

Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) 2016-2018/2019-2023 de la Guadeloupe

DOCUMENT DE TRAVAIL	
Version du :	14/02/17 v4.2
Par :	Région Guadeloupe / DEAL

Avertissement au lecteur :

Les éléments surlignés en jaune dans ce rapport ont fait l'objet d'une modification par rapport à la version projet 4.1 examinée par l'Autorité Environnementale (AE). La version définitive de la PPE (v5) intégrera l'ensemble des réponses apportées aux questions posées par la Ministre en charge de l'Énergie, par l'AE ainsi que les éléments pertinentes retenus suite à la mise à disposition du public de la présente version projet (v4.2)

Pour suivre la chronologie des évolutions du document, le lecteur est invité à consulter, dans l'ordre, les éléments mis à la disposition du public :

1. Version projet (v4.2) de la PPE de Guadeloupe,
2. Version projet (v4.2) du rapport d'évaluation des impacts économiques, sociaux et de l'atteinte des objectifs,
3. Version projet du rapport d'Évaluation Stratégique Environnementale de la PPE,
4. Version projet du résumé non technique du rapport d'Évaluation Stratégique Environnementale,
5. L'avis rendu le 19 octobre 2016 par l'Autorité Environnementale sur le projet de PPE de Guadeloupe,
6. Le mémoire en réponse adressé par la région et l'Etat à la Ministre en charge de l'énergie et à l'Autorité Environnementale,
7. L'avis rendu par le Conseil Supérieur de l'Énergie le 22 février 2017 sur le projet de PPE de Guadeloupe.

Table des matières

Avant-propos : cadre d'élaboration de la programmation pluriannuelle de Guadeloupe	6
1 Résumé des objectifs de la PPE 2016-2018de Guadeloupe.....	7
2 Le système énergétique de la Guadeloupe.....	11
2.1 Contexte national et régional.....	12
2.1.1 Contexte national	12
2.1.2 Stratégie régionale 2008 à 2015.....	12
2.2 Cadre législatif et réglementaire spécifique de la Guadeloupe	14
2.2.1 Dispositions spécifiques aux ZNI en matière d'énergie.....	14
2.2.1.1 Le service public de l'électricité	14
2.2.1.2 Le cadre économique de la production d'électricité et le principe de péréquation tarifaire	15
2.2.1.3 La loi d'orientation pour l'Outre-mer (dite Loi LOOM) du 13 décembre 2000.....	16
2.2.1.4 La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite Loi POPE) du 13 juillet 2005	16
2.2.1.5 La Loi pour le développement économique des Outre-Mer (dite LODEOM) du 27 mai 2009	17
2.2.1.6 Le Grenelle de l'Environnement (lois Grenelle I et II) du 3 août 2009 et du 12 juillet 2010	17
2.2.1.7 La Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité sur la période 2009 à 2020	17
2.2.1.8 La Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte (dite LPTE) du 17 août 2015	19
2.2.2 Cadre d'intervention des acteurs de l'énergie électrique.....	19
2.2.2.1 Planification énergétique : une compétence partagée par l'Etat et la région.....	19
2.2.2.2 Production : un partage entre opérateur historique et entreprises privées	20
2.2.2.3 Transport : un service assuré par le gestionnaire historique du réseau	20
2.2.2.4 Distribution : une compétence des communes assurée par un syndicat unique	20
2.2.2.5 Commercialisation : un fournisseur unique	21
2.2.3 L'habilitation énergie de la région Guadeloupe	21
2.2.3.1 Qu'est-ce que l'habilitation ?	21
2.2.3.2 L'adaptation nécessaire du cadre national aux spécificités locales	23
2.2.3.3 Mise en œuvre de l'habilitation énergie en Guadeloupe	23
2.3 Bilan énergétique 2014	25
2.3.1 Consommations primaires d'énergie	26
2.3.2 Consommations finales d'énergie	27
2.3.3 Consommations d'électricité.....	27
2.4 Coûts de l'électricité en Guadeloupe	29
2.4.1 Coûts de production de l'électricité en Guadeloupe	29
2.4.2 Coûts d'achats de l'électricité produite par des tiers.....	31
2.4.3 Montant de la CSPE	33
3 La demande d'énergie.....	35
3.1 Evolution passée de la demande d'énergie	35
3.1.1 Evolution de la demande en carburants	37
3.1.2 Evolution de la demande en électricité.....	37
3.2 Répartition de la demande en énergie par secteur	39
3.2.1 Répartition de la demande en énergie par secteur	39
3.2.2 Répartition de la consommation en énergie par usage	39
3.2.3 Focus sur les consommations électriques dans le résidentiel	40
3.3 Bilan des actions de maîtrise de l'énergie sur la demande passée.....	41
3.3.1 Les Certificats d'Economie d'Energie (CEE)	41
3.3.2 MDE dans les bâtiments.....	44
3.3.2.1 La Réglementation Thermique de Guadeloupe (RTG)	44

3.3.2.2	Aide à l'acquisition d'équipements peu consommateurs d'électricité.....	45
3.3.2.3	L'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements.....	45
3.3.2.4	L'information du consommateur	46
3.3.3	MDE dans le tertiaire public/privé, l'industrie et l'agriculture.....	46
3.3.3.1	MDE dans le tertiaire privé et l'industrie	46
3.3.3.2	MDE dans les collectivités	46
3.3.3.3	Plan Performance Energétique des exploitations agricoles.....	47
3.3.4	MDE dans les transports.....	48
3.4	Principaux déterminants de l'évolution de la demande	50
3.4.1	Démographie et croissance économique	50
3.4.2	Evolution des usages de l'énergie	51
3.4.3	Perspectives de développement du véhicule électrique en Guadeloupe.....	53
3.5	Scénarios d'évolution de la demande d'énergie	54
3.5.1	Evolution des consommations d'hydrocarbures à horizon 2020.....	54
3.5.2	Evolution des consommations d'électricité à l'horizon 2030 : choix du scénario de référence ⁵⁷	
3.6	Objectifs de maîtrise de la demande d'énergie	59
3.6.1	Objectif de maîtrise de la consommation d'électricité	60
3.6.2	Objectif de maîtrise de la consommation d'énergie fossile	62
3.6.2.1	Dans les transports.....	62
3.6.2.2	Dans la production électrique	64
3.6.3	Initiatives territoriales labélisées	65
3.7	Synthèse des objectifs de maîtrise de la demande d'énergie et d'électricité en particulier	65
4	Les objectifs de sécurité d'approvisionnement.....	67
4.1	Sécurité d'approvisionnement en carburant et autres énergies fossiles.....	67
4.1.1	Identification des importations énergétiques.....	68
4.1.2	Importateurs et sources d'approvisionnements.....	68
4.1.3	Installations de stockage	69
4.1.4	Mode d'approvisionnement.....	69
4.1.5	Distributeurs.....	69
4.1.6	Enjeux, contraintes, critères de sécurité d'approvisionnement	70
4.1.6.1	Enjeu 1 : Absence de constitution de stocks stratégiques	70
4.1.6.2	Enjeu 2 : Unicité du dépôt SARA de la pointe Jarry	72
4.1.6.3	Enjeu 3 : Unicité de l'apportement pétrolier de Jarry.....	72
4.1.6.4	Enjeu 4 : Approvisionnement majoritairement assuré par la raffinerie de Martinique	73
4.2	Sécurité d'approvisionnement en électricité	73
4.2.1	Sécurisation de l'approvisionnement en énergie primaire	73
4.2.2	Sécurité d'approvisionnement en production électrique	74
4.2.2.1	Evaluation des besoins de puissance	75
4.2.2.2	Services réseau et réserve primaire	75
4.2.3	Sécurité d'alimentation électrique des consommateurs	76
4.3	Synthèse des enjeux et orientation concernant la sécurité d'approvisionnement en énergie	77
5	L'offre d'énergie	79
5.1	Moyens de production actuels d'électricité.....	79
5.2	Enjeux de développement des différentes filières, de mobilisation des ressources énergétiques locales et de création d'emplois	79
5.3	Objectifs pour les énergies renouvelables stables.....	80
5.3.1	Géothermie	81
5.3.1.1	Centrale de Bouillante.....	82
5.3.1.2	Importation d'électricité d'origine géothermique en provenance de la Dominique	83
5.3.2	Biomasse et déchets.....	85
5.3.2.1	Biomasse énergie	86

5.3.2.2	Valorisation énergétique des déchets.....	88
5.3.3	Photovoltaïque avec stockage.....	89
5.3.4	Eolien terrestre avec stockage	90
5.3.5	Petite hydraulique	92
5.3.6	Energies marines	94
5.4	Objectifs pour les énergies renouvelables variables.....	94
5.4.1	Eolien sans stockage.....	95
5.4.1.1	Eolien terrestre sans stockage.....	95
5.4.1.2	Eolien en mer.....	95
5.4.2	Photovoltaïque sans stockage	95
5.6	Synthèse des objectifs de développement des EnR en Guadeloupe	98
5.7	Synthèse des objectifs de développement de l'offre d'énergie en Guadeloupe.....	101
6	Les infrastructures énergétiques et les réseaux.....	102
6.1	Etat des lieux des infrastructures énergétiques et évolution récente.....	102
6.2	Objectifs en matière de réseaux électriques.....	103
6.2.1	Entretien des réseaux : investissement d'amélioration, qualité, ..	103
6.2.2	Avancement de l'élaboration du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR)	104
6.2.3	Développement du réseau HTB, impact des orientations de la PPE sur les réseaux..	106
6.2.4	Evolution du seuil de déconnexion	107
6.3	Autres infrastructures énergétique.....	108
6.3.1	Conversion au gaz des moyens de production d'électricité.....	108
6.3.2	Projets innovants de valorisation des gisements locaux de déchets	109
	Glossaire	110
	Table des figures et illustrations	111

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

L'article 203 de la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) publiée le 18 août 2015 prévoit que la Guadeloupe fasse l'objet d'une Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui lui soit propre. La PPE de Guadeloupe, tout en s'appuyant sur le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande (BPEOD) élaboré par le gestionnaire du réseau électrique, précise les axes de la politique énergétique régionale, hiérarchise ses enjeux, identifie les risques et difficultés associés et permette ainsi de définir les priorités d'action des pouvoirs publics afin d'atteindre les objectifs fixés par la loi. La PPE constitue le volet énergie du Schéma Régional de l'Air de l'Énergie et du Climat (SRCAE) adopté en 2012 en Guadeloupe.

Au III de son article Premier, la LTECV demande de « parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50% d'énergies renouvelables en 2020 ».

Tout en s'appuyant sur les éléments existants de programmation, SRCAE et PRERURE en particulier, la PPE est un élément majeur de la transition énergétique.

Pour la Guadeloupe, l'élaboration de la PPE s'inscrit dans la continuité de la très large concertation mise en œuvre sur le territoire dès 2008 dans le cadre de l'élaboration du PRERURE puis en 2012 pour le SRCAE.

Pour la PPE, 5 séances de mobilisation des acteurs locaux et plus d'une dizaine de contributions rédigées ont été adressées à la Région et l'Etat entre Juin et Octobre 2015. Avec une première période de mise en œuvre à l'horizon 2018 puis une échéance à 2023, la PPE poursuit et renforce la volonté de concertation menée par la Région Guadeloupe dans l'élaboration de sa politique régionale de l'énergie.

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

- La région Guadeloupe dans son PRERURE et son SRCAE de 2012,
- L'observatoire régional de l'énergie et du Climat (OREC),
- Le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande du gestionnaire de réseau,
- Les acteurs locaux de l'énergie, producteurs et acteurs des filières énergétiques, dans les contributions écrites qu'ils ont pu rédiger ou formuler dans le cadre des séances de concertation organisées par la région Guadeloupe en juin, juillet et septembre 2015.

1 Résumé des objectifs de la PPE 2016-2018 de Guadeloupe

	PPE 2016-2018	PPE 2019-2023 et horizon 2030 (à titre indicatif)
Consommations finales d'énergie Toutes énergies et tous secteurs	Stabiliser : -1% en 2018 par rapport à 2014 (562 ktep à 556 ktep)	Réduire : -6% en 2023 par rapport à 2014 -15% en 2030 par rapport à 2014
Transports	Réduire : -7,5% en 2018 par rapport à 2014 (368 ktep à 340 ktep)	Réduire / substituer
Consommations d'électricité Tous secteurs d'activité	Maîtriser : Limiter la hausse des consommations entre +3 à +5%	Viser les objectifs de consommation du scénario MDE volontariste du BPEOD 2015
Energies renouvelables	Développer : + 103 MW	<ul style="list-style-type: none"> • 2020 : 50% EnR dans les consommations finales (toutes énergies et tous secteurs) • 2030 : autonomie énergétique

Figure 1 : Synthèse des objectifs chiffrés de la PPE de Guadeloupe

D'ici fin 2018, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de Guadeloupe permettra:

- de contribuer à l'atteinte des objectifs fixés par la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte du 17 août 2015 pour les départements d'outre-mer concernant les consommations finales d'énergie :
 - o 2020 : 50% d'énergies renouvelables,
 - o 2030 : autonomie énergétique ;
- de renforcer la priorité donnée aux actions destinées à :
 - o maîtriser les besoins en énergie en agissant sur la demande, l'efficacité énergétique et les nouveaux services énergétiques,
 - o réduire la part des énergies fossiles d'importation dans le mix énergétique de la Guadeloupe,
 - o diversifier le mix énergétique régional et la production d'électricité en particulier en s'appuyant sur des moyens de production de base et intermittents mobilisant des sources renouvelables ;
- de réduire de plus de 1% les consommations finales d'énergie de la Guadeloupe, toutes énergies et tous secteurs confondus, par rapport à 2014 (562 ktep), pour atteindre 556 ktep, dans une perspective de réduction de l'ordre de -6% (530 ktep) d'ici 2023 et de l'ordre de -15% (480 ktep) à 2030.

Pour mémoire, les consommations d'électricité augmentent de +5% entre 2014 et 2018 dans le scénario MDE de référence et de +3% dans le scénario MDE renforcée du BPEOD ;

- de viser une réduction de 28 ktep (-7,5% par rapport à 2014 pour atteindre 340 ktep) dans les transports par le déploiement d'actions de maîtrise de la demande d'énergie dans ce secteur,
- de viser l'atteinte des objectifs fixés par le scénario de « MDE renforcée » (ou volontariste) établi en 2015 par le gestionnaire du réseau électrique dans son Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre-Demande (BPEOD) annuel qui limite à +3% (+52 GWh par rapport à 2014) la hausse des consommations d'électricité en Guadeloupe d'ici 2018 ;
- de veiller à ce que le gestionnaire du réseau électrique tienne compte dans les BPEOD à venir des objectifs inscrits dans la PPE, notamment pour en traduire les impacts sur la programmation des moyens de production thermiques à déployer pour garantir la qualité et la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Guadeloupe ;
- de développer les énergies renouvelables et de récupération de base ou à caractère variable selon les objectifs suivants :
 - o géothermie : 14 MW, déjà installés et à optimiser, avec en perspective le raccordement d'une production en provenance de la Dominique et le développement du potentiel guadeloupéen,
 - o biomasse : point modifié en prévision de la v5
 - o déchets : + 2 MW par captation de biogaz de décharge à Sainte-Rose ou développement de technologies innovantes de valorisation énergétique à partir de déchets,
 - o petite hydraulique : 8,7 MW déjà installés et optimisés,
 - o énergies marines : un potentiel à caractériser,
 - o éolien : + 53 MW de projets nouveaux (+44 MW) avec stockage ou en repowering (+9 MW)
 - o photovoltaïque : + 35 MW de projets en cours ou fruits de l'AO CRE en cours
- de finaliser le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) dès publication de la méthode calcul du plafonnement de la quote-part exigible auprès des porteurs de projets EnR ;
- de proposer, d'ici 2018 sur la base des travaux réalisés par le gestionnaire du réseau électrique, un cadre technico-économique permettant de développer les solutions les moins coûteuses pour la collectivité avec pour ambition de faire évoluer le seuil de déconnexion des EnR intermittents au-delà de 35% à l'horizon 2023 ;
- de charger l'Observatoire Régional Energie Climat (OREC) du suivi et de l'analyse :
 - o des actions de maîtrise de la demande d'énergie déployées en Guadeloupe en lien avec les indicateurs utilisés dans le Programme Opérationnel FEDER 2014-2020,
 - o du dispositif des Certificats d'Economies d'Energie (CEE),
 - o des aides financières directes du Contrat de Plan Etat-Région (CPER) et du programme opérationnel du FEDER,
 - o du crédit d'impôt pour la transition énergétique,
 - o de la précarité énergétique dans le logement et dans les transports en Guadeloupe,

- de la pénétration de nouvelles technologies performantes sur le territoire ;
- de mobiliser l'Observatoire Régional des Transports (ORT) sur l'amélioration des connaissances relatives aux besoins de mobilité en Guadeloupe et d'indicateurs utiles au suivi de l'objectif de maîtrise de la demande d'énergie dans les transports visé par la PPE (-16 ktep d'ici 2018 par rapport à 2014) ;
- de faire appliquer en Guadeloupe dès le 1^{er} janvier 2017, les obligations prévues aux articles L. 224-7 et L. 224-8 du code l'environnement concernant le développement de flottes de véhicules à faibles émissions pour l'Etat, ses établissements publics, les collectivités territoriales et leurs groupements ainsi que les entreprises nationales pour leurs activités n'appartenant pas au secteur concurrentiel ;
- de développer à titre expérimental, en priorité dans les îles de l'archipel, en cohérence avec les appels à projets en cours, sous réserve d'une bonne maîtrise des impacts sur le réseau, environnementaux et économiques, notamment sur les finances des collectivités, un minimum d'une dizaine de dispositifs de charge de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ;
- d'impliquer plus largement les compagnies pétrolières implantées sur le territoire dans le dispositif des CEE pour atteindre un objectif de 1 400 GWh CUMAC en 2018 en Guadeloupe, soit le doublement du volume de CEE collectés à ce jour ;
- de formaliser les documents d'orientations suivants en appui à la mise en œuvre de la PPE :
 - Schéma Régional de Valorisation de la Biomasse : il intégrera le Schéma de Développement de la Biomasse énergie demandé par la Loi de Transition Energétique,
 - Schéma Régional de Déploiement du Véhicule Propre,
- de réaliser les études suivantes, dans des conditions à définir entre l'Etat, la région Guadeloupe et leurs partenaires :
 - conditions d'atteinte de l'autonomie énergétique de la Guadeloupe en 2030, avec le soutien de l'ADEME,
 - modélisation fine du système électrique guadeloupéen (production, transport et distribution) permettant d'alimenter l'élaboration des PPE à venir et d'évaluer les capacités de développement et d'intégration au réseau des moyens de production alternatifs envisagés ainsi que des services systèmes émergents (stockage centralisé et décentralisé, pilotage de la demande, etc ...) ;
 - possibilités d'évolutions des conditions, définies dans le S3REnR, de raccordement au réseau électrique guadeloupéen des projets EnR, avec prise en compte :
 - du réseau de distribution,
 - de l'émergence de nouveaux services rendus au système,
 - des projets structurants, tels que l'éventuelle importation d'électricité en provenance de la Dominique,
 - du développement attendu de la mobilité électrique et des dispositifs de recharge,

- de propositions innovantes destinées à optimiser la gestion du réseau dans le but d'atteindre les objectifs fixés par la Loi de Transition Energétique et la PPE de Guadeloupe,
 - opportunité de conversion de la centrale de Pointe Jarry au Gaz Naturel Liquéfié (GNL),
 - accompagner l'évolution du modèle fiscal pour accompagner la transition énergétique tout en veillant à ne pas affaiblir les ressources des collectivités ;
- de contribuer, par le soutien aux activités et projets de recherche et développement, à l'émergence de technologies innovantes de valorisation énergétique à partir de gisements locaux notamment issus des déchets (pyrolyse, combustibles solides de récupération et gazéification ...);
- de mobiliser les moyens disponibles (CEE, Plan Logement Outre-Mer ...) pour lutter contre la précarité énergétique, dans le logement et induite par les besoins de mobilité, en Guadeloupe.

Le tableau ci-après permet de visualiser l'impact des objectifs visés par la PPE de Guadeloupe par rapport aux objectifs nationaux :

Objectifs	National	PPE
Réduction des émissions de gaz à effet de serre	<ul style="list-style-type: none"> • -40% entre 1990 et 2023 • Facteur 4 (-75%) entre 1990 et 2050 	-3%, tous secteurs confondus, d'ici 2018 par rapport à 2014
Part des EnR	<ul style="list-style-type: none"> • 23% de la consommation finale en 2020 • 40% de la production d'électricité en 2030 	<ul style="list-style-type: none"> • 9% de la consommation finale d'énergie en 2018, • 30% de la production d'électricité en 2018 et 70% en 2023

Figure 2 : Comparaison des objectifs nationaux et des objectifs de la PPE de Guadeloupe

2 Le système énergétique de la Guadeloupe

L'archipel de la Guadeloupe s'étend sur Grande Terre, Basse Terre et les îles du Sud : les Saintes, Marie-Galante et la Désirade. Il couvre un territoire de 1 628 km² et abrite une population de 403 750 habitants en 2014¹ dont les principales consommations d'énergie proviennent de ressources fossiles.

La Guadeloupe se caractérise par sa double insularité qui impose des déplacements entre les îles de son archipel et de fortes spécificités géographiques qui façonnent et structurent le territoire. En 2014, le territoire guadeloupéen est dépendant à 89% d'approvisionnements en combustibles fossiles pour répondre à ses besoins en énergie primaire.

Le schéma ci-après représente l'organisation globale du système électrique de la Guadeloupe. Le stockage de combustible s'effectue quant à lui majoritairement dans la zone industrielle centrale de Jarry.

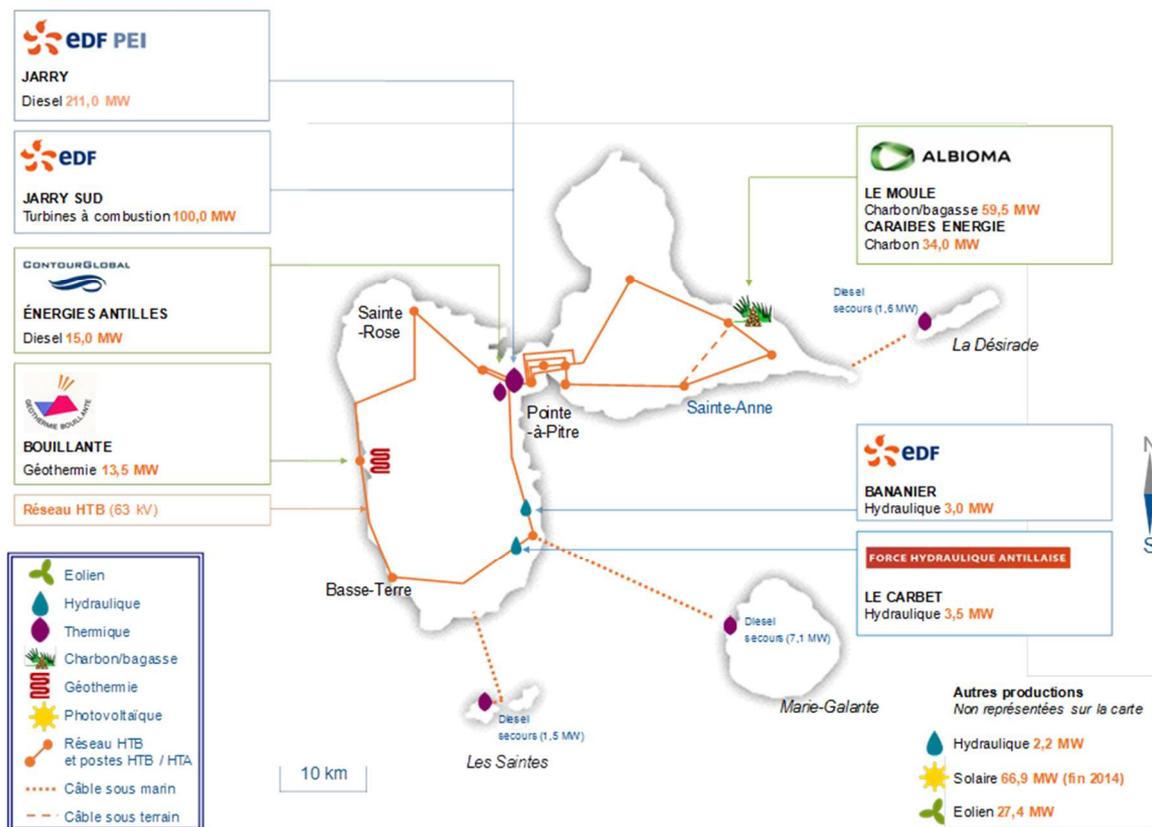


Figure 3 : Principales composantes du système électrique de la Guadeloupe (DEAL, OREC, EDF Archipel Guadeloupe)

C'est pour réduire sa dépendance aux énergies fossiles que le territoire s'est historiquement tourné vers la diversification des moyens de production d'énergie et la maîtrise de la demande d'énergie. C'est par exemple en Guadeloupe que la première centrale géothermique productrice d'électricité en France a été mise en service en 1986. Cette centrale reste à ce jour la seule en exploitation des Petites Antilles.

¹ Source : INSEE au 01/01/2014

2.1 Contexte national et régional

2.1.1 Contexte national

L'article 1^{er} de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte promulguée le 18 août 2015 fixe les objectifs suivants au processus de transition énergétique à l'échelle nationale :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40% entre 1990 et 2030, conformément aux engagements pris dans le cadre de l'Union européenne, et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050,
- Porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2,5% d'ici à 2030, en poursuivant un objectif de réduction de la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à l'année de référence 2012,
- Réduire la consommation énergétique totale des énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à l'année de référence 2012 en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune,
- Porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; à cette date, cet objectif est décliné en 40% de la production d'électricité, 38% de la consommation finale de chaleur, 15% de la consommation finale de carburants et 10% de la consommation de gaz,
- Réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité,
- Contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique du plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques,
- Disposer d'un parc immobilier dont l'ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes "bâtiment basse consommation" ou assimilées, à l'horizon 2050, en menant une politique de rénovation thermique des logements dont au moins la moitié est occupée par des ménages aux revenus modestes,
- Multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

2.1.2 Stratégie régionale 2008 à 2015

Si la PPE de Guadeloupe, contribue à l'accélération de la transition énergétique, elle s'inscrit dans la continuité de l'élaboration des documents de programmation que constituent le PRERURE (2008) et le SRCAE (2012). La Loi de transition énergétique prévoit que la PPE devienne, après adoption par décret, le volet énergie du SRCAE. La PPE devient ainsi le document de programmation de référence.

Les objectifs que s'est fixée la Guadeloupe en termes de maîtrise de la demande d'énergie et de développement des énergies renouvelables ont été formalisés dès 2008 dans le PRERURE puis mis à jours et repris dans le SRCAE en 2012.

La stratégie énergétique régionale montrait un fort volontarisme en portant l'ambition de parvenir à l'autonomie énergétique du territoire. Toutefois, la préoccupation de se fixer des objectifs réalistes et de tenir compte de l'ampleur des défis à relever dans des délais courts a guidé toute son élaboration. Dès lors, les objectifs suivants ont été retenus pour élaborer le scénario prospectif du PRERURE :

- A l'horizon 2020 : 50% d'électricité renouvelable ;
- A l'horizon 2030 : 50% d'énergie totale renouvelable ;
- A l'horizon 2050 : autonomie énergétique du territoire.

Le PRERURE visait ainsi les objectifs d'autonomie énergétique énoncés par le Grenelle en 2009 puis 2010 avec pour finalité le Facteur 4 en 2050, en adoptant une planification propre au territoire aux horizons 2020 et 2030.

Les objectifs fixés étaient compatibles avec l'objectif établi par l'Union Européenne de 20% d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie en 2020.

La loi de transition énergétique accentue l'effort engagé en posant des ambitions fortes, dès 2018, sur les Outre-mer considérés comme de véritables territoires d'innovation et d'expérimentation. Elle demande également aux Outre-mer de préciser les objectifs de déploiements des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables, ainsi que les objectifs de développement des véhicules à faibles émissions dans les flottes de véhicules publiques.

Objectifs	2020	2030	2050
Loi de Transition Energétique 2015 (Objectifs pour les Outre-Mer)			
Consommation finale d'énergie	50% d'énergie d'origine renouvelable	Autonomie énergétique	

Figure 4 : Tableau de synthèse des objectifs PRERURE/SRCAE et LPTE (Région Guadeloupe)

Les objectifs du PRERURE, repris dans le SRCAE reposaient sur la mise en œuvre d'un scénario volontariste, mais réaliste (dit scénario « PRERURE »), de développement des énergies renouvelables et de maîtrise de la demande d'énergie. Tel que défini fin 2012, l'impact du scénario PRERURE sur les consommations d'énergie devaient se traduire par :

- Une stabilisation des consommations finales d'énergie à 2020,
- Une réduction des consommations finales de -14% d'ici 2030.

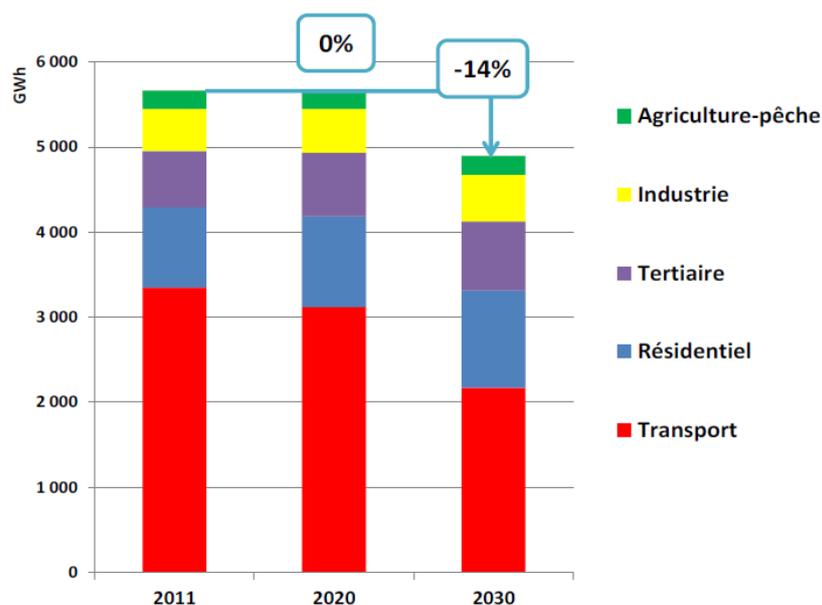


Figure 5 : Evolution de la demande d'énergie dans le scénario PRERURE 2012 (Région Guadeloupe)

Au travers de sa politique énergétique et au vu des tendances mises en évidence par l'OREC, le territoire souhaite réaffirmer dans la PPE les priorités suivantes :

- **Renforcer le déploiement des actions de maîtrise de l'énergie** en agissant sur la demande, l'efficacité énergétique et les nouveaux services énergétiques,
- **Réduire la part des énergies fossiles** d'importation dans le mix énergétique de la Guadeloupe,
- **Diversifier le mix énergétique régional** et la production d'électricité en particulier en s'appuyant sur des moyens de production de base et intermittents mobilisant des sources renouvelables.

2.2 Cadre législatif et réglementaire spécifique de la Guadeloupe

2.2.1 Dispositions spécifiques aux ZNI en matière d'énergie

L'isolement et la faible taille des systèmes énergétiques font des régions ultramarines des territoires spécifiques en matière d'énergie : forte dépendance aux importations de produits pétroliers, difficulté de garantir une qualité d'alimentation en électricité (difficulté renforcée par la localisation géographique des DOM). Ces spécificités sont largement reconnues et les DOM sont considérés depuis la loi du 10 février 2000 comme des Zones Non Interconnectées (ZNI).

2.2.1.1 Le service public de l'électricité

Pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental d'électricité, les modalités d'ouverture du marché européen de l'énergie ont été adaptées grâce à une dérogation prévue dans la directive européenne du 26 juin 2003 pour les « petits réseaux isolés ». Cette dérogation s'applique à la France mais également à tous les pays européens concernés tels que l'Espagne avec les Canaries et le Portugal avec les Açores. Cette dérogation permet aux électriciens intégrés de ne pas séparer leurs activités de gestion du réseau de leurs activités concurrentielles.

En outre-mer, les missions de service public de l'électricité sont ainsi assurées par EDF au travers de sa direction EDF Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI). EDF SEI assure ainsi les missions suivantes sur le territoire de la Guadeloupe :

- Fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente,
- Achat de l'ensemble de l'électricité produite sur le territoire insulaire,
- Gestion en continu de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité,
- Transport, distribution et fourniture d'électricité auprès de tous les clients.

Toutefois, EDF ne dispose pas du monopole exclusif de la production électrique en Guadeloupe : d'autres acteurs peuvent posséder et/ou exploiter des installations de production.

2.2.1.2 Le cadre économique de la production d'électricité et le principe de péréquation tarifaire

En France, selon le principe de péréquation tarifaire, les tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers sont réglementés et identiques en métropole et dans les ZNI. Toutefois, en raison des contraintes spécifiques à ces territoires, les coûts de production de l'électricité y sont nettement supérieurs à ceux observés en métropole, notamment du fait des contraintes induites par l'insularité telle que l'importation de combustibles fossiles. Par conséquent, les tarifs réglementés de vente s'avèrent insuffisants pour rémunérer la production d'électricité dans ces zones. Pour assurer la péréquation tarifaire nationale, une compensation des surcoûts est nécessaire. Celle-ci est calculée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et est financée par la Contribution de Service Public de l'Électricité (CSPE).

Le cadre économique de la production d'électricité dans les ZNI est schématisé ci-dessous :

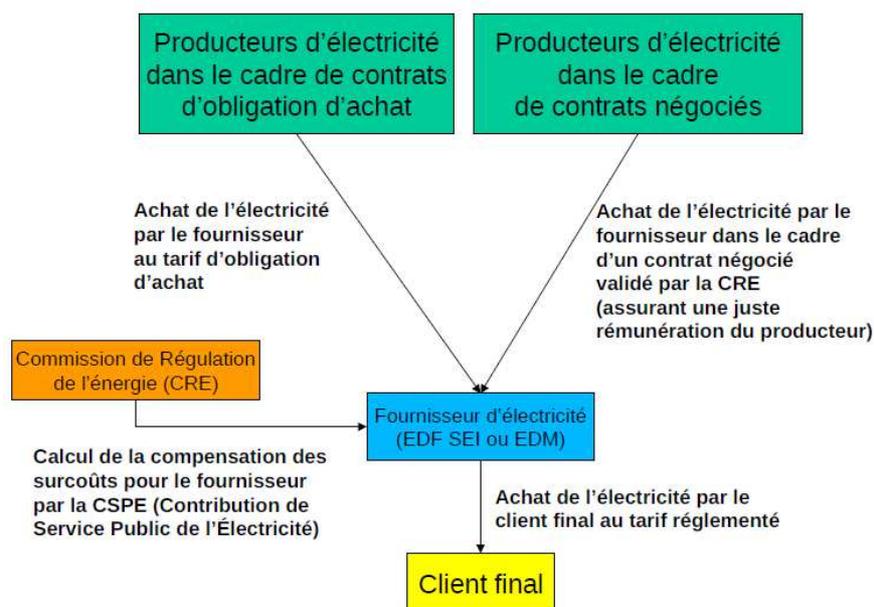


Figure 6 : Cadre économique de la production d'électricité dans les ZNI

Le client final achète l'électricité au fournisseur local (EDF SEI en Guadeloupe) au tarif réglementé identique à celui de la métropole. Le fournisseur (EDF SEI) achète l'ensemble de l'électricité produite en Guadeloupe par des producteurs tiers.

Dans le cas de la production d'électricité dans le cadre de contrats d'obligation d'achat, le fournisseur achète l'électricité au producteur au tarif d'obligation d'achat fixé jusqu'à fin 2015 par arrêté ministériel. A titre d'exemple dans les DOM, ce tarif était de 23 c€/kWh pendant 10 ans pour l'éolien terrestre et d'environ 14 c€/kWh pour le solaire avec intégration au bâti. A partir de 2016, pour se conformer à la réglementation européenne, la Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte du 17 août 2015 prévoit le passage progressif du système de tarif d'achat à un système de tarifs négociés (prix du marché) avec complément de rémunération.

Jusqu'à présent, si la production d'électricité est réalisée dans le cadre de contrats négociés, le fournisseur achète l'électricité au producteur à un tarif fixé dans un contrat assurant une juste rémunération du producteur. Les surcoûts estimés dans le contrat doivent être validés par la CRE qui vérifie la couverture effective des coûts et les compare aux coûts évités d'une technologie classique lorsque la technologie retenue est originale. Le fournisseur perçoit alors la compensation au titre de la CSPE. Celle-ci intègre un taux de rémunération du capital investi fixé par le ministre en charge de l'énergie depuis la loi du 13 juillet 2005. Par l'arrêté du 23 mars 2006, ce taux de rémunération des capitaux investis a été fixé à 11%. Ce type de contrat est notamment nécessaire pour les moyens de production à partir de combustibles fossiles tels que les turbines à combustion et les centrales diesels - nombreuses dans les ZNI.

2.2.1.3 La loi d'orientation pour l'Outre-mer (dite Loi LOOM) du 13 décembre 2000

La reconnaissance des spécificités énergétiques des DOM s'est accompagnée de la création de compétences spécifiques propres. Ainsi la Région Guadeloupe s'est-elle vue confiée par la loi « LOOM » du 13 décembre 2000, comme l'ensemble des régions d'Outre-Mer, une forte compétence en matière d'énergie. Incombe notamment à la Région la réalisation et la mise en œuvre d'un Plan énergétique Régional Pluriannuel de prospection et d'exploitation des Energies Renouvelables et de l'Utilisation Rationnelle de l'Energie (PRERURE) adopté en 2010 et révisé en 2012.

2.2.1.4 La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite Loi POPE) du 13 juillet 2005

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

« La diversification énergétique doit tenir compte de la situation spécifique des zones non interconnectées.

[...]

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

2.2.1.5 La Loi pour le développement économique des Outre-Mer (dite LODEOM) du 27 mai 2009

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

Le Conseil Régional de Guadeloupe a été habilité pour 2 ans par l'Article 69 de la LODEOM « *à fixer des règles spécifiques à la Guadeloupe en matière de maîtrise de la demande d'énergie, de réglementation thermique pour la construction de bâtiments et de développement des énergies renouvelables.* »

2.2.1.6 Le Grenelle de l'Environnement (lois Grenelle I et II) du 3 août 2009 et du 12 juillet 2010

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

Ainsi, l'Etat, conscient de la contribution essentielle que peuvent apporter les territoires d'Outre-Mer dans la réalisation de la politique énergie-climat française, affiche une grande ambition pour les collectivités ultramarines. Notamment, l'article 56 fixe un objectif d'autonomie énergétique des territoires d'outre-mer à l'horizon 2030 et pour la Guadeloupe, 50% d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale, le développement de programmes des consommations d'énergie (plans Climat Energie territoriaux, réglementation thermique adaptée), la mise à l'étude d'un programme de maillage du territoire par des modes de transports collectifs en site propre dans une perspective de préservation des espaces naturels et de développement durable.

2.2.1.7 La Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité sur la période 2009 à 2020

Pour accompagner le déploiement des lois Grenelle, une révision des programmations pluriannuelles des investissements a été demandée. La nouvelle PPI donnait ainsi les orientations et objectifs à suivre en matière de développement des énergies renouvelables, des moyens conventionnels de production électrique, de contribution de l'efficacité énergétique et du développement de nouveaux usages (voiture électrique notamment). Des orientations spécifiques sont définies concernant les Zones Non Interconnectées, dont fait partie la Guadeloupe. Une synthèse de ces orientations est présentée ci-dessous.

Synthèse « zones non interconnectées » de la PPI 2009-2020

La primauté de la maîtrise de la demande en énergie et la pertinence du développement des énergies renouvelables dans les zones non interconnectées.

La PPI souligne la pertinence accrue dans les ZNI des mesures de maîtrise de la demande en énergie et du développement des énergies renouvelables du fait du coût élevé et du caractère carboné de la production d'électricité dans les ZNI par rapport à la métropole². Le développement des chauffe-eau solaires, des lampes basse consommation et, plus généralement, d'habitats économes en énergie est fortement recommandé par la PPI.

Le développement de l'éolien et du solaire photovoltaïque dans la limite d'acceptabilité du réseau.

La PPI constate l'explosion du nombre de projets photovoltaïques en attente de raccordement du fait du fort ensoleillement dans les ZNI et du tarif d'achat de l'électricité produite à partir d'installations photovoltaïques. La PPI soutient le développement des énergies intermittentes dans la limite d'acceptabilité du réseau, en veillant aux conflits d'usages des terres agricoles pour les centrales photovoltaïques au sol. Au-delà de cette limite, le développement des capacités de stockage sera nécessaire et une réflexion technique plus approfondie et plus spécifique à chaque territoire devra être menée lorsqu'on approche cette limite.

