ci se devra d'être en charge du pilotage de l'action. Afin d'assumer pleinement cette responsabilité, deux conditions principales devront être réunies

- une forte implication des élus : nombre de décisions ne relèveront pas d'un caractère purement technique, et un positionnement politique sera généralement nécessaire pour positionner les curseurs de la dureté des contraintes réglementaires ;
- La disponibilité d'une expertise technique et juridique allouées à l'élaboration des délibérations et pour apporter le conseil nécessaire aux élus régionaux.

Par ailleurs, même s'il restera dernier décideur au travers du vote des délibérations, le conseil régional devra associer au maximum les acteurs locaux dans sa démarche. Il s'agit d'un paramètre important pour s'assurer de l'acceptabilité et l'application des mesures votées. C'est en effet au travers d'une telle démarche que le conseil régional pourra acquérir la légitimité nécessaire pour édicter des règles sur son territoire. Acquérir cette légitimité est essentiel : le conseil régional devra en effet endosser un rôle nouveau, tout en restant très proche du terrain d'application des mesures. Cela constitue un net changement et comparaison du législateur habituel dans le système français.

Plan d'actions

Demande d'habilitation

- **Phase préparatoire** : celle-ci se basera fortement sur le Retour d'expérience des collectivités ayant fait usage de cet outil et analyse technico-juridique du périmètre et modalités d'application de l'habilitation : sur la base de l'expérience guadeloupéenne et martiniquaise, et au regard des objectifs et priorités fixées par le PRERURE, deux points spécifiques devront être traités durant cette phase préparatoire :
 - o le périmètre de l'habilitation qui pourra être éventuellement ajusté, sur la base d'une analyse technique et juridique, en comparaison des habilitations guadeloupéennes et martiniquaises ;
 - o Définition des ressources nécessaires à la mise en œuvre de l'habilitation : cette expertise technique et juridique pourra être internalisée ou externalisée au conseil régional, mais devra en tous les cas rester sous son pilotage direct.

On notera à ce sujet l'importance de cette phase préparatoire : ainsi le gouvernement a récemment refusé la demande d'habilitation du conseil régional de la Guyane concernant notamment le code minier, considérant cette démarche comme prématurée et devant s'inscrire dans un travail de fond en association avec les collectivités territoriales et les populations guyanaises. Le Gouvernement a considéré, entre autres, que la délivrance des titres miniers supposait des pré-requis en termes d'expertise et de capacités administratives.

Une note d'opportunité devra permettre de poser les bases de cette phase préparatoire en établissant notamment un planning prévisionnel, une identification des ressources nécessaires et le périmètre de l'habilitation.

- Formalisation de la demande d'habilitation au travers d'une **délibération** votée en séance plénière du conseil régional : il s'agit là de la conclusion de la phase préparatoire du dossier de demande d'habilitation.

Mise en œuvre de l'habilitation

- Stratégie de mise en œuvre de l'habilitation : sous cette expression, on
 - o Modalité d'association des acteurs locaux : comme mentionné plus, les acteurs locaux devront être associés au maximum à cette démarche afin de ne pas rejeter en bloc les mesures qui auront été votées ;
 - o Identification des thématiques prioritaires : afin de ne pas se disperser et rester au plus efficace, il conviendra de prioriser les mesures devant être votées. Ce travail devra être

- réalisé en étroite relation avec le conseil régional, qui devra dans cette phase de démarrage appréhender ce nouvel outil mis à sa disposition ;
- Procédure interne au conseil régional de production, validation et transmission aux services centraux des délibérations. L'élaboration de texte législatif nécessite que certaines obligations réglementaires soient respectées pour éviter tout recours qui pourrait annuler certaines délibérations du conseil
 - Elaboration des mesures législatives et réglementaires :
 - Mobilisation des acteurs locaux pour la définition des mesures ;
 - Elaboration des délibérations, de leur production écrite, jusqu'à leur publication au Journal officiel de la République française.

Pérennisation la démarche

- Analyser et évaluer l'application des mesures qui seront entrées en vigueur :
 - Retour d'expérience et évaluation de l'impact : pour chaque mesure, des indicateurs de suivi devront être mis en place afin de contrôler l'impact de leur entrée en vigueur. Le suivi et l'analyse de ces indicateurs pourront être effectués par l'observatoire de l'énergie (voir fiche spécifique).
 - Ajustement du dispositif législatif : les seuils techniques des délibérations pourront être ajustés pour poursuivre une évolution du marché qui aura été enclenchée par l'entrée en vigueur des textes locaux.
- Poursuite du travail législatif en assurant notamment une veille juridique sur les textes de loi nationaux pour identifier les dispositifs qui pourraient être inadaptés au contexte local, voir parfois même bloquant.

Indicateurs de suivi

- Obtention de l'habilitation
- Nombre de délibérations votées
- Mise en place d'indicateurs spécifiques à chaque mesure

Coûts de mise en œuvre

Le tableau suivant évalue les coûts associés à cette action :

.

Coût de la mise en œuvre de la Fiche Habilitation

Coûts en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Demande d'habilitation																					
Définition du périmètre de l'habilitation et des ressources nécessaires		90																			
Rédaction de la délibération faisant demande d'habilitation		10																			
Mise en œuvre de l'habilitation																					
Stratégie de mise en œuvre de l'habilitation			50																		
Mobilisation des acteurs locaux			100	100	100																
Rédaction des textes (expertise juridique-exclu l'expertise technique)			200	200	200																
Pérennisation de la démarche																					
Evaluation des mesures	Inclus dans l'action observatoire																				
Ajustement des mesures						100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Identification et production de nouvelles mesures						100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Total coût de la fiche action	0	100	350	300	300	200	3850														

