

# Etude de la pertinence de filières BioGNV aux Antilles-Guyane

---

Rapport final

---



**EXPERTISES**

**Juillet  
2021**

# REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier toutes les personnes, entreprises et institutions qui nous ont aidées à mener à bien le travail présenté dans ce rapport : collectivités, entreprises de transport et de collecte d'ordures ménagères, ...

## CITATION DE CE RAPPORT

### Auteurs :

- Julie BANGUILLOT, Neville LE DU, Benjamin MOREAU (Elcimaï Environnement)
- Leïla GAILLARD, Jean-Baptiste THEBAUD (Interface Transport)

Année de publication : 2021

Le présent document constitue le rapport d'une étude financée par l'ADEME. Ce rapport ne reflète que les positions de ses auteurs et ne saurait en aucun cas constituer le point de vue de l'ADEME.

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'oeuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

**Ce document est diffusé par l'ADEME**

**ADEME**

20, avenue du Grésillé  
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 2020MA000223

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : Elcimaï Environnement et Interface Transport  
Coordination technique - ADEME : Manon GERBAUD, Anabelle VIGILANT et Pierre COURTIADÉ  
Direction : ADEME Guadeloupe, Martinique et Guyane

# SOMMAIRE

<b>RÉSUMÉ</b> .....	<b>8</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>9</b>
<b>1. INTRODUCTION</b> .....	<b>10</b>
1.1. Contexte du projet : .....	10
1.2. Méthodologie .....	10
1.2.1. Phase 1 : Etude de la filière BioGNV et comparaison avec les autres filières.....	10
1.2.2. Phase 2 : Identification des secteurs pertinents.....	10
1.2.3. Phase 3 : Etude de rentabilité .....	11
<b>2. EVALUATION DU GISEMENT DE BIOGAZ</b> .....	<b>12</b>
2.1. Méthodologie .....	12
2.1.1. Méthodologie.....	12
2.1.2. Documents sources .....	12
2.2. Etat des lieux des installations de production de biogaz .....	13
2.2.1. Hypothèses considérées .....	13
2.2.1.1. Hypothèses liées à l'estimation du biogaz valorisable sur les distilleries.....	13
2.2.1.2. Hypothèses de passage de production de biogaz à biométhane .....	13
2.2.1.3. Hypothèses de passage de production d'électricité à la production de biométhane .....	13
2.2.1.4. Hypothèses d'estimation de production de biométhane dans des ISDND.....	13
2.2.2. Installations existantes valorisant tout ou en partie le biogaz .....	15
2.2.3. Installations existantes ne valorisant pas le biogaz.....	18
2.2.4. Installations en projet valorisant le biogaz .....	19
2.2.5. Bilan des installations.....	20
2.3. Estimation du gisement de déchets valorisables en biogaz .....	22
2.3.1. Hypothèses considérées .....	22
2.3.2. Estimation du gisement.....	23
2.4. Bilan .....	23
<b>3. EQUIPEMENTS SPECIFIQUES A LA FILIERE BIOGNV</b> .....	<b>25</b>
3.1. Schéma de fonctionnement.....	25
3.2. Equipements pour la séparation .....	26
3.3. Equipements pour la compression .....	30
3.4. Equipements pour la distribution .....	32
3.5. Maintenance .....	34
3.5.1. Maintenance préventive .....	35
3.5.2. Maintenance des ateliers .....	35
3.5.2.1. Détection et alarme.....	35
3.5.2.2. Ventilation .....	35
3.5.2.3. Dispositif de torchage ou de récupération du CH <sub>4</sub> .....	35
3.5.2.4. Eclairage.....	35
3.5.2.5. Dispositif incendie.....	35
3.5.3. Risque ATEX.....	36