La nécessité d'un mix énergétique et environnemental équilibré

La PPI souligne la nécessité de disposer d'un portefeuille diversifié de moyens de production pour assurer l'équilibre offre-demande électrique dans les ZNI. Le recours conjoint aux énergies renouvelables intermittentes, stables et aux moyens de production thermiques est recommandé. A ce titre, un appel d'offre éolien sera lancé dans les ZNI.

La promotion des énergies renouvelables stables et non intermittentes

L'atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement en termes de pénétration des énergies renouvelables dans les ZNI passe par le développement des énergies renouvelables stables et non intermittentes. La PPI encourage donc la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables telles que l'hydraulique, la géothermie, la bagasse et l'énergie des mers.

Le déclasserment et le renouvellement des centrales diesels est indispensable pour la sécurisation électrique des ZNI.

Au total, sept centrales diesels seront déclassées et renouvelées par des installations moins polluantes et moins émettrices de CO₂ entre 2010 et 2014 dans les ZNI : en Corse (Lucciana et Vazzio), en Guyane (Dégrad des Cannes), en Martinique (Bellefontaine), en Guadeloupe (211 MW à Jarry), à La Réunion (Le Port) et à Saint-Pierre-et-Miquelon. (...)

²La production d'électricité en base est assurée dans les ZNI par des moyens de production thermiques dont les coûts de production et les émissions de CO₂ sont élevés alors qu'elle est assurée par le parc nucléaire en métropole qui n'émet pas de CO₂ et qui est le moyen de production le plus compétitif en base (cf. Synthèse publique de l'étude des coûts de référence 2008).

2.2.1.8 La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (dite LPTE) du 17 août 2015

La loi fixe comme objectif aux départements d'outre-mer d'atteindre l'autonomie énergétique en 2030 avec un objectif intermédiaire de 50% d'énergies renouvelables dans la consommation en énergie finale en 2020. Ce texte contient également des dispositions relatives au financement des énergies renouvelables, au soutien à la rénovation, à l'efficacité énergétique ou à la maîtrise de la demande.

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

La LPTE, dans son article 205, reconduit l'habilitation du conseil régional de Guadeloupe, jusqu'à son prochain renouvellement, à prendre des dispositions spécifiques au territoire en matière « *de planification énergétique, de maîtrise de la demande d'énergie, y compris en matière de réglementation thermique pour la construction de bâtiments, et de développement des énergies renouvelables* ». Il introduit également la mise en place d'une évaluation de l'impact des dispositions prises au titre de l'habilitation sur les charges du service public de l'électricité et en particulier sur le mécanisme de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE).

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

Différents acteurs exercent une compétence dans le secteur énergétique allant de la planification à la commercialisation de l'énergie.

2.2.2.1 Planification énergétique : une compétence partagée par l'Etat et la région

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité institue une Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) de production d'électricité s'appuyant notamment « *sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les 2 ans, sous le contrôle de l'État, par le gestionnaire du réseau public de transport" (EDF SEI dans les ZNI)* ». Celui-ci a pour seul objet la sécurité d'approvisionnement et permet de confronter les prévisions de consommation d'électricité avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production.

En Guadeloupe, l'étape de planification des besoins et des moyens est partagée par l'État, via la PPI, et la Région via le Plan énergétique Régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des Énergies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Énergie (PRERURE) et le Schéma régional climat-air-énergie (SRCAE). L'application de la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte conduit à substituer la PPI par la PPE et à renforcer la compétence de la Région en matière de planification au travers de l'élaboration de cette programmation.

2.2.2.2 Production : un partage entre opérateur historique et entreprises privées

La production d'énergie reste ouverte à la concurrence et est assurée par deux types de producteurs d'énergie :

- EDF PEI et EDF Archipel Guadeloupe qui produisent l'électricité par le biais de centrales thermiques et de turbines à combustion (TAC)
- Différents producteurs privés développant des centrales ou des moyens de production individualisés ou collectifs à partir de sources conventionnelles et/ou renouvelables.

2.2.2.3 Transport : un service assuré par le gestionnaire historique du réseau

Le réseau de transport électrique guadeloupéen relie les 4 îles du Sud (Terre de Bas, Terre de Haut, Marie Galante et Désirade) et les 2 îles dites continentales (Basse-Terre et Grande-Terre) aux principaux moyens de production. La longueur du réseau HTB³ est de l'ordre de 240 km (dont 16 km souterrains) avec une tension de 63 kV.

L'exploitation et la gestion du réseau d'électricité est gérée exclusivement par le gestionnaire EDF Archipel Guadeloupe, qui doit dans ce cadre assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Le réseau de transport électrique guadeloupéen est contraint par une exigence de stabilité. En Guadeloupe, comme en métropole, la limite technique d'acceptabilité des sources d'énergie intermittentes est fixée par l'arrêté interministériel du 23 avril 2008 à 30 % de la puissance appelée.

2.2.2.4 Distribution : une compétence des communes assurée par un syndicat unique

L'ensemble de la distribution de l'électricité en Guadeloupe a été confié par les 32 communes du territoire au Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe. Le SyMEG est ainsi l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et assure, pour le compte des communes, les travaux d'électrification en zone rurale. Seule particularité, les 3 communes de Marie-Galante ne sont représentées individuellement au sein du SyMEG mais par la Communauté de Communes.

Le SyMEG assure ainsi pour l'ensemble des communes de Guadeloupe la maîtrise d'ouvrage des travaux d'extension, de renforcement, d'enfouissement et d'amélioration des réseaux électriques en zone rurale. En zone urbaine, selon les termes du décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale, (Pointe-à-Pitre, Basse-Terre et une partie des communes des Abymes et de Saint-Claude), c'est EDF qui assure ces interventions.

Au-delà de ses compétences obligatoires (extension/renforcement, enfouissement et sécurisation), le SyMEG intervient également en matière d'éclairage public, pour 9 communes du département, et de communications électroniques.

En 2012, les dépenses du SyMEG s'élevaient à 21 M€ dont 5,7 M€ de fonctionnement et 15,2 M€ consacrés à l'investissement (dont 40% de renforcements, 33% d'extensions, 10% d'éclairage public et 6% d'enfouissements).

³ HTB : Haute tension B
PPE 2016-2018 de la Guadeloupe

En 2015, les éléments du FACE sont les suivants :

Année	Type de programme	Montant des travaux éligibles	Montant des aides notifiées
2015	Renforcement	2 393 750	1 915 000
2015	Extension	594 698	475 758
2015	Enfouissement	446 250	357 000
2015	Sécurisation	77 500	62 000
TOTAL		3 512 199	2 809 759

Pour 2016, sur la base des autorisations d'engagement ouvertes sur le compte d'affectations spécial « financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale » le département de Guadeloupe bénéficie au titre de l'année 2016 d'une dotation totale de 2,868M€ répartie comme suit :

Année	Type de programme	Montant des travaux éligibles	Evolution 2015/2016 en %
2016	Renforcement	2 004 000	-16%
2016	Extension	501 000	-16%
2016	Enfouissement	303 000	-32%
2016	Sécurisation	60 000	-23%
TOTAL		2 868 000	-18%

Soit une baisse de l'enveloppe prévisionnelle de l'ordre de -20% sur un an, pour un résultat global cohérent avec les aides notifiées en 2015.

2.2.2.5 Commercialisation : un fournisseur unique

Le principe de la péréquation tarifaire s'applique en Guadeloupe et EDF Archipel Guadeloupe assure la commercialisation de l'électricité sur la base de tarifs réglementés nationaux. La différence entre les coûts de production (plus élevés en Guadeloupe que la moyenne nationale) et le tarif de vente réglementé est compensée par la CSPE. En d'autres termes, bien que la production de l'électricité soit ouverte à la concurrence, seul EDF Archipel Guadeloupe est en capacité de racheter l'énergie produite pour la réinjecter dans le réseau à destination des clients dits finaux.

2.2.3 L'habilitation énergie de la région Guadeloupe

2.2.3.1 Qu'est-ce que l'habilitation ?

En vertu de l'article 73 de la Constitution, dans les départements et régions d'outre-mer, les lois et règlements « peuvent faire l'objet d'adaptations tenant aux caractéristiques et contraintes particulières de ces collectivités ».

- Champ d'application et durée de validité de l'habilitation :

L'objet concerné par l'habilitation législative doit être précisé dans la demande d'habilitation. Par exemple, la première demande d'habilitation de la Guadeloupe en 2009 s'intitulait comme suit :

« maîtrise de la demande en énergie, de développement des énergies renouvelables ainsi que de réglementation thermique pour la construction de bâtiments ».

L'habilitation ne peut remettre en cause les conditions d'exercice fondamental des libertés publiques ou d'un droit garanti par la constitution. Elle ne peut pas non plus porter sur l'une des matières mentionnées au 4^{ème} alinéa de l'article 73 de la Constitution : nationalité, droits civiques, garantie des libertés publiques, état et capacité des personnes, organisation de la justice, droit pénal, procédure pénale, politique étrangère, défense, sécurité et ordre publics, monnaie, crédits et changes, droit électoral.

L'habilitation est accordée par la loi lorsque la demande porte sur l'adaptation d'une disposition législative. Dans ce cas, elle vaut également habilitation à fixer les dispositions réglementaires d'application. Elle est accordée par décret en Conseil d'Etat lorsque la demande ne porte que sur l'adaptation d'une disposition réglementaire.

L'habilitation est accordée pour une durée ne pouvant aller au-delà du renouvellement de l'assemblée qui en fait la demande. Si la loi ou le décret en Conseil d'Etat le permet, l'habilitation peut être prorogée de droit une seule fois par une délibération motivée de l'assemblée renouvelée et adoptée dans les 6 mois suivant son installation.

- **Contrôle de l'habilitation :**

Le Conseil Constitutionnel exerce un contrôle sur l'existence de caractéristiques et contraintes particulières justifiant des adaptations d'ordre législatif. En leur absence, les dispositions prises peuvent être déclarées anticonstitutionnelles. Il vérifie également que l'ampleur des mesures d'adaptation envisagées n'excède pas ce qu'autorise l'article 73. Précisément, le Conseil Constitutionnel veille à ce que les requêtes d'habilitation présentées par les collectivités d'outre-mer ne viennent pas à l'encontre de l'organisation de l'action de l'Etat.

Le juge administratif exerce un contrôle identique pour les dispositions de nature réglementaire.

Le Conseil d'Etat quant à lui veille également à ce que l'octroi de l'habilitation ne conduise pas à une organisation des collectivités d'outre-mer autre que celle prévue par la Constitution mais également à ce que l'objet de la demande d'habilitation soit bien caractérisé et cohérent avec l'esprit des textes adoptés à l'échelon national.

Une fois l'habilitation octroyée, le contrôle des dispositions prises par les collectivités d'outre-mer dans le cadre d'une habilitation est réalisé à un premier niveau de manière systématique par les services de l'Etat avant publication au Journal Officiel. Si ce premier niveau de contrôle estime qu'une délibération prise au titre de l'habilitation soulève un problème de légalité, le Conseil d'Etat peut être saisi dans le mois suivant la transmission de la délibération au Premier Ministre et au Préfet et dispose de 3 mois pour rendre sa décision.

Enfin, toute personne peut saisir le Conseil d'Etat contre une délibération prise sur le fondement d'une habilitation.

2.2.3.2 L'adaptation nécessaire du cadre national aux spécificités locales

Constatant les limites des démarches de programmation et moins d'un an après l'adoption de son PRERURE, dans sa délibération n° 2009-269 du 27 mars 2009, le Conseil Régional de Guadeloupe faisait valoir son « droit à l'expérimentation » et demandait son habilitation à fixer elle-même des règles spécifiques à son territoire en matière de maîtrise de la demande d'énergie, de développement des énergies renouvelables ainsi que de réglementation thermique pour la construction des bâtiments sur son territoire selon les termes de l'Article 73 de la Constitution de la République française.

Cette requête visait à répondre :

- Au manque de prise en compte des spécificités territoriales dans la définition des lois et règlements venus de métropole (réglementation thermique des bâtiments, prise en compte des besoins de production de froid, contraintes économiques, sociales et foncières ...),
- A la nécessité de mettre en place une incitation législative et réglementaire permettant le déploiement local des politiques énergie-climat,
- A la nécessité d'accélérer le mouvement de transition vers une moindre dépendance aux énergies fossiles, au bénéfice du territoire et de la collectivité dans son ensemble (impact sur la Contribution au Service Public de l'Electricité).

L'habilitation a été accordée à la Guadeloupe par le Parlement par l'Article 69 de la Loi n° 2009-594 du 27 mai 2009 pour le développement économique des Outre-Mer. L'habilitation législative a été renouvelée en 2011 pour une durée de 2 ans et une nouvelle demande d'habilitation a été accordée dans le cadre de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (article 205) jusqu'au renouvellement général du conseil régional.

Avec son habilitation, la Guadeloupe a ainsi ouvert la voie en terme de détermination des moyens à déployer localement pour atteindre les objectifs politiques fixés pour le territoire en termes de maîtrise de la demande d'énergie, de développement des énergies renouvelables et de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre.

C'est par l'adoption de 29 délibérations, que la Guadeloupe a ainsi pu mettre en place, en à peine 4 ans, des dispositions de portée législative ou réglementaire sur son territoire.

L'engagement de la région Guadeloupe dans le processus d'habilitation résulte en premier lieu d'une réflexion stratégique et politique visant à corriger les inadaptations de la réglementation nationale : en ce sens l'habilitation législative est un outil au service d'un projet.

2.2.3.3 Mise en œuvre de l'habilitation énergie en Guadeloupe

Dans les faits, les 29 délibérations prises au titre de l'habilitation législative en Guadeloupe entre mars 2009 et juin 2013 couvre les thèmes suivants :

Délib. du CRG	Champ d'action	Objet
27/03/09	Habilitation	1 ^{ère} demande d'habilitation en matière de « maîtrise de la demande en énergie, de développement des énergies renouvelables ainsi que de réglementation thermique pour la construction de bâtiments »
20/07/10	Production d'origine renouvelable	Développement des installations de production d'énergie électrique mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire (prescriptions techniques, règle de déconnexion et communication d'informations techniques)
17/12/10	Habilitation	2 ^{ème} demande d'habilitation en matière de « maîtrise de la demande d'énergie, de réglementation thermique pour la construction de bâtiments et de développement des énergies renouvelables »
17/12/10 et du 01/02/11	Photovoltaïque (PV)	Caractéristiques des installations au sol de production d'électricité photovoltaïque : puissance ≤ 1,5 MW et implantation hors des espaces naturels et ZNIEFF de type 1
17/12/10 et du 01/02/11	PV / éolien	Création d'une commission photovoltaïque-éolien et suivi de l'évolution du raccordement des projets éoliens soumis a permis de construire et photovoltaïques au sol
22/03/11	Elaboration du S3REnR	Planification et programmation de production d'électricité et de chaleur de sources d'énergie renouvelable : compatibilité du SRCAE et du PRERURE, approbation conjointe du S3REnR proposé par EDF, e préfet et le président de Région, fixation des objectifs de développement des sources primaires d'EnR par le PRERURE, avis du Président sur la PPI
22/03/11	Production d'EnR dans les bâtiments	Etudes de faisabilité des approvisionnements en énergie pour les bâtiments neufs et parties nouvelles de bâtiment et pour les rénovations de certains bâtiments existants
22/03/11	Information du consommateur	Information des consommateurs et utilisateurs de chauffe-eau électriques
22/03/11 et du 14/06/13	Information du consommateur	Information des consommateurs et utilisateurs de systèmes de climatisation : coût annuel moyen de fonctionnement, mention obligatoire et indicateur de performance
22/03/11	Contribution du locataire	Contribution du locataire à l'installation d'un chauffe-eau solaire
22/03/11	Information du consommateur	Information sur le prix de l'électricité : coût réel de production et part des EnR dans la production électrique sur la facture du client final
19/04/11	Cession du crédit d'impôt (chauffe-eau solaire)	Cession du crédit d'impôt pour le développement du chauffe-eau solaire (cession du bénéficiaire au profit de l'établissement de crédit octroyant un prêt)
19/04/11 et du 14/06/13	RT de Guadeloupe (RTG)	Réglementation thermique et caractéristiques thermiques de l'enveloppe des bâtiments nouveaux et parties nouvelles de bâtiments (Réglementation Thermique de Guadeloupe, RTG)
19/04/11 et du 14/06/13	DPE-G	Certification de la performance énergétique des bâtiments nouveaux et existants en Guadeloupe (Diagnostic de Performance Energétique de Guadeloupe, DPE-G)
19/04/11	Inspection climatisation	Inspection périodique des systèmes de climatisation et des pompes à chaleur réversibles dont la puissance frigorifique est supérieure à 12 kW en Guadeloupe
19/04/11	Production d'ECS	Production d'eau-chaude sanitaire (ECS) par EnR ou par énergie de récupération dans les bâtiments en Guadeloupe : instauration du ballon de stockage obligatoire sur les chauffe-eau électriques, couverture de 50% des besoins par énergie solaire ou de récupération dans le neuf et lors de certaines rénovations
19/04/11	Perf. des climatisations	Systèmes de refroidissement et performance énergétique des appareils de climatisation individuels : interdiction des équipements de puissance ≤ 12 kW et de classe inférieure à A
08/10/12 et du 14/06/13	Eoliennes	Implantation des éoliennes en zone littorale : dérogation aux contraintes induites par la proximité avec le voisinage et le rivage (limite des 50 pas géométriques)
14/06/13	Habilitation	3 ^{ème} demande d'habilitation en matière de « maîtrise de la demande d'énergie, de développement des énergies renouvelables et de planification énergétique »
14/06/13	Procédure d'AO national EnR	Modifications de la procédure d'appel d'offres national en matière d'EnR : information du Président de Région sur les conditions de l'AO envisagé, avis du Président de Région transmis à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), consultation du Président du Conseil Régional par la CRE lors de l'élaboration du cahier des charges de l'appel d'offres, transmission par la CRE des avis motivés sur les candidats, information du Président de Région sur le choix du ou des candidats retenus.
14/06/13	Eoliennes / radar météo	Réalisation d'une étude sur les perturbations météorologiques du radar de Météo-France situé au Moule avec les éoliennes installées sur l'archipel de la Guadeloupe
14/06/13	Données de conso élec.	Mise à disposition des données de consommation d'électricité pour la réalisation des diagnostics de performance énergétique en Guadeloupe (DEPE-G) : transmission par le fournisseur d'énergie du détail des consommations des 3 dernières années

Figure 7 : Tableau de synthèse des mesures prises dans le cadre de l'habilitation « énergie » de la Guadeloupe

Ces délibérations servent aujourd’hui de socle à la mise en œuvre de la politique énergétique régionale. Toutes les délibérations adoptées ont fait l’objet d’une large concertation des acteurs locaux (professionnels du bâtiment, producteurs d’énergie, gestionnaire du réseau électrique, services de l’Etat ...). Il s’agit désormais, dans le cadre de la nouvelle habilitation accordée dans le cadre de la Loi de Transition Energétique, de faire vivre la réglementation, d’en enrichir et d’en adapter le contenu pour encore mieux servir l’atteinte des objectifs du territoire.

2.3 Bilan énergétique 2014

Le diagramme ci-dessous présente les principales valeurs du bilan énergétique territorial pour 2014.

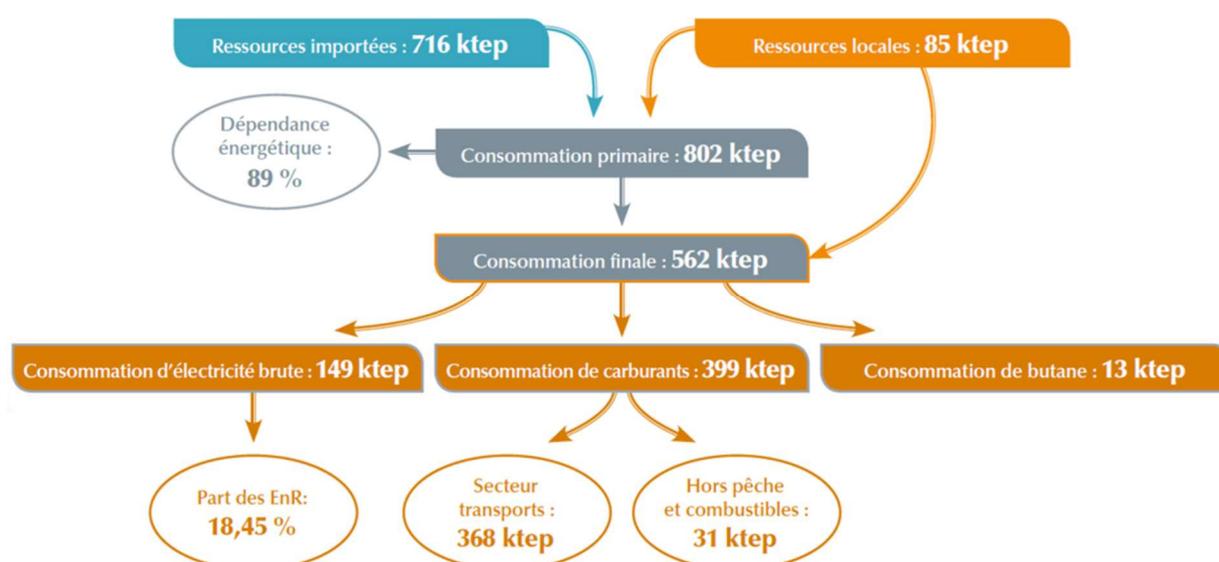


Figure 8 : Chiffres clés du bilan énergétique 2014 de la Guadeloupe (OREC)

En synthèse, les consommations d’énergie de la Guadeloupe sont stables depuis 2010, alors que le PIB progresse de plus 5 % sur la même période. Le découplage entre croissance économique et consommation d’énergie semble se confirmer en 2014. Il traduit l’efficacité des mesures réglementaires et incitatives prises depuis plusieurs années par les pouvoirs publics en faveur de la maîtrise de l’énergie.

En revanche, ce constat particulièrement encourageant est à nuancer s’agissant de nos émissions de gaz à effet de serre. La consommation primaire d’énergie, fortement émettrice de CO₂, est encore largement dominée par la **consommation d’énergie fossile (89,3 %)**. Malgré la stabilisation des consommations finales d’énergie et la progression exceptionnelle des énergies renouvelables dans le mix électrique (qui a plus que doublé depuis 2010), les émissions de CO₂ de la production électrique demeurent élevées et représentent 823 gCO₂/kWh. Le recours massif au charbon depuis 2011 (28 % du mix électrique en 2014) et du fuel (53 % du mix électrique en 2014) est à l’origine de cette situation.

Par ailleurs, en 2014, le transport reste le premier secteur de consommation d’énergie en Guadeloupe et représente 65 % des consommations finales d’énergie. Dans ce domaine, la dépendance aux produits pétroliers est totale.

2.3.1 Consommations primaires d'énergie

En 2014, la consommation d'énergie primaire en Guadeloupe s'élève à 802 ktep. Les énergies fossiles, toutes importées, représentent près de 90% des consommations primaires d'énergie.

Les graphiques ci-dessous illustrent la répartition des consommations primaires d'énergie en Guadeloupe par source ainsi que la part des énergies renouvelables locales mobilisées.

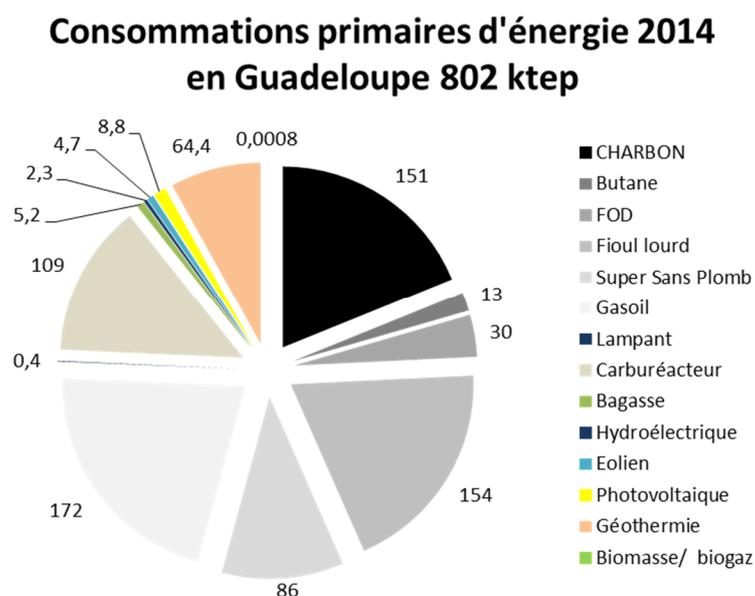


Figure 9 : Consommations primaires d'énergie en Guadeloupe 2014 (OREC)

Les énergies renouvelables locales (géothermie, éolien, photovoltaïque, hydraulique, biogaz et biomasse) comptent pour 11% des consommations primaires d'énergie en 2014 en Guadeloupe.

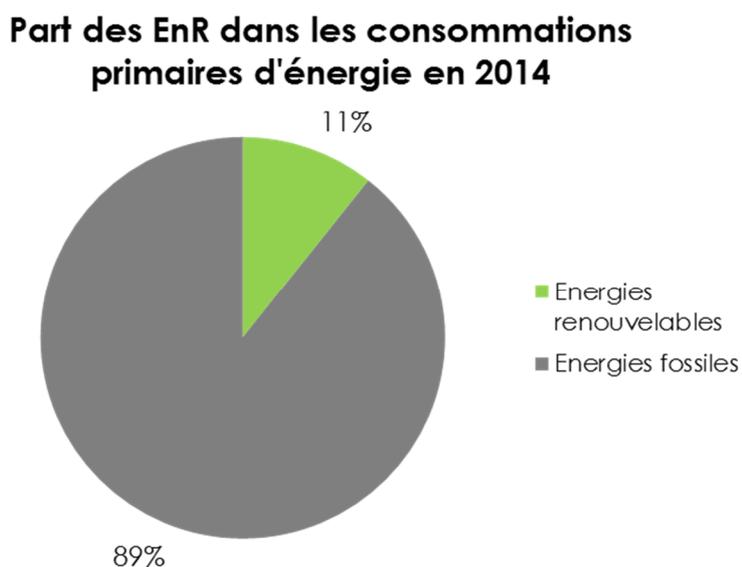


Figure 10 : Part des EnR locales dans les consommations primaires d'énergie en Guadeloupe 2014 (OREC)

2.3.2 Consommations finales d'énergie

En Guadeloupe, la consommation finale d'énergie, celle utilisée par le consommateur, représente 561 ktep. Elle se concentre majoritairement sur l'utilisation des combustibles pour les transports et les différents usages de l'électricité. Le graphique ci-dessous donne le détail de la nature et de la répartition des consommations finales d'énergie en Guadeloupe en 2014.

Consommations finales d'énergie 2014 en Guadeloupe 561 ktep

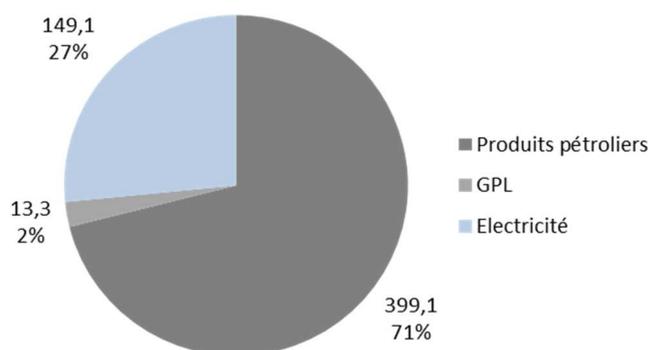


Figure 11 : Consommations finales d'énergie en Guadeloupe 2014 (OREC)

2.3.3 Consommations d'électricité

En 2014, l'électricité nette livrée au réseau a représenté 1 734 GWh, dont 320 GWh, soit 18,4% provenaient de sources renouvelables : un nouveau record pour la Guadeloupe.

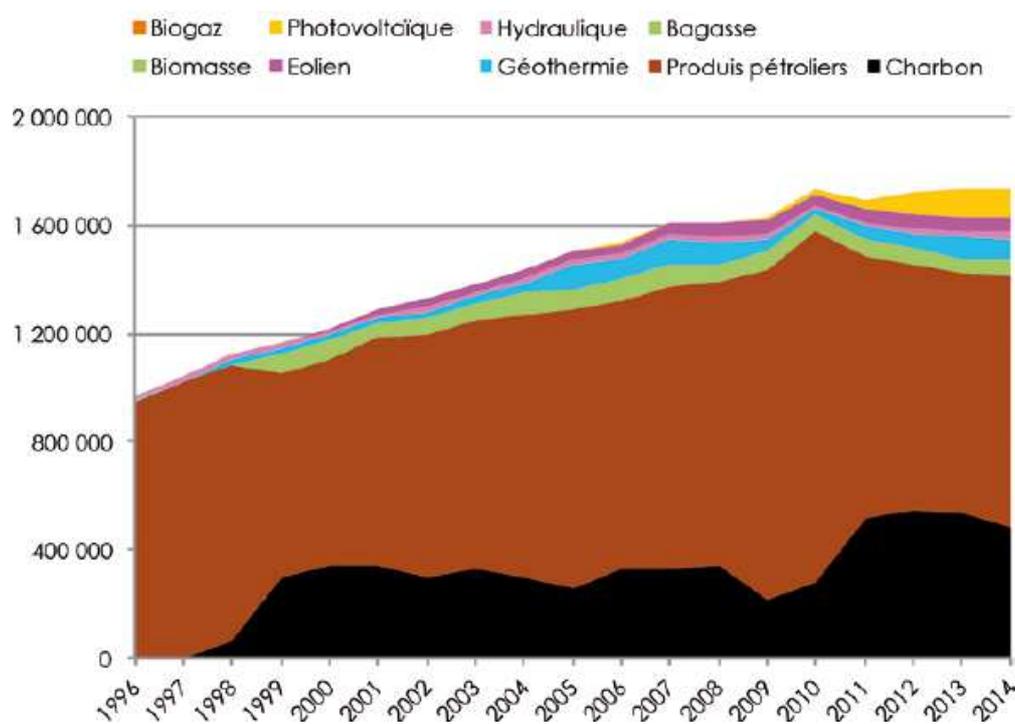


Figure 12 : Evolution du mix de production d'électricité de 1996 à 2014 en MWh (OREC)

Cette consommation s'est répartie selon les différents segments de clients de la manière suivante :

- 75% au tarif bleu (petites entreprises et clients domestiques)
- 25 au tarif vert (moyennes et grandes entreprises, industries, collectivités).

La puissance de pointe maximale de consommation du réseau a atteint 254 MW (moyenne sur une heure) en septembre 2014.

Le graphique ci-dessous illustre la composition du mix de production de l'électricité en Guadeloupe en 2014.

Mix électrique 2014 en Guadeloupe 1 734 GWh

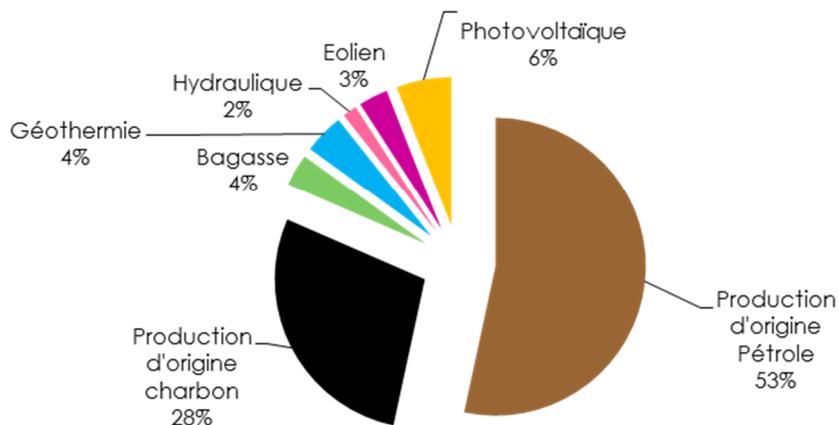


Figure 13 : Mix électrique 2014 en Guadeloupe (OREC, EDF Archipel Guadeloupe)

Le graphique ci-après illustre l'empilement, exprimé en MW, des moyens de production mobilisés sur une journée ouvrée type en Guadeloupe. En bas du graphique apparaissent les moyens mobilisés en priorité (obligation d'achat) puis les moyens du moins cher au plus cher (TAC).

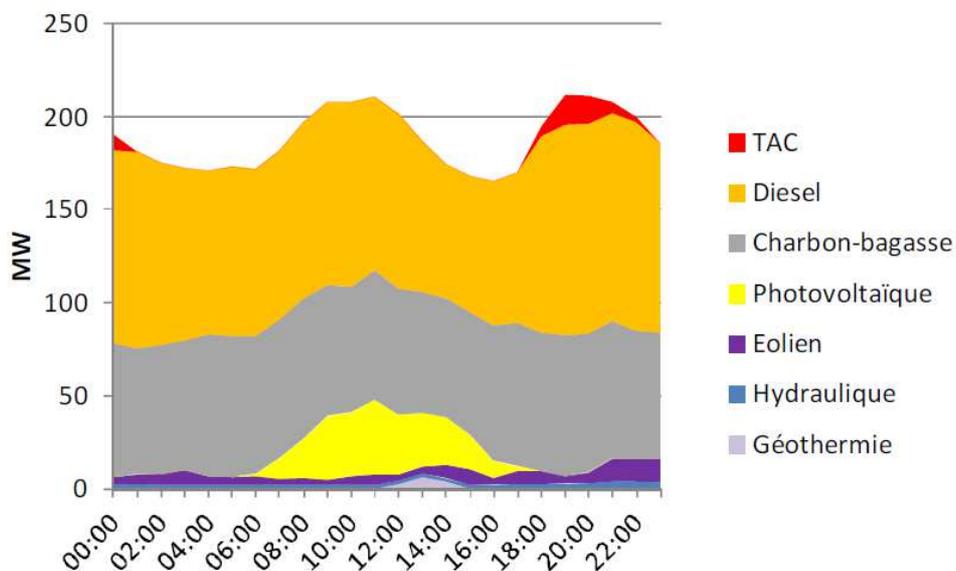


Figure 14 : Empilement des moyens de production sur une journée type, en MW (EDF Archipel Guadeloupe)

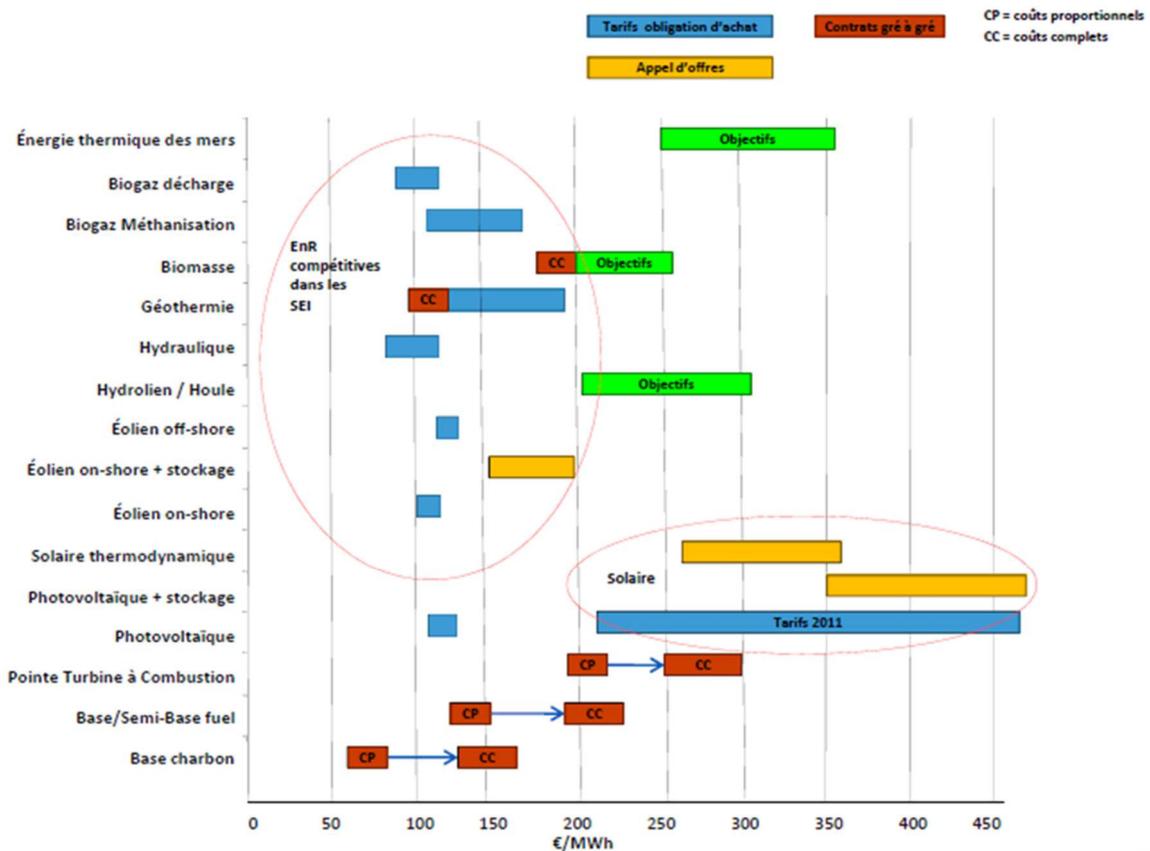
En 2014, la puissance maximale atteinte à la pointe a été de 254 MW.

2.4 Coûts de l'électricité en Guadeloupe

Le coût de l'électricité en Guadeloupe se compose :

- Des coûts de production supportés par le gestionnaire et producteur historique d'électricité : EDF Archipel Guadeloupe,
- Des coûts d'achats par le gestionnaire de réseau de l'électricité produite par des tiers sur le territoire.

Le graphique ci-dessous donne une vision globale des coûts moyens de production par filière constatés par EDF SEI dans les Systèmes Electriques Insulaires (SEI) en 2013.



Les coûts proportionnels (variables) sont dépendants du volume d'activité et du coût de la ressource énergétique mobilisée. Le coût complet (calculé ex post) correspond à la prise en compte de l'ensemble des coûts supportés par la mise en œuvre d'une installation.

Figure 15 : Coûts de production du MWh électrique dans les SEI par type d'énergie (EDF SEI 2013)

Dans les Zones Non Interconnectées (ZNI), le graphique met en évidence l'intérêt économique des énergies renouvelables dont les coûts de production tendent à rejoindre, voire faire mieux, que les moyens de production conventionnels (thermiques).

2.4.1 Coûts de production de l'électricité en Guadeloupe

Les coûts de production de l'électricité dans les ZNI sont en moyenne, pour l'année 2013, de 225€/MWh et progressent à la hausse de manière continue (x2 entre 2002 et 2013) comme l'illustre le graphique ci-après.

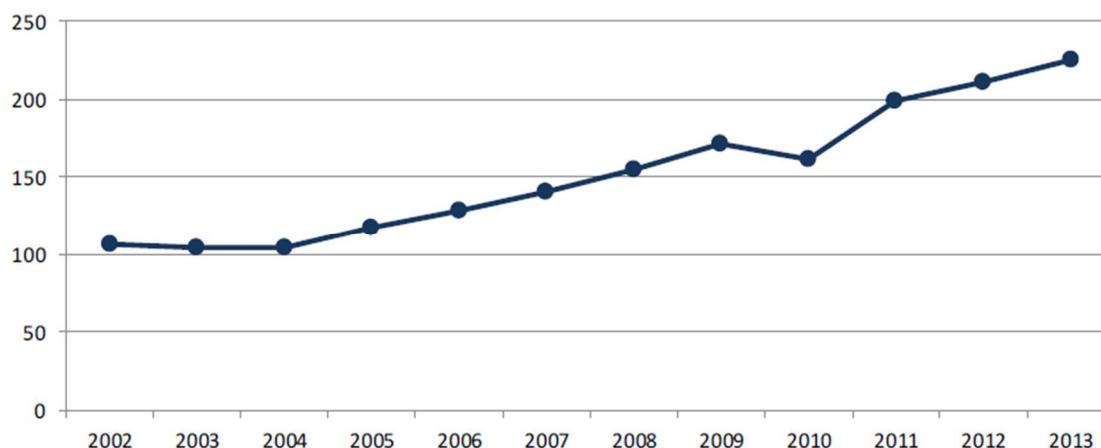


Figure 16 : Coût de production moyen en €/MWh dans les ZNI entre 2012 et 2013 (CRE)

En Guadeloupe, les coûts de production constatés en 2013 sont de l'ordre de 247 €/MWh contre 259 €/MWh en Martinique, 243 €/MWh en Guyane ou encore 206 €/MWh à la Réunion

Jusqu'en 2014, la composition des coûts de production de l'électricité guadeloupéenne met en évidence la part importante liée aux achats de combustibles (124 M€ pour 51% des coûts), au personnel (44 M€ pour 18%), aux charges externes et autres achat (31%). Entre 2014 et 2015, les coûts de production baissent de 35%. La chute de la part des achats de combustibles, qui passe à 51 M€ pour 32% des coûts, correspond à l'arrêt de la centrale thermique de Jarry Nord, opérée par EDF Archipel Guadeloupe, au profit de la nouvelle unité de production de Pointe Jarry, propriété d'EDF PEI.

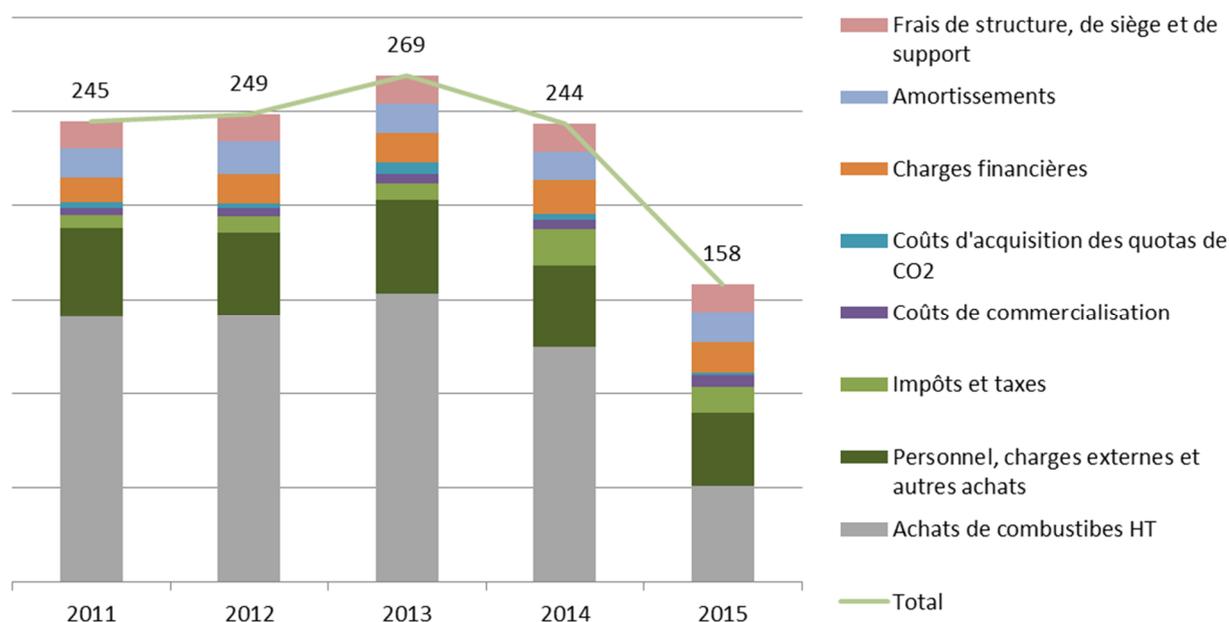


Figure 17 : Evolution 2011-2015 des coûts prévisionnels de production en Guadeloupe en M€ (CRE)

En France, selon le principe de péréquation tarifaire, l'Etat a mis en place des tarifs réglementés de vente de l'électricité sur l'ensemble du territoire. Cela permet aux consommateurs des ZNI de bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale, soit pour l'année 2014 :

Puissance souscrite en (kVA)	3	6	9	12	15
Réglage disjoncteur (A)	15	30	45	60	75
Abonnement annuel TTC (€)	51,61	84,03	111,48	171,86	197,44
Prix kWh TTC (en c€)	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70

Figure 18 : Prix de vente moyen du kWh électrique en Guadeloupe (OREC et EDF Archipel Guadeloupe)

Par conséquent, les recettes des ventes d'électricité se traduisent par un manque à gagner pour le fournisseur unique EDF Archipel Guadeloupe pouvant atteindre jusqu'à 5 fois le montant des coûts de production supportés. L'écart entre le montant des coûts de production et les recettes des ventes d'électricité correspond au surcoût de production supporté par le gestionnaire de réseau, comme l'illustre le graphique ci-dessous.



Figure 19 : Evolution 2010 – 2015 du surcoût de production en Guadeloupe en M€ (CRE)

En 2015 en Guadeloupe, le surcoût de production supporté par le gestionnaire de réseau devrait atteindre 131 M€ (=surcoût de production – recettes), en baisse de 46% par rapport à 2014 (192 M€) suite à l'arrêt de l'unité de production de Jarry Nord au profit de PEI Pointe Jarry.

2.4.2 Coûts d'achats de l'électricité produite par des tiers

En plus des coûts de production induits par l'exploitation de son propre parc de production et l'exercice de ses missions de service public, le gestionnaire de réseau et fournisseur unique d'électricité aux consommateurs guadeloupéens doit supporter les coûts induits par l'achat, à des tarifs réglementés, de la production réalisée par des tiers.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du montant prévisionnel des coûts d'achats supportés par EDF Archipel Guadeloupe sur la période 2010-2015.

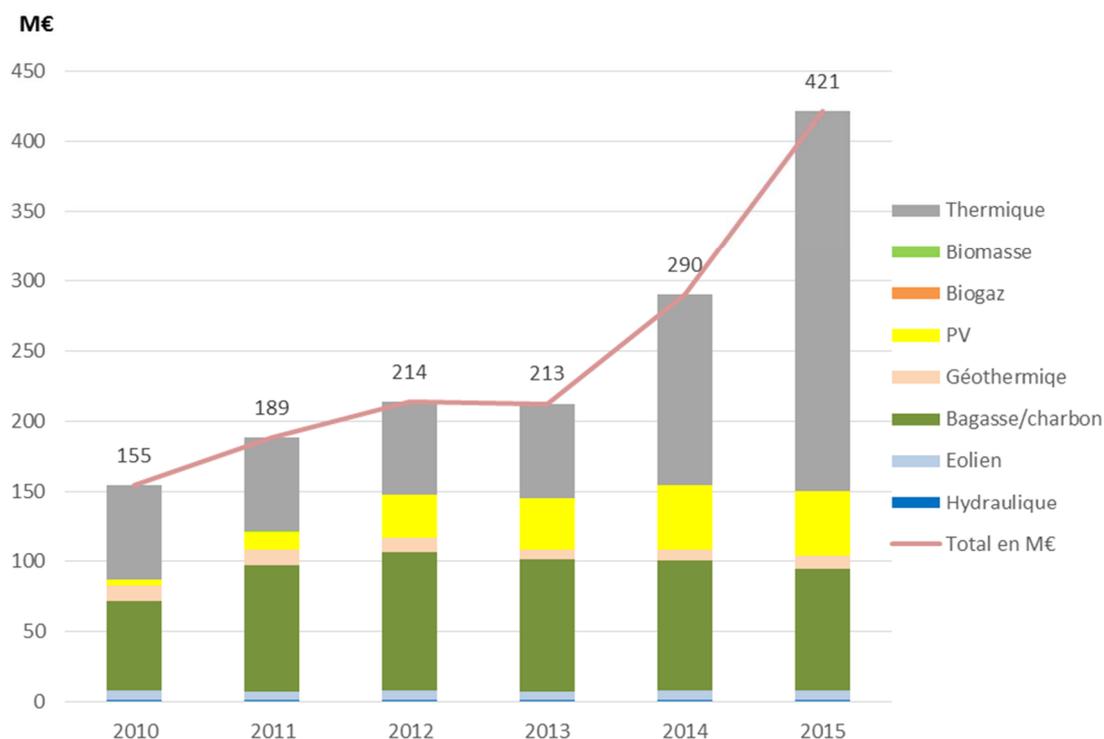


Figure 20 : Evolution des coûts prévisionnels d'achats d'électricité en Guadeloupe (CRE)

En 2015, le montant prévisionnel des achats d'électricité produite par des tiers devrait atteindre 421 M€ dont 271 M€ (64%) induits par l'acquisition de la production thermique. Viennent ensuite la production issue de la filière bagasse/charbon avec près de 87 M€ (21%), puis la production photovoltaïque à hauteur de 46 M€ (11%), la géothermie représente 9,5 M€ pour (2,3%) et l'éolien compte enfin pour près de 7 M€ (2%). Les filières restantes comptent pour moins de 1% des coûts d'achat d'électricité.

Entre les seuls achats de combustibles par EDF Archipel (50,8 M€) et le coût d'acquisition de la production thermique (271 M€) ce sont ainsi près de 321 M€ qui seront consacrés en Guadeloupe en 2015 aux énergies fossiles.

Il faut toutefois préciser que l'acquisition d'électricité produite par des tiers permet d'éviter des coûts divers au fournisseur historique. Ces coûts évités sont pris en compte par la CRE pour établir l'assiette de calcul du montant pris en charge par la CSPE. Pour 2015, les coûts prévisionnels évités par la production d'origine renouvelable s'élèvent à 102 M€.

Les coûts d'achat nets de l'électricité pour 2015 ont ainsi été estimés à 319 M€ pour la Guadeloupe.

Au vu du coûts de production des différentes énergies et de leur impact en matière d'émission de gaz à effets de serre, EDF SEI est tenu par les règles de marché fixées par la CRE d'intégrer les moyens de production sur le réseau selon un ordre de priorité, ou *merit order*. L'empilement des productions, pour correspondre à la courbe de la demande se fait tel que présenté dans le schéma ci-dessous, avec par ordre de priorité :

- Les énergies renouvelables,
- Les centrales thermiques (fuel, bagasse / charbon),
- Les turbines à combustion (TAC).

2.4.3 Montant de la CSPE

Les charges de service public de l'électricité induites dans les ZNI sont générées par :

- **Les coûts variables des moyens thermiques** fortement dépendants du cours des matières premières et de l'évolution des taux de change. Les combustibles fossiles peuvent représenter jusqu'à la moitié du coût de production d'EDF SEI. Au prix du combustible s'ajoute le coût d'acquisition des quotas de CO₂.
- **Les charges financières couvrant l'amortissement et la rémunération des capitaux investis.** Celles-ci sont partiellement couvertes par le mécanisme de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) qui rémunère le capital investi par les producteurs à hauteur de 11% (taux fixé par arrêté).
- **La couverture des coûts liés aux dispositions sociales** (FSL énergie et tarif de première nécessité).
- **Les coûts induits par les contrats d'achat d'électricité produite par les moyens thermiques conventionnels fonctionnant au fioul** (turbines à combustion ou TAC) qui occasionnent de fréquents et coûteux arrêts/démarrages pour assurer l'équilibre globale du système électrique. On note en Guadeloupe une augmentation de 98% du coût d'achat d'électricité issue des centrales thermiques : cette hausse est liée à la mise en service en 2015 de la centrale de Pointe Jarry appartenant à EDF PEI (Production Electrique Insulaire, filiale d'EDF) et l'arrêt de la production du site de Jarry Nord (détenu par EDF Archipel Guadeloupe). Les coûts de production supportés par EDF Guadeloupe pour le site de Jarry Nord chutent en conséquence et sont convertis en coûts d'achat de l'électricité produite par PEI.
- **Les coûts induits par les installations fonctionnant à la bagasse et au charbon**, dont la part a tendance à augmenter suite à la hausse du prix du charbon et à la mise en place d'une prime sur les achats de bagasse.
- **Les coûts induits par les contrats d'obligation d'achat d'électricité d'origine renouvelable** (photovoltaïque, éolien ...) **passés en gré-à-gré ou dans le cadre d'appels d'offres nationaux lancés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) pour le compte du gouvernement.** Aujourd'hui, les appels d'offres organisés dans les ZNI imposent le recours à des dispositifs de stockage décentralisé de l'énergie permettant de garantir la prévision de la production et de s'affranchir de l'intermittence.

L'ensemble de ces coûts additionnels fait l'objet d'une compensation auprès du gestionnaire de réseau. Cette compensation est provisionnée par une contribution unitaire prélevée sur la facture des consommateurs et dont le montant est fixé à 16,5€/MWh en 2014.

Hors dispositions sociales, le montant estimé de la CSPE mobilisée en Guadeloupe pour l'année 2015 est de l'ordre de 450 M€ (pour près de 270 M€ en 2010), dont 131 M€ de surcoût de production et 319 M€ d'achats d'électricité produite par des tiers.

Le schéma ci-dessous reprend le détail de la composition du montant prévisionnel de la CSPE pour 2015 en Guadeloupe établi sur les éléments présentés plus haut (chapitres 2.4.1.1 et 2.4.1.2) :

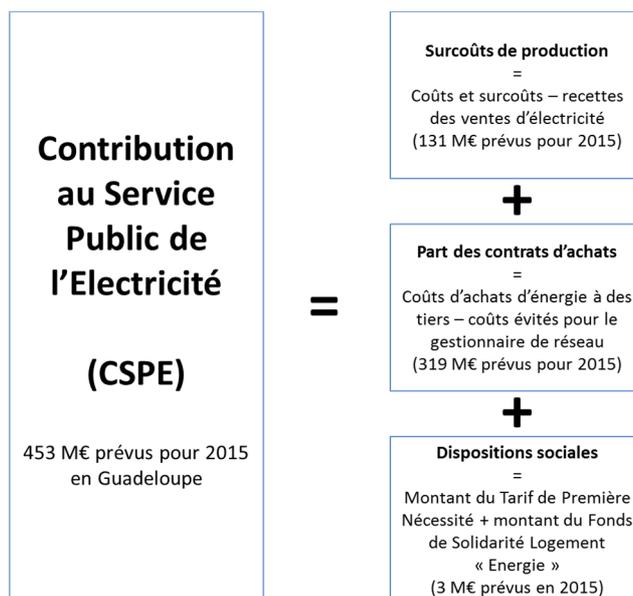


Figure 21 : Montant prévisionnel de la CSPE 2015 pour la Guadeloupe (EXPLICIT d'après la CRE)

L'essentiel de cette enveloppe repose en Guadeloupe sur :

- Les coûts et surcoûts induits par les moyens de production thermiques - notamment les achats de combustible - exploités en propre par EDF Archipel Guadeloupe pour assurer la base de la fourniture et couvrir les pointes de consommation,
- L'achat de la production (à hauteur de 64% des montants engagés en 2015) issue de moyens thermiques exploités par des producteurs tiers.

Par conséquent, toute action visant à économiser de l'électricité ou à substituer la production d'un kWh électrique issu du parc thermique par un kWh d'origine renouvelable permet ainsi d'économiser de la CSPE, de réduire les émissions de GES et de participer à l'autonomie énergétique du territoire.

3 La demande d'énergie

3.1 Evolution passée de la demande d'énergie

Le scénario du PRERURE visait à contenir la demande finale en énergie entre 2011 et 2020 puis infléchir la demande entre 2020 et 2030 avec une diminution totale de -14%, comparée à un scénario tendanciel de +25% entre 2011 et 2020 et +45% entre 2011 et 2030.

Selon l'Observatoire Régional de l'Énergie et du Climat (OREC) de la Guadeloupe, la consommation en énergie finale est stable depuis 2008, avec une légère baisse entre 2013 et 2014 (-0,2%). Cette stabilisation des consommations s'observe sur l'électricité comme sur les produits pétroliers. Considérant une progression du PIB de 5% depuis 2010, l'OREC constate un découplage entre la croissance économique et les consommations d'énergies, autant dans le domaine de l'électricité que dans les carburants.

Plusieurs facteurs sont probablement à l'origine de cette évolution :

- **D'un point de vue économique :**

Les années 2013 et 2014 étaient des années économiquement atones. L'INSEE, dans son bilan économique 2014, note une baisse de la fréquentation touristique, une activité de la construction qui se contracte. Seuls les marchés de l'automobile et des productions agricoles traditionnelles affichent une légère reprise.

- **D'un point de vue énergétique :**

De nouvelles technologies sont apparues durant cette période : climatisation inverter permettant 30% d'économie d'énergie sur une technologie classique, généralisation de l'éclairage basse consommation, arrivée de nouveaux véhicules peu consommateurs. La réglementation thermique Guadeloupe (RTG) a été mise en œuvre dans le logement neuf, le dispositif Certificat d'Économie d'Énergie (CEE) s'est structuré et affiche de bons résultats, les subventions directes (ADEME, Région, FEDER) ont permis de retenir les projets les plus performants, les campagnes de communication ont permis d'accompagner le changement de comportement.

Bien que la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire (802 ktep) soit en augmentation pour atteindre 11% de la consommation primaire en 2014, le volume d'énergie consommé (85 ktep) n'atteint pas le niveau de 2008 (88 ktep). Entre 2013 et 2014, la diminution des consommations d'énergie primaire est de -5 %.

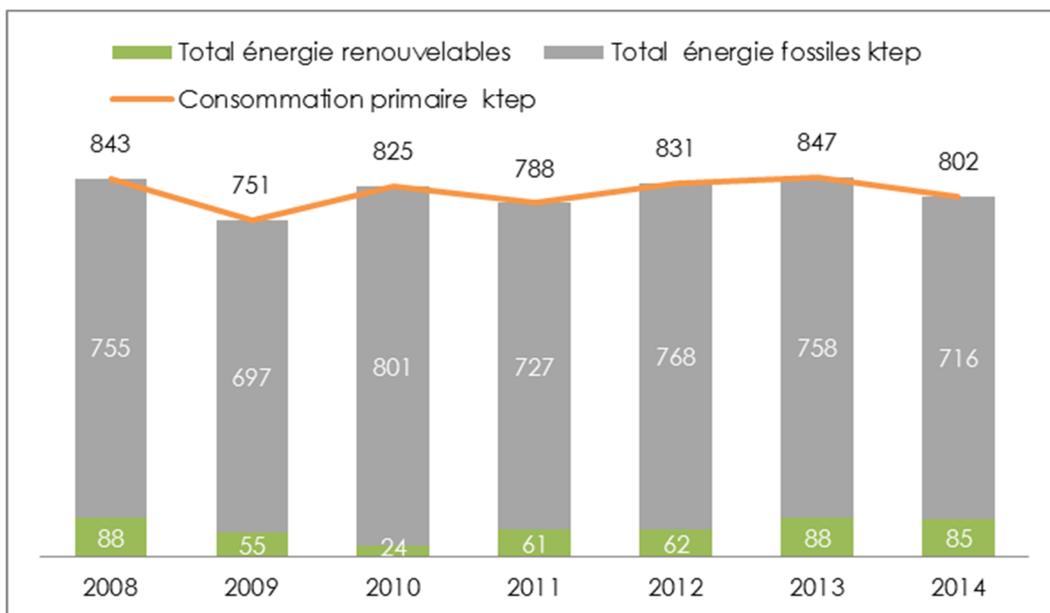


Figure 22 : Evolution de la consommation primaire de 2008 à 2014 en ktep (OREC)

Les consommations d'énergie finale (EF) s'élèvent à 561 ktep en Guadeloupe, soit 1,4 tep par habitant en 2014. Elles sont de 1,3 ktep EF en Martinique et de 0,9 en Guyane.

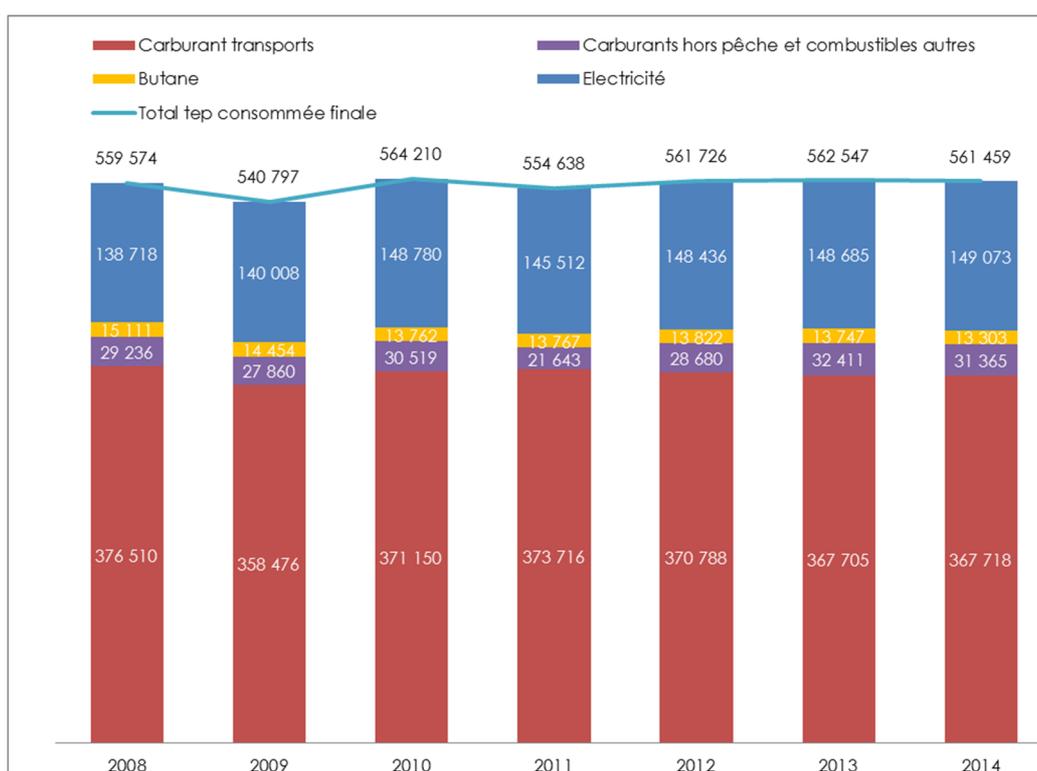


Figure 23 : Evolution de la consommation d'énergie finale en Guadeloupe de 2008 à 2014, hors chaleur en tep(OREC)

Les consommations de combustibles fossiles, que ce soit pour produire de l'électricité ou pour les transports, demeurent largement majoritaires.

3.1.1 Evolution de la demande en carburants

Selon l'OREC, malgré l'augmentation de l'équipement des ménages en véhicules⁴ et la diminution du prix des carburants entre 2012 et 2014 (-4% sur le sans plomb et -6% sur le diesel), les consommations en GWh de carburant sont stables depuis 2011.

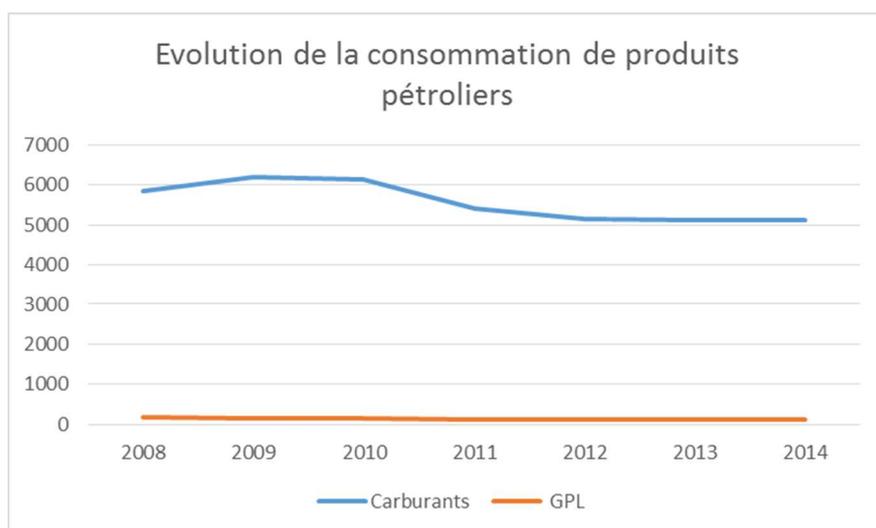


Figure 24 : Evolution de la consommation de produits pétroliers en GWh (OREC)

3.1.2 Evolution de la demande en électricité

L'électricité livrée au réseau est stable depuis 2010. La situation économique mais aussi la mise en application des mesures administratives et incitatives sur le territoire en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie (MDE), de l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, des installations industrielles et des bâtiments a donc pu, à ce jour, contenir l'augmentation de la demande induite par l'équipement des foyers, du tertiaire, de l'industrie en climatisation, eau chaude sanitaire et autres appareils électriques. En 2014, on compte 1 733 GWh livrés au réseau, soit 4,28 MWh par habitants contre 3,63 MWh/hab Martinique et une moyenne de 8,4 MWh/hab pour la France.

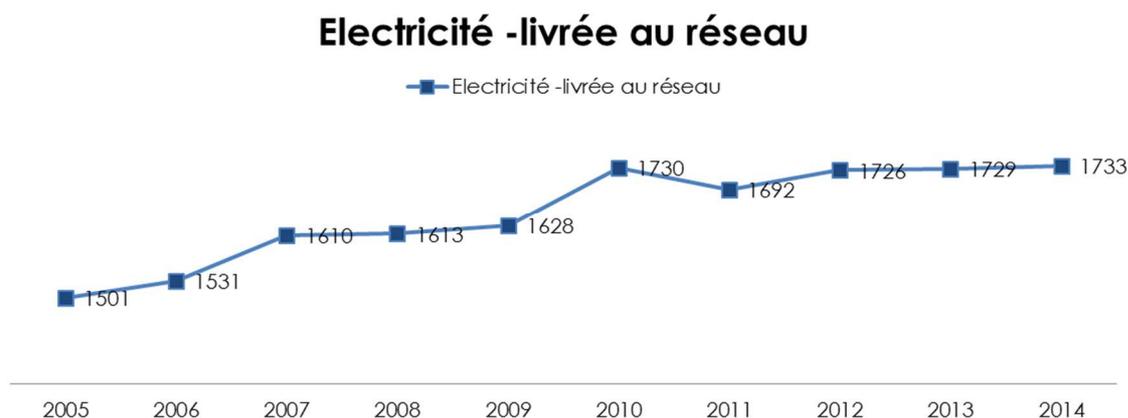


Figure 25 : Evolution de la demande en électricité (OREC)

⁴ Selon l'INSEE, le taux d'équipement des ménages en automobile a augmenté de 58,0 % à 67,4 % entre 1999 et 2011 en Guadeloupe.

La demande électrique est relativement stable sur l'année. En effet, la saisonnalité en Guadeloupe impacte davantage la production d'énergie (disponibilité de la bagasse, éolien, thermique solaire et photovoltaïque) que la demande. On constate en 2014 une différence de 32 GWh consommés entre le mois le plus consommateur (Juin) et le moins consommateur (Février).

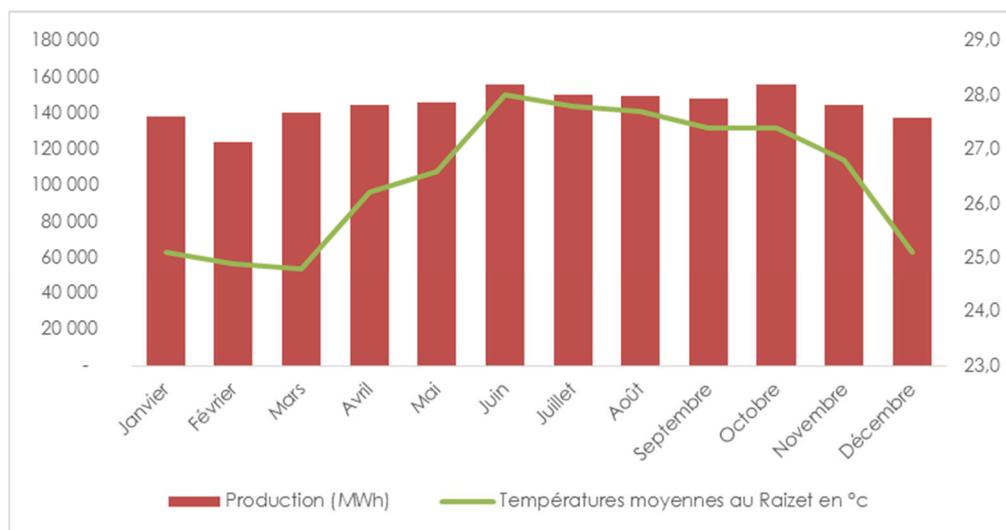


Figure 26 : Consommation mensuelle d'électricité en 2014 (OREC)

Les consommations à la journée sont marquées par 2 points de consommations. Une en journée avec un pic de consommation à 12h00 attribué au secteur tertiaire public / privé et à l'industrie. L'autre le soir, représente le pic de consommation. Elle est atteinte vers 20h00 attribuée aux consommations du secteur résidentiel. La demande de puissance qui en résulte est de 200 MW minimum. **Soit 50 MW de plus que les consommations en heures creuses.** Cette courbe révèle l'importance de la maîtrise de la demande dans les secteurs tertiaire public / privé et industrie et le résidentiel afin de réduire la puissance de ces points de consommations.

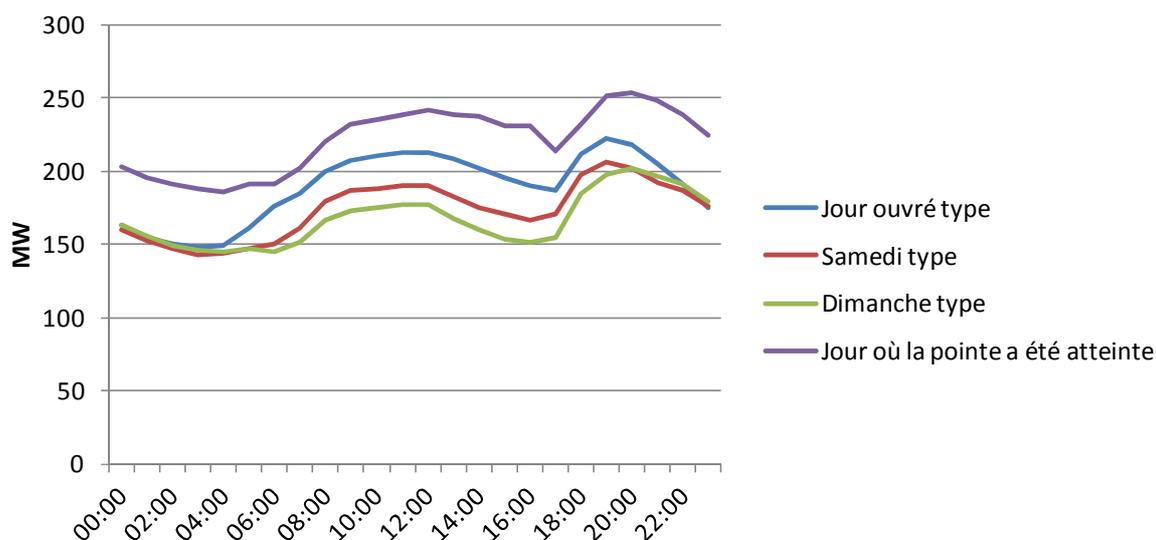


Figure 27 : Structure de la demande en 2014 (EDF Archipel Guadeloupe)

L'évolution de la pointe de consommation au cours de ces dernières années a diminué de 2% entre 2010 et 2014, malgré une augmentation de 1,6% entre 2013 et 2014. La pointe du soir est plus importante que la pointe du midi. Ces consommations peuvent être imputées au secteur résidentiel.

Puissance de pointe	2010	2011	2012	2013	2014
Puissance (MW)	260	256	254	250	254
Croissance (%)	4,8 %	-1,5 %	-0,8 %	-1,6 %	1,6 %

Figure 28 : Historique de consommation en pointe (EDF Archipel Guadeloupe)

3.2 Répartition de la demande en énergie par secteur

3.2.1 Répartition de la demande en énergie par secteur

Le secteur des transports représente à lui seul 60% de la consommation finale en énergie, soit 4 177 GWh. Ce secteur se présente donc comme un axe prioritaire pour l'atteinte des objectifs d'autonomie énergétique. A ce jour, les transports fonctionnent à 100% avec des produits pétroliers. Les consommations induites par l'usage des véhicules électriques sont encore négligeables.

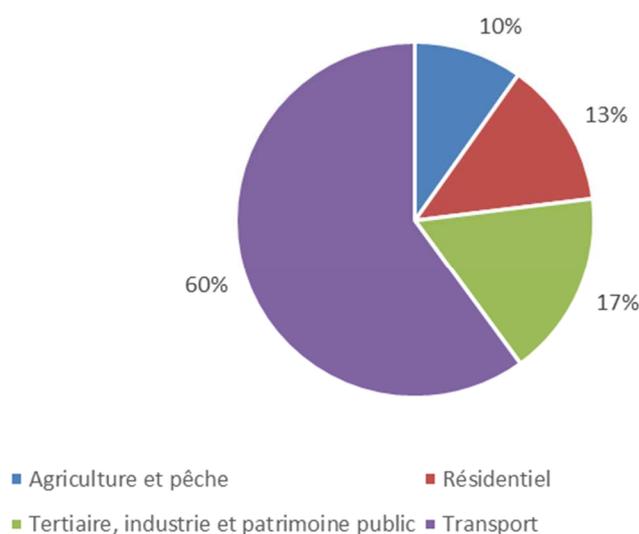


Figure 29 : Estimation de la répartition sectorielle des consommations finales d'énergie en 2014 (d'après OREC, données 2014, et PRERURE, ventilation sectorielle)

3.2.2 Répartition de la consommation en énergie par usage

En Guadeloupe, les usages les plus consommateurs en carburants sont les transports routiers (2 765GWh) et aériens (1 272GWh). Les enjeux sur la consommation électriques sont quant à eux clairement situés dans l'usage de la climatisation des bâtiments (604 GWh) résidentiels ou du secteur tertiaire public / privé et industrie.

Le schéma suivant met également en évidence l'importance des consommations induites par les usages non routiers de carburant (engins de chantiers, engins agricoles et bateaux de pêche) ainsi que de l'éclairage (notamment l'éclairage public) et la climatisation.⁵

⁵ Source : Les chiffres clés de l'énergie - Bilan 2014, OREC, 2015 ; Consommation d'énergie dans les logements de Guadeloupe : Etat des lieux et perspectives, ADEME, 2015 ; PRERURE ; exploitation EXPLICIT PPE 2016-2018 de la Guadeloupe

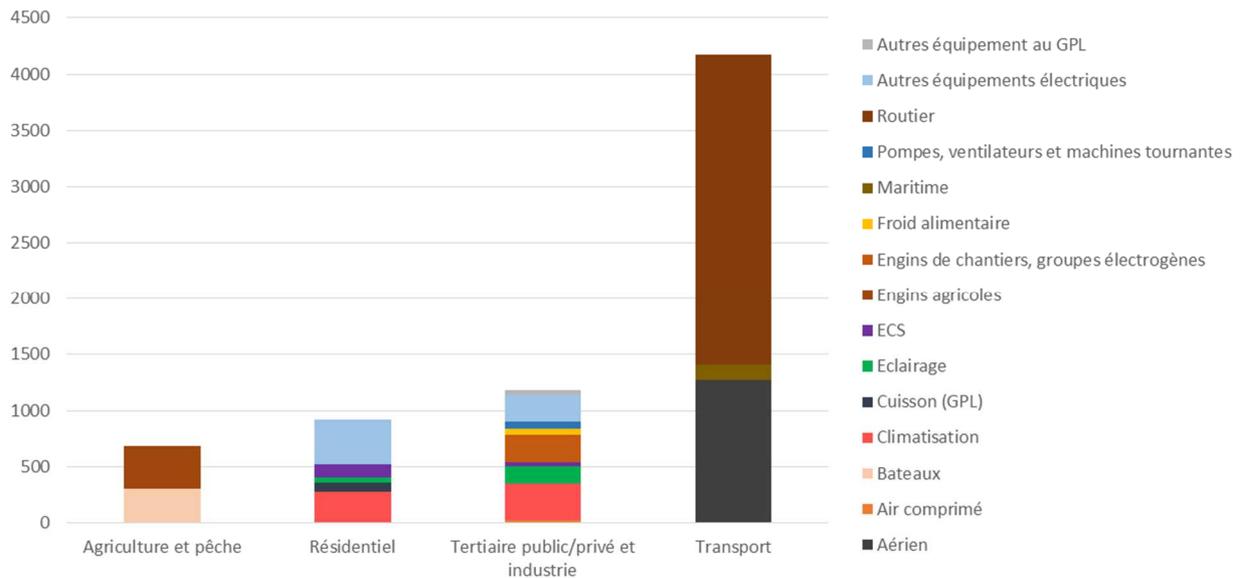


Figure 30 : Répartition de la consommation finale d'énergie 2011 par usage en GWh (PRERURE)

3.2.3 Focus sur les consommations électriques dans le résidentiel

Principal responsable de la pointe de consommation d'électricité du soir, le secteur du résidentiel voit ses consommations électriques marquées principalement par l'utilisation de la climatisation (33%), de l'eau chaude sanitaire (13%) et du froid alimentaire (11%). A eux seuls, ces usages sont responsables de plus de la moitié des consommations électriques du résidentiel et donc de la facture énergétique d'un foyer (846 GWh électriques sont consommés dans le résidentiel, dont 482 GWh pour ces 3 usages). En 2014, le taux d'équipement en climatisation, chauffe-eau, réfrigérateurs et congélateurs continue d'augmenter la principale cause identifiée est un rattrapage structurel d'équipement des ménages. Il en va de même concernant les équipements multimédias (téléviseur, informatique et internet). Ils représentent à ce jour 13% des consommations du foyer, soit autant que l'eau chaude sanitaire. En plein développement et renforcé par la démocratisation des technologies de l'information et de la communication, ce poste représente également un enjeu fort sur l'évolution des consommations électriques d'un foyer.

Selon l'OREC, les gisements d'économie d'électricité à fort enjeux pour la diminution de la pointe du soir résident donc dans la maîtrise de la demande de :

- La climatisation : 279 GWh / an
- L'eau chaude sanitaire : 110 GWh / an
- Le froid alimentaire : 93 GWh / an
- Les équipements multimédias : 110 GWh / an

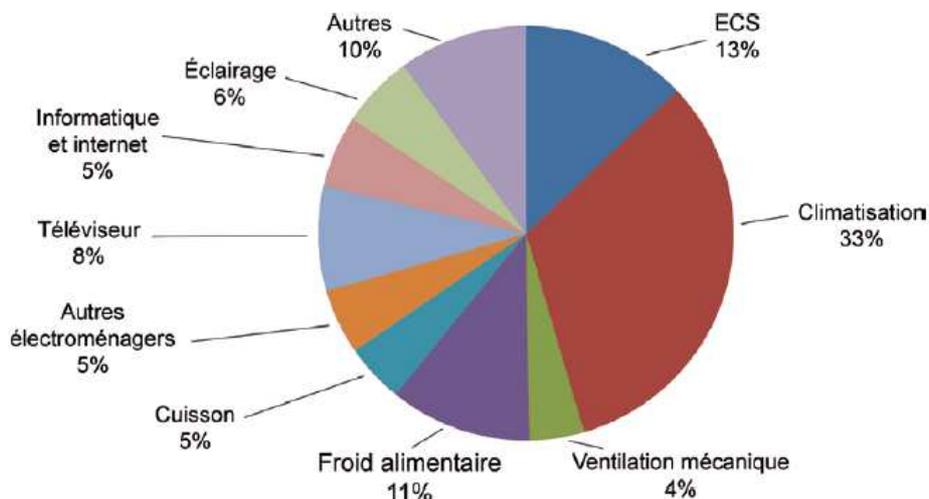


Figure 31 : Consommations d'électricité par poste dans les résidences principales en 2014 (OREC)

3.3 Bilan des actions de maîtrise de l'énergie sur la demande passée

D'une manière générale, le bilan quantitatif des actions de maîtrise de la demande d'énergie est partiel en Guadeloupe. En effet, hormis l'impact induit par les certificats d'énergie qui font l'objet d'un dispositif spécifique de traçabilité, aucun dispositif n'a à ce jour été mis en œuvre pour évaluer précisément l'impact des multiples actions déployées sur le territoire par l'ensemble des acteurs tant publics que privés.

Seul le bilan territorial réalisé par l'OREC permet d'attester de la réalité d'une stabilisation globale des consommations finales d'énergie, très probablement lié au contexte économique mais également à l'influence des actions de MDE mises en œuvre.

La PPE 2018 retient comme priorité la nécessité de disposer, dans le cadre des activités de l'OREC, d'une évaluation annuelle précise des gains énergétiques liés :

- Au dispositif des Certificats d'Economies d'Energie (CEE),
- Aux aides financières directes du Contrat de Plan Etat-Région (CPER) et du programme opérationnel du FEDER,
- Au crédit d'impôt,
- A la pénétration de nouvelles technologies sur le territoire (comme la climatisation inverter).

Cette évaluation pourra faire l'objet d'une publication annuelle de l'OREC.

3.3.1 Les Certificats d'Economie d'Energie (CEE)

Le dispositif des CEE a été mis en place afin d'inciter les fournisseurs d'énergie à mener des actions pour réduire leur propre consommation énergétique ou celle de leur clientèle. Ces consommations évitées sont mesurées en kWh cumac, soit les kWh d'énergie finale cumulée et actualisée sur la durée de vie du produit. Les CEE émis en Guadeloupe entre 2006 et 2014 cumulent un total de 1 136

GWh cumac, clairement concentrés sur les consommations des bâtiments (95%). A ce jour, aucun certificat n'a été émis dans le secteur des transports ni celui de l'agriculture.

L'investissement des obligés en faveur des CEE en Guadeloupe est d'environ 4,3 millions d'euros. EDF a consacré en 2014, 3,67 M€ à la maîtrise de l'énergie. Les distributeurs de carburant, ont consacré 637 000 € à l'achat de CEE sur le marché⁶. La contribution des distributeurs de carburant au CEE est de 0,002 euros par litre de carburant consommé.

	2006-2012	2006-2013	2013	2014*
Agriculture	0	0	0	0
Bâtiments résidentiels	475 231 334	650 595 142	175 363 808	58 519 411
Bâtiments tertiaires	159 983 453	272 062 769	112 079 316	103 115 712
Industrie	14 700 426	19 361 426	4 661 000	2 051 000
Réseaux	17 484 800	17 484 800	0	12 454 148
Transports	0	0	0	0
TOTAL	667 400 013	959 504 137	292 104 124	176 140 271

Source : ADEME
*données 2014 ne sont pas encore consolidées. Certaines opérations n'ont pas encore été comptabilisées

Figure 32 : Répartition sectorielle des kWh d'énergie finale cumac comptabilisés en Guadeloupe (OREC)

La répartition des actions se fait selon le graphique suivant :

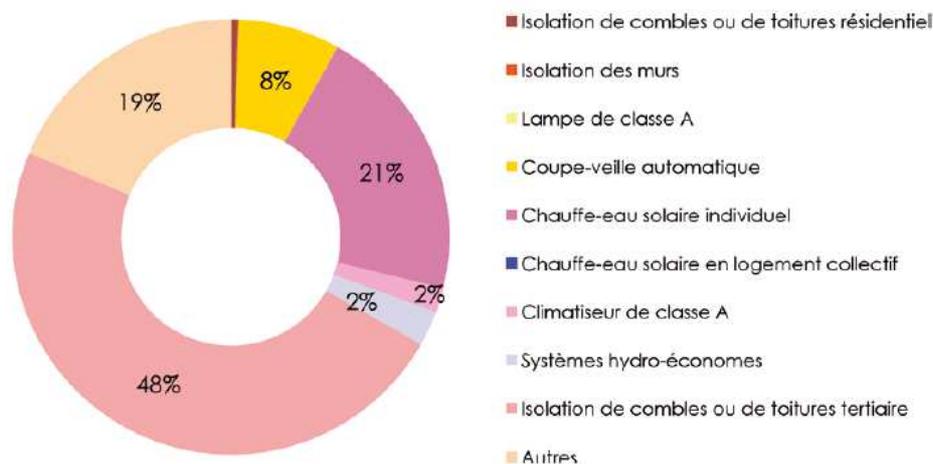


Figure 33 : Répartition des kWh cumac 2006 - 2014 par action (ADEME)

Les 4 principales actions représentent 88% des kWh cumac. Il s'agit de l'installation de :

- Chauffe-eau solaires individuels,
- Lampes de classe A,
- Isolation des combles et toitures,
- Coupes-veille automatique.

L'OREC estime que les CEE émis en 2014 sont de l'ordre de 436 kWh cumac par habitant en Guadeloupe, contre 277 en Martinique. Sur la période 2006-2014, le marché des CEE a toutefois été

6 Source OREC 2015, La contribution des distributeurs de carburant était de 2,6 M€ en 2013. PPE 2016-2018 de la Guadeloupe

plus productif en Martinique avec 1 583 GWh cumac produits contre 1 136 GWh cumac en Guadeloupe sur la même période, soit une moyenne de 126 GWh cumac par an.

Les certificats d'économie d'énergie émis en Guadeloupe et rachetés par EDF au travers des aides du programme AGIR+ représentent de l'ordre de 15GWh évités en 2014 dont le tiers est essentiellement assuré par les chauffe-eau solaire. Le détail des actions issues des CEE se répartit comme suit :

- 3 624 chauffe-eau solaires,
- 93000 m² d'isolant,
- 1 550 climatiseurs à haute performance énergétique,
- 4 150 systèmes d'économie d'eau chaude,
- 168 500 Lampes Basse Consommation LBC fluocompactes,
- 15 300 lampes LED
- 1 300 coupe-veille.

Les offres		consos évitées (GWh / an)
OFFRE EAU CHAUDE SOLAIRE		4,38
OFFRE ISOLATION		
Iso'Eko	toitures	0,53
	murs	0,00
BAT EN 06	toitures	3,18
BAT EN 08	murs	0,74
IND EN 02	toitures	0,02
IND EN 01	murs	0,00
OFFRE CLIM PERFORMANTE SEER		
	5,1<SEER<5,6	0,00
	5,6<SEER<6,1	0,39
	6,1<SEER<8,5	0,07
	SEER> 8,5	0,00
	Bureaux	0,19
	Commerces	0,08
	Hotel	0,04
	Enseig.	0,05
	Autres	0,01
OFFRE COUPE-VEILLE		0,17
OFFRE PRODUITS HYDRO-ECONOMES	douchette	0,41
	mousseur	0,12
OFFRE ECLAIRAGE PERFORMANT		
	Opération LBC GP	2,03
	Opération LED GP	0,39
BAT TH 12 (moteur asynchrone)		0,10
BAT TH 15 (clim performante)		0,07
BAT TH 30 (récupération de chaleur pour ECS)		0,14
BAT TH 37 (clim centralisée)		0,14
BAR TH 24 (CESI)		0,15
BAR TH 35 (solaire collectif)		0,17
BAT TH 51 (réseau de froid à l'eau de mer)		0,03
autres opérations		1,10
	total	14,68

Figure 34 : Gains énergétiques 2014 liés au dispositif CEE en Guadeloupe (EDF)

En outre, le principal acteur valorisant le dispositif des CEE en Guadeloupe est EDF. Les compagnies distributrices de carburants contribuent peu à la réalisation d'opérations de MDE sur le territoire.

La PPE 2018 retient comme priorité la nécessité d'impliquer de manière plus étroite les compagnies pétrolières implantées sur le territoire dans le dispositif des CEE en Guadeloupe dans la perspective d'un objectif d'économies de 1 400 GWh CUMAC, soit un doublement du volume actuel, d'ici 2018. Les actions de MDE éligibles aux CEE devront également porter sur de nouveaux champs aujourd'hui peu mobilisés : activités agricoles, précarité énergétique, transports ...

3.3.2 MDE dans les bâtiments

Axe majeur de la politique énergétique régionale, la maîtrise de la consommation énergétique des bâtiments a fait l'objet d'une attention particulière en Guadeloupe. Les paragraphes ci-dessous en donnent le détail.

Les mesures mises en œuvre étant relativement récentes (été 2013 pour les dernières), leur impact reste à évaluer de manière quantitative. Cette action s'inscrit dans les objectifs de renforcement des connaissances inscrits dans la PPE à l'horizon 2018 et poursuivis par la Région dans le cadre de sa politique énergétique.

En outre, ces orientations correspondent aux orientations déclinées dans le cadre du plan logement Outre-Mer.

3.3.2.1 La Réglementation Thermique de Guadeloupe (RTG)

Au travers de son habilitation en matière d'énergie, la Région a élaboré en 2011 la Réglementation Thermique Guadeloupe (RTG), un ensemble de normes qui tient compte des spécificités locales.

- Construction neuve :

La RTG Construction vise à améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments neufs. En tenant compte des particularités du site d'implantation, elle définit pour chaque projet un seuil minimal de performance thermique à atteindre.

Mise en œuvre de manière opérationnelle depuis 2011, la RTG doit aujourd'hui faire l'objet d'une évaluation pour en mesurer la portée et les résultats obtenus. Cette évaluation sera menée dans le cadre de la politique énergétique régionale, et donc de la PPE, dès 2016.

- Equipements :

La RTG favorise les équipements plus performants et moins énergivores, avec une priorité donnée aux premiers postes de consommation électrique de l'archipel (climatisation et eau chaude sanitaire électrique).

- Diagnostic de Performance Energétique Guadeloupe (DPEG) :

La RTG a permis de transposer le principe du diagnostic de performance énergétique des bâtiments en Guadeloupe. Le DPEG a ainsi été adapté pour répondre aux spécificités locales (besoins de rafraîchissement notamment) et attester de la performance énergétique des bâtiments. Sa mise en œuvre est assurée par une quarantaine de diagnostiqueurs guadeloupéens formés à la RTG et agréés. Le DPEG est obligatoire pour toute transaction immobilière (location ou acquisition).

- Appel à projet bâtiment exemplaire :

Cet appel à projet permet à la Région et à l'ADEME de promouvoir l'utilisation de la RTG dans les bâtiments neufs tout en valorisant les bâtiments présentant des qualités thermiques supérieures au niveau réglementaire et à favoriser l'amélioration énergétique des bâtiments existants. Lancé une première fois en 2014, il a été renouvelé en 2015.

Depuis son élaboration en 2011, la RTG a progressivement gagné sa place auprès des architectes et bureaux d'études techniques guadeloupéens. Une première évaluation conduite en 2013 avec les professionnels du bâtiment a permis d'affiner la mise en œuvre du dispositif, des règles de calcul ainsi que des outils de mise en œuvre.

Il s'agit désormais pour la région d'engager, avec l'ensemble des partenaires mobilisés et dans une logique d'amélioration continue, une évaluation qualitative et quantitative de l'impact des mesures adoptées dans le cadre de la RTG. En particulier, la valorisation de l'ensemble des DPEG réalisés devrait constituer une base d'informations précieuses pour affiner la connaissance du bâti guadeloupéen.

Egalement, la région prévoit de reprendre dès 2016 l'animation du dispositif d'animation destiné à garantir la bonne appropriation de la RTG auprès de l'ensemble des publics visés dans le secteur du bâtiment : concepteurs, gestionnaire, professionnels de l'immobilier ...

3.3.2.2 Aide à l'acquisition d'équipements peu consommateurs d'électricité

- Le prêt à taux zéro pour l'acquisition d'un chauffe-eau solaire :

Cet outil financier, créé par la Région Guadeloupe, permet aux ménages de payer leur chauffe-eau solaire, sans intérêt, à un euro par jour. En complément des autres dispositifs présent sur le territoire, il contribue à l'installation de près de 4 000 nouveaux chauffe-eau solaires par an (environ 500 bénéficiaires du prêt par an).



- La cession du crédit d'impôt pour l'acquisition d'un chauffe-eau solaire :

Par délibération, le Conseil Régional a rendu possible la cession du crédit d'impôt de l'acquéreur d'un chauffe-eau solaire pour sa résidence principale à l'organisme financier auprès duquel il peut contracter un crédit d'acquisition. Cette mesure vise à réduire l'impact de l'avance de trésorerie que génère le crédit d'impôt pour l'acquéreur et favorise l'acte d'achat.

- La contribution du locataire à l'acquisition d'un chauffe-eau solaire :

Afin de permettre le développement du chauffe-eau solaire dans l'immobilier locatif, la Région a développé un système de contribution du locataire au titre de l'économie de charge générée par l'acquisition d'un chauffe-eau solaire par le propriétaire.

3.3.2.3 L'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements

Afin d'améliorer l'efficacité énergétique globale des équipements utilisés sur le marché Guadeloupéen, la Région a mis en place :

- **L'interdiction de la mise sur le marché de climatiseurs peu performants,**
- **L'obligation de réaliser une inspection périodique des systèmes de climatisation,**
- **L'obligation d'équiper un bâtiment neuf par un système de production d'eau chaude sanitaire utilisant 50% au moins d'énergie solaire.**

3.3.2.4 L'information du consommateur

Considérant qu'un important gisement d'économie d'énergie réside dans l'évolution du comportement des usagers, la Région Guadeloupe a rendu obligatoire :

- **L'information du consommateur sur la performance énergétique et le coût induit par l'usage des chauffe-eau électriques,**
 - **L'information du consommateur sur la performance énergétique et le coût induit par l'usage de climatiseurs,**
 - **L'information du consommateur sur le coût réel de production du kWh électrique,**
 - **L'apparition du montant des factures de consommation d'électricités d'un bâtiment dans son DPEG,**
- **Les Espaces Info Energie :**

Mis en place par l'ADEME en partenariat avec la Région, EDF Archipel Guadeloupe et l'Europe, ces espaces ont pour rôle de mettre en relation des conseillers pour informer les particuliers et les professionnels sur les équipements et les aides disponibles pour l'acquisition d'équipement, l'isolation d'un bâtiment, etc. Aujourd'hui, la Guadeloupe dispose de 4 conseillers répartis sur le territoire.

Pour la région Guadeloupe et ses partenaires, il s'agit désormais d'engager une phase d'évaluation de l'impact des dispositions prises. Ces travaux accompagneront le déploiement de la PPE dès 2016.

3.3.3 MDE dans le tertiaire public/privé, l'industrie et l'agriculture

3.3.3.1 MDE dans le tertiaire privé et l'industrie

La maîtrise de la demande en énergie dans le tertiaire et l'industrie fait principalement l'objet d'un accompagnement personnalisé des chefs d'entreprise volontaires par le chargé de mission énergie - environnement de la Chambre du Commerce et de l'Industrie des Iles de Guadeloupe (CCI IG). Cofinancé par la CCI, la Région, le FEDER et l'ADEME, sa mission est de faire émerger des projets de maîtrise des consommations d'énergie dans ce secteur et d'accompagner leur porteur dans la réalisation et le financement. Le FEDER vise une consommation de 690 GWh par an en 2022 pour les consommations d'électricité des entreprises.

3.3.3.2 MDE dans les collectivités

L'ADEME en partenariat avec la région Guadeloupe et le FEDER ont mis en place en 2010 au sein du CAUE un service de Conseil en Energie Partagé (CEP) à destination des collectivités pour les accompagner dans la gestion énergétique du patrimoine public. Au 1^{er} juillet 2015, il compte 27 collectivités adhérentes (15 communes et 2 EPCI). Dans son bilan d'actions, le CEP indique la réalisation de 18 pré-diagnostic énergétique et 14 accompagnements de projets. Il a également évalué les gisements d'économies d'énergie suivant :

Economies envisageables	Economies réalisées ou en cours
117 602 €	40 020 €
729 464 kWh	228 825 kWh
580 tCO ₂	179 tCO ₂

Figure 35 : Bilan 2014 du service Conseil en Energie Partagé en Guadeloupe(ADEME)

Ce type d'action a pu mettre en évidence la part importante de l'éclairage public dans les dépenses énergétiques de la commune et l'importance de la consommation pour l'éclairage et la climatisation dans les bâtiments.

3.3.3.3 Plan Performance Energétique des exploitations agricoles

Le Plan Performance Energétique des exploitations agricoles, inscrit dans le Programme de Développement Rural de la Guadeloupe 2007-2013 a permis à la Région, la DAAF, l'ADEME et l'Europe au travers du fond FEADER d'accompagner financièrement les entreprises agricoles pour des investissements liés aux économies d'énergie et à la production d'énergie renouvelable.

Ce plan a permis de réaliser au sein des exploitations des :

- Diagnostics de performance énergétique des exploitations agricoles,
- Investissements matériels en économie d'énergie,
- Investissements matériels en production d'énergie renouvelable,
- Investissements liés à la valorisation de la biomasse,
- Bancs d'essai tracteurs,
- Etudes techniques sur la conception d'un bâtiment, sa maîtrise d'œuvre, des études de faisabilité, des audits énergétiques approfondies d'un bâtiment ou d'un matériel.

Le bilan de l'opération sur la période 2007-2013 est le suivant :

Investissements FEADER 2007-2013

	DENOMINATION	INTITULE	PUISSANCE en Wc	MONTANT REALISE
1	NAUD Roberte	Mise en place d'une centrale solaire en site isolé, d'éclairage spécifique lié à l'économie d'énergie et d'un chauffe-eau solaire	820,00	9 119,03
2	DISTILLERIE BOLOGNE	Isolation toiture, installation extracteurs d'air, calorifugeage des colonnes à distiller		24 011,88
3	EARL LAFITTE	mise en place d'une centrale photovoltaïque	1 850,00	15 293,24
4	TRAIGNEAU Lucien Aubierge	Mise en place d'une centrale photovoltaïque	4 810,00	29 248,20
5	EARL CONCESSION	Mise place d'une centrale solaire en site isolé	4 140,00	29 535,75
6	BUREAU Paul Etienne	Mise en place d'une centrale solaire en site isolé	4 810,00	28 721,66
7	LAPIN Rénus	Mise en place de panneaux photovoltaïques	1 480,00	28 098,00
8	AVERNE Berteau	Mise en place de panneaux photovoltaïques	2 760,00	18 140,10

	Christian			
9	SAINT-VAL Jacob Jean Pierre	Acquisition d'un générateur photovoltaïque	3 330,00	27 273,32
10	GENGOUL Léon	Générateur photovoltaïque en site isolé	1 850,00	16 350,00
11	SAINT-JULIEN Remise	Mise en place d'un générateur solaire en site isolé	3 330,00	30 271,97
12	HATCHY Claude	Mise en place de panneaux photovoltaïques et d'un récupérateur d'eau de pluie	2 590,00	21 856,73
13	AYASSAMYOULE	Mise en place d'un générateur solaire en site isolé	1 850,00	14 255,27
14	BABOULALL	Mise en place d'un générateur solaire en site isolé	6 290,00	31 120,34
15	BEAUJOUR	Mise place d'une centrale solaire, d'un chauffe-eau solaire, d'un récupérateur d'eau de pluie	1 480,00	19 481,13
16	EARL MAPOU	Mise en place de panneaux solaires et d'un récupérateur d'eau de pluie dans une porcherie	3 920,00	30 927,93
17	EARL LES 5 EPICES	Mise en place d'une centrale solaire, d'un chauffe-eau et d'un récupérateur d'eau pluie, acquisition de 2 fourgons 100% électriques	7 350,00	110 318,91
18	ANDRE	Diagnostic énergétique		1 125,00
Total			52 660,00	485 148,46

Figure 36 : Bilan 2007-2013 du Plan de Performance Energétique des exploitations agricoles(DAAF)

3.3.4 MDE dans les transports

- Etat des lieux :

Le secteur des transports est pour le moment peu destinataire d'action coordonnées et de grandes ampleurs destinées à en réduire les consommations d'énergie. A noter, les importations de carburants en Guadeloupe font l'objet de taxes locales (octroi de mer et taxe sur la consommation finale d'énergie notamment) qui alimentent notablement les recettes fiscales des collectivités locales. Par exemple, en 2013, l'octroi de mer comptait en Guadeloupe pour 40% des recettes de communes et 41% de celles de la région.

Le secteur bénéficie quasi exclusivement aujourd'hui de l'amélioration de la performance énergétique des motorisations, conséquence du renouvellement naturel du parc automobile.

- Mobilité électrique durable :

Le mix électrique aujourd'hui très carboné et la fragilité du réseau pose la question de la stratégie à adopter en matière de déploiement sur le territoire de ce nouvel usage qu'est la mobilité électrique. Un appel à projets lancé conjointement par l'ADEME et la Région en 2015 a pour objectif d'encadrer le développement du véhicule électrique en Guadeloupe, notamment par la maîtrise de l'impact sur le réseau de ces nouveaux modes de transport.

- Schéma Régional des Infrastructures et des Transports (SRIT) :

Adopté en septembre 2015, le SRIT constitue le volet transport du Schéma d'Aménagement Régional (SAR) adopté en 2010 et approuvé par le Conseil d'Etat en novembre 2011. Le SRIT propose une vision à 2030 et vise à optimiser l'utilisation des réseaux et équipements existants, favoriser la complémentarité entre les modes de transports et prévoit, lorsque nécessaires, la réalisation de nouvelles infrastructures, notamment afin de lever les points de congestion du trafic.

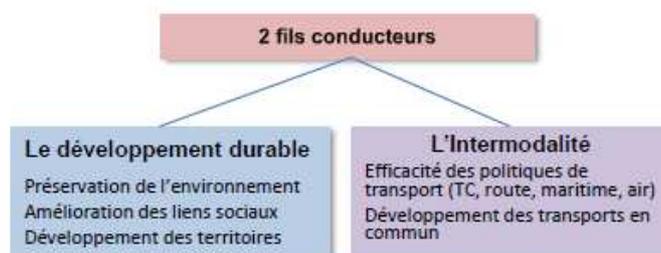


Figure 37 : Objectifs et fils conducteurs du SRIT 2015-2030 de Guadeloupe (région Guadeloupe)

Avec un programme d'investissements de 946 millions d'euros, le SRIT contribue à la mise en œuvre des principaux leviers de maîtrise de la demande d'énergie identifiés dans le PRERURE pour le secteur des transports : fluidification du trafic, renforcement des transports collectifs, intermodalité et développement des mobilités douces.

- Projet de tram de Cap Excellence :

Afin de s'inscrire dans une logique d'aménagement durable du territoire et de fluidifier les déplacements sur son territoire, le Syndicat Mixte des Transports et la Communauté d'Agglomération Cap excellence envisagent de mettre en service un Tramway à l'horizon 2020. Inscrit dans le Plan de Déplacement Urbain (PDU) et le Plan Climat Energie du Territoire (PCET), ce projet phare est compatible avec les orientations retenues dans le SAR (Schéma d'Aménagement Régional). Le projet a été retenu en 2013 dans le cadre de l'appel à projets national sur les transports collectifs et la mobilité durable qui ouvre droit à une subvention de l'Etat de 28,16 M€.

Pour un investissement total estimé à près de 220 Millions d'Euros d'ici 2030, le tramway constituera « l'ossature » du réseau de transport urbain. Ce dernier sera complété par le réseau de bus en cours de redéploiement et les modes de déplacements actifs (piéton, vélo).

A terme, le réseau de transport s'organisera autour de 2 lignes de tramway d'une longueur de 31,3 kms et s'accompagnera d'un réseau de bus urbain étoffé qui desservira les 4 communes de l'agglomération centre : Les Abymes, Baie-Mahault, Le Gosier et Pointe-à-Pitre. La première tranche du projet (liaison Abymes / Pointe-à-Pitre/Baie-Mahault selon un axe Nord-Est – Ouest) devrait être mise en service en 2019 pour un itinéraire de 10,7 km et 24 stations. La seconde tranche devrait

suivre d'ici 2023 pour 6,6 km d'infrastructure et une liaison vers le Gosier. D'ici 2030, 15 km supplémentaires permettront de desservir la zone de Jarry.

- **Extension du Syndicat Mixte des Transports :**

Le syndicat mixte des transports a été créé en mars 2004 comme syndicat d'études (arrêté préfectoral n°2004/271/a11/2 du 9 mars 2004), pour réaliser les enquêtes puis élaborer le Plan de Déplacements Urbain (PDU) sur les quatre communes Les Abymes, Baie-Mahault, Le Gosier et Pointe-à-Pitre. Il était composé des quatre communes et du Conseil Général.

En 2007 et 2008 ses missions ont été élargies à l'organisation des transports urbains : le SMT est devenu autorité organisatrice des transports urbains (AOTU) composé des quatre communes (arrêté Préfectoral n°2007-2623/AD/II du 23 octobre 2007 et 735-2008 du 05 juin 2008). En tant qu'AOTU, le SMT est compétent pour porter le PDU à l'enquête publique, l'approuver et le mettre en œuvre avec ses partenaires.

En mai 2009, le SMT se renforce en accueillant la nouvelle communauté d'agglomération Cap Excellence, composée des communes des Abymes et de Pointe-à-Pitre, et la Région Guadeloupe. Le SMT est alors chargé de l'organisation du transport scolaire au sein de l'agglomération du petit cul de sac marin, vers les écoles primaires, collèges et lycées de ce secteur.

En octobre 2015, le SMT a validé son extension au territoire de la communauté d'agglomération de la Riviera du Levant, réunissant les communes du Gosier, de Sainte-Anne, de Saint-François et de la Désirade. Avec cette extension, le PDU devrait voir son périmètre étendu, les transports urbains desservant l'Est du territoire ont été intégrés et un Schéma Directeur Vélo devrait prochainement voir le jour.

Aujourd'hui, le SMT transporte 4,5 millions de passagers par an, 4 950 élèves par jour, dispose de 115 bus et emploie 46 agents dont 9 contrôleurs.

3.4 Principaux déterminants de l'évolution de la demande

3.4.1 Démographie et croissance économique

Les 2 principaux facteurs identifiés comme déterminants pour l'évolution de la demande en énergie sont la démographie et l'activité économique représentée par le PIB (Produit Intérieur Brut).

Population en milliers d'habitants	2010	2015	2020	2025	2030
Référence MDE	403	407	409	410	410

Figure 38 : Evolution de la population utilisée par EDF SEI à l'horizon 2030 pour son BPEOD 2015 (EDF)

Sur la période 2010-2015, bien que le PIB ait augmenté de 5%, l'évolution de la consommation finale est restée stable, autant pour les produits pétroliers (carburant, GPL, etc) que pour électricité. Ceci met en évidence l'impact sur les consommations globales annuelles de la mise en place des mesures

administratives et incitatives pour la maîtrise de la demande en énergie. Selon le tableau ci-dessus, la croissance économique du territoire, relativement lente depuis la crise de 2008, devrait s'accélérer entre 2015 et 2025, ce qui impacterait davantage la consommation globale annuelle.

Taux de croissance annuel moyen du PIB	2010 à 2015	2015 à 2020	2020 à 2025	2025 à 2030
Référence MDE	0,9 %	1,7 %	1,9 %	1,7 %

Figure 39 : Evolution du PIB utilisé par EDF SEI à l'horizon 2030 pour son BPEOD 2015 (EDF)

Nous pouvons mettre en corrélation l'augmentation de l'activité économique avec l'évolution de l'activité du secteur tertiaire public/privé et de l'industrie. Comme nous l'avons vu précédemment, les consommations du secteur impactent fortement la demande électrique à l'heure de pointe en milieu de journée. La croissance du tertiaire public/privé et de l'industrie représente un enjeu fort en matière d'évolution de la puissance appelée au cours de la journée. Son impact n'est donc pas négligeable sur la gestion du réseau et de la production électrique en journée.

3.4.2 Evolution des usages de l'énergie

L'évolution des usages de l'énergie conditionne également l'évolution de la demande dont les principales composantes sont :

- **L'évolution du taux d'équipement (incluant les nouveaux usages)**

Le principal poste de consommation électrique est attribué à l'usage de la climatisation. Le taux d'équipement du tertiaire et du résidentiel en climatiseurs impacte fortement la demande. Egalement, de nouveaux usages apparaissent telle que, par exemple, le véhicule électrique. Le taux de pénétration sur la marché de ces nouveaux équipement impactera le profil de consommation et la demande. Ainsi alors qu'il y a une dizaine d'année l'informatique n'était pas démocratisé, aujourd'hui ces équipements représentent jusqu'à 5% des consommations d'électricité du résidentiel.

Taux d'équipement	2010	2015	2020	2025	2030
Climatisation	36 %	43 %	47 %	52 %	56 %
Eau chaude sanitaire...	60 %	70 %	79 %	88 %	95 %
... dont électricité	77 %	69 %	63 %	57 %	52 %
... dont solaire	23 %	31 %	37 %	43 %	48 %
Lampes basse consommation	60 %	75 %	80 %	76 %	50 %
LED	1 %	4 %	10 %	20 %	50 %
Réfrigérateurs	98 %	99 %	99 %	100 %	100 %
Congélateurs	69 %	70 %	72 %	73 %	75 %

Figure 40 : Taux d'équipement utilisés par EDF SEI à l'horizon 2030 dans le BPEOD 2015 (EDF)

- **L'évolution des besoins :**

L'évolution des besoins représente l'usage qui est fait d'un équipement. Par exemple, avec la numérisation du travail, les besoins en informatique ont évolué dans le tertiaire. Indépendamment du taux d'équipement, un employé du tertiaire travaille davantage sur son ordinateur qu'il ne le faisait il y a quelques années. Les besoins en énergie pour le poste informatique ont donc évolué en parallèle du taux d'équipement.

- **L'efficacité énergétique des équipements :**

Les équipements disponibles sur le marché sont de plus en plus performants. Selon la durée de vie des équipements composant le parc, leur renouvellement permet une amélioration de l'efficacité globale du parc. Les véhicules sont de moins en moins consommateurs. Malgré une augmentation du taux d'équipement en véhicule des Guadeloupéens, la demande en carburant s'est avérée stable sur le territoire ces dernières années.

- **L'évolution du comportement des usagers :**

Les consommateurs sont de plus en plus avertis quant aux enjeux économiques et écologiques de la maîtrise de la consommation de l'énergie sur le territoire mais aussi sur l'impact de leur comportement sur la facture énergétique. Conduite moins consommatrice, co-voiturage, les mœurs évoluent pour diminuer la facture énergétique du ménage, autant en électricité qu'en carburant. On constate l'importance également de ces modifications comportementales sur les lieux de travail.

3.4.3 Perspectives de développement du véhicule électrique en Guadeloupe

Le véhicule électrique représente un transfert d'usage de l'énergie. Correspondant à un nouvel usage de l'électricité, on considère que le déploiement du véhicule électrique en Guadeloupe viendra se substituer aux consommations de carburant nécessaires pour rendre un service équivalent. Aujourd'hui, les consommations induites par le parc de véhicules électriques du territoire sont négligeables. Dans ses projections, EDF SEI ne tient aujourd'hui pas compte du développement du véhicule électrique en Guadeloupe.

Cependant, la recharge des véhicules électriques représente une puissance appelée de 3 à 53 kW par borne selon le mode de recharge. L'impact de cet appel de charge sur le réseau électrique, à l'échelle d'un quartier, s'avère être un enjeu du développement de la mobilité électrique, principalement sur la problématique du renforcement du réseau.

Le constat de l'arrivée sur le marché antillais de véhicules dans les circuits de vente laisse entrevoir un développement rapide de la flotte guadeloupéenne. Le premier appel à projet « Mobilité électrique durable » lancé par l'ADEME et la région en 2015 vise à anticiper et accompagner ce mouvement, pour en limiter les impacts sur le système électrique existant en y associant une alimentation d'origine renouvelable. Les premières projections réalisées sur nos territoires laissent penser que la mobilité électrique pourra peser, selon les sources, jusqu'à près 6% de la demande d'électricité à l'horizon 2030. En tout état de cause, il est déterminant, dès cette première PPE d'intégrer le développement de la mobilité électrique dans la programmation des actions de maîtrise de la demande et des moyens de production nécessaires à satisfaire l'apparition de ce nouvel usage.

	Année	Guadeloupe	Martinique
Parc véhicules légers existant (moteurs thermiques)	2010-12	220 000	230 000
Pénétration des Véhicules Electriques (nbre dans le parc)	2015	150	150
	2020	3 000	3 000
	2030	20 000	20 000
% de Véhicules Electriques dans le parc (base 2013)	2015	0.07 %	0.07 %
	2020	1.36 %	1.30 %
	2030	9.09 %	8.70 %
Consommation électrique globale de référence	2013	1759 GWh	1601 GWh
Besoins électriques de recharge des VE	2015	0.5 GWh	0.5 GWh
	2020	13.3 GWh	13.3 GWh
	2030	88.5 GWh	88.5 GWh
% des consommations de référence 2013	2015	0.03 %	0.03 %
	2020	0.75 %	0.83 %
	2030	5.03 %	5.53 %
Puissance nocturne moyenne réseau de référence	2013	180 MW	180 MW
Puissance appelée en charge (recharge lente 3 kVA)	2015	0.36 MW	0.36 MW
	2020	7.20 MW	7.20 MW
	2030	48 MW	48 MW
% Puissance nocturne du réseau (base 2013)	2015	0.2 %	0.2 %
	2020	4.0 %	4.0 %
	2030	26.7 %	26.7 %

Figure 41 : Simulation de l'impact induit par le développement du VE en Guadeloupe et Martinique (ADEME)

Marginal aujourd'hui, le véhicule électrique va probablement connaître, notamment sous l'effet des obligations réglementaires de déploiement de véhicules « à faibles émissions », un développement important dont il s'agit de maîtriser les impacts, sur le système électrique guadeloupéen.

3.5 Scénarios d'évolution de la demande d'énergie

3.5.1 Evolution des consommations d'hydrocarbures à horizon 2020

Selon les services de l'Etat et la SARA, les consommations d'hydrocarbures évolueront de la façon suivante :

- **Le butane :**

Depuis 1999, la consommation de butane en Guadeloupe a diminué fortement de 20 %. Selon les projections, cette tendance à la diminution se confirme à l'horizon 2018 et 2020 qui s'explique d'une part, par une diminution de l'utilisation du butane à usage domestique au profit de moyens de cuisson électrique et d'autre part, par un usage en vrac du butane limité aux centres hospitaliers régionaux.

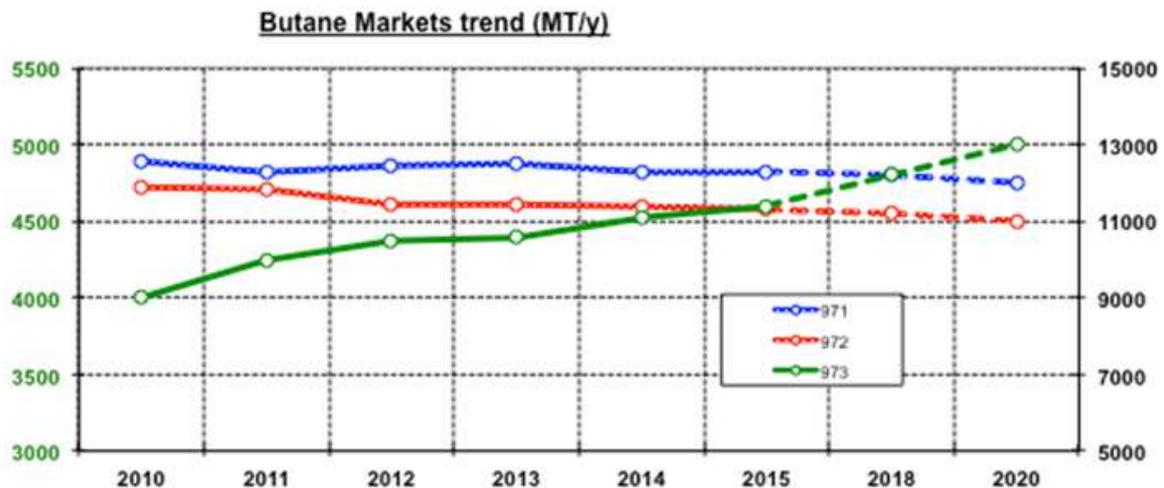


Figure 42 : Tendances de consommation de butane 2015 - 2018 - 2020 aux Antilles - Guyane (SARA)

D'après la SARA, les tendances observées en Guadeloupe sont :

- 2015 – 2018 : 0% d'augmentation
- 2018 – 2020 : -1% en Guadeloupe du fait de la prépondérance de la cuisinière électrique

- **L'essence :**

La décroissance de la consommation d'essence depuis 2010 se confirme à l'horizon 2018 et 2020 au profit du gasoil, due principalement à une diésélisation du parc automobile guadeloupéen.

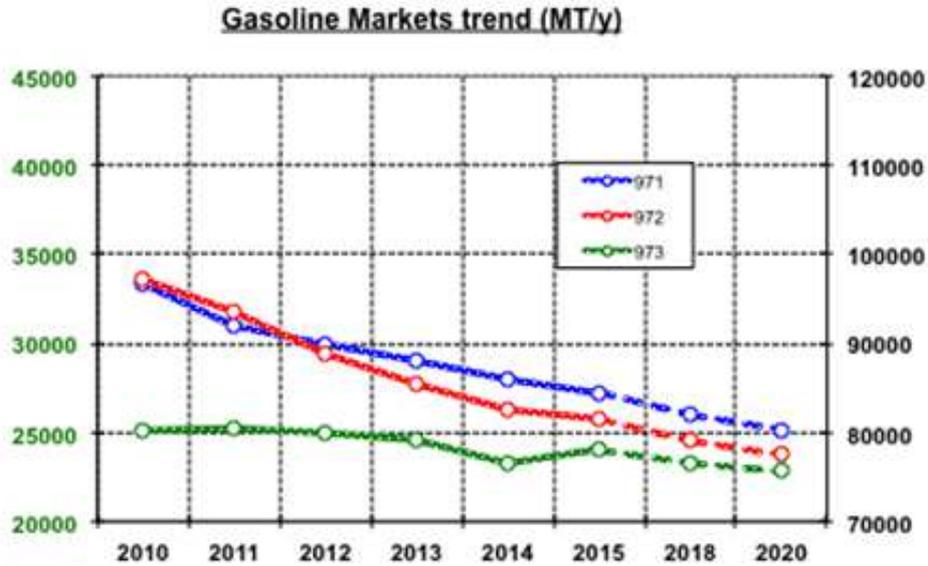


Figure 43 : Tendence des consommations d'essence 2010 - 2020 aux Antilles - Guyane (SARA)

D'après la SARA, la tendance observée en Guadeloupe est de :

- 2015 – 2018 : -1% de diminution
- 2018 – 2020 : -1% de diminution

- **Le gasoil :**

La croissance de la consommation du gasoil, ou diesel, depuis 2010 est tirée par la décroissance de la consommation d'essence et selon les projections, se poursuivra à l'horizon 2020. Comme signalé supra cette croissance est due principalement à la forte diésélisation du parc automobile guadeloupéen.

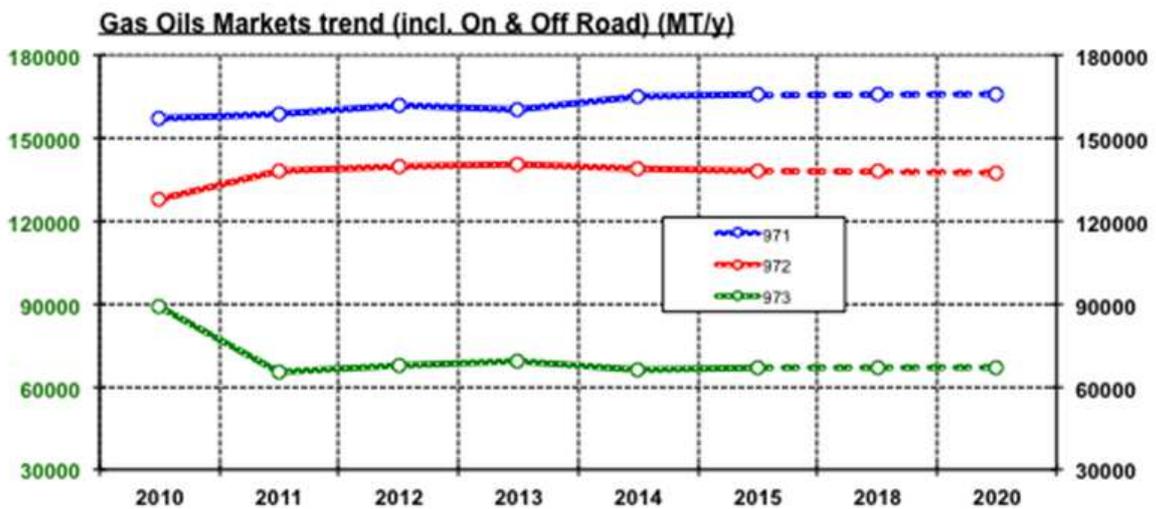


Figure 44 : Tendence des consommations d'essence 2010 - 2020 aux Antilles - Guyane (SARA)

D'après la SARA, la tendance observée en Guadeloupe est de :

- 2015 – 2018 : augmentation < 1%
- 2018 – 2020 : augmentation < 1%

- **Le carburéacteur :**

Malgré quelques inflexions depuis 2010, la consommation du jet est en croissance. Les projections indiquent que cette croissance globale se poursuivra à horizon 2020 compte tenu du dynamisme de l'aéroport Pôle Caraïbes.

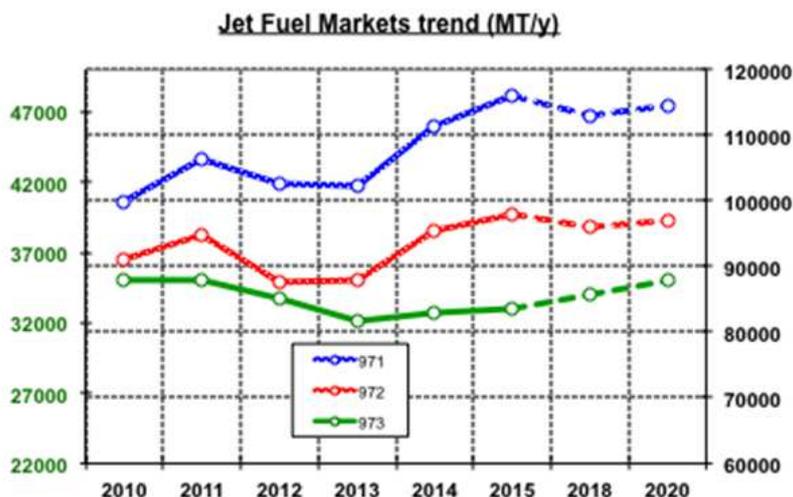


Figure 45 : Tendence des consommations de jet 2015 - 2018 - 2020 aux Antilles - Guyane (SARA)

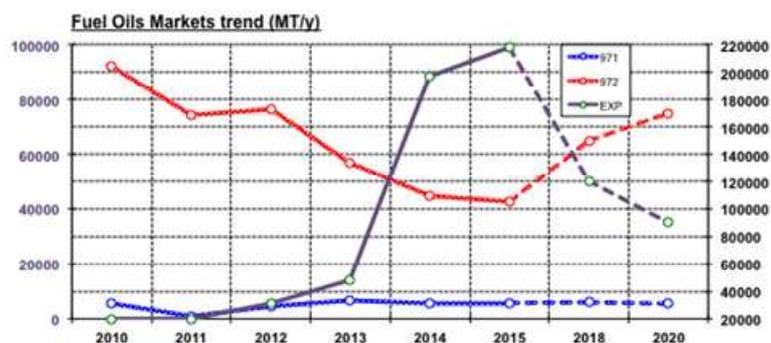
D'après la SARA, la tendance observée en Guadeloupe est de :

- o 2015 - 2018 – 2020 : +/- 2% d'augmentation, car les consommations sont oscillantes

- **Le fuel :**

Pour le fuel, la tendance est à la stabilisation des consommations.

5. TENDANCES FUEL 2015 – 2018 – 2020



TENDANCES :

2015 – 2018 – 2020 : Stabilité Guadeloupe.

2015 – 2018 : Scénario « Contractualisation LT » avec EDF PK.

2018 – 2020 : Scénario « Reconquête partielle MT » avec EDF BF.

2015 – 2018 – 2020 : Réduction des balances Exports vs EDF Mart.

Guyane jamais livrée en HFO par SARA.



PPE Mai 2015

6

Figure 46 : Tendence des consommations de fuel 2015 - 2018 - 2020 aux Antilles - Guyane (SARA)

Les conditions actuelles du marché des hydrocarbures ne permettent pas de tirer des tendances claires dans l'évolution des consommations pour les années à venir. La PPE 2018 et les suivantes s'attacheront à suivre, notamment grâce à l'OREC, l'évolution de la demande en combustibles fossiles.

3.5.2 Evolution des consommations d'électricité à l'horizon 2030 : choix du scénario de référence

Les projections du Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre Demande d'EDF de juillet 2015 (BPEOD) permettent d'encadrer l'évolution de la demande par 2 scénarios qui prévoient une évolution des consommations annuelles en GWh et l'évolution de la puissance appelée à la pointe.

- **Le scénario référence MDE** : il intègre les hypothèses les plus probables de croissance démographique et économique ainsi que la poursuite des actions de maîtrise de la demande engagées depuis plusieurs années sur le territoire dans le cadre du PRERURE notamment.

Scénario référence MDE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Energie annuelle moyenne (GWh)	1 754	1 780	1 797	1 818	1 838	1 863	1 985	2 086
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	1.2%						1.3%	1.0%
Pointe annuelle moyenne (MW)	253	258	263	268	272	275	296	317
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	1.7%						1.5%	1.4%

Figure 47 : Scénario de référence MDE 2015-2030 (EDF)

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

Scénario MDE renforcée	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Energie annuelle moyenne (GWh)	1 754	1 769	1 775	1 785	1 794	1 807	1 840	1 844
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	0.6%						0.4%	0.0%
Pointe annuelle moyenne (MW)	252	256	261	264	266	269	279	289
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	1.3%						0.8%	0.7%

Figure 48 : Scénario de référence MDE renforcée 2015-2030 (EDF)

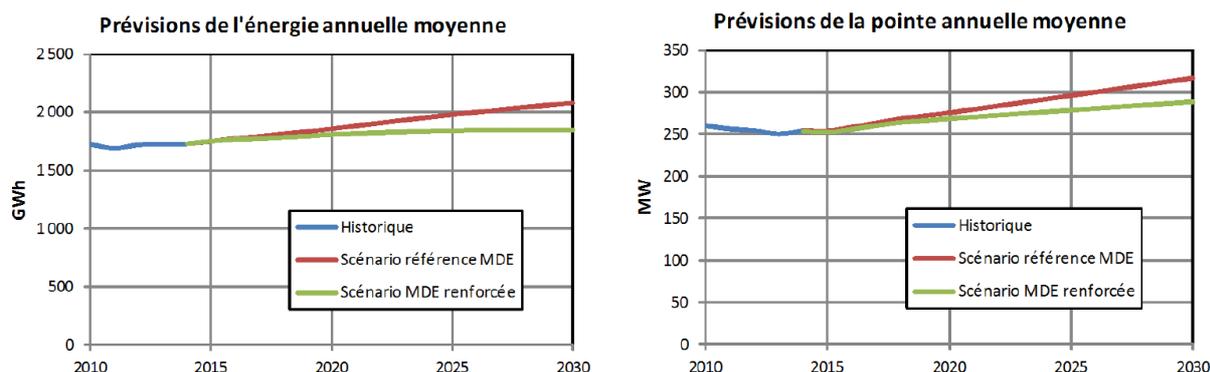


Figure 49 : Tendances de consommation annuelle et à la pointe selon les projections du BPEOD 2015 (EDF)

En Guadeloupe, il est à noter que l'évolution de la demande telle qu'anticipée par le gestionnaire de réseau est aujourd'hui confortée par la mise en service en 2015 de la centrale thermique de Pointe-Jarry. De plus, les données 2015 de consommation d'électricité collectées par l'OREC semblent confirmer la tendance, légèrement à la hausse, exprimée dans les prévisions.

Les objectifs de développement des énergies renouvelables retenus dans la PPE (voir plus bas au chapitre 5 : « l'offre d'énergie ») pour 2018 et les perspectives d'autonomie énergétique envisagées pour 2030 sur la base du scénario MDE de référence présenté dans le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande (BPEOD) 2015, font apparaître à terme un risque de surcapacité important induit par l'existence de moyens thermiques aujourd'hui en exploitation en Guadeloupe. Cette surcapacité pourrait être un frein au développement de l'ensemble des potentiels énergétiques locaux.

Pour atteindre les objectifs fixés par la LTECV (50% d'EnR dans les consommations finales à 2020 et autonomie énergétique en 2030), il appartient au gestionnaire de réseau, dans le cadre des BPEOD à venir, de faire des propositions, intégrant les objectifs de la PPE 2016-2018, concernant l'évolution du mix de production et donc des moyens mobilisés.

De fait, la seule réponse possible à l'atteinte des objectifs de développement des EnR visés par la LTECV suppose une réduction importante de la contribution des moyens thermiques en exploitation, ou envisagés dans le BPEOD 2015. Cette trajectoire est d'autant plus nécessaire que les actions de maîtrise de la demande d'énergie devraient permettre de stabiliser, voire diminuer les consommations d'électricité.

L'évolution de la part du thermique dans la production d'électricité en Guadeloupe devra nécessairement s'accompagner d'une négociation avec les parties concernées (gestionnaire de réseau, producteurs) portant sur l'appréciation et la gestion des impacts socio-économiques induits par cette transition.

Compte tenu de la nécessité de poursuivre la réflexion sur la diversification du mix électrique guadeloupéen, qui se traduirait par une baisse significative de la contribution des moyens thermiques, et d'en étudier de manière plus approfondie les conséquences techniques, économiques et sociales sur le territoire, **la PPE 2018 de Guadeloupe retient à ce stade le scénario de référence MDE pour définir les moyens de production à venir.**

Les actions de maîtrise de la demande d'énergie et d'efficacité énergétique définie dans le PRERURE et renforcée par la PPE visent à atteindre les objectifs mentionnés dans le scénario de MDE volontariste.

Ce choix réaffirme l'importance prioritaire donnée par l'Etat et la région Guadeloupe aux actions de MDE et d'efficacité énergétique tout en permettant d'apprécier l'impact des investissements à réaliser en termes de production.

3.6 Objectifs de maîtrise de la demande d'énergie

Avec le PRERURE, la Guadeloupe s'est fixée des objectifs ambitieux de maîtrise de la demande d'énergie dans tous les secteurs. La PPE 2018 s'inscrit dans la continuité des actions engagées et vient les renforcer.

Le PRERURE répartit les efforts de maîtrise de la demande d'énergie de la manière suivante :

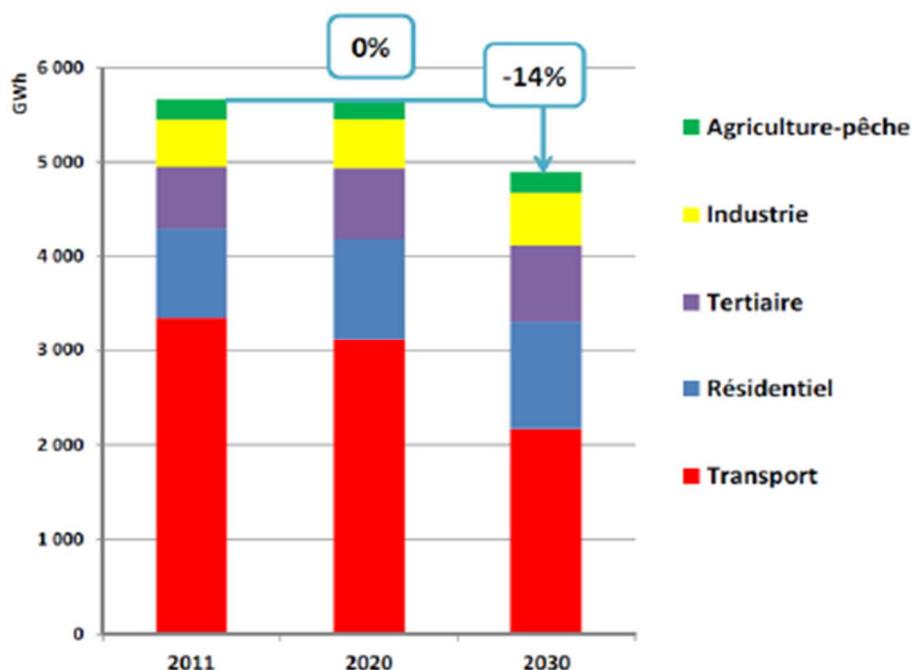


Figure 50 : Répartition sectorielle des objectifs de MDE, en énergie finale, du PERURE

Tous secteurs confondus, le PRERURE vise ainsi une stabilisation des consommations d'énergie à l'horizon 2020 puis une baisse de l'ensemble des consommations finales d'énergie de l'ordre de -14% d'ici 2030.

Le tableau ci-dessous reprend le détail des évolutions sectorielles de consommation d'énergie envisagées par le PRERURE :

Scénario PRERURE	2011	2020		2030		TCAM 2011-2030
		GWh	TCAM 2011-2020	GWh	TCAM 2020-2030	
Transport	3 350	3 120	-0,8%	2 172	-3,6%	-2,3%
Résidentiel	942	1 067	1,4%	1 142	0,7%	1,0%
Tertiaire	662	747	1,3%	811	0,8%	1,1%
Industrie	493	517	0,5%	551	0,6%	0,6%
Agriculture-pêche	217	231	0,7%	219	-0,5%	0,1%
Total	5 664	5 681	0,0%	4 895	-1,5%	-0,8%

Figure 51 : tableaux de synthèse des objectifs de MDE du PERURE

Dans ce scénario, l'essentiel de l'effort est porté par le secteur des transports qui a lui seul devrait présenter une baisse de plus de 30% de ses consommations d'ici 2030, soit 1 178 GWh en moins. Sur la même période, les autres secteurs connaissent une évolution à terme comprise entre +7 et +9 %. Seul le secteur « agriculture-pêche » devrait aussi connaître une évolution à la baisse de l'ordre -5%.

Rapportés aux échéances de la PPE 2018 avec projection à 2023, les objectifs de consommation d'énergie finale visés donnent les résultats suivants :

Scénario PRERURE et objectifs PPE	2011	PPE 2018	2020	PPE 2023	2030
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Transport	3 350	3 170	3 120	2 799	2 172
Résidentiel	942	1 038	1 067	1 089	1 142
Tertiaire	662	727	747	766	811
Industrie	493	511	517	527	551
Agriculture-pêche	217	228	231	227	219
Total	5 664	5 674	5 681	5 407	4 895

Figure 52 : Objectifs sectoriels de consommation finale d'énergie visés par la PPE

Si d'ici 2018, la PPE, selon les données PRERURE, laisse entrevoir une augmentation globale (tous secteurs confondus) des consommations finales d'énergie de l'ordre de 10 GWh, le gain net d'ici 2023 représente environ 257 GWh.

Appliqué aux données actualisées de l'OREC pour l'année 2014, l'effort de maîtrise de la demande se traduit de la manière suivante dans l'évolution de la consommation finale d'énergie :

- Bilan en énergie finale 2014 : 562 ktep
- Objectifs PPE 2018 : 556 ktep (-1,1% / 2014)
- Objectifs indicatifs PPE 2023 : 530 ktep (-6% / 2014)
- Objectifs indicatifs PPE 2030 : 480 ktep (-15% / 2014)

3.6.1 Objectif de maîtrise de la consommation d'électricité

Dans l'élaboration des scénarios référence MDE et MDE renforcée, EDF a considéré que le développement de l'activité économique et l'évolution de la démographie augmenteraient de 373 GWh les consommations annuelles entre 2013 et 2030.

Suivant les scénarios, l'évolution des modes de vie (taux d'équipement, etc ...) augmenterait d'autant plus les besoins en énergie. Mais l'efficacité énergétique permettrait de réduire l'impact de ces facteurs de croissance de 50 à 80%.

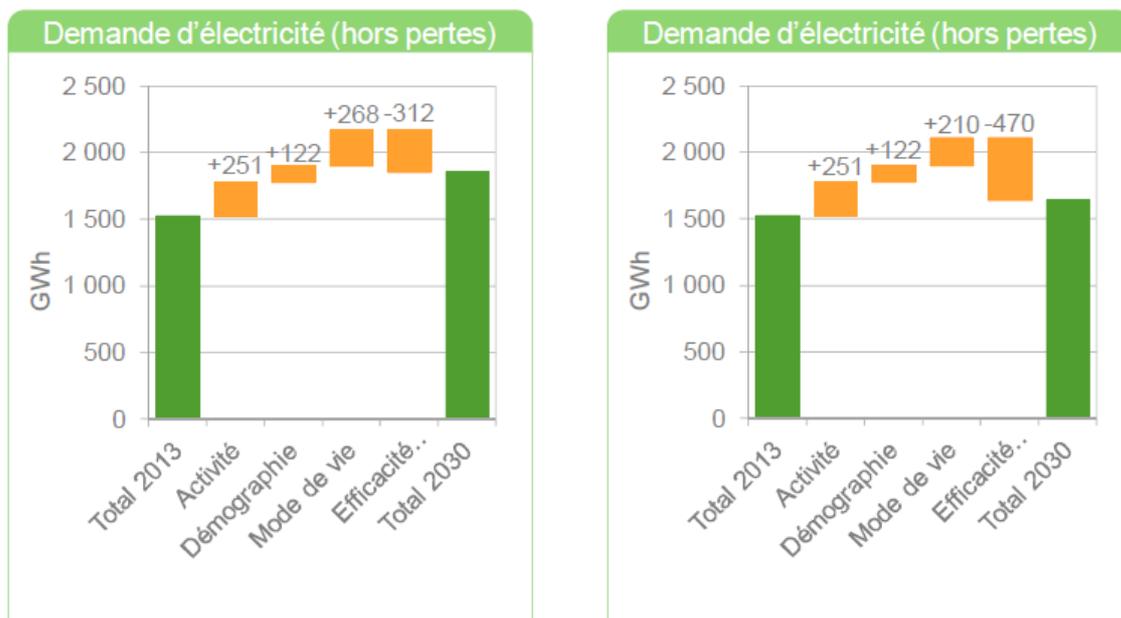


Figure 53 : Déterminants de la demande dans les scénarios MDE et MDE renforcée du BPEOD 2015 (EDF)

Concrètement, d'ici 2018 et selon le BPEOD 2015, la demande d'électricité ne devrait progresser que de +5% pour passer de 1 733 GWh en 2014 à 1 818 GWh (soit +85 GWh) d'ici 2018 dans le cadre du scénario MDE de référence.

Le scénario MDE renforcée conduirait à une progression de +3% (+52 GWh) pour atteindre 1 785 GWh en 2018.

Les axes de maîtrise des consommations d'électricité se déclinent par secteurs d'activité :

- **Résidentiel :**

L'ensemble des mesures déployées sur le territoire guadeloupéen (RTG, interdictions des climatisations non performantes, généralisation de la production d'eau chaude solaire ...) contribuent à maîtriser l'évolution à la hausse des besoins en électricité du secteur résidentiel qui représentait 855 GWh de consommation électrique en 2014. Le PRERUE estimait que les actions en matière de MDE permettraient de limiter à +21% d'ici 2030 (contre +56% dans le scénario tendanciel) les consommations d'énergie.

Pour atteindre cet objectif, il s'agira notamment de réduire l'impact induit par le développement très rapide de la climatisation qui représente aujourd'hui 33% des consommations d'électricité du parc de résidences principales. Une étude menée en 2014 par l'ADEME Guadeloupe révèle que le taux d'équipement en climatisation (au moins un climatiseur) des foyers guadeloupéens est passé de 36% en 2010 à 45% en 2014. Si l'efficacité énergétique des équipements peut être améliorée, par exemple par le recours à l'habilitation énergie tel que cela a déjà été fait, les mesures destinées à intervenir sur l'isolation ou la rénovation des bâtiments permettront des gains significatifs.

La production d'eau chaude sanitaire équipe 67% des logements guadeloupéens dont 33% provient de l'utilisation de chauffe-eau solaires. Avec un taux d'équipement en chauffe-eau électrique de 64% des logements équipés en ECS, la production d'eau chaude représente 13% des consommations

d'électricité des logements. Il est donc essentiel pour la région et ses partenaires de poursuivre les actions engagées en termes de généralisation de la production d'ECS solaire : obligation de production prêt à taux zéro, affichage des consommations électriques des chauffe-eau conventionnels chez les fournisseurs, etc ...

A noter dans le résidentiel, la percée du poids des équipements bruns et gris dans les consommations d'électricité. Regroupés, ils pèsent, avec 13% des consommations, autant que la production d'eau-chaude sur la facture des guadeloupéens. Des actions à construire devront être menées en matière de maîtrise de la demande et d'efficacité énergétique dans ce champ d'intervention dans le cadre de la PPE.

- **Tertiaire et industrie :**

Les consommations d'électricité du secteur tertiaire guadeloupéen sont aujourd'hui peu détaillées. Il est toutefois évident que la climatisation, la production de froid commercial et industriel constituent l'essentiel des consommations du secteur qui comptent pour 40% des consommations d'électricité de la Guadeloupe, soit de l'ordre de 690 GWh.

Comme pour le résidentiel, le déploiement de la RTG contribue à renforcer les exigences de performance et d'efficacité énergétique de l'enveloppe des bâtiments, en particulier en matière d'isolation. Les dispositions prises au titre de l'habilitation législative peuvent également contribuer à maîtriser la demande d'énergie en agissant sur la performance des équipements et des systèmes.

Le PO FEDER vise une réduction de 79 GWh des consommations du secteur d'ici 2022, soit l'équivalent de 300 000 m² (50 000m² par an) de bâtiment ayant bénéficié d'un accompagnement financier pour en améliorer la performance énergétique.

De nombreuses pistes restent à explorer telles que notamment la récupération de chaleur fatale, le couplage à de l'auto-production/consommation (pour réduire l'impact de la pointe de consommation en journée) ou l'optimisation des processus industriels chez les consommateurs électro-intensifs qui ne sont aujourd'hui connus que du gestionnaire de réseau.

Pour conclure, quel que soit le secteur d'activité considéré, si la base de la PPE 2016-2018 tient compte du scénario MDE de référence, l'Etat et la région entendent poursuivre leurs efforts en matière de maîtrise de la demande d'énergie avec comme objectif d'atteindre, voire de dépasser, les projections du scénario MDE renforcée.

3.6.2 Objectif de maîtrise de la consommation d'énergie fossile

3.6.2.1 Dans les transports

Jusqu'alors la compétence transport n'entrait pas dans le champ direct des compétences de la collectivité régionale. Dès lors, la maîtrise de la demande en énergie primaire dans ce secteur relève exclusivement des initiatives portées par l'Etat, les collectivités locales et le privé (constructeurs, gestionnaires de flottes, etc ...).

Malgré tout, le PRERURE concentrait déjà les efforts de maîtrise de la demande en énergie primaire sur les transports, secteur exclusivement dépendant de ressources fossiles importées, coûteuses et émettrices de gaz à effet de serre. Une réduction de 7% des consommations est ainsi visée entre 2011 et 2020.

Rapportés aux données 2014 de l'OREC sur la période de la PPE, il s'agirait de réduire d'ici 2018 de 28 ktep (de l'ordre de -7%) les besoins en énergie finale du secteur.

Pour atteindre ces objectifs, le PREURE misait sur :

- La mise en place de mesure visant à réduire le trafic routier : aménagements urbains, report modal, transports collectifs (thèmes abordés par le SRIT), augmentation du taux de remplissage ...
- Les gains technologiques liés à l'évolution des motorisations,
- La réduction des points de congestion (abordé par le SRIT),
- L'introduction de sources d'énergies alternatives (EnR, hydrogène ...) aux combustibles fossiles.

La Loi du 7 août 2015 portant nouvelle organisation de la République, prévoit dans son article 15 que, dès le 1^{er} janvier 2017, c'est désormais la Région qui prendra en charge l'organisation des transports publics. Cette nouvelle donne permet désormais d'entrevoir la possibilité d'agir plus directement sur les modalités de déplacements des guadeloupéens. Le Schéma Régional des Infrastructures et des Transports (SRIT) présenté en septembre 2015 doit contribuer à l'atteinte des objectifs de MDE visés par la PPE.

A NOTER : toute action menée sur le volume des combustibles fossiles importés en Guadeloupe aura un impact sur le revenu direct des collectivités locales. Sur 103 M€ collectés au travers de la Taxe sur les Carburants (TSC) en 2014, 49% de ce montant a permis de financer les actions menées par le département (27% soit près de 28 M€) et les communes (22% soit près de 23 M€).

La PPE 2016-2018 retient l'objectif de **réduction de 28 ktep** des consommations finales d'énergie dans les transports par rapport à 2014 et s'appuiera notamment sur le SRIT pour engager les actions nécessaires.

Egalement, la PPE 2018 vise à **améliorer les connaissances** concernant les impacts induits par le développement de la mobilité sur le territoire en réalisant les études nécessaires, notamment grâce aux travaux de l'Observatoire Régional des Transports (ORT).

D'ici 2018, la PPE prévoit également la réalisation d'un **Schéma Régional de Déploiement du Véhicule Propre** qui sera annexé au SRIT

L'Etat, ses établissements publics, les collectivités territoriales et leurs groupements ainsi que les entreprises nationales pour leurs activités n'appartenant pas au secteur concurrentiel, s'engagent à **préciser auprès de l'ORT, d'ici à janvier 2017**, les modalités d'application en Guadeloupe des

dispositions prévues à l'article L. 224-7 du Code de l'environnement concernant le développement de flottes de véhicules à faibles émissions.

Enfin, en tenant compte des opérations présentées dans le cadre de l'Appel à Projet « Mobilité électrique durable » lancé par l'ADEME et la région Guadeloupe en 2015 ainsi que des perspectives de développement sur le territoire, notamment dans les Îles du Sud, de Marie-Galante et à la Désirade, **la PPE 2016-2018 fixe un objectif minimum de déploiement à titre expérimental d'une dizaine de dispositifs de charge pour véhicules électriques ou hybrides**. Cet objectif sera ré-évalué dans les prochaines PPE sur la base du retour d'expérience de l'appel à projet et d'une évaluation approfondie de l'impact de ces équipements sur le réseau électrique guadeloupéen, les émissions de gaz à effet de serre et, surtout, les finances des collectivités.

3.6.2.2 Dans la production électrique

La prospective, en ordre de grandeur, réalisée sur la base du portefeuille de projets présenté par les acteurs locaux et confrontée aux hypothèses de croissance de la demande d'énergie présentée par EDF-SEI dans son scénario « MDE Renforcée » laisse entrevoir une surcapacité de production d'électricité dès 2018 (de l'ordre de 200 GWh par an si tous les projets EnR prévus étaient mis en service, le parc thermique évoluant selon les prévisions du BPEOD 2015).

Ce potentiel disponible doit permettre d'envisager une réduction proportionnelle, tout en garantissant les critères de stabilité et de sécurité du réseau électrique, de la contribution des moyens thermiques conventionnels.

Cette approche demande à ce que d'ici 2018 soient étudiés précisément :

- Le suivi de l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité dans le cadre d'une campagne de monitoring et de modélisation à un pas de temps le plus fin possible (horaire),
- La mise en œuvre d'un outil dynamique de modélisation permettant de simuler l'impact du comportement des EnR sur le réseau et d'en déduire le profil de mobilisation des moyens thermiques existants pour garantir la stabilité du réseau et la sécurité d'approvisionnement,
- Une réflexion technique indépendante permettant d'apprécier, au regard des caractéristiques techniques et des performances du réseau électrique guadeloupéen, les conditions de dévolution du seuil de déconnexion de 30% des énergies fatales à caractère aléatoire.

La Guadeloupe envisage ainsi de se doter dans le cadre de la PPE et d'ici 2018 de la connaissance et des outils de modélisation, construits de manière collaborative avec l'actuel gestionnaire de réseau, indispensables à la mise en œuvre de sa politique énergétique guidée par la volonté de réduire la part des énergies fossiles importées, émettrices de GES, dans son économie et dans la production d'électricité en particulier.

Ainsi, pour affiner les scénarii d'évolution de la consommation d'électricité, lors de l'exercice de révision, une étude précise visant l'autonomie énergétique du territoire en 2030 sera réalisée d'ici à 2018 à l'instar de l'étude réalisée par l'ADEME dans l'hexagone ou à la Réunion.

3.6.3 Initiatives territoriales labélisées

Chapitre ajouté en prévision de la v5.

Au-delà des ambitions chiffrées en matière de maîtrise de la demande d'énergie, la PPE note les initiatives territoriales reconnues dans le cadre de l'appel à projet « Territoires à Energie Positive pour la Croissance Verte (TEPCV) » qui participeront à l'atteinte des objectifs :

- La ville des Abymes,
- La ville de Bouillante,
- La Communauté d'Agglomération du Nord Basse-Terre (CANBT),
- La Communauté d'Agglomération du Nord Grande-Terre (CANGT),
- La ville de Baillif,
- La ville de Morne-À-L'eau.
- Communauté d'agglomération Cap Excellence

Enfin, on notera le projet porté par la Communauté de Communes de Marie-Galante, lauréate de l'appel à projet national « démonstrateur industriel de la ville durable ». Cette opération contribue de manière significative à l'atteinte des objectifs de maîtrise de la demande mais également au développement des filières de production d'énergie à partir de sources renouvelables, au déploiement de solutions de stockage innovantes ainsi qu'au développement de la mobilité propre.

3.7 Synthèse des objectifs de maîtrise de la demande d'énergie et d'électricité en particulier

Objectifs de maîtrise de la demande finale en énergie à 2018 :

La PPE vise une stabilisation des consommations finales d'énergie à l'horizon 2018 pour atteindre de l'ordre de 5 674 GWh, selon les données PRERURE.

Sur la base des données OREC publiée en 2015, cela correspondrait à une consommation finale en 2018 de l'ordre de 556 ktep (contre 562 ktep en 2014).

- | | |
|----------------------------------|------------------------|
| - Bilan en énergie finale 2014 : | 562 ktep |
| - Objectifs PPE 2018 : | 556 ktep (-1,1%/ 2014) |
| - Objectifs indicatif PPE 2023 : | 530 ktep (-6% / 2014) |
| - Objectifs indicatif PPE 2030 : | 480 ktep (-15% / 2014) |

Evolution de la demande d'électricité à 2018 (BPEOD 2015) :

- | | |
|----------------------------------|--------------------------|
| - Consommation électrique 2014 : | 1 733 GWh |
| - Scénario MDE de référence : | 1 818 GWh (+85 GWh, +5%) |
| - Scénario MDE renforcée : | 1 785 GWh (+52 GWh, +3%) |

Objectifs de réduction de la consommation finale dans les transports à 2018 :

A partir des données OREC 2014 (368 ktep) : 340 ktep (-28 ktep, -7%)

La PPE retient la nécessité de contribuer à renforcer les moyens d'observation de l'impact des actions de maîtrise de la demande d'énergie sur le territoire à l'horizon 2018. L'OREC assurera le suivi des indicateurs de maîtrise de la demande d'énergie nécessaires pour assurer le suivi de l'atteinte des objectifs visés par secteurs d'activité, usages, produit énergétique et en lien avec les indicateurs utilisés dans le Programme Opérationnel du FEDER 2014-2020.

Egalement, pour mieux cerner l'émergence de ce nouveau besoin, PPE retient la nécessité d'établir un Schéma Régional de Déploiement des Véhicules Propres tels que définis aux articles L. 224-7 et L. 224-8 du Code de l'Environnement.

Un suivi sera engagé concernant le déploiement, au minimum et d'ici fin 2018, d'une dizaine de dispositifs de recharge de véhicules électriques ou hybrides rechargeables.

Concernant la maîtrise des besoins en énergie primaire dans la production d'électricité, si la PPE 2018 vise la réduction de la part des énergies fossiles dans le mix énergétique guadeloupéen, elle engage les travaux nécessaires à une modélisation complète des capacités de développement et d'intégration au réseau des moyens de production alternatifs envisagés ainsi que des services systèmes émergents (stockage centralisé et décentralisé, pilotage de la demande, etc ...). L'Etat, par le biais de l'ADEME, contribue à renforcer l'analyse des capacités de la Guadeloupe à atteindre l'autonomie énergétique en 2030.

4 Les objectifs de sécurité d’approvisionnement

L’archipel de Guadeloupe s’approvisionne pour l’ensemble des produits pétroliers par voie maritime. Le dépotage se fait au quai 16 du Port Autonome de Jarry à Baie-Mahault, unique appontement de l’archipel aménagé à cet effet. Les produits pétroliers sont ensuite acheminés par barge vers les autres îles de l’archipel.

S’agissant de l’électricité, il n’existe aucune connexion électrique par câble avec un autre territoire. L’archipel de Guadeloupe est par conséquent une Zone Non Interconnectée (ZNI) et toutes les centrales thermiques s’approvisionnent également directement ou indirectement par voie maritime.

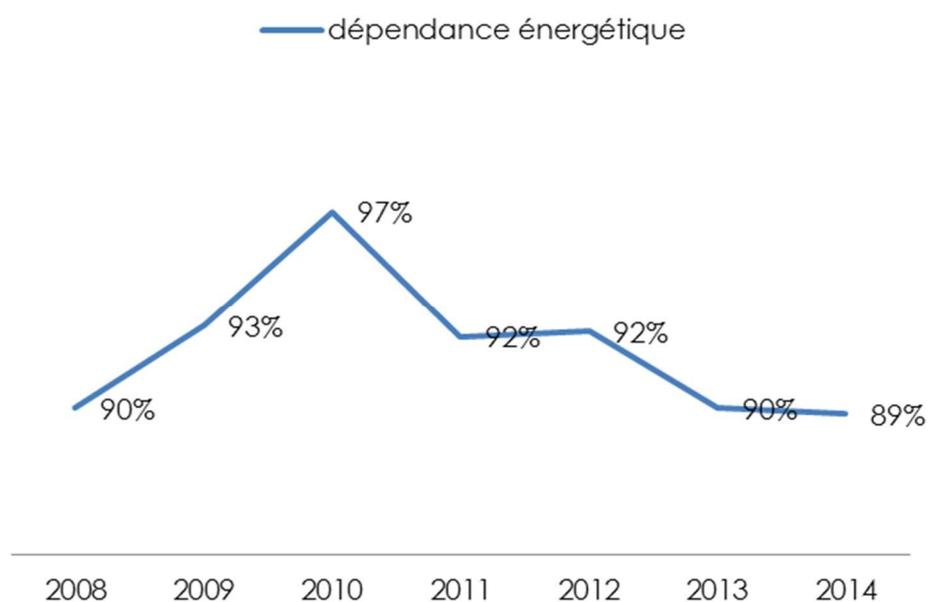


Figure 54 : Evolution du taux de dépendance énergétique de la Guadeloupe 2008-2014(OREC)

Par conséquent, la Guadeloupe affiche un taux de dépendance énergétique de 89% en 2014, loin de l’objectif d’autonomie visé par la Loi de Transition Energétique pour 2030.

4.1 Sécurité d’approvisionnement en carburant et autres énergies fossiles

L’archipel de Guadeloupe ne dispose pas d’unité de raffinage. Cependant, la Martinique située à 285 km dispose d’installations de raffinage sur le territoire de la commune du Lamentin exploitées par la SARA. La sécurité d’approvisionnement en hydrocarbures de la Guadeloupe est assurée par des rotations régulières de navires au départ de la Martinique. Ces produits pétroliers sont ensuite stockés dans des installations de stockage exploitées par la SARA pour le carburant et pour le gaz dans des installations de stockage de gaz exploitées par le groupe RUBIS. Toutes les deux sont situées à la pointe Jarry sur le territoire de la commune de Baie-Mahault.

L’absence de raffinerie et l’insularité du territoire posent explicitement la problématique de sécurité d’approvisionnement en produits pétroliers de l’archipel de Guadeloupe. Il convient par conséquent, de définir les critères permettant de garantir la sécurité d’approvisionnement au regard des différents enjeux et des contraintes du territoire.

4.1.1 Identification des importations énergétiques

Bien qu'étant qualifiée de raffinerie simple, la SARA est susceptible de fournir l'ensemble des hydrocarbures consommés sur le territoire de la Guadeloupe :

- Butane commercial,
- Essences pour véhicules à l'exception de l'essence avion,
- Carburacteur de type Jet A1 et pétrole lampant,
- Gazoles carburant et combustible,
- Fioul lourd à destination des industries.

D'après la DEAL, 378 660 tonnes d'hydrocarbures ont été importées en Guadeloupe en 2014

Produits	Pétrole brut	Essences	Gazole Fioul domestique	Fioul lourd	Kérosène Pétrole lampant	GPL
En tonne		86399	185788	31768	94030	12125
Répartition par pays d'origine :						
1 -		Martinique	Sainte Croix	Martinique	Sainte Croix	Martinique
2 -		Bahamas	Martinique		Antigua	Trinidad
3 -			Sainte-Lucie		Trinidad	USA

Figure 55 : Synthèse des approvisionnements d'hydrocarbures en 2014 (DEAL)

4.1.2 Importateurs et sources d'approvisionnements

La SARA est le principal exploitant d'installation de stockage de carburant en Guadeloupe dont l'actionnaire majoritaire est RUBIS, l'autre actionnaire est le Barbadien SOL qui a racheté il y a deux ans le réseau ESSO. Ces deux actionnaires ont confié à la SARA l'exploitation de la raffinerie et ses installations connexes situées sur le territoire de la commune du Lamentin en Martinique. La raffinerie peut traiter jusqu'à 850 000 tonnes de pétrole brut par an.

Le brut est reçu au terminal du Port de Fort de France et acheminé par un pipe de 24 pouces dans les réservoirs de la raffinerie.

La raffinerie est constituée d'unités pétrolières, d'utilités de production d'eau déminéralisée, de vapeur et d'électricité, de traitement des eaux résiduaires et d'un parc de stockage de pétrole brut, de produits semis finis et de produits finis.

Ce dépôt est approvisionné toutes les six semaines par un pétrolier de 80 000 tonnes de capacité de pétrole brut en provenance de la Mer du Nord ou d'Afrique du Nord.

A titre complémentaire le dépôt est également approvisionné en produits finis en provenance de la zone Caraïbes ou du Golfe du Mexique.

4.1.3 Installations de stockage

La Guadeloupe dispose de trois sites de stockage d'hydrocarbures liquides et d'un site de stockage de GPL exploité par trois structures qui ont comme actionnaire majoritaire le groupe RUBIS. Il s'agit des installations suivantes :

- Un dépôt d'hydrocarbures liquides de la pointe Jarry à Baie-Mahault exploité par la SARA, disposant de 23 réservoirs de capacité totale de 103 000 m³,
- un dépôt de Jet A1 et d'AVGAS du Raizet aux Abymes exploité par le GEIAP, de capacité totale 3016 m³,
- Un dépôt d'hydrocarbures liquides à Saint-Louis de Marie-Galante exploité par RUBIS Antilles-Guyane, de capacité totale de 1040m³,
- Deux réservoirs de butane sous talus de la pointe Jarry à Baie-Mahault exploités par RUBIS Antilles Guyane, d'une capacité de 4000 m³.

4.1.4 Mode d'approvisionnement

Concernant les hydrocarbures, les produits sont acheminés par voie maritime au dépôt de la SARA à la pointe Jarry à raison de 3 navires par semaine. Les navires ont une capacité variant de 8 318t à 11 673t.

Les produits destinés à l'aviation sont ensuite transférés du dépôt de la SARA par pipe (7 km) vers le dépôt GEIAP.

S'agissant du butane, il est acheminé par voie maritime à raison de 3 navires par mois de capacité maximale de 1 000 m³.

4.1.5 Distributeurs

La distribution des carburants et du butane est assurée par 5 opérateurs :

- TOTAL,
- VITO (réseau de distribution du groupe RUBIS),
- GPC (enseigne locale du groupe GADDARKHAN),
- ESSO (enseigne du groupe SOL),
- CAP (enseigne local du groupe BARBOTEAU).

Ces cinq opérateurs se partagent un réseau de 108 stations-service terrestres et maritimes réparties sur l'ensemble de l'archipel. L'approvisionnement de ces stations-service s'effectue par route, par une flotte composée de 121 véhicules de transport de matières dangereuses.

	Total
Essences	
essence auto	284 642
essence marine	0
essence aviation	0
Total	284 642
Gazole	
gazole routier	156 948
gazole non routier (GNR) (groupes électrogènes, boulangerie...)	6 373
gazole marine (gazole pêche, dml...)	8 791
Total	172 112
Fiouls	
fioul domestique	3 123
fioul lourd (soutage, métallurgie hors production d'électricité...)	2 235
Total	5 358
Carburéacteurs	
carburéacteurs / jet fuel	100 204
pétrole lampant	461
Total	100 665
GPL	
butane	12 126
propane	0
Total	12 126
Total tous produits	574 903

Figure 56 : Détail des quantités distribuées d'hydrocarbures et de gaz en tonnes (DEAL, SARA)

En terme de critère de sécurité, le Plan de Prévention des Ruptures en Approvisionnement en hydrocarbures (PPRA) pris par arrêté préfectoral du 27 janvier 2015 prévoit une liste de 41 stations-services sur l'ensemble du territoire qui seront réquisitionnées afin d'assurer la continuité d'approvisionnement en hydrocarbures notamment pour les clients prioritaires.

4.1.6 Enjeux, contraintes, critères de sécurité d'approvisionnement

4.1.6.1 Enjeu 1 : Absence de constitution de stocks stratégiques

Selon l'arrêté ministériel du 13 décembre 1993 relatif à la constitution des stocks stratégiques pétroliers dans les départements d'outre-mer, la Martinique et la Guadeloupe sont considérées comme une seule région pour les obligations propres des opérateurs ; ainsi ce stock peut être situé dans l'un des deux départements en totalité. Par ailleurs, cet arrêté ministériel impose un niveau d'obligation de 20 % des mises à la consommation réalisées sur le territoire dans les douze derniers mois, soit 73 jours de stock.

La révision de la réglementation relative à la fixation des prix des produits pétroliers dans les Départements Français d'Amérique (DFA) a conduit la SARA à dénoncer en octobre 2014 les contrats de mise à disposition de produits établis au bénéfice des opérateurs pétroliers, contrats qui garantissaient l'existence des stocks stratégiques dans ces DFA et permettaient aux opérateurs de remplir leur obligation légale.

Avant la dénonciation des contrats de constitution de stock stratégique pour le compte des pétroliers, le volume de stocks disponibles était globalement toujours inférieur aux minimums imposés, comme le montre le graphe ci-après de l'année 2011. Si l'obligation était en général relativement couverte pour l'essence, la situation était plus tendue pour le gazole, et le jet A1 (carburant avion). Les taux de couverture pour le fioul restaient critiques (< 40%, soit environ 30 jours d'autonomie), ce qui pouvait être directement préjudiciable à la production électrique en cas de situation de crise.

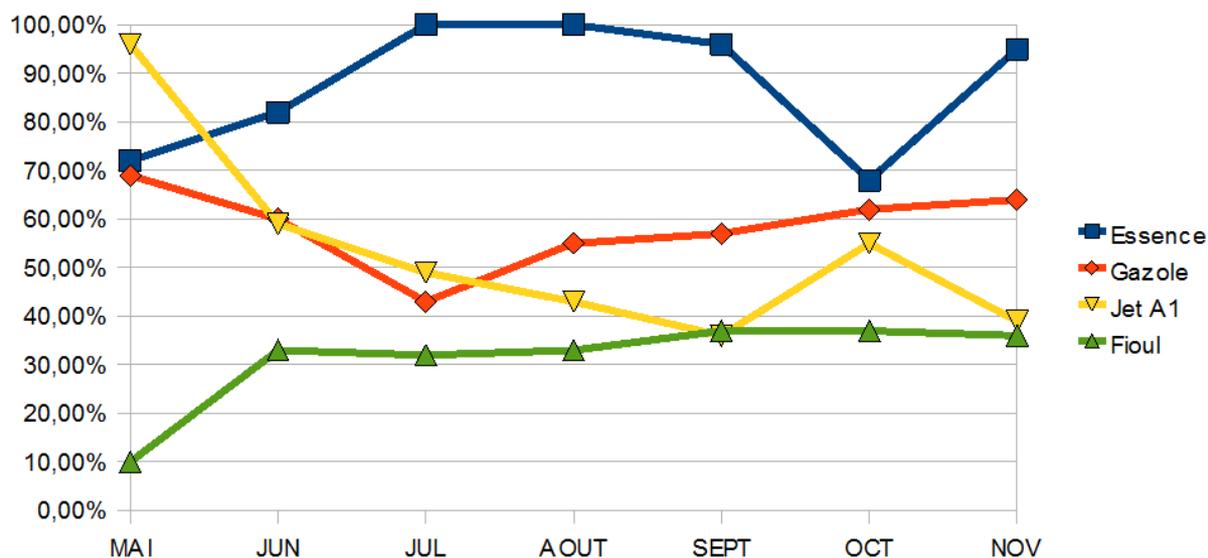


Figure 57 : Taux de couverture des obligations de stocks stratégiques en 2011 (SARA)

Bien que l'approvisionnement de la Guadeloupe demeure régulier, la nature cyclique de l'approvisionnement en produits commercialisables (cf. graphique ci-dessous) laisse planer un réel risque de rupture de produits commercialisables dans le département sans la présence de stocks stratégiques.

Une mission de l'Inspection Générale des Finances a conduit en mars 2015 une analyse de la structure des coûts de la SARA et de leur niveau de couverture par le prix de vente régulé. La mission a notamment examiné quels étaient les coûts occasionnés à la SARA par la constitution de stocks stratégiques qui ne seraient pas déjà pris en compte et compensé par le prix de vente administré. Elle a formulé certaines recommandations de nature à permettre à la SARA de reprendre la constitution de stocks stratégiques ; les discussions en cours entre la DGOM et la SARA, sur la base de ces recommandations, devraient permettre un rapide retour à une situation normale.

Le décret n°2016-55 du 29 janvier 2016 a défini un nouveau cadre pour la constitution des stocks stratégiques, avec deux nouveautés concernant les DOM. D'une part, il relève le comité professionnel (CPSSP) de la réalisation de sa part d'obligation, jusque-là fixée à 50%, cette obligation reposant désormais sur les opérateurs. Il ne s'agit que de prendre acte de la réalité de constitution des stocks dans les DOM, puisque le CPSSP y est absent et se reposait déjà sur les opérateurs pour réaliser sa part d'obligation.

D'autre part, il supprime le taux uniforme de 20% retenu jusque-là comme niveau des stocks à constituer et renvoie à un arrêté ministériel la fixation des nouveaux taux, potentiellement distincts selon les géographies et les produits pour mieux prendre en compte les différences entre tous les marchés de l'Outremer.

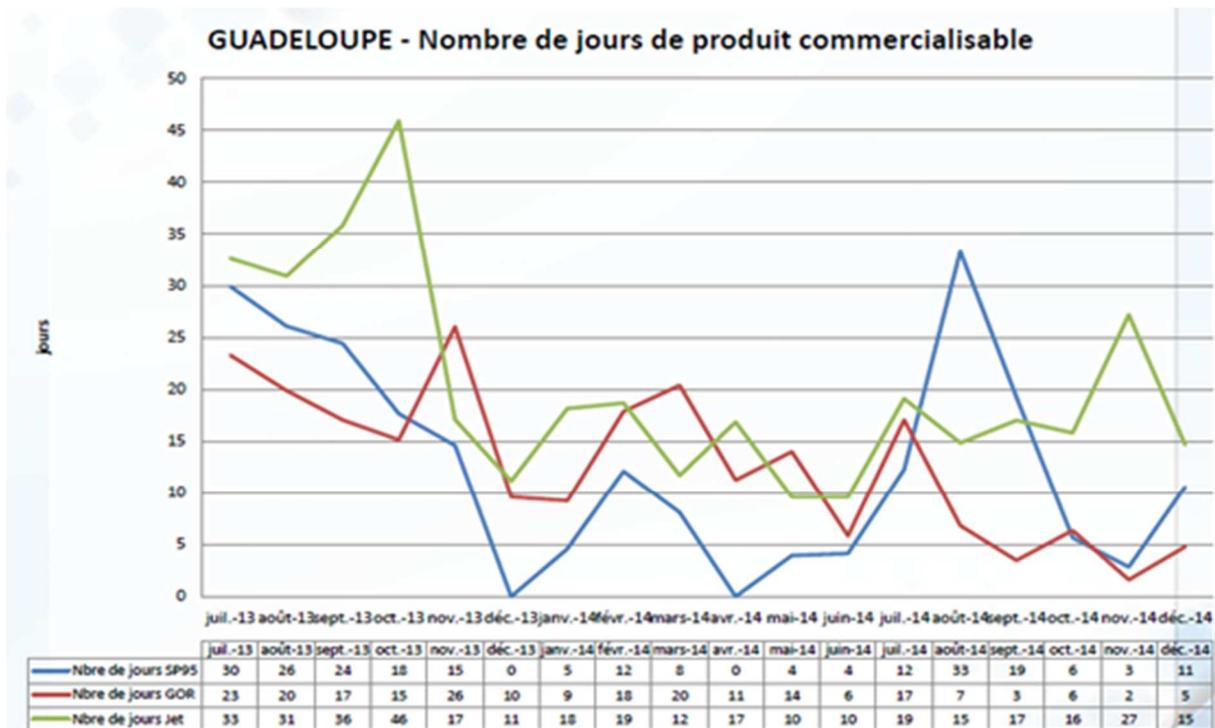


Figure 58 : Nombre de jours de produit en carburant commercialisable en Guadeloupe (SARA)

4.1.6.2 Enjeu 2 : Unicité du dépôt SARA de la pointe Jarry

La concentration des moyens de stockage de carburant sur le seul site de la SARA à la pointe Jarry présente un risque pour l’approvisionnement en cas d’aléas technologiques ou climatiques et naturels sur le dépôt.

Selon la SARA, il faudrait un sinistre de grande ampleur pour arrêter le fonctionnement de tout le dépôt. Un deuxième dépôt délocalisé de moindre ampleur serait une réponse à cet enjeu.

4.1.6.3 Enjeu 3 : Unicité de l’appointement pétrolier de Jarry

L’appointement pétrolier se trouve derrière le port Autonome au quai 10. La SARA est l’exploitant de l’appointement qui gère des déchargements pour d’autres sociétés (flexible de butane pour Rubis ou déchargement de fioul lourd pour EDF). Cet appointement se compose de :

- un quai de 50 m de long sur 6 m de large,
- 4 bras de déchargement articulés, en poste fixe, de type « marine », et équipés d’un dispositif de déconnexion d’urgence.

Le déchargement des produits vers le dépôt, via les lignes de produits est assuré par les pompes des navires. Lors des opérations de chargement d’un navire, ce sont les pompes du dépôt qui permettent le remplissage des cuves des navires.

En cas d’avarie ou de destruction de l’appointement, il est possible d’utiliser des flexibles afin de décharger directement les navires.

4.1.6.4 Enjeu 4 : Approvisionnement majoritairement assuré par la raffinerie de Martinique

Cet enjeu est lié d'une part aux contraintes d'exploitation de la raffinerie exploitée par la SARA en Martinique et d'autre part aux difficultés de trouver sur la zone US-Caraïbes du carburant conforme aux normes européennes. Compte tenu que la raffinerie ne peut fonctionner à stock plein permanent, il s'agit principalement de la fréquence de réception du brut, du rythme de traitement des unités de fabrication de produits finis, des incertitudes sur la quantité de produits chargés, des aléas de traitement de brut, des disponibilités des caboteurs pour les produits finis, des conditions de chargement et de voyage, des procédures de réception et de livraison de produits finis et des creux de fabrication en raffinerie. A ces contraintes d'exploitation peuvent s'ajouter les aléas climatiques, naturels et technologiques ou encore les mouvements sociaux.

4.2 Sécurité d'approvisionnement en électricité

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

Le seuil de défaillance retenu dans les bilans prévisionnels réalisés par EDF est une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité (en conformité avec le critère retenu en métropole). Les bilans prévisionnels pluriannuels sont donc établis avec pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins de La Guadeloupe et l'électricité disponible pour la satisfaire et, notamment, les besoins en puissance permettant de maintenir en dessous du seuil défini le risque de défaillance lié à une rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

Le parc de production doit donc permettre d'alimenter l'ensemble des clients au moment du pic de consommation, même en cas d'indisponibilité de certains moyens de production. Selon le BPEOD, le parc de production de la Guadeloupe et des îles du sud est parfaitement dimensionné, a minima jusqu'en 2020, pour que le seuil de défaillance soit inférieur à 3 heures par an.

Afin d'atteindre ces objectifs, les acteurs, qu'ils soient producteurs ou gestionnaire du réseau doivent garantir :

- la sécurité de l'approvisionnement en énergie primaire à destination de la production d'électricité,
- la sécurité de l'approvisionnement du réseau en production électrique,
- la sécurité de l'approvisionnement du consommateur en électricité.

4.2.1 Sécurisation de l'approvisionnement en énergie primaire

Chaque unité de production dispose de stock lui permettant de réduire au maximum les risques sur son approvisionnement en énergie primaire.

- **EDF Archipel Guadeloupe :**
 - Les turbines à combustion (TAC) sont approvisionnées en fuel léger par oléoduc depuis la SARA avec un stock de sécurité dédié de 6 000m³ réalisé par la SARA. Le site dispose lui-

même d'une réserve de fuel léger de 840 m³ permettant une utilisation de l'ensemble des TAC pendant environ 24 heures.

- Les îles du sud (Marie Galante, Les Saintes, La Désirade) disposent chacune de groupes diesel de secours installés en cas d'indisponibilité de la ligne électrique les reliant à la Guadeloupe continentale et sont approvisionnées par bateau. Chaque île dispose de sa réserve en fuel léger :
 - Marie – Galante : 500 m³ soit 10 jours de fonctionnement des groupes à pleine charge ;
 - Les Saintes : 120 m³, soit 10 jours de fonctionnement des groupes à pleine charge ;
 - La Désirade : 80 m³, soit 8 jours de fonctionnement des groupes à pleine charge.

- **EDF PEI Pointe Jarry (212 MWe) :**

Les 12 moteurs diesel de la centrale fonctionnent au fioul lourd à très basse teneur en soufre (FO2-TBTS) mais sont également convertibles au gaz naturel. Ces moteurs sont approvisionnés directement par voie maritime à raison d'un navire de 8 500 tonnes environ toutes les trois semaines. La centrale dispose d'installation de stockage d'un volume total de 38 684 m³. Cette capacité de stockage, gérée par EDF PEI, permet d'atteindre une autonomie de production d'électricité de 37 jours environ. Dans des conditions de production normales la consommation est estimée à environ 200 kt.

- **Albioma Le Moule (64 MWe) et Albioma Caraïbes (38 MWe) :**

Les 2 centrales sont approvisionnées à raison de 2 navires de 18 000t de charbon par mois. Cette fréquence étant de 1 navire de 18 000t en campagne sucrière. Les deux centrales d'ALBIOMA consomment environ 900t de charbon par jour. Les centrales disposent de 2 lieux d'installation de stockage charbon. La première est située à proximité des centrales au Moule avec une capacité totale de 23 200t de charbon tandis que la deuxième est située à Jarry près du port de déchargement avec une capacité de stockage de 6 000 t de charbon.

- **Energie Antilles, Contour Global (15,36 MWe) :**

La centrale est constituée de 3 groupes diesel de 13MW, 3 chaudières en cycle combiné de 2,4MW et d'un groupe diesel de secours. Elle est approvisionnée à 99% par du fioul lourd et 1% par du fioul domestique. Ces carburants sont livrés par la SARA 3 fois par semaine. La centrale dispose d'installation de stockage de capacité totale de 480m³ lui permettant de disposer d'une autonomie de production de 4 jours.

4.2.2 Sécurité d'approvisionnement en production électrique

L'approvisionnement en production sur le réseau se fait selon les obligations d'achat puis du contrat le moins cher au plus cher pour couvrir la demande journalière et notamment les 2 pics de consommations de la mi-journée et du soir

L'indisponibilité d'un moyen de production engendre des perturbations importantes sur le système électrique. Par exemple, une centrale de 40 MW en Guadeloupe représente 20% de la production.

Pour sécuriser l’approvisionnement du réseau en électricité en anticipant l’évolution de la pointe de consommation, en dimensionnant le parc de production nécessaire pour couvrir les besoins à venir et en planifiant les arrêts des moyens de production (entretien, etc), EDF s’est doté de 2 outils de planification :

- A long terme : Bilans Prévisionnels de l’équilibre offre-demande (BPEOD)
- A moyen-court terme : Etude des placements des moyens de production (arrêts annuels, etc).

4.2.2.1 Evaluation des besoins de puissance

A travers son BPEOD, EDF met en relation les projections de la demande et les moyens de production en cours d’exploitation. Ainsi, EDF identifie les besoins en puissance garantie suivant :

En MW		2016	2017	2018	2019	2020	2021-2025	2026-2030
Scénario référence MDE	Base							
	Pointe					20	2x20	20
Scénario MDE renforcée	Base							
	Pointe						2x20	

Renouvellement
 Nouveau besoin

Figure 59 : Besoin en puissance garantie selon les projections du BPEOD 2015 (EDF Archipel Guadeloupe)

A noter, ces projections ne tiennent pas compte (car marginales aujourd’hui) de la consommation des navires à quais ni de celle induite par le développement du véhicule électrique et de l’usage de borne de charge, notamment les charges rapides qui pourraient fortement influencer la puissance d’appel.

Egalement, n’apparaît pas dans ce tableau le déclassement de la TAC 2 en 2017 (EDF SEI). En effet, EDF juge que son renouvellement n’est pas nécessaire pour garantir l’approvisionnement du réseau.

EDF pointe le besoin de production de 20 MW supplémentaire en 2020 dans le cadre du scénario de référence MDE uniquement. Ces besoins matérialisent l’arrivée à terme du contrat d’achat de la Centrale Energies Antilles (Contour Global, 15 MW) et la possibilité de renouveler uniquement celui-ci par l’exploitation d’un groupe de 20 MW de pointe.

EDF identifie également un besoin de pointe de 2 x 20 MW entre 2021 et 2025 quel que soit le scénario d’évolution de la demande. En effet, les TAC 3 et 4 d’EDF SEI (20 MW chacune) seront déclassées à ces échéances, laissant apparaître des hypothèses de renouvellement à confirmer selon l’évolution des besoins qui seront identifiés durant les prochaines années.

4.2.2.2 Services réseau et réserve primaire

Pour garantir la sûreté du système, il est indispensable de disposer de moyens de production, appelés « réserve primaires » capable des compenser les variations de productions en temps réel.

En Guadeloupe, les groupes capables de fournir ces services système sont exploités par les centrales thermiques du Moule, de Pointe Jarry et les TAC. Non exploités au maximum de leur capacité et disposant donc de réserves, ils peuvent compenser rapidement toute baisse de production.

Chaque année, EDF et tous les producteurs réalisent un prévisionnel sur le placement des arrêts de groupe et les risques associés. Les ajustements de placements avec les producteurs entre J-15 et J-1 font l’objet d’études de placement J-1.

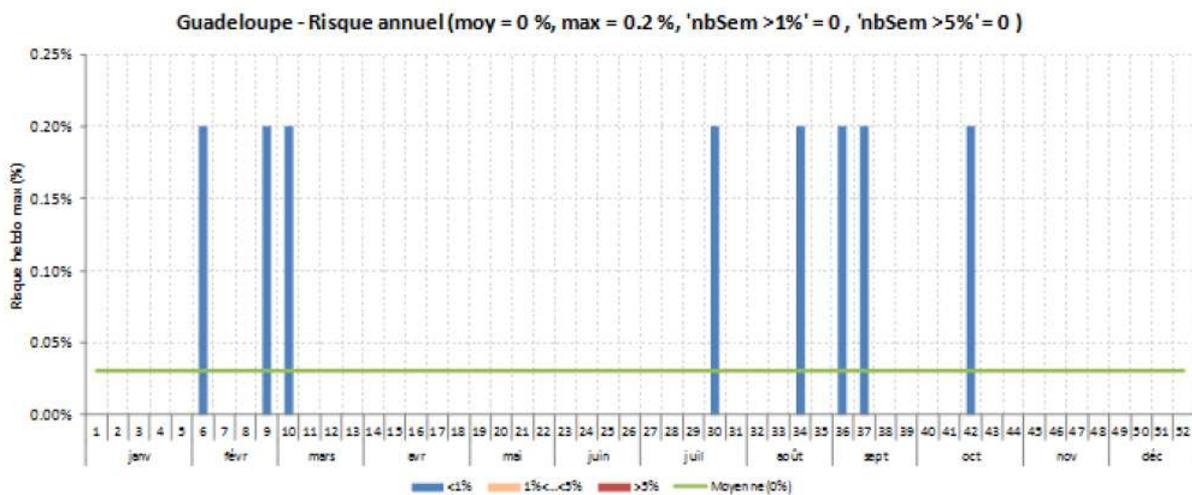


Figure 60 : Etude de placement des arrêts de production (EDF)

4.2.3 Sécurité d’alimentation électrique des consommateurs

Pour préserver l’équilibre offre–demande en temps réel, selon la norme européenne, le gestionnaire du réseau doit maintenir la fréquence du réseau à 95% du temps entre 49 et 51 Hz. Si malgré la compensation de la production par la réserve primaire la fréquence du réseau passe en dessous du seuil de 49 Hz, le gestionnaire de réseau procède à des délestages. En Guadeloupe, 25% des clients sont non délestables. Il s’agit de bâtiments prioritaires fixés par arrêté préfectoral et des clients disposés sur la même ligne. Comme nous pouvons le voir dans le tableau ci-dessous, une diminution de 0,5Hz sous le seuil des 49Hz implique une puissance délestée sur le réseau de 10%, et de 10% supplémentaires pour une fréquence tombant à 48,3 Hz.

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4	Niveau 5	Non délestable (clients prioritaires)
Seuil (Hz)	48.5	48.2	47.9	47.6	47.2	
P délestée	10 %	10 %	10 %	10 %	35%	25%

Figure 61 : Seuils de fréquence et puissance délestée (EDF)

Il est à noter que dans un système insulaire, les délestages ne sont pas uniquement liés à un déséquilibre entre l’offre et la demande d’électricité. Les causes les plus rencontrées sont la PPE 2016-2018 de la Guadeloupe

défaillance de matériel, la végétation luxuriante et élagage compliqué par la complexité des accès, les efforts anormaux sur les réseaux par tempête de vent ou de pluie conséquentes. Une part importante est également due aux détériorations des câbles souterrains lors des travaux réalisés par des tiers.

Afin de se prémunir contre ces aléas et garantir la sécurité de l'alimentation des consommateurs par le réseau électrique, EDF mets en place différents outils de planification :

- A long terme : schéma de développement du réseau
- A moyen - court terme : adoption de schémas de réseau de secours

On constate que le temps de coupure moyenne de la clientèle est en nette diminution sur le territoire (-38% depuis 2010). EDF l'estime à 248 mn (4h) en 2014, pour 67 mn en métropole.

4.3 Synthèse des enjeux et orientation concernant la sécurité d'approvisionnement en énergie

- Approvisionnements en carburants :

L'expérience montre que la très grande majorité des ruptures d'approvisionnement relevées ces dernières années ont une origine locale et non pas internationale. En effet quand le sud des Etats Unis a subi en 2005 une pénurie dramatique de carburant, c'est parce que les ouragans Rita et Katerina avaient noyé toutes les raffineries situées sur le littoral américain du golfe du Mexique.

En Guadeloupe les derniers événements cycloniques et en particulier lors du passage du cyclone Hugo en 1989, les installations de stockage de la SARA n'ont pas subi d'avaries majeures et ont pu être de suite opérationnelles.

L'évolution de la réglementation en matière de stocks stratégiques de produits pétroliers (décret n°2016-55) et, en parallèle, l'évolution prochaine de la prise en charge des coûts de constitution et de maintien de ces stocks, permettront de répondre plus efficacement à cette exigence avec les installations de stockage de carburant actuelles.

En conséquence, il semble que la diversité des voies d'approvisionnement et l'organisation misent en place par la SARA, conjuguée avec des installations de stockage d'hydrocarbures soumises à la directive SEVESO II, sont de nature à assurer la sécurité d'approvisionnement en hydrocarbures de l'archipel de Guadeloupe au cours de ces dernières années.

- Approvisionnements en électricité :

La PPE 2016-208 tient compte des éléments transmis par le gestionnaire de réseau dans le BPEOD 2015.

Compte tenu de la mise en service de la centrale de Pointe Jarry en 2015, des perspectives d'évolution de la demande et de développement des énergies renouvelables, quel que soit le

scénario considéré, la Guadeloupe doit pouvoir subvenir à ses besoins d'alimentation électrique en base.

En revanche, le profil de consommation journalière observé aujourd'hui en Guadeloupe (voir au chapitre 3.1.2 Evolution de la demande en électricité) impose le recours à des moyens de production de pointe (Turbines A Combustion) lors des pics de consommation.

En s'appuyant sur le scénario de référence MDE du BPEOD 2015, la PPE 2016-2018 pose la question d'engager, ou non, le renouvellement des moyens de production de pointe identifiés par le gestionnaire de réseau, la première échéance étant pour 2020 (20 MW).

Compte tenu des efforts soutenus visés en Guadeloupe, d'ici 2018 et au-delà, en matière de maîtrise de la demande d'énergie, d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables (voir ci-après au chapitre 5), la PPE demande au gestionnaire de réseau de proposer, dans les BPEOD à venir (2016, 2017 et 2018), une révision des besoins de renouvellement ou de création de moyens de production de pointe, thermiques en particulier.

De cette façon, la PPE 2019-2023, en ayant pu vérifier l'évolution des projections formalisées en 2015, pourra procéder, en connaissance de cause, à une ré-évaluation complète des besoins de renouvellement en pointe affichés aujourd'hui.

Dans tous les cas, la PPE veille à satisfaire les exigences de sécurité d'approvisionnement et d'alimentation en électricité de tous les guadeloupéens.

5 L'offre d'énergie

5.1 Moyens de production actuels d'électricité

Producteur	Site	Type	Groupe	Date de mise en service	Puissance
Albioma	Le Moule	Charbon / bagasse	1 et 2	1998	59,5 MW (30,0+29,5 MW)
Albioma	Caraïbes Energie	Charbon		2011	34,0 MW
EDF-PEI	Jarry	Diesel	1 à 12	2014 à 2015	211,0 MW (12x17,6 MW)
Contour Global	Energies Antilles	Diesel	1 à 3	2000	15,0 MW (3 x 5 MW)
EDF	Jarry sud	TAC	TAC 2	1988 (1980 en métropole)	20,0 MW
EDF	Jarry sud	TAC	TAC 3	1988 (1980 en métropole)	20,0 MW
EDF	Jarry sud	TAC	TAC 4	1993	20,0 MW
EDF	Jarry sud	TAC	TAC 5	2004	40,0 MW
EDF	Iles du sud	Diesel de secours		(multiples)	10,2 MW (7,1+1,6+1,5 MW)
BRGM	Bouillante	Géothermie	1	1986	3,5 MW
BRGM	Bouillante	Géothermie	2	2004	10,0 MW
EDF	Bananier	Hydraulique	Amont et aval	1994	3,0 MW (1,2x1,8 MW)
FHA	Le Carbet	Hydraulique		1993	3,5 MW
(multiples)	(multiples)	Hydraulique		(multiples)	2,2 MW
(multiples)	(multiples)	Eolien		(multiples)	27,4 MW
(multiples)	(multiples)	Photovoltaïque		(multiples)	66,9 MW (fin 2014)
Total					546 MW

Figure 62 : Parc de production d'électricité installé en Guadeloupe (EDF SEI, BPEOD 2015)

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

Document de planification stratégique, la PPE doit servir les objectifs de :

- Développement économique et social local lié au développement des filières d'énergie renouvelables et aux autres installations de production d'énergie ;
- Mobilisation des ressources énergétiques locales en intégrant les problématiques de conflit d'usage (biomasse, géothermie, etc ...) mais également de valorisation des déchets dans une logique d'économie circulaire,
- Développement durable et de lutte contre le changement climatique.

En 2014, les énergies renouvelables ont représenté 10% des consommations d'énergie primaire de la Guadeloupe dont la majorité provient de l'énergie géothermique. Les autres énergies primaires renouvelables ne sont pas significativement représentées.

Un réel enjeu réside donc dans la mobilisation de l'énergie primaire renouvelable et locale pour atteindre l'objectif de 50% dans les consommations finales d'ici 2020 et ainsi engager une véritable transition énergétique.

Ce développement doit veiller à garantir la sécurité et la stabilité du réseau de distribution de carburant et d'électricité en garantissant les capacités de puissance et d'infrastructures de stockage de l'énergie. Ceci implique le développement et le renforcement du réseau pour accueillir ces évolutions.

Pour parvenir à ces fins, la Région Guadeloupe, l'Etat et les partenaires institutionnels s'engagent au travers de la PPE à structurer les filières locales au bénéfice de l'emploi et du développement durable en donnant un signal fort aux investisseurs :

- par la mise en place de solutions de financement innovantes de la transition énergétique,
- par la mise en œuvre de leviers d'action pour lever les contraintes et offrir de meilleures opportunités aux investisseurs.

Rappel des objectifs PRERURE :

Scénario PRERURE	2011	2020	
		MW	% production
Géothermie	15 MW	45	18%
Biomasse	11 éqMW	27	12%
Eolien	27 MW	66	7%
PV	54 MW	90	7%
Hydroélectricité	9,4 MW	14	2%
Biogaz et déchets	0,2 MW	16	6%
Nouvelle EnR	–	1	0%
Total EnR % demande	–	–	52%

Figure 63 : Rappel des objectifs de développement des puissances EnR installées d'ici 2020 du PRERURE

5.3 Objectifs pour les énergies renouvelables stables

Les orientations de la PPE s'inscrivent en cohérence avec celles exprimées par la Région dans le cadre de son PRERURE 2020 et 2030, sans perdre de vue les potentiels conflits d'usages induits par la mobilisation de ces ressources, ni les enjeux de consommation d'espace, notamment agricole, découlant de la mise en œuvre de ces projets. Les orientations de la PPE résultent d'une concertation des acteurs des filières concernées. Elle tient compte du degré de maturité et de l'avancement des projets en cours et identifiés. Les objectifs quantitatifs et qualitatifs fixés dans la PPE pour la filière énergie sont donc ambitieux et réalistes. Ils contribuent au renforcement des ambitions portées jusqu'alors par la Région.

5.3.1 Géothermie

Sur la base de son expérience historique, la Région Guadeloupe, par une motion adoptée en séance plénière le 26 Octobre 2015, soutient le développement de la géothermie sur son territoire, à Bouillante en particulier et dans la Caraïbe en tant que ressource « renouvelable dé-carbonée, de base, maîtrisée sur le plan de son exploitation technique et caractérisée par sa disponibilité et son faible coût d'exploitation ».

Par cette motion, le territoire :

- Demande de mobiliser les moyens nécessaires pour permettre le développement de la géothermie à Bouillante,
- Entérine l'inscription dans la PPE à l'horizon 2018 et 2023 des objectifs d'extension des capacités de production dans le périmètre de Bouillante pour contribuer à l'atteinte des objectifs d'autonomie énergétique d'ici 2030,
- Souhaite mettre en place une redevance sur l'exploitation de la ressource naturelle au profit des collectivités locales,
- Soutient le développement de la géothermie en Guadeloupe et dans la Caraïbe,
- Mobilisera le FEDER dans les phases de développement « à risque » du projet de Bouillante, notamment pour en faciliter l'acceptation sociale et environnementale, sous réserve de la qualité de la démarche présentée par le porteur de projet,
- Rappelle ses objectifs en matière d'excellence environnementale, de recherche-développement, de formation initiale, de création d'emplois qui fondent sa politique de développement des EnR et singulièrement de la géothermie,
- Souligne la volonté de développer en Guadeloupe un centre d'excellence sur la géothermie en cohérence avec les initiatives menées en faveur du renforcement des compétences dans le développement des EnR et des actions de maîtrise de la demande d'énergie.

A noter que le PO FEDER 2014-2020 a prévu de soutenir l'exploration et le développement de nouveaux potentiels de géothermie sur le territoire.

Egalement, des travaux exploratoires dans le cadre du programme GEOTREF, menés par un opérateur privé, sont en cours dans la zone de Vieux-Habitants afin de caractériser l'existence d'une ressource géothermale exploitable. Une demande de permis exclusif de recherche de gîtes géothermiques à haute température a été instruite et est actuellement à la signature après avis favorable du CGIET le 11 février 2016.

Le programme GEOTREF (GEothermie haute énergie dans les REservoirs Fracturés) a été retenu par le Commissariat Général aux Investissements (CGI) au titre du Programme Investissements d'Avenir (PIA). Au-delà de sa composante recherche (voir au chapitre 7.2.4), il intègre un volet démonstrateur porté par une entreprise guadeloupéenne, qui consiste en la qualification de la ressource géothermale sur le sud de la Basse Terre. Le programme, suivi par l'ADEME pour le compte du CGI, prévoit la production d'électricité à partir de la ressource qui aura été validée dans la zone (scénario entre 10 et 20 MWe en 2021). Les travaux exploratoires de surface ont débuté en 2015, et devraient s'achever au travers de la réalisation de forages exploratoires programmés à partir du deuxième semestre 2017.

5.3.1.1 Centrale de Bouillante

Etat des lieux :

La région Guadeloupe bénéficie d'une expérience historique et unique dans le développement et l'exploitation d'une unité de production d'électricité valorisant l'énergie géothermique d'origine volcanique. Cette expérience française est aujourd'hui largement reconnue et inspire d'autres états de la Grande Caraïbe.

Surtout, la géothermie permet de produire une énergie de base à coût maîtrisé (entre 100 et 200 € du MWh). Exploitée dans le respect de l'état du réservoir, c'est une énergie renouvelable qui émet très peu de gaz à effet de serre.

La géothermie contribue à la création de valeur ajoutée locale par le renforcement des compétences (formations d'ingénieurs) et le recours à des entreprises du territoire pour assurer l'entretien et la maintenance des installations.

Enfin, l'exploitation des ressources géothermales volcaniques à haute température permet le développement d'un savoir-faire industriel d'intérêt national et exportable.

Enjeux :

En Guadeloupe, la centrale actuelle implantée sur la commune de Bouillante compte deux unités de production, B1 et B2, implantées dans le bourg, pour une puissance nette totale de 14 MW environ. Compte tenu des limitations actuelles de production qui résultent de la nécessité de maintenir la pression du réservoir géothermique, la production attendue en 2015 est de l'ordre de 75 GWh, soit une puissance moyenne équivalente de 10,25 MW calculée sur la base d'une disponibilité de 85% (pour une puissance instantanée maximale de 14 MW environ).

Un programme d'investissements ambitieux a été défini jusqu'en 2023 par l'exploitant actuel afin d'accroître la production d'électricité et de développer l'exploitation de la ressource géothermale.

Perspectives :

Le programme envisagé pour le développement de la production comporte deux projets majeurs :

- **Renforcement des capacités de production de l'usine actuelle.** Il prévoit les évolutions suivantes pour un budget estimé de 50 M€ :
 - o Maintien de l'unité B2 (10 MW) dans sa configuration actuelle,
 - o Dès 2018, augmentation de la capacité de réinjection pour optimiser la production des unités B1 et B2,
 - o Réalisation de nouveaux forages (de production et de réinjection et/ou surveillance), ce qui permettrait notamment de réduire les rejets d'eau chaude en mer,
 - o Construction d'ici 2023 d'une unité B1bis d'une puissance nette de 12,8 MW destinée à remplacer l'unité B1 actuelle de 4 MW,

- **Création d'un nouveau site de production** à préciser au nord de la baie de Bouillante, projet de Bouillante 3, pour un montant estimé aujourd'hui à 90 M€ :
 - o Implantation de forages
 - o Implantation d'une nouvelle centrale d'une puissance envisagée de 20 MW.

En 2018 comme en 2020, après la première phase d'investissement envisagée, consistant pour l'essentiel en un renforcement des capacités de ré-injection, la capacité de production des 2 unités principales (B1 + B2) devrait ainsi pouvoir atteindre 100 GWh. Soit une puissance moyenne équivalente de 13,6 MW sur la base d'une disponibilité de 85% à comparer à une puissance maximale instantanée de 14 MW.

A partir de 2023, la mise en service prévues des deux nouvelles unités B1bis et B3 permettrait de porter la puissance installée à 42,8 MW et la production à 330 GWh.

Objectifs à 2018 pour la centrale géothermie de Bouillante :

La PPE considère que les conditions pour engager les travaux d'optimisation et de renforcement des unités de production existantes sur Bouillante seront réunies d'ici 2018.

Si la puissance installée en 2018 ne change pas, l'amélioration des conditions de production contribue à stabiliser le taux de disponibilité (objectif de 85%) ainsi que le productible associé (objectif de 100 GWh par an.)

Pour 2023, ce scénario permet d'envisager une augmentation de la capacité de production installée sur le site du bourg pour atteindre au moins 20 MW (contre 14 MW en 2015).

Les PPE à venir tiendront compte des résultats des campagnes exploratoires menées sur le territoire de la Guadeloupe et destinées à mettre en évidence l'existence d'une ressource géothermique exploitable.

D'ici 2030, la PPE se fixe comme objectif d'ajouter 20 MW supplémentaires pour atteindre 40 MW de puissance installée en Guadeloupe et compter pour près de 16% de la production livrée au réseau.

5.3.1.2 Importation d'électricité d'origine géothermique en provenance de la Dominique

Etat des lieux :

Le gouvernement de l'île voisine de la Dominique porte un projet de construction d'une centrale géothermique de production d'électricité. Le potentiel exploré de l'île se situe dans la vallée en amont de la capitale Roseau. Il constitue une ressource qui important qui, selon les estimations les plus favorables, permettrait l'implantation d'une unité de production d'environ 200 MW.

A court terme, le projet privilégierait la réalisation d'une « petite » unité de 10 MW permettant de répondre à la demande locale d'électricité (de l'ordre de 100 GWh par an issus à 64% des fossiles et 36% de l'hydraulique pour environ 71 300 habitants et un besoin de pointe de 17 MW). A moyen terme, et selon le comportement du réservoir, il s'agirait de développer la puissance nette disponible et d'en exporter, via une interconnexion électrique à construire, la production vers les îles voisines de la Guadeloupe et de la Martinique, équivalent une puissance installée de l'ordre de 2 x 20 MW.

Enjeux :

Le développement de projets exploitant la géothermie demande des moyens conséquents et présente des risques importants liés au caractère exploratoire des phases préalables à une mise en exploitation. Pour un industriel, la décision d'investir dans un projet de géothermie fait donc l'objet d'une analyse coûts/bénéfices poussée. Le projet de la Dominique a ainsi fait l'objet ces deux dernières années de l'intérêt successif de grands groupes industriels, sans toutefois aboutir à ce jour.

Le gouvernement de la Dominique reste très impliqué dans le portage du projet avec l'objectif prioritaire de poursuivre le développement d'une première unité d'une dizaine de mégawatts. Les négociations s'orientent désormais vers l'identification de porteurs industriels d'une taille plus modeste et sans doute plus à même de s'adapter au contexte spécifique insulaire Caraïben.

Perspectives :

Depuis 2008, la Région Guadeloupe soutient activement le développement du projet géothermie de la Dominique, notamment par le biais de la mobilisation des fonds européens du programme INTERREG 4 au travers des projets Géothermie Caraïbe Phases 1 et 2 (GC 1 et 2). Les projets GC 1 et 2 ont ainsi permis la réalisation d'études techniques, sociales et environnementales spécifiques au projet de la Dominique, avec pour objectif d'en tirer des bonnes pratiques exportables dans toutes les îles de la Caraïbe porteuses de projet de géothermie. Le projet GC 2 se termine fin 2015 et devrait se poursuivre dans le cadre du programme INTERREG 5. Il s'agira notamment d'étudier l'opportunité d'implanter en Guadeloupe un Centre d'Excellence sur la géothermie volcanique à haute température, véritable soutien de recherche et développement au service de la géothermie dans la Caraïbe.

Dans cette logique, la Guadeloupe souhaite poursuivre son engagement aux côtés du Gouvernement de la Dominique pour à la fois répondre aux besoins locaux de consommation mais également envisager le développement d'une production exportable à terme. Celle-ci viendrait contribuer à l'atteinte des objectifs de développement de la part des EnR dans le mix de production d'électricité guadeloupéenne visés par le PRERURE et aujourd'hui renforcés par la PPE.

Objectifs à 2018 pour le projet géothermie de la Dominique :

La Guadeloupe affirme dans la PPE 2018 son soutien actif au développement du projet de la Dominique parce qu'il permettrait à la fois d'accélérer l'atteinte des objectifs de transition énergétique et de sécuriser l'approvisionnement en électricité en s'appuyant sur une production garantie à faible impact environnemental et à coût maîtrisé.

Toutefois, compte tenu du retard pris dans le développement du projet à la Dominique et de la nécessité, pour que la production puisse influencer l'évolution du mix énergétique guadeloupéen, de disposer d'une interconnexion électrique (inexistante à ce jour), la PPE ne retient pas l'objectif initialement considéré dans le PRERURE de +15 MW livrés à la Guadeloupe à l'horizon 2020.

Les révisions à venir de la PPE permettront de tenir compte des dernières avancées du projet et d'intégrer des objectifs de production dès qu'ils seront connus.

La PPE 2018 précise que la scénarisation de l'évolution des moyens de production, l'élaboration du S3REnR et tout autre document de programmation des investissements dans le renforcement ou l'extension du réseau électrique guadeloupéen devront intégrer la possibilité d'une puissance importée en provenance la Dominique comprise entre +20 et +40 MW à l'horizon 2030.

Le gestionnaire de réseau étudiera dès 2016, et par anticipation, l'impact sur le réseau guadeloupéen induit par l'importation possible d'électricité produite par la Dominique.

5.3.2 Biomasse et déchets

Alors que le potentiel de l'ensemble des filières biomasse est considérable en Guadeloupe⁷, de l'ordre de 900 000 tonnes par an, il reste peu valorisé. Seules deux filières, bagasse de canne à sucre pour la production de d'électricité et de chaleur d'une part et les déchets verts non ligneux d'autre part comptent pour 65% du potentiel mobilisé. L'une des principales difficultés réside dans la coordination et le pilotage des interventions des acteurs locaux.

Le Comité de Pilotage Biomasse « Energie », réuni à l'initiative du Conseil Régional, a très tôt identifié le besoin de structuration de cette filière. Compte tenu de l'importance de la diversité de la production, les membres du Comité de Pilotage ont collectivement approuvé le besoin de formaliser une stratégie régionale à l'horizon 2020 de gestion et de valorisation de la biomasse. Cette approche stratégique doit permettre d'optimiser l'exploitation de la ressource et de limiter les conflits d'usages qui commencent à se faire sentir.

Elle constituera le Plan de Développement de la Biomasse demandé à l'article 203 de la LTECV du 17 août 2015.

Cette réflexion s'inscrit dans un contexte plus global où :

- L'Europe promeut les biocarburants et carburants renouvelables (avec des objectifs d'introduction de biocarburants en 2020)⁸ ;
- La France contraint les gros producteurs de bio-déchets à valoriser leur gisement⁹ ;
- La France a fixé des objectifs d'autonomie énergétique pour les outre-mer de 50% d'origine renouvelable d'ici 2020 et d'autonomie en 2030 ;
- Le département de la Guadeloupe a fixé dans son PDEDMA des objectifs de valorisation de déchets en 2020 à 2/3 des déchets produits traités, valorisés par la voie agronomique ou matière ;
- La Région Guadeloupe a fixé dans son PRERURE des objectifs de production électrique issus de la biomasse à 12% d'ici 2020 et 13% en 2030 et des déchets à 6% en 2030 et d'autonomie énergétique de 25% en 2020, 50% en 2030 et totale en 2050, impliquant un approvisionnement local en biomasse et déchets.

⁷ Rapport « valorisation de la biomasse en Guadeloupe », CGAAER, J-Y Grosclaude, Juin 2015.

⁸ Directives 98/70/CE, 2003/30/CE, 2003/96/CE, 2009/28/CE

⁹ Article L 541-21-1 du code de l'environnement

Parmi les ressources renouvelables à exploiter sur le territoire, le développement de la biomasse a été identifié comme un enjeu majeur pour l'atteinte des objectifs d'autonomie énergétique mentionnés par le PRERURE et renforcés par la PPE.

En effet, cette filière dispose de plusieurs points forts en termes de :

- Production d'énergie : fort potentiel, production en base, services réseau associés (stock et réserve primaire),
- Développement local : création et/ou maintien d'activité et d'emplois ancrés sur le territoire, nouveau débouché et source de revenus complémentaires pour le secteur agricole.

Une attention particulière devra être portée par les porteurs de projets dans l'évaluation de l'ensemble des impacts environnementaux induits par leurs opérations. En effet, le territoire attache une importance particulière à la maîtrise de l'ensemble des impacts générés par les projets sur toute leur chaîne de valeur : du lieu de production au point de consommation.

Les paragraphes suivants décrivent les axes retenus dans le cadre de la PPE de Guadeloupe concernant la valorisation de la biomasse.

5.3.2.1 Biomasse énergie

Etat des lieux :

Aujourd'hui, les unités de production d'énergie à partir de biomasse sont :

- **Combustion et production d'électricité par cogénération :**
 - o Albioma Le Moule 1 et 2 et Albioma Caraïbes : 60 GWh électriques produits en 2014
Energie primaire : bagasse
 - o Bologne : chaleur et électricité en partie autoconsommée
Energie primaire : bagasse
- **Combustion et production de chaleur :**
 - o Distilleries : chaleur autoconsommée
Energie primaire : bagasse
- **Méthanisation :**
 - o Distillerie Bologne : 9 MWh électriques livrés au réseau en 2014, le reste de la production est autoconsommé.
Energie primaire : vinasses

La majorité des MWh produits sont issus de la combustion de la bagasse. Sous-produit de la fabrication du rhum et du sucre, sa production est saisonnière et fait l'objet d'une « prime bagasse ». Instaurée par le décret du 29 octobre 2009 et récemment mise à jour par l'arrêté du 18 octobre 2015 qui en fixe le montant à 14,5 € par tonne de canne à sucre contre 13 € auparavant, cette prime permet aux agriculteurs de diversifier leur source de revenus et de soutenir la filière canne par la valorisation d'un sous-produit du secteur. On considère le coût de la production d'électricité à partir de bagasse en Guadeloupe à 180€ / MWh.

Enjeux :

Les enjeux du développement de la filière biomasse - énergie sont principalement basés sur :

PPE 2016-2018 de la Guadeloupe

- le développement de filières d’approvisionnement local pour tendre vers les objectifs d’autonomie énergétiques
- la non-concurrence des usages de la biomasse
- la préservation des terres agricoles pour de l’agriculture non vivrière.

Perspectives :

Les paragraphes suivants ont été modifiés en prévision de la v5.

En cohérence avec les orientations prévues par la Loi de transition énergétique, un Plan de Développement de la Biomasse sera réalisé en Guadeloupe d’ici fin 2018 par l’Etat et la Région. Il permettra l’identification et la réalisation d’actions nécessaires à la structuration de la filière permettant aux investisseurs une meilleure lisibilité pour la mise en œuvre de projets créateurs d’emplois pérennes.

Aujourd’hui la concertation menée avec les porteurs de projets a permis d’identifier sur le territoire guadeloupéen un potentiel de développement de l’énergie produite à partir de biomasse d’environ 65 MW supplémentaires d’ici 2023 au travers de plusieurs projets.

Les perspectives de développement de la biomasse énergie reposent notamment sur l’augmentation de la part de biomasse dans les unités de production thermique conventionnelles d’électricité fonctionnant à partir du charbon. La montée en puissance progressive de la fraction biomasse dans ces unités (objectif de 43 MW d’ici 2023 pour la centrale thermique du Moule), en substitution du charbon utilisé aujourd’hui, constitue un objectif réaliste concourant à l’atteinte des objectifs d’autonomie énergétique du territoire. Le rythme de substitution du charbon par de la biomasse dépendra de la capacité à mobiliser les ressources tirées, en priorité, de la production locale.

Dans une perspective de renforcement de l’autonomie énergétique du territoire, l’effort des acteurs locaux se focalisera sur la valorisation de l’offre de biomasse locale par une meilleure organisation et optimisation des conditions de captation (sous-produits de l’industrie de la canne, déchets verts des collectivités, déchets bois ...) à des fins de valorisation énergétique, notamment par combustion.

Par ailleurs, le Plan de Développement de la Biomasse comportera un volet sur la qualité, l’origine et les conditions d’exploitation de la biomasse.

Objectifs de développement de la biomasse :

La PPE de Guadeloupe retient un objectif de développement de la biomasse en équivalent puissance électrique de +65 MW installés sur le territoire d’ici 2023, dont une majeure partie (43MW) viendront en substitution de moyens thermiques au charbon. L’objectif en 2023 est le remplacement de production à partir de charbon par une production issue à 100% de la valorisation énergétique de biomasse.

Au travers du Plan de Développement de la Biomasse qui sera réalisé en Guadeloupe d’ici fin 2018 par l’Etat et la Région, l’objectif est de structurer la filière notamment pour alimenter les installations de valorisation de biomasse destinée à la production d’électricité par combustion.

5.3.2.2 Valorisation énergétique des déchets

Etat des lieux :

Selon l'observatoire des déchets de Guadeloupe, près de 370 800 tonnes en 2013 (hors déchets du BTP) ont été collectées et acheminées vers des installations de traitement. Toutefois, 74%, soit de l'ordre de 273 000 tonnes sont enfouis, en baisse de -2,5% par rapport à 2012. Environ 98 000 tonnes sont valorisées, pour l'essentiel par compostage et via des filières spécialisées (verre, huiles usagées, DEEE, batteries, etc) en Guadeloupe mais aussi en dehors du territoire. Le gisement de valorisation des déchets est donc conséquent. Aujourd'hui, seule la distillerie Bologne en Basse-Terre valorise énergétiquement ses déchets organiques, bagasse et vinasses, notamment par la mobilisation d'une unité de méthanisation couplée à une centrale de cogénération d'une puissance d'environ 0,19 MW.

Egalement, le site d'enfouissement de l'Espérance sur la commune de Sainte-Rose est doté d'un réseau de collecte du biogaz de stockage destiné à une future valorisation énergétique.

Enjeux :

Compte tenu des volumes importants de déchets produits sur le territoire et des contraintes, notamment foncières et environnementales, liées au stockage, la valorisation des déchets constitue un enjeu prioritaire pour la Guadeloupe. Si la valorisation matière constitue un objectif prioritaire, des projets sont à l'étude pour développer des capacités de production d'énergie additionnelles.

Perspectives :

A ce jour, le seul projet identifié à l'horizon 2018 porte sur la valorisation d'un potentiel de l'ordre de + 2 MW d'ici 2018 issus de la récupération de biogaz de décharge sur le site de stockage de l'Espérance à Sainte-Rose. Au-delà du potentiel de production énergétique envisageable, la captation et la valorisation du biogaz permet de réduire notablement les émissions de gaz à effet de serre produites par la dégradation de la fraction fermentescible des déchets enfouis. Le méthane (CH₄) produit - gaz à effet de serre 21 fois plus impactant que le dioxyde de carbone (CO₂) - est ainsi converti en CO₂ par combustion. Couplé à une unité de cogénération, le système permet de produire de l'électricité.

A l'horizon 2023, le SyVADE prévoit, sur le site de la Gabarre la mise en service d'une unité d'incinération d'une capacité de l'ordre de 12 MW pour une production de l'ordre de 80 GWh par an.

Objectifs de développement de la valorisation énergétique des déchets et du biogaz :

D'ici 2018, la PPE de Guadeloupe retient le développement de +2 MW issus de la valorisation énergétique du biogaz de décharge du site de stockage de l'Espérance.

A l'horizon 2023, ce sont de l'ordre de 14 MW supplémentaires qui pourront être développés sur la base d'une augmentation de la production de biogaz de décharge mais aussi de la mise en service d'une unité d'incinération des ordures ménagères de dernière génération sur le site de la Gabarre.

Des projets de valorisation énergétique des déchets seront étudiés dans le cadre de la PPE. Il s'agira notamment d'évaluer l'intérêt et le niveau de contribution des projets en cours à l'atteinte des PPE 2016-2018 de la Guadeloupe

objectifs fixés par le recours aux technologies de la pyrolyse, de production de déchets combustibles de récupération ou de gazéification (liste non exhaustive). Pour permettre leur instruction, il est demandé à ce que la CRE se positionne sur les conditions tarifaires de leur intégration à la PPE de Guadeloupe.

5.3.3 Photovoltaïque avec stockage

Etat des lieux :

L'essentiel de la production issue de la filière photovoltaïque repose en Guadeloupe sur des installations de grande taille injectant leur production directement sur le réseau électrique. Les problématiques associées à la variabilité de la production (fiabilité des prédictions et limite réglementaire de pénétration des EnR « intermittentes » fixées aujourd'hui à 30%) ainsi que la baisse du coût des technologies mobilisées contribuent à une amélioration sensible de la compétitivité des systèmes PV avec stockage.

Enjeux :

La production d'électricité à partir d'installations photovoltaïques couplées à des solutions de stockage permet aujourd'hui aux projets de s'affranchir du seuil de 30%. Il est désormais admis que ce type d'installation fournit un niveau de service système suffisant pour pouvoir être considéré comme moyen de production stable.

Perspectives :

L'appel d'offre lancé par la CRE en mai 2015 pour des projets photovoltaïques avec stockage dans les ZNI va permettre à la filière photovoltaïque de prendre un nouvel essor en Guadeloupe, notamment par la structuration de la filière stockage.

Fin 2015, la CRE confirmait l'intérêt économique des solutions PV avec stockage, dont les coûts atteignent la parité réseau avec un prix moyen pondéré, constaté sur les dossiers complets reçus pour l'ensemble des ZNI, de 227 €/MWh.

Dans ces conditions, le caractère variable de la production étant éliminé par le recours à des solutions de stockage, la PPE de Guadeloupe mise sur un développement important de ce type de production dans les années à venir, essentiellement au travers d'installations de grande taille mais également par une croissance notable dans le secteur résidentiel (par exemple en couplage avec l'acquisition de véhicules électriques).

L'Etat et la région Guadeloupe porteront une attention particulière sur la qualité environnementale, analysée en cycle de vie, des technologies de stockage mobilisées.

Objectifs de développement de la filière photovoltaïque avec stockage :

D'ici 2018 la PPE de Guadeloupe retient le développement des puissances suivantes pour :

- **Les installations PV avec stockage de grande taille (> à 100 kWc) :** + 15 MWc dont au moins 5 MWc issus de l'appel d'offre CRE en cours pour les ZNI.
- **Le PV en autoconsommation avec stockage :** destinée essentiellement aux particuliers, cette technologie, qui reste coûteuse à petite échelle et requiert l'émergence d'un modèle économique adapté, permettrait le développement de + 10 MWc supplémentaires tout en permettant d'assurer du service réseau.

5.3.4 Eolien terrestre avec stockage

Etat des lieux :

Le régime des vents est régi en Guadeloupe par les Alizés. Les vents sont donc moyens et relativement constants ce qui représente une opportunité pour le développement de l'énergie éolienne. En Guadeloupe, la production éolienne, aujourd'hui 100% terrestre et, pour l'essentiel, sans stockage, a débuté en 1992.

A ce jour, 3 opérateurs se partagent l'exploitation du parc éolien de Guadeloupe d'une puissance installée de 27,4 MW à fin 2014 (dont 5 MW renouvelés en 2011 avec stockage). Les unités de productions sont concentrées dans les zones favorables, essentiellement en Grande Terre, et se répartissent sur le territoire selon la carte ci-après :

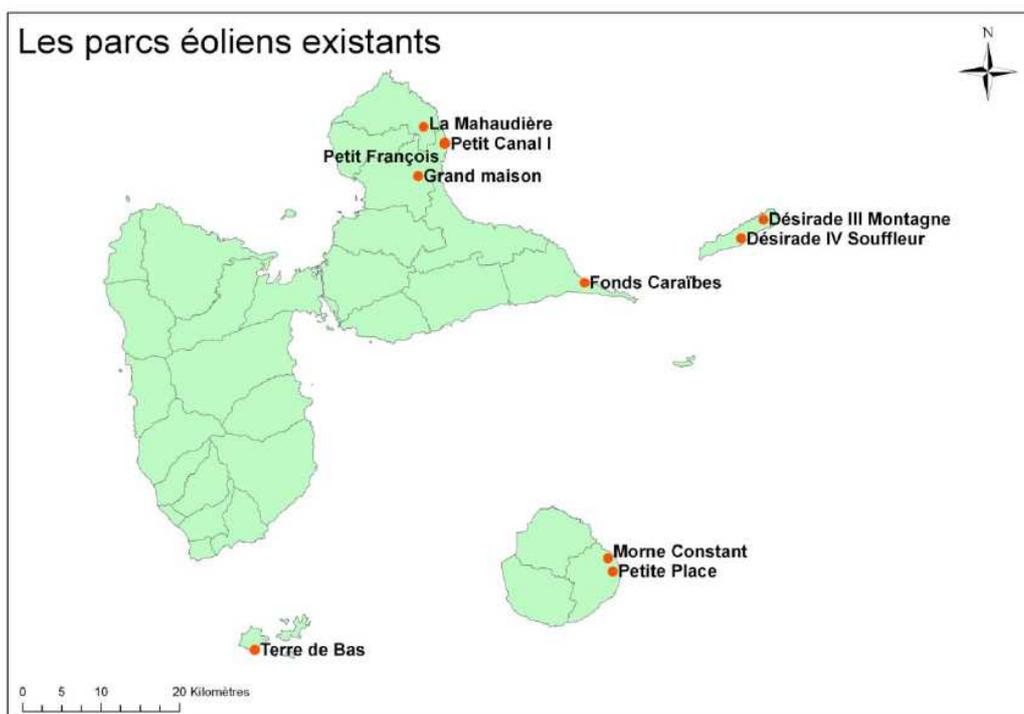


Figure 64 : Carte de localisation des parcs éoliens existants en Guadeloupe (SRE 2010 - 2015)

Le potentiel éolien terrestre est aujourd'hui bien identifié. Le Schéma Régional Eolien estime le gisement entre 70 et 110 MW supplémentaires.

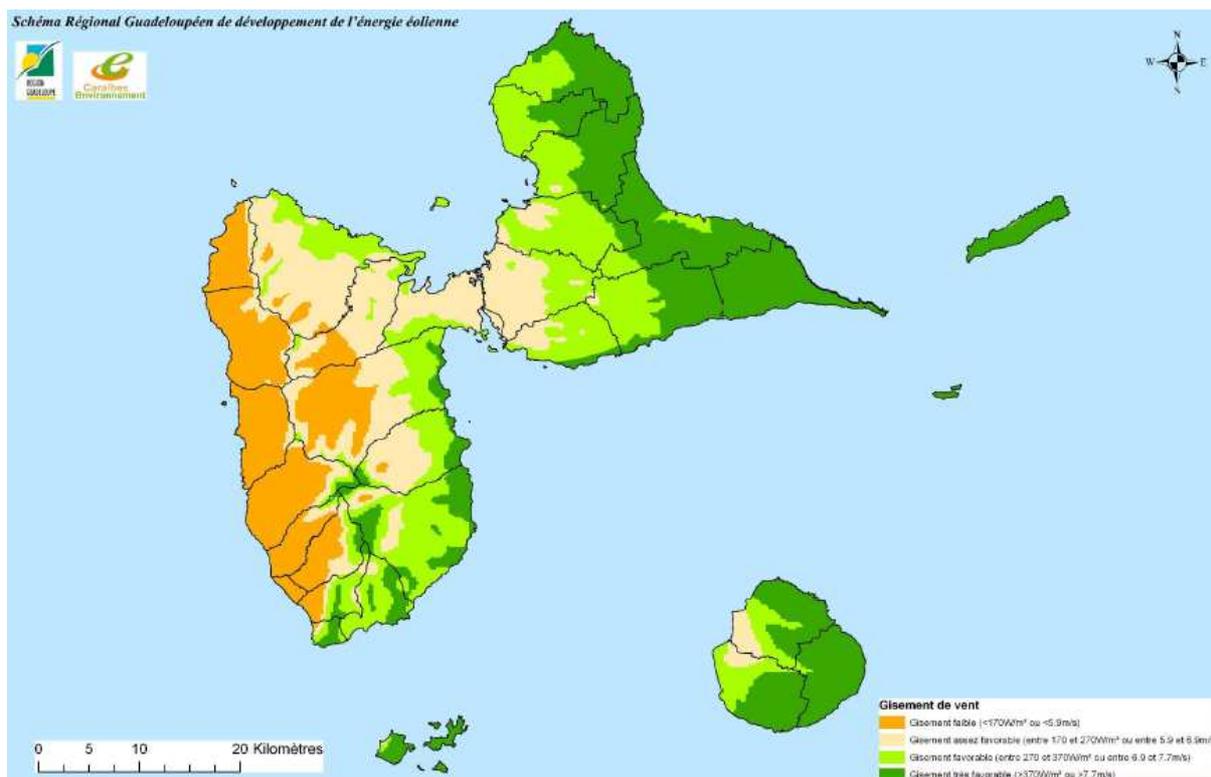


Figure 65 : Répartition du potentiel éolien en Guadeloupe (SRE 2010 - 2015)

Enjeux :

Malgré un fort potentiel de développement sur le territoire, la filière a connu un très faible développement sur ces dernières années : la dernière éolienne installée (hors repowering) a été mise en fonction en 2010.

Les principaux freins au développement de l'éolien en Guadeloupe sont :

- L'évolution du cadre réglementaire et le renforcement des contraintes (distance d'éloignement des zones urbanisées, hauteur des mâts...),
- La difficulté d'implantation liée aux perturbations radioélectriques potentielles, notamment dans les zones de détection radar : ce qui est le cas en Grande Terre où est implanté le principal outil de détection utilisé par Météo-France en Guadeloupe,
- L'acceptation des projets par la population locale,
- Le seuil de 30% d'énergies intermittentes dans le mix électrique induisant également une concurrence avec les projets photovoltaïques sans stockage,
- Les tarifs d'achats trop faibles pour permettre le financement de projet avec stockage permettant de s'affranchir de la contrainte du seuil prévu pour les énergies intermittentes,
- La présence d'habitations illégales qui en application de la distance réglementaire d'éloignement des projets de 500 m des habitations réduisent les surfaces disponibles et compliquent la recherche de foncier,
- Les besoins techniques et financiers de renforcement du réseau de transport d'électricité induits par l'éloignement entre les zones de production à fort potentiel, situées pour l'essentiel en Nord Grande-Terre et les principaux foyers de consommation, zone pointoise et de Basse-Terre.

Perspectives et projets :

Malgré l'importance des freins identifiés sur la filière, de nombreux projets avec stockage sont en cours pour une puissance supplémentaire installée d'ici 2018 de +44 MW.

A noter, la mutualisation et le plafonnement de la quote-part exigée par la Loi de Transition du 17/08/15 de la part des producteurs pour pouvoir se raccorder au réseau électrique doit permettre de reprendre les travaux d'élaboration du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables et ainsi stabiliser le cadre des investissements à réaliser sur le territoire.

L'Etat et la région Guadeloupe porteront une attention particulière sur la qualité environnementale, analysée en cycle de vie, des technologies de stockage mobilisées.

Objectifs de développement de l'éolien terrestre avec stockage :

D'ici 2018 la PPE de Guadeloupe retient la possibilité d'installer + 44 MW supplémentaires de projets éoliens terrestres avec stockage.

Si au moins un projet en Nord Basse-Terre est bien engagé aujourd'hui, le reste du potentiel ne pourra être déployé qu'après la levée, avant 2018 et dans le cadre de la PPE, des freins techniques et administratifs cités plus haut.

5.3.5 Petite hydraulique

Etat des lieux :

La Guadeloupe compte aujourd'hui pour 8,7 MW d'installations hydrauliques de production d'électricité, pour l'essentiel réparties en Basse-Terre.

Le potentiel hydroélectrique de la Guadeloupe a été identifié dans le SDAGE 2010 - 2015. L'essentiel du gisement mobilisable est situé sur la Basse-Terre mais la présence du Parc National et les difficultés d'accessibilité des zones d'intérêt limitent leur exploitation.

	Nombre d'ouvrages	Puissance [kW]	Productible [kWh]
Projets identifiés par les différents producteurs	8	15 207	41 058 900
Potentiel sur seuils existants non équipés	18	506	1 367 366
Potentiel résiduel	-	17 120	55 674 044
TOTAL	26	32 833	98 100 310

Figure 66 : Potentiel d'installations nouvelles (SDAGE 2010 - 2015)

La valorisation de l'ensemble du potentiel identifié permettrait de multiplier la puissance installée par 4.

Enjeux :

Les enjeux du développement de l'hydroélectricité sont principalement environnementaux. En effet, les potentiels identifiés localisés dans le cœur du Parc national, les réserves naturelles, les sites

inscrits ou classés sont difficilement mobilisables, voire non mobilisables. Les projets localisés dans les aires d'adhésion au Parc, dans les zones sous Protection de Biotope (définis par arrêté préfectoral), dans les réserves régionales ou dans les zones humides sont quant à eux mobilisables sous des conditions strictes suivant le statut de protection régissant la zone.

	Nombre d'ouvrages	Puissance [kW]	Productible [kWh]
Catégorie 1 : Potentiel non mobilisable			
Projets identifiés par les différents producteurs	-	-	-
Potentiel sur seuils existants non équipés	-	-	-
Potentiel résiduel	-	-	-
Sous-total 1	-	-	-
Catégorie 2 : Potentiel très difficilement mobilisable			
Projets identifiés par les différents producteurs	-	-	-
Potentiel sur seuils existants non équipés	-	-	-
Potentiel résiduel	-	951	2 566 191
Sous-total 2	-	951	2 566 191
Catégorie 3 : Potentiel mobilisable sous conditions strictes			
Projets identifiés par les différents producteurs	2	4 000	10 800 000
Potentiel sur seuils existants non équipés	1	3	7 560
Potentiel résiduel	-	2 308	9 124 328
Sous-total 3	3	6 311	19 931 888
Catégorie 4 : Potentiel mobilisable « normalement »			
Projets identifiés par les différents producteurs	6	11 207	30 258 900
Potentiel sur seuils existants non équipés	17	504	1 359 806
Potentiel résiduel	-	13 861	43 983 525
Sous-total 4	23	25 572	75 602 231
TOTAL	26	32 833	98 100 310

Figure 67 : Potentiel hydroélectrique d'installations nouvelles (SDAGE 2010 - 2015)

Perspectives :

Dans l'état actuel des techniques et de la réglementation, les perspectives de développement de l'hydraulique en Guadeloupe, hors renouvellements, sont limitées, le potentiel étant déjà largement exploité.

Dans ces conditions, tout en étant attentive à l'émergence de propositions destinées à optimiser les capacités de production existantes, voire d'en développer de nouvelles, et en l'absence de projet précis, la PPE met l'accent sur le renforcement des mesures de maîtrise de la demande d'énergie et de développement des autres sources de production d'énergie d'origine renouvelable.

Objectifs de développement de l'hydraulique :

A l'horizon 2018, aucune puissance supplémentaire n'est installée en Guadeloupe. L'étude de projets destinés à valoriser le potentiel hydraulique du territoire, dans le respect de son environnement, de la qualité de ses paysages et d'un optimum économique, reste possible.

5.3.6 Energies marines

Etat des lieux :

Les EMR (énergies marines renouvelables), thermiques ou électriques représentent une opportunité majeure pour les territoires insulaires. A ce jour, elles ne sont pas encore valorisées en Guadeloupe même si quelques projets sont en réflexion de même que des recherches menées par l'Université des Antilles.

Enjeux :

Valoriser les EMR constitue un enjeu de long terme dans le contexte Guadeloupéen. Il s'agit d'accompagner le développement d'une (ou plusieurs) filières promouvant des actions de recherche et développement, en identifiant précisément les gisements exploitables et en créant les conditions économiques et juridiques favorables tout en veillant à ce que les EMR ne contreviennent pas aux objectifs environnementaux, notamment la préservation de la biodiversité marine.

Perspectives :

D'ici 2018, la PPE vise à faire réaliser les études de gisement nécessaires. Il s'agit en effet de pouvoir offrir une vision centralisée et précise du potentiel mobilisable sur le territoire à d'éventuels investisseurs.

Objectifs de développement des énergies marines :

D'ici 2018 la PPE de Guadeloupe ne prévoit aucune installation de projets valorisant les énergies marines. Toutefois, au regard du potentiel de développement identifié dans les premières études menées sur le territoire, la Région et l'Etat s'engagent à poursuivre et accompagner l'étude des conditions de valorisation de ce gisement aujourd'hui non exploité.

5.4 Objectifs pour les énergies renouvelables variables

Le développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie renouvelable variable doit se faire de manière à minimiser les impacts induits sur l'équilibre du réseau électrique. Pour ce faire, la Guadeloupe souhaite donner la priorité au développement des EnR variables couplées à des moyens de stockage et des capacités de prévision de production avancées. De cette façon, il s'agit de contribuer à l'amélioration de la qualité du réseau de transport et de distribution, de favoriser l'émergence de nouveaux services réseaux et de faciliter les conditions de gestion de l'ensemble.

Pour ne pas limiter les capacités de développement à court et moyens termes des EnR et compte tenu des conditions de développement technico économiques des filières, la Guadeloupe laisse toutefois une place importante au développement des EnR variables, en particulier si elles privilégient l'autoconsommation.

5.4.1 Eolien sans stockage

5.4.1.1 Eolien terrestre sans stockage

Au vu de l'état des lieux des moyens de production existants à fin 2014, il existe un potentiel important d'optimisation du productible au travers d'opération de « repowering », c'est-à-dire par le renouvellement des générateurs par des équipements plus puissants.

Le portefeuille de projets identifiés à fin 2015 fait état d'un potentiel de + 9MW envisageable d'ici 2018 dans le cadre d'opérations de repowering.

Objectifs de développement de l'éolien terrestre sans stockage :

D'ici 2018 la PPE de Guadeloupe retient la possibilité de développer + 9 MW supplémentaires de projets éoliens terrestres sans stockage dans le cadre d'opérations de repowering des installations existantes.

5.4.1.2 Eolien en mer

Etat des lieux, enjeux et perspectives :

Cette ressource n'est aujourd'hui pas exploitée en Guadeloupe. Une étude a été menée sur le territoire, estimant le potentiel éolien offshore flottant raccordé au réseau entre 20 et 40 MW pour une puissance unitaire comprise entre 6 et 8 MW.

Le développement de l'éolien flottant doit se faire en intégrant l'enjeu de raccordement au réseau de l'électricité produite. De plus, il sera nécessaire de tenir compte de la préservation du capital paysager de la Guadeloupe, vecteur d'attractivité touristique majeur.

Objectifs de développement de l'éolien off-shore :

D'ici 2018 dans le cadre de la PPE de Guadeloupe la région et l'Etat s'engagent à poursuivre et accompagner l'étude du gisement guadeloupéen pour l'éolien en mer. Ils encouragent également la réalisation par les porteurs de projets d'études de dimensionnement et de faisabilité.

5.4.2 Photovoltaïque sans stockage

La production d'électricité à partir de centrales photovoltaïques a commencé en 2005 en Guadeloupe. En 2014, nous comptons une puissance installée de 65 MWc 100% sans stockage pour une production annuelle de 102,7 GWh soit 6% de la production électrique du territoire¹⁰. L'énergie photovoltaïque est la première énergie renouvelable de la Guadeloupe.

¹⁰ Source : ADEME

Etat des lieux :

L'essentiel de la production est installée dans 4 communes : Baie-Mahault, Petit-Canal, Le Moule et Saint-François.

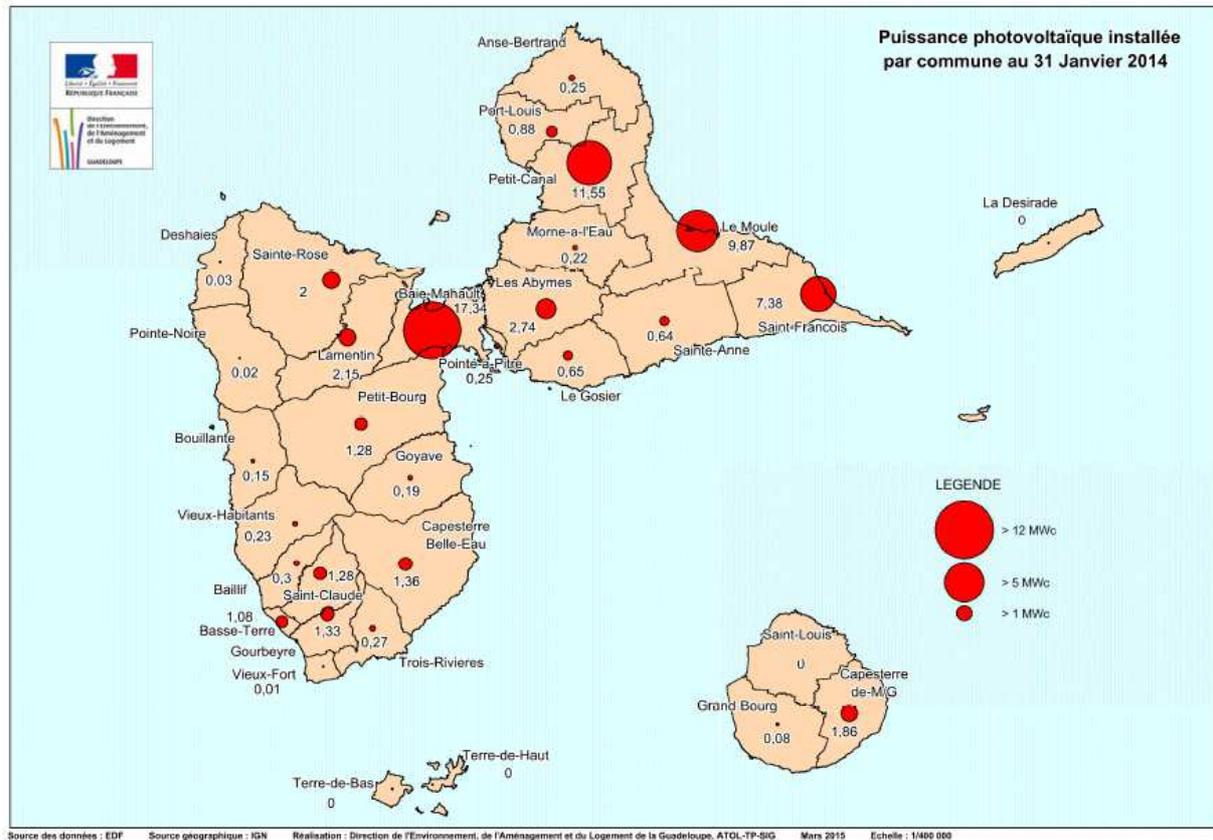


Figure 68 : Puissance photovoltaïque installée par commune au 31 janvier 2014 (DEAL)

Enjeux :

Au vu de la rapidité du développement du photovoltaïque entre 2009 et 2012 (multiplication par 18 de la puissance installée), l'enjeu de la préservation de la consommation du foncier, notamment des terres agricoles et de la stabilité du réseau a conduit la Région à cadrer le développement du solaire photovoltaïque par la mise en place d'une commission PV-éolien et une délibération limitant la puissance des nouvelles installations au sol sans stockage à 1,5 MW.

L'atteinte du seuil des 30%, la réduction des tarifs d'achat, la limitation des projets à 1,5 MW et la politique de la Commission Départementale de la Consommation des Espaces Agricoles interdisant les projets photovoltaïques au sol dans les zones agricoles (Zone A selon le PLU) ont conduit à un ralentissement du développement des projets sans stockage avec injection sur le réseau.

Perspectives :

Les perspectives de développement du parc photovoltaïque sans stockage sont axées sur l'autoconsommation avec ou sans réinjection sur le réseau.

Ces unités de production permettent, notamment dans le tertiaire public / privé et l'industrie, d'atténuer la pointe de consommation électrique du midi tout en réduisant, pour les bâtiments

raccordés, la facture énergétique des consommateurs. Leur impact sur le réseau est limité par la consommation prioritaire du productible par le bâtiment.

L'autoconsommation des bâtiments raccordés au réseau génère également, par substitution, une économie de CSPE. Le développement de ces installations peut ainsi bénéficier du mécanisme de financement au titre de l'économie de CSPE générée, autant pour les particuliers que pour les professionnels.

Bien que les projets au sol, sans stockage, soient limités en termes de puissances, de nombreuses surfaces restent encore disponibles pour la création de parcs intégrés en toitures, en ombrières de parking, en serres agricoles, permettant de valoriser le bâti et créer des revenus complémentaires aux propriétaires professionnels ou particuliers.

Objectifs de développement de la filière photovoltaïque en autoconsommation sans stockage:

D'ici 2018 la PPE de Guadeloupe retient le développement de +10 MWc supplémentaires de PV en autoconsommation sans stockage, destiné prioritairement à couvrir les besoins journaliers du secteur tertiaire à l'origine du pic de consommation de la mi-journée et s'appuyant sur des technologies matures à coûts maîtrisés.

5.6 Synthèse des objectifs de développement des EnR en Guadeloupe

Au regard des hypothèses de croissance de la consommation d'électricité retenues dans le cadre du choix du scénario MDE renforcée et après mise en cohérence des objectifs de développement et de diversification du mix énergétique de production d'électricité selon les projets identifiés sur le territoire à ce jour, la Guadeloupe retient les objectifs de développement par filière suivants, exprimés en MW de puissance installée :

Puissances installées en MW	2014	PPE 2018		PRERURE 2020		PPE 2023		TOTAL PPE 2016-2023	PRERURE 2030		TOTAL PRERURE 2012-2030
Photovoltaïque	68	103	+35	90	+22	123	+20	+55	124	+34	+56
Eolien	27	80	+53	66	+39	100	+20	+73	86	+20	+59
Géothermie	14	14	+0	45	+32	40	+27	+27	85	+40	+72
Biomasse	7	20	+12	27	+20	74	+54	+66	32	+5	+24
Hydraulique	9	9	0	14	+5	9	+0	+0	19	+5	+10
Biogaz et déchets	0	2	+2	16	+16	16	+14	+16	16	+0	+16
Nouvelle EnR	0	0	+0	1	+1	0	+0	+0	11	+10	+11
TOTAL	125	228	+103	259	+134	363	+135	+237	373	+114	+248

Figure 69 : Objectifs de développement des EnR électriques dans le scénario PPE (MW)

Les projections PRERURE pour 2020 et 2030 sont rappelées ici ainsi que dans les graphiques ci-après pour permettre de mesurer le niveau de contribution de la PPE à l'atteinte des objectifs de transition énergétique. En tenant compte du portefeuille de projets retenus dans cette PPE, les objectifs visés par le PRERURE en termes de développement des énergies renouvelables d'ici 2030 pourraient être atteints, et même dépassés, dès 2023.

En tenant compte des perspectives d'évolution du parc thermique telles qu'elles apparaissent dans le BPEOD 2015, le cumul des puissances installées en Guadeloupe tel que projeté par la PPE peut être visualisé dans l'histogramme suivant.

Le graphique est construit sur le principe de l'empilement des puissances appelées telles que définies par le « merit order » : EnR en obligation d'achat, sous contrats, production thermique (en base puis en pointe).

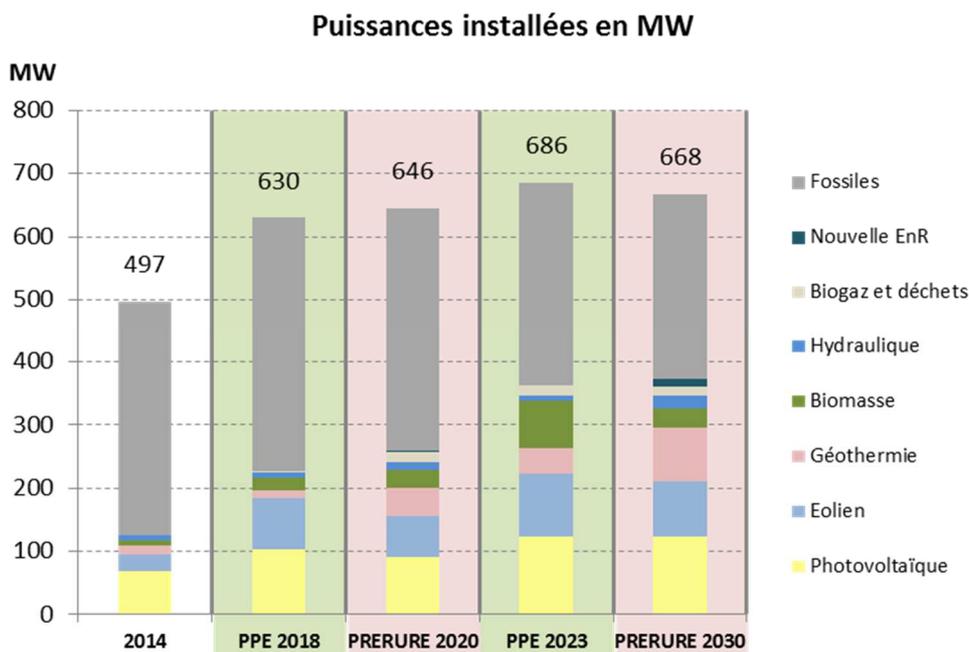


Figure 70 : Cumul des capacités installées, projections PPE(MW)

D'ici 2018, la PPE met ainsi l'accent sur le développement des filières biomasse et photovoltaïque. Les projets biomasse, déjà bien engagés, ainsi que l'appel d'offre de la CRE en cours sur les installations photovoltaïque d'une puissance supérieure à 100 kWc et situés dans les ZNI devraient contribuer notablement à l'atteinte de ces objectifs dès 2018.

La concertation menée dans le cadre de la PPE avec les acteurs locaux a permis d'identifier un portefeuille conséquent d'opérations ayant conduit à la formulation de propositions d'objectifs à l'horizon 2023.

Les objectifs capacitaires retenus dans la PPE ont également été traduits en estimations de productible de façon à éclairer la réflexion sur le positionnement des divers moyens de production envisagés sur le territoire guadeloupéen dans une perspective de transition énergétique. Si cette première lecture mérite d'être précisée, d'ici 2018, par une analyse technico-économique approfondie des conditions d'intégration au réseau des nouvelles capacités envisagées, elle met en évidence le risque de surcapacité de production induit par le développement des EnR dans l'hypothèse où les moyens de production thermiques existant continuent à produire dans les mêmes proportions qu'aujourd'hui.

Dans l'histogramme ci-dessous, la courbe bleue reprend les hypothèses d'évolution de consommation telles qu'envisagées dans le scénario MDE de référence du BPEOD 2015.

Produire 50% d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Guadeloupe en tenant compte du portefeuille de projets retenu dans la PPE est donc directement dépendant :

- Du productible réalisable à partir des moyens renouvelables qui seront installés,
- De la part de production issue des moyens thermiques existants aujourd'hui.

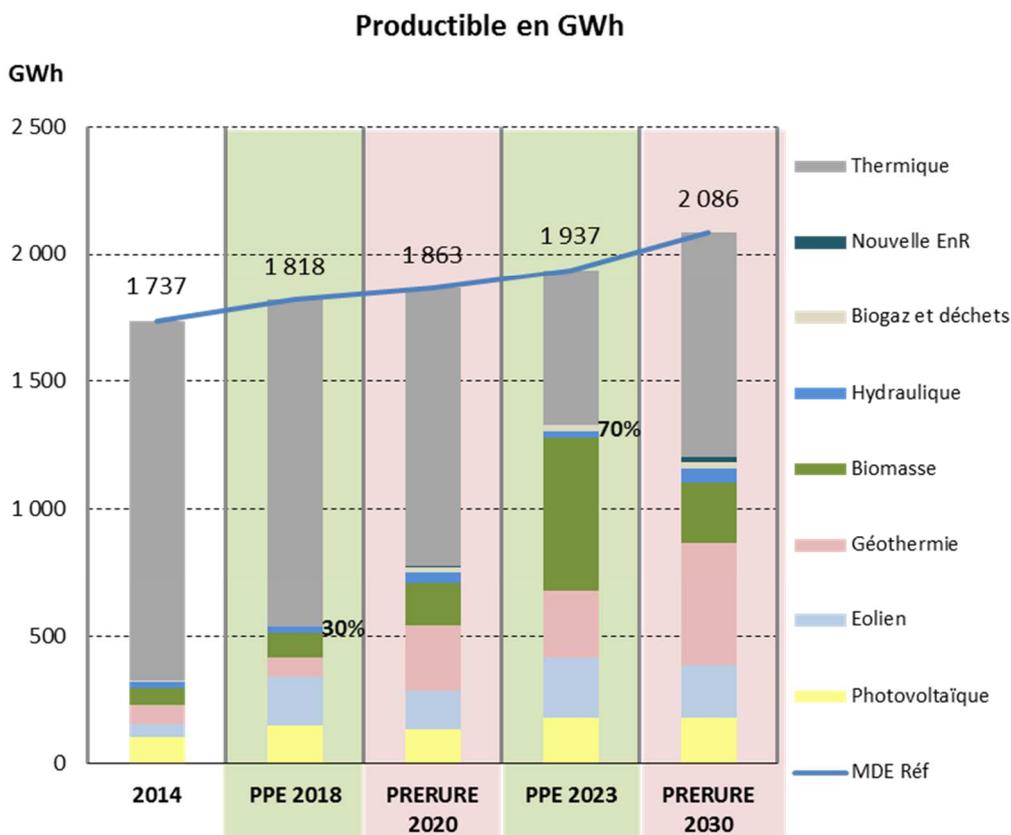


Figure 71 : Evolution du productible associé aux objectifs de développement des EnR de la PPE selon les hypothèses de consommation du scénario MDE de référence (GWh / an)

Les hypothèses utilisées dans la PPE 2016-2018 permettent d'envisager, en conservant les moyens thermiques actuels tout en réduisant leur contribution, d'atteindre de l'ordre de **30% de la production d'électricité d'origine renouvelable d'ici 2018**.

Au-delà, en ordre de grandeur et sous réserve de faisabilité technique et économique, les projections de la PPE permettraient, dans l'hypothèse où la Guadeloupe divisait au moins par deux sa production thermique, d'atteindre **près de 70% d'EnR dans le mix électrique en 2023**.

D'ici 2018, à contribution équivalente à 2014 des moyens thermiques existants, **la part des EnR dans le mix de production d'électricité telle qu'envisagée sur la base des développements retenus dans le cadre de la PPE pourrait atteindre près de 30%**. La LTECV vise 50% d'EnR dans les consommations finales d'énergie (toutes énergies confondues) d'ici 2020.

A plus long terme, l'atteinte d'un objectif 100% EnR d'ici 2030, au moins dans la production d'électricité, suppose de reconsidérer la contribution des moyens thermiques à la baisse.

Enfin, l'atteinte des objectifs de contribution des EnR à la production d'électricité reste dépendante de l'évolution des besoins en électricité soumise à l'influence des actions de maîtrise de la demande.

5.7 Synthèse des objectifs de développement de l'offre d'énergie en Guadeloupe

Les objectifs de développement des énergies renouvelables d'ici 2018 sont :

- Géothermie : 14 MW déjà installés et optimisés
- Déchets : + 2 MW par captation de biogaz de décharge à Sainte-Rose ou développement de technologies innovantes de valorisation énergétique à partir de déchets
- Petite hydraulique : 8,7 MW déjà installés et optimisés
- Energies marines : un potentiel à caractériser
- Eolien : + 53 MW de projets nouveaux (44 MW) ou en repowering (9 MW)
- Photovoltaïque : + 35 MW de projets en cours ou fruits de l'AO CRE en cours

La PPE doit ainsi permettre le développement de 86 MW d'EnR supplémentaires d'ici 2018.

Compte tenu de la mise en service de nouveaux moyens de production thermiques en 2015 et des objectifs poursuivis dans le cadre de la PPE, aucun remplacement ou nouveau moyen de production mobilisant des énergies fossiles n'est prévu à l'horizon 2018.

Afin d'anticiper la révision de la PPE et d'en approfondir la portée, la Région, l'Etat et leurs partenaires s'engagent à créer les conditions pour permettre d'ici 2018 la mise en place d'une aide à la décision technique, environnementale et économique permettant une modélisation intégrale du développement des moyens de production d'électricité sur le territoire.

Le modèle du réseau insulaire devra notamment permettre d'intégrer l'impact des actions de maîtrise de la demande ainsi que du développement de l'efficacité énergétique, des moyens de stockage de l'électricité et de nouveaux services rendus au réseau.

L'objectif visé à terme consiste à planifier la transition énergétique sur la base d'actions ambitieuses de maîtrise de la demande et d'efficacité énergétique tout en réduisant les impacts économiques et environnementaux des moyens de productions dépendants d'énergies fossiles d'importation.

6 Les infrastructures énergétiques et les réseaux

6.1 Etat des lieux des infrastructures énergétiques et évolution récente

Le système électrique est l'ensemble composé des clients, des producteurs d'électricité et du réseau qui permet d'acheminer l'électricité produite par les centrales de production jusqu'aux clients.

Le réseau électrique de la Guadeloupe est hiérarchisé en plusieurs niveaux :

- Le réseau de transport d'électricité (représenté sur le schéma ci-après), exploité à la tension de 63 000 volts (réseau dénommé 63 kV ou HTB).
- Le réseau 20 000 volts (dénommé 20 kV ou HTA) permettant la desserte locale du territoire.
- Le réseau de distribution à basse tension 220/380 volts, encore appelé « réseau BT ».

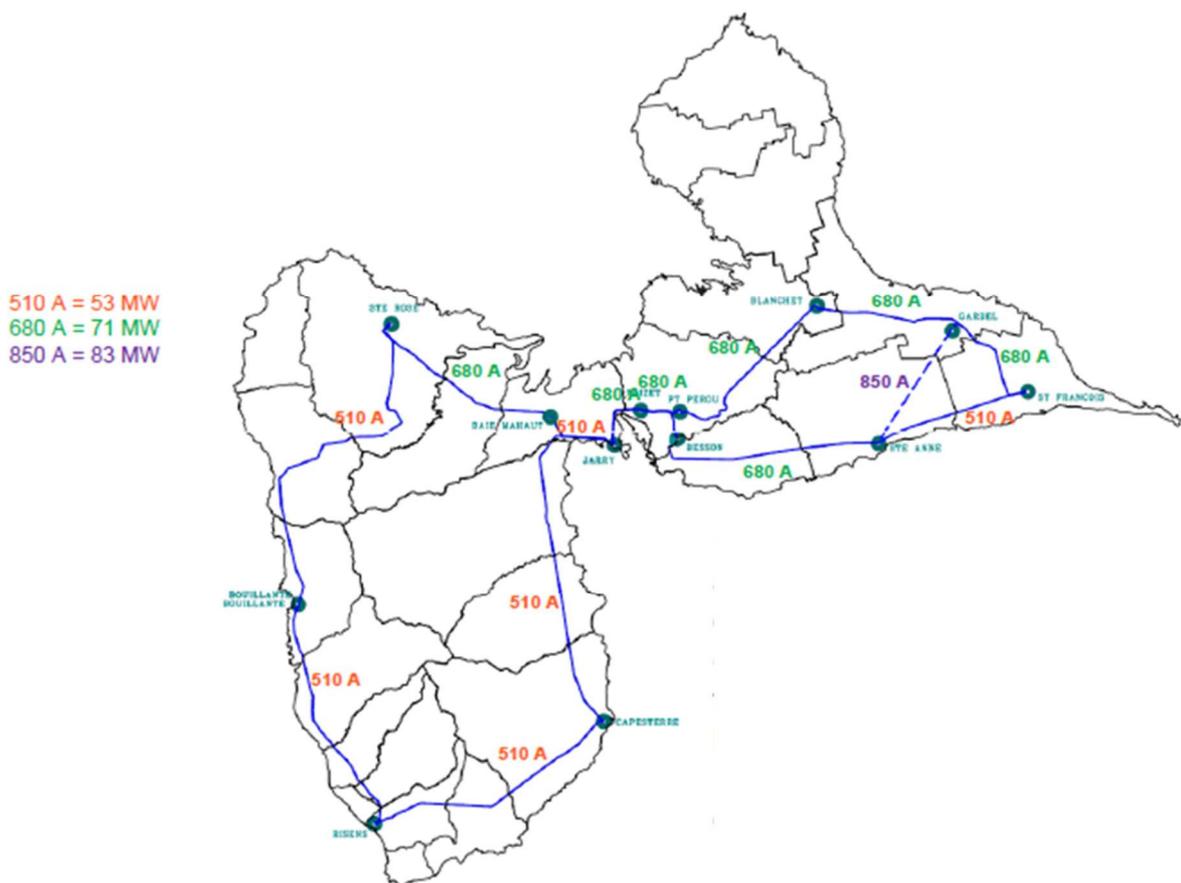


Figure 72 : Schéma du système électrique de transport guadeloupéen (EDF SEI)

Des postes de transformation (représentés par un point sur le schéma ci-dessus) sont installés entre ces différents niveaux de tension pour permettre d'abaisser progressivement la tension. Les postes électriques situés entre le réseau 63 000 volts et le réseau 20 000 volts sont au nombre de 15 en Guadeloupe.

C'est sur ces « postes sources » que sont raccordées les centrales de production les plus importantes ainsi que les réseaux de distribution 20 000 volts alimentant la Guadeloupe. Ces postes sont des éléments clé du réseau, ils reçoivent l'énergie produite, la contrôlent, la transforment et la répartissent instantanément via les lignes HTA puis BT en quantité adaptée aux besoins des clients.

Longueur Réseau (en km)		31-déc.-10	31-déc.-11	31-déc.-12	31-déc.-13	31-déc.-14
HTB	total HTB	232	232	232	232	234,5
	aérien HTB	216	216	216	216	216
	souterrain HTB	16	16	16	16	18,5
HTA	total HTA	1885	1913	1965	2018	2052
	souterrain HTA	1097	1165	1234	1366	1431
	aérien HTA	788	749	731	652	622
	% souterrain HTA	58%	61%	63%	68%	70%
	sous-marin	32	32	32	32	32
BT	Total BT	3545	3583	3696	3795	3872
	souterrain BT	832	854	911	976	1014
	aérien BT	2786	2729	2785	2819	2859
	% souterrain BT	23%	24%	25%	26%	26%

Figure 73 : Longueur du réseau électrique HTB - HTA - BT de 2010 à 2014 (EDF)

6.2 Objectifs en matière de réseaux électriques

6.2.1 Entretien des réseaux : investissement d'amélioration, qualité, ...

Des programmes très soutenus d'investissement sur les réseaux sont engagés chaque année: des lignes sont créées, d'autres renforcées, certaines enterrées. En parallèle, les réseaux sont équipés de télécommandes et leur maintenance renforcée avec une attention particulière portée à la végétation qui peut dégrader le fonctionnement des réseaux, donc la qualité de la fourniture.

Les investissements réalisés ces dernières années ont permis de réduire fortement les temps de coupure des réseaux. Le résultat sur les cinq dernières années montrent une diminution des temps de coupure chez les clients de près de 40 % hors aléas climatiques majeurs (397 mn en 2010 contre 248 mn en 2014).

Année	2010	2011	2012	2013	2014
TOTAL Guadeloupe (mn)	397	291	320	294	248
TOTAL France (mn)	119	73	78	100	67

Figure 74 : Temps de coupure moyen par client en Guadeloupe (EDF archipel Guadeloupe, ERDF)

La croissance de la consommation implique le développement et le renforcement des réseaux électriques.

Des études et des travaux sont actuellement engagés sur le réseau de transport 63 000 volts pour lever les contraintes qui pourraient apparaître dans les années à venir et améliorer la qualité de la fourniture : création d'un nouveau poste source à Trois Rivières et d'un nouveau poste source à Petit Bourg, construction d'une nouvelle ligne souterraine 63 000 volts entre Jarry et Capesterre-Belle-Eau.

Des renforcements et renouvellements de lignes électriques HTA sont également engagés chaque année pour améliorer la qualité de la fourniture d'électricité aux clients.

Prospective longueur :

Travaux HTB (en km)	2015	2016	2017	2018	2019
HTB	234,5	234,5	234,5	264,5	264,5
aérien HTB	216	216	216	216	216
souterrain HTB	18,5	18,5	18,5	48,5	48,5

Figure 75 : Prospective longueurs de réseau HTB (EDF SEI)

Travaux HTA (en km)	2015	2016	2017	2018
Aérien	0	0	0	0
Souterrain	54	65	55	62
Dépose	17,4	37	13	37

Figure 76 : Prospective longueurs de réseau HTA (EDF SEI)

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

L'arrivée massive d'ENR sur le réseau moyenne tension nécessite des adaptations de ce réseau tout autant que celui de 63 kV. Ces adaptations sont envisagées, en concertation avec l'État et la Région, dans le cadre du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des ENR (S3REnR) qui fait suite au Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE).

Après la publication du SRCAE de la Guadeloupe en décembre 2012, les services de l'Etat et la région Guadeloupe ont élaboré un projet de S3REnR (Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables) de la Guadeloupe, sur la base des travaux du gestionnaire de réseau et d'un groupe de concertation.

Cette étude a montré que le réseau 63 000 volts de la Grande Terre n'est pas adapté pour accueillir les nouvelles ENR prévues au SRCAE, la capacité d'accueil de ces productions étant inexistante sur les réseaux du nord et de l'est de la Grande Terre. Par contre les réseaux 63 000 volts de la Basse Terre et de la région de Pointe à Pitre ont une capacité d'accueil de production importante.

Afin de permettre l'accueil de la production EnR tel que prévu au SRCAE, le gestionnaire de réseaux a proposé la création d'une ligne 63 000 volts entre les postes électriques de Blanchet (commune de Morne à l'eau) et Petit Pérou (commune des Abymes) dont le coût serait de 20 M€.

Comme dans plusieurs ZNI le travail de finalisation du S3REnR a été interrompu. La quote-part proposée pour être payée par les producteurs est considérée par ceux-ci comme trop élevée et constitue un frein important au développement des projets EnR. La Loi de transition énergétique, au IV de son article 203, prévoit le plafonnement de la quote-part qui, selon la règle de calcul proposée, se situerait autour des 91 k€ / MW installé.

Par ailleurs il convient de noter que le S3REnR ne concerne que le réseau HTB. Des renforcements des réseaux de tension inférieure peuvent être nécessaires, ainsi que la création d'ouvrages de raccordement au réseau des nouvelles centrales de production.

Enfin, les nombreux projets de démonstration de type « smartgrid » en cours en Europe ont montré qu'il est possible d'améliorer de manière significative la capacité d'accueil des réseaux actuels. Les ZNI ont constitué depuis longtemps un terrain d'expérimentation des solutions du futur. Les solutions « smartgrid » les plus utiles à l'atteinte des objectifs rappelés plus haut devraient être mises en œuvre dans les ZNI avant 2023.

Ainsi, la PPE prévoit de clôturer l'élaboration du S3REnR en tenant compte, dès leur publication, des dispositions réglementaires visant à plafonner la quote-part de raccordement des projets EnR au réseau électrique.

D'ici 2018, la PPE, en collaboration avec le gestionnaire de réseau, apportera un éclairage sur :

- Une évaluation de l'impact économique du plafonnement de la quote-part pour les porteurs de projets,
- La prise en compte des besoins d'extension et de renforcement :
 - o de l'ensemble du réseau électrique guadeloupéen (transport et distribution) dans une logique d'optimisation des moyens engagés,
 - o de l'éventualité d'un raccordement électrique avec l'île de la Dominique,
 - o de l'impact induit par le développement de la mobilité électrique et des infrastructures de recharge sur le territoire,
 - o associés aux projets prévus sur Marie-Galante, biomasse en particulier.
- La possibilité d'innover dans les solutions techniques de raccordement : Plan de tension 30 000V pour l'évacuation depuis les centrales vers les postes sources, smartgrid, pilotage actif consommation-production, gestion conjointe des différents moyens de production renouvelables, installation et pilotage mutualisé de moyens de stockage privés décentralisés ...
- La possibilité de traitement au cas par cas du raccordement des projets déjà mûrs, pour répondre aux objectifs de la PPE d'ici 2018 et au-delà.

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

Le développement des réseaux HTB prévu d'ici 2020 est donc le suivant :

- Création de 2 nouveaux postes sources à Trois Rivières (en cours de construction pour une mise en service en 2016) et de Petit Bourg (en cours d'étude), construction d'une nouvelle ligne souterraine 63 000 volts entre Jarry et Capesterre-Belle-Eau (en cours d'étude et de concertation). Ces ouvrages seront réalisés pour répondre aux besoins d'augmentation des consommations et d'amélioration de la qualité de la fourniture.
- Dans le cadre du S3RER, renforcement du réseau 63 000 volts de la Grande Terre permettant d'accueillir de nouvelles installations EnR : création d'une nouvelle ligne 63 kV entre les postes électriques de Blanchet et de Petit Péro.

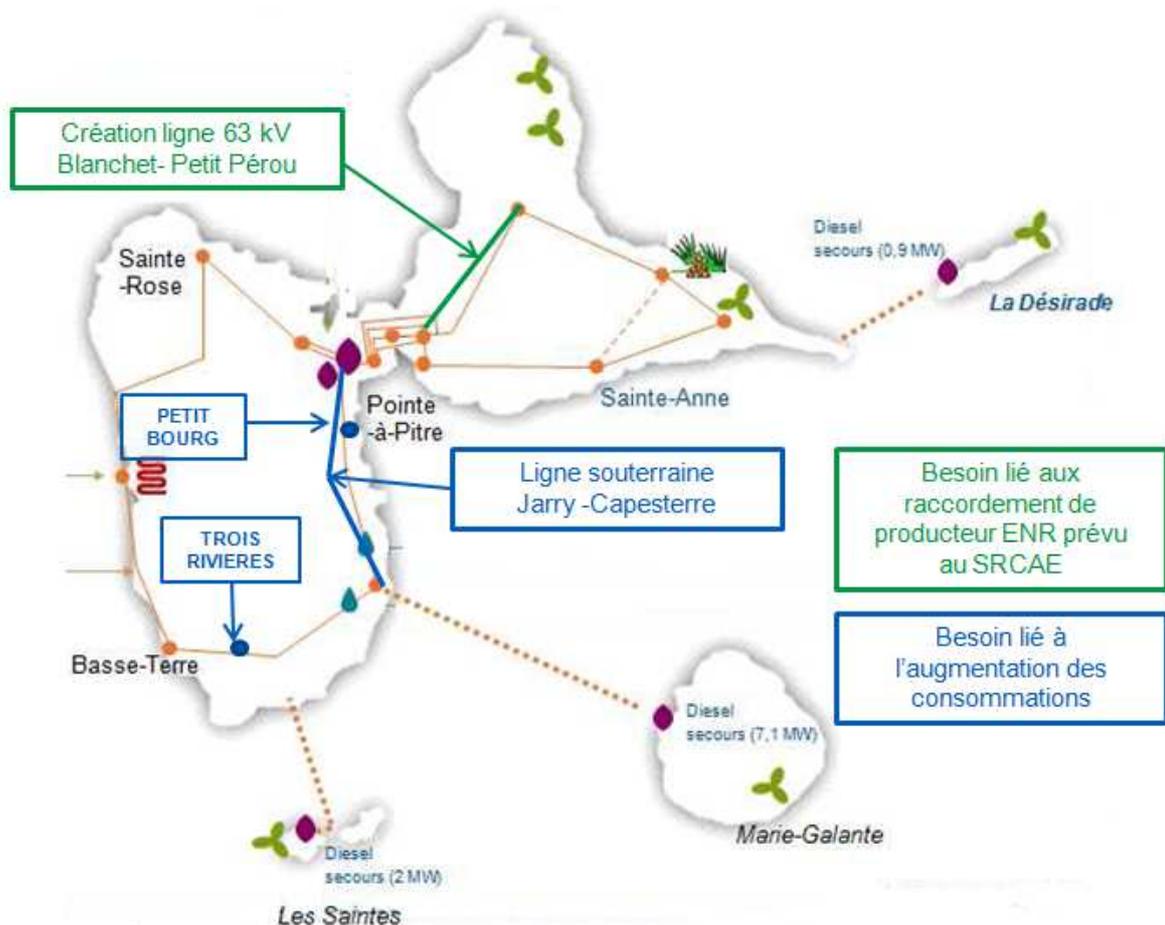


Figure 77 : Besoins de raccordement de nouvelles EnR et impacts sur le réseau à 2020 (EDF SEI)

Un examen des volumes de consommation et des volumes de production installés sur la Grande Terre, sur la Basse Terre et sur la région de Pointe à Pitre montre un déséquilibre important entre la production et la consommation :

- La Grande Terre et la région de Pointe à pitre (agglomération Pointe à Pitre-Baie Mahault –Les Abymes - Gosier) sont fortement productrices par rapport à leurs consommations ;
- la Basse Terre est faiblement productrice par rapport à sa consommation.

Hors énergies intermittentes (non intégrées dans le calcul compte tenu de leur caractère aléatoire), la répartition est la suivante :

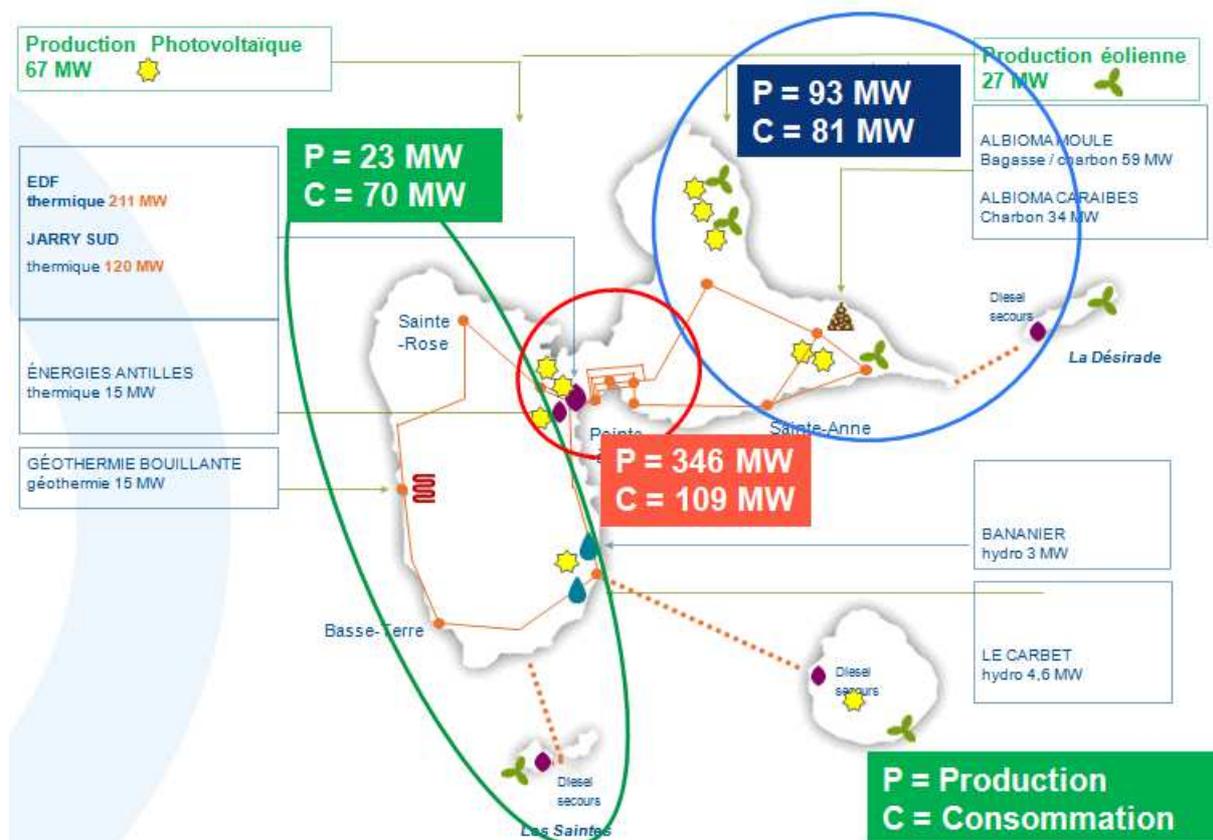


Figure 78 : Localisation de la production (P) et de la consommation (C) d'électricité en Guadeloupe (EDF SEI)

Respecter l'équilibre entre zones d'implantation des moyens de production et zones de consommation permet d'optimiser la structure du réseau 63kV en limitant certains renforcements. Un renforcement des moyens de production sur la Basse Terre répondrait à un objectif de maintien de l'équilibre et à la sécurisation de la production sur cette zone.

Il convient par ailleurs de noter que les délais de réalisation des lignes 63 kV peuvent être plus longs que ceux de réalisation des centrales, notamment en raison de la sensibilité aux questions environnementales et des procédures de concertation avec les acteurs, parfois très nombreux pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés. Il est donc nécessaire d'inclure la question du renforcement du réseau 63 kV dès le début des réflexions sur les projets de production. Il est ainsi nécessaire de prévoir un délai de l'ordre de 5 ans pour l'instruction et la construction d'une ligne 63 kV permettant l'évacuation de la production (délais entre l'engagement du producteur dans sa solution de raccordement et la date d'injection sur le réseau de son nouveau moyen de production) et de faciliter la prise en compte des contraintes du raccordement dans l'élaboration des documents d'urbanisme.

6.2.4 Evolution du seuil de déconnexion

Compte tenu des améliorations des modèles de prévision de production des EnR intermittentes (sans stockage) et du développement à venir de moyens de stockage centralisés ou diffus le gestionnaire de système pourra augmenter le seuil de déconnexion dans une fourchette comprise entre 30 et 35% dès 2018.

Le développement de moyens de stockage sur le territoire ne se limitera pas à l'utilisation de technologies sur batteries. Des alternatives seront étudiées dans une logique de promotion des solutions de moindre impact environnemental que ce soit pour le territoire ou sur l'ensemble du cycle de vie des solutions envisagées.

Les axes d'études envisagés par le gestionnaire de réseau sur la période 2016-2020 sont les suivants :

- Expérimenter la capacité du système électrique à intégrer plus d'énergies intermittentes avec le développement de moyens de stockage (la mise en place d'une batterie de 5 MW vers la fin 2017 est ainsi à l'étude par le gestionnaire de réseau),
- Poursuivre l'amélioration des prévisions des EnR intermittentes,
- Etudier l'adaptation des moyens dynamiques de régulation de la fréquence permettant de réduire l'impact d'une baisse de puissance,
- Examiner la possibilité de faire évoluer les règles techniques de déconnexion des fermes PV de faible puissance.

Evolution du seuil de déconnexion des énergies intermittentes :

Ces travaux permettront d'ici 2018 de faire émerger un cadre technico-économique permettant de développer les solutions les moins coûteuses pour la collectivité avec pour ambition de faire évoluer le seuil au-delà de 35% à l'horizon 2023.

6.3 Autres infrastructures énergétique

6.3.1 Conversion au gaz des moyens de production d'électricité

La PPE 2016-2018 tient à faire apparaître la nécessité de poursuivre la réflexion engagée par des acteurs de l'énergie concernant l'opportunité de convertir l'unité de production d'électricité de Pointe Jarry (EDF PEI), inaugurée en 2015 et fonctionnant au fioul, au gaz naturel liquéfié (GNL).

Selon les premières estimations, ce projet pourrait conduire à une diminution de l'ordre de 25 à 30% des émissions de GES induite par les consommations de fioul et réduire les coûts de production (voir chapitre 2.4) associés aux achats de combustibles fossiles.

Ce projet suppose toutefois des investissements significatifs liés à la conversion technique de la centrale pour lui permettre de fonctionner au GNL ainsi que la structuration d'une filière d'approvisionnement provenant pour l'essentiel de Trinidad et Tobago. De plus, ce projet n'aurait d'intérêt économique avéré que si les centrales de Belle-Fontaine en Martinique et de Pointe Jarry procédaient à leur conversion. Avec une puissance installée en base de 440 MW, le seuil minimal de rentabilité serait atteint pour permettre d'investir sur l'ensemble de la chaîne de production et d'approvisionnement nécessaire. Les moyens à déployer sont en effet significatifs et concernent aussi bien des unités de production de GNL (à Trinidad), de re-gaézification (unité flottante ancrée au large de la centrale de Jarry) que la construction de moyens de transports adaptés. Selon les porteurs de projet, cette solution pourrait être mise en œuvre dans les 3 à 4 ans à venir, soit à l'horizon 2018-2019. Par ailleurs ce projet pourrait permettre aux états insulaires de la Caraïbe situé sur le parcours d'approvisionnement depuis Trinidad d'envisager de diversifier leur mix énergétique en réduisant

leurs importations de fioul tout en contribuant à réduire les coûts de l'ensemble de la chaîne d'achat et de distribution du GNL.

L'étude de l'opportunité de convertir la centrale de Pointe Jarry au GNL doit ainsi être poursuivie par les services de l'Etat, la Région, le gestionnaire de réseau en collaboration avec EDF PEI (exploitant de la centrale) afin de caractériser avec précisions la capacité de ce type d'investissement (de l'ordre de 111 M€) à contribuer aux objectifs de la Guadeloupe de :

- Sécuriser la production de base d'électricité à un coût maîtrisé, tout en limitant les impacts sur la CSPE,
- Diversifier ses sources d'approvisionnement énergétique, aujourd'hui fortement dépendant des importations de combustibles fossiles liquides,
- Réduire ses émissions des gaz à effet de serre.

6.3.2 Projets innovants de valorisation des gisements locaux de déchets

La PPE 2016-2018 soutient les projets de recherche et développement permettant d'envisager la valorisation (énergétique et matière) des gisements locaux de déchets. D'ici 2018, il s'agit d'identifier et de caractériser sur le plan technique, économique et environnemental, les projets proposant des solutions innovantes de collecte et de traitement local des différents types de déchets produits sur le territoire.

En cohérence avec les travaux engagés, notamment par l'ADEME Guadeloupe, et les objectifs de développement d'une économie circulaire affichés dans la LTECV (Titre IV), l'Etat et la région porteront une attention particulière sur les projets pouvant à la fois contribuer à la résorption de la problématique majeure dans les territoires insulaires que constitue la production de déchet mais également aux objectifs d'autonomie énergétique visés par la PPE.

Glossaire

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
BPEOD	Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre Demande
CAUE	Conseil d'Architecture d'Urbanisme et de l'Environnement
CEP	Conseil en Energie Partagé
CGEDD	Commissariat Général à l'Environnement et au Développement Durable
CGI	Commissariat Général à l'Investissement
CPER	Contrat de Plan Etat-Région (2015-2020)
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CSPE	Contribution au Service Public de l'Electricité
DEAL	Direction de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement
DGEC	Direction Générale de l'Energie et du Climat
EDF SEI	EDF Systèmes Energétiques Insulaires
LTECV	Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte du 17/08/15
MEDDE	Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie
MDE	Maîtrise de la Demande d'Energie
OREC	Observatoire Régional de l'Energie et du Climat
PDEDMA	Plan Départemental d'Elimination des Déchets Ménagers et Assimilés
PO FEDER	Programme Opérationnel 2014-2020 d'utilisation du Fonds Européen de Développement Régional (FEDER)
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PRERURE	Plan énergétique Régional Pluriannuel de prospection et d'exploitation des Energies Renouvelables et de l'Utilisation Rationnelle de l'Energie
RTG	Réglementation Thermique de Guadeloupe
SRCAE	Schéma Régional Climat Air-Energie
SRE	Schéma Régional Eolien
TAC	Turbine A Combustion
ZNI	Zone Non Interconnectée

Table des figures et illustrations

Figure 1 : Synthèse des objectifs chiffrés de la PPE de Guadeloupe.....	7
Figure 2 : Comparaison des objectifs nationaux et des objectifs de la PPE de Guadeloupe	10
Figure 3 : Principales composantes du système électrique de la Guadeloupe (DEAL, OREC, EDF Archipel Guadeloupe)	11
Figure 4 : Tableau de synthèse des objectifs PRERURE/SRCAE et LPTE (Région Guadeloupe).....	13
Figure 5 : Evolution de la demande d'énergie dans le scénario PRERURE 2012 (Région Guadeloupe)	14
Figure 6 : Cadre économique de la production d'électricité dans les ZNI.....	15
Figure 7 : Tableau de synthèse des mesures prises dans le cadre de l'habilitation « énergie » de la Guadeloupe.....	24
Figure 8 : Chiffres clés du bilan énergétique 2014 de la Guadeloupe (OREC)	25
Figure 9 : Consommations primaires d'énergie en Guadeloupe 2014 (OREC)	26
Figure 10 : Part des EnR locales dans les consommations primaires d'énergie en Guadeloupe 2014 (OREC)	26
Figure 11 : Consommations finales d'énergie en Guadeloupe 2014 (OREC)	27
Figure 12 : Evolution du mix de production d'électricité de 1996 à 2014 en MWh (OREC).....	27
Figure 13 : Mix électrique 2014 en Guadeloupe (OREC, EDF Archipel Guadeloupe).....	28
Figure 14 : Empilement des moyens de production sur une journée type, en MW (EDF Archipel Guadeloupe)	28
Figure 15 : Coûts de production du MWh électrique dans les SEI par type d'énergie (EDF SEI 2013)	29
Figure 16 : Coût de production moyen en €/MWh dans les ZNI entre 2012 et 2013 (CRE)	30
Figure 17 : Evolution 2011-2015 des coûts prévisionnels de production en Guadeloupe en M€ (CRE).....	30
Figure 18 : Prix de vente moyen du kWh électrique en Guadeloupe (OREC et EDF Archipel Guadeloupe)	31
Figure 19 : Evolution 2010 – 2015 du surcoût de production en Guadeloupe en M€ (CRE)	31
Figure 20 : Evolution des coûts prévisionnels d'achats d'électricité en Guadeloupe (CRE).....	32
Figure 21 : Montant prévisionnel de la CSPE 2015 pour la Guadeloupe (EXPLICIT d'après la CRE)	34
Figure 22 : Evolution de la consommation primaire de 2008 à 2014 en ktep (OREC)	36
Figure 23 : Evolution de la consommation d'énergie finale en Guadeloupe de 2008 à 2014, hors chaleur en tep(OREC).....	36
Figure 24 : Evolution de la consommation de produits pétroliers en GWh (OREC).....	37
Figure 25 : Evolution de la demande en électricité (OREC).....	37
Figure 26 : Consommation mensuelle d'électricité en 2014 (OREC)	38
Figure 27 : Structure de la demande en 2014 (EDF Archipel Guadeloupe)	38
Figure 28 : Historique de consommation en pointe (EDF Archipel Guadeloupe)	39
Figure 29 : Estimation de la répartition sectorielle des consommations finales d'énergie en 2014 (d'après OREC, données 2014, et PRERURE, ventilation sectorielle)	39
Figure 30 : Répartition de la consommation finale d'énergie 2011 par usage en GWh (PRERURE)	40
Figure 31 : Consommations d'électricité par poste dans les résidences principales en 2014 (OREC)	41

Figure 32 : Répartition sectorielle des kWh d'énergie finale cumac comptabilisés en Guadeloupe (OREC)	42
Figure 33 : Répartition des kWh cumac 2006 - 2014 par action (ADEME).....	42
Figure 34 : Gains énergétiques 2014 liés au dispositif CEE en Guadeloupe (EDF).....	43
Figure 35 : Bilan 2014 du service Conseil en Energie Partagé en Guadeloupe(ADEME)	47
Figure 36 : Bilan 2007-2013 du Plan de Performance Energétique des exploitations agricoles(DAAF).....	48
Figure 37 : Objectifs et fils conducteurs du SRIT 2015-2030 de Guadeloupe (région Guadeloupe)	49
Figure 38 : Evolution de la population utilisée par EDF SEI à l'horizon 2030 pour son BPEOD 2015 (EDF).....	50
Figure 39 : Evolution du PIB utilisé par EDF SEI à l'horizon 2030 pour son BPEOD 2015 (EDF).....	51
Figure 40 : Taux d'équipement utilisés par EDF SEI à l'horizon 2030 dans le BPEOD 2015 (EDF)	52
Figure 41 : Simulation de l'impact induit par le développement du VE en Guadeloupe et Martinique (ADEME).....	53
Figure 42 : Tendances de consommation de butane 2015 - 2018 - 2020 aux Antilles - Guyane (SARA)	54
Figure 43 : Tendances des consommations d'essence 2015 - 2018 - 2020 aux Antilles - Guyane (SARA)	55
Figure 44 : Tendances des consommations d'essence 2015 - 2018 - 2020 aux Antilles - Guyane (SARA)	55
Figure 45 : Tendances des consommations de jet 2015 - 2018 - 2020 aux Antilles - Guyane (SARA)	56
Figure 46 : Tendances des consommations de fuel 2015 - 2018 - 2020 aux Antilles - Guyane (SARA)	56
Figure 47 : Scénario de référence MDE 2015-2030 (EDF).....	57
Figure 48 : Scénario de référence MDE renforcée 2015-2030 (EDF)	57
Figure 49 : Tendances de consommation annuelle et à la pointe selon les projections du BPEOD 2015 (EDF).....	57
Figure 50 : Répartition sectorielle des objectifs de MDE, en énergie finale, du PERURE	59
Figure 51 : tableaux de synthèse des objectifs de MDE du PERURE.....	59
Figure 52 : Objectifs sectoriels de consommation finale d'énergie visés par la PPE	60
Figure 53 : Déterminants de la demande dans les scénarios MDE et MDE renforcée du BPEOD 2015 (EDF).....	61
Figure 54 : Evolution du taux de dépendance énergétique de la Guadeloupe 2008-2014(OREC)	67
Figure 55 : Synthèse des approvisionnements d'hydrocarbures en 2014 (DEAL)	68
Figure 56 : Détail des quantités distribuées d'hydrocarbures et de gaz en tonnes (DEAL, SARA).....	70
Figure 57 : Taux de couverture des obligations de stocks stratégiques en 2011 (SARA).....	71
Figure 58 : Nombre de jours de produit en carburant commercialisable en Guadeloupe (SARA)	72
Figure 59 : Besoin en puissance garantie selon les projections du BPEOD 2015 (EDF Archipel Guadeloupe)	75
Figure 60 : Etude de placement des arrêts de production (EDF)	76
Figure 61 : Seuils de fréquence et puissance délestée (EDF)	76
Figure 62 : Parc de production d'électricité installé en Guadeloupe (EDF SEI, BPEOD 2015).....	79
Figure 63 : Rappel des objectifs de développement des puissances EnR installées d'ici 2020 du PRERURE	80

Figure 64 : Carte de localisation des parcs éoliens existants en Guadeloupe (SRE 2010 - 2015)	90
Figure 65 : Répartition du potentiel éolien en Guadeloupe (SRE 2010 - 2015)	91
Figure 66 : Potentiel d'installations nouvelles (SDAGE 2010 - 2015)	92
Figure 67 : Potentiel hydroélectrique d'installations nouvelles (SDAGE 2010 - 2015)	93
Figure 68 : Puissance photovoltaïque installée par commune au 31 janvier 2014 (DEAL)	96
Figure 69 : Objectifs de développement des EnR électriques dans le scénario PPE (MW)	98
Figure 70 : Cumul des capacités installées, projections PPE(MW).....	99
Figure 71 : Evolution du productible associé aux objectifs de développement des EnR de la PPE selon les hypothèses de consommation du scénario MDE de référence (GWh / an)	100
Figure 72 : Schéma du système électrique de transport guadeloupéen (EDF SEI)	102
Figure 73 : Longueur du réseau électrique HTB - HTA - BT de 2010 à 2014 (EDF).....	103
Figure 74 : Temps de coupure moyen par client en Guadeloupe (EDF archipel Guadeloupe, ERDF).....	103
Figure 75 : Prospective longueurs de réseau HTB (EDF SEI).....	104
Figure 76 : Prospective longueurs de réseau HTA (EDF SEI)	104
Figure 77 : Besoins de raccordement de nouvelles EnR et impacts sur le réseau à 2020 (EDF SEI) ...	106
Figure 78 : Localisation de la production (P) et de la consommation (C) d'électricité en Guadeloupe (EDF SEI)	107