3.5.4. Coûts de maintenance.....	36
3.6. Focus sur les véhicules roulant au BioGNV .....	37
3.7. Bilan .....	38
<b>4. ETUDE COMPARATIVE BIOGNV/H2.....</b>	<b>39</b>
4.1. Introduction sur l'hydrogène renouvelable.....	39
4.1.1. Les procédés de production .....	39
4.1.1.1. L'électrolyse alcaline .....	39
4.1.1.2. L'électrolyse PEM .....	39
4.1.2. L'électrolyse à haute température (PCFC ou SOEC) .....	40
4.1.3. Procédés au stade de la recherche.....	40
4.1.3.1. La photo-électrolyse de l'eau.....	40
4.1.3.2. La production par des microorganismes photosynthétiques .....	40
4.1.3.3. La dissociation thermo-chimique de l'eau.....	40
4.2. Tableau comparatif .....	42
4.3. Bilan de la comparaison .....	46
<b>5. SOLUTIONS PALLIATIVES POUR SECURISER LA FILIERE BIOGNV.....</b>	<b>47</b>
5.1. Méthanation .....	47
5.2. Bicarburant des véhicules.....	47
5.3. Approvisionnement depuis un autre territoire.....	47
5.3.1. Mode de transport .....	48
5.3.1.1. Les méthaniers .....	48
5.3.1.2. Les terminaux méthaniers.....	48
5.3.2. Bilan .....	48
5.4. Mise en bouteille / Stockage.....	49
5.5. Comparatif des solutions.....	50
<b>6. PRESENTATION DU BENCHMARK.....</b>	<b>51</b>
6.1. Etat de la filière selon les secteurs en métropole.....	51
6.1.1. Un constat global : un carburant en progression.....	51
6.1.2. Un développement inégal selon les secteurs.....	53
6.1.3. Les facteurs déclencheurs d'un basculement au GNV .....	54
6.1.4. Quelles aides financières en métropole ?.....	54
6.2. Préconisations des secteurs pertinents pour la mise en œuvre de la filière .....	55
6.3. Une synthèse des forces et faiblesses identifiées lors du benchmark .....	56
6.4. Mise en œuvre sur les Antilles Guyane.....	56
6.4.1. Structuration des secteurs du transport aux Antilles Guyane .....	56
6.4.2. Spécificités liées à l'absence de réseau de gaz.....	57
6.4.3. Spécificités liées à la fiscalité des DOM .....	57
6.4.4. Synthèse.....	58
<b>7. IDENTIFICATION DES SECTEURS PERTINENTS .....</b>	<b>59</b>
7.1. Le secteur de la collecte des déchets .....	59
7.1.1. Organisation du secteur sur le territoire des Antilles-Guyane.....	59
7.1.1.1. Les donneurs d'ordres et les prestataires .....	59
7.1.1.2. Les flottes de véhicules.....	64

7.1.2. Retour sur les entretiens .....	64
<b>7.2. Le secteur du transport routier de voyageurs.....</b>	<b>66</b>
7.2.1. Organisation du secteur.....	66
7.2.1.1. Généralités.....	66
7.2.1.2. Organisations par territoire.....	66
7.2.2. Les entreprises.....	68
7.2.2.1. Focus : le registre des transports.....	68
7.2.2.2. Vue d'ensemble.....	68
7.2.3. Détail par territoire.....	70
7.2.3.1. Martinique.....	70
7.2.3.2. Guadeloupe.....	71
7.2.3.3. Guyane.....	72
7.2.4. Les plus fortes concentrations.....	73
7.2.5. Retour sur les entretiens.....	73
7.2.5.1. En Guyane.....	73
7.2.5.2. En Guadeloupe.....	74
<b>7.3. Le secteur du transport de marchandise.....</b>	<b>78</b>
7.3.1. Organisation du secteur.....	78
7.3.2. Les entreprises.....	79
7.3.3. Détail par territoire.....	81
7.3.3.1. Martinique.....	81
7.3.3.2. Guadeloupe.....	82
7.3.3.3. Guyane.....	83
7.3.4. Les plus fortes concentrations.....	84
7.3.5. Retour sur les entretiens.....	84
7.3.5.1. En Martinique.....	84
7.3.5.2. En Guyane.....	86
<b>8. BILAN SUR LES FLOTTES POUVANT PASSER AU BIOGNV.....</b>	<b>88</b>
8.1. Bilan sur la Martinique.....	88
8.2. Bilan sur la Guyane.....	89
8.3. Bilan sur la Guadeloupe.....	90
<b>9. ETUDE DE RENTABILITE - METHODOLOGIE D'ANALYSE COMMUNE AUX 3 TERRITOIRES .....</b>	<b>91</b>
9.1. Présentation des hypothèses d'entrée.....	91
9.1.1. Les hypothèses sur les flottes de véhicules.....	91
9.1.2. Les hypothèses sur l'avitaillement.....	91
9.2. Présentation de l'outil d'analyse de la rentabilité.....	95
9.2.1. L'évaluation de la rentabilité du BioGNV.....	95
9.2.2. De la rentabilité d'ensemble au coût d'équilibre.....	96
9.3. Préconisations pour la mise en œuvre.....	96
9.3.1. Gestion des pièces détachées et des réparations.....	96
9.3.2. Rappel sur la fiscalité.....	97
9.3.3. Travaux à prévoir sur les installations produisant du biogaz.....	98
9.3.4. Adaptation des ateliers de maintenance pour l'accueil de véhicules BioGNV.....	98
9.3.5. Impacts réglementaires.....	100

## **10. ÉTUDE DE DEPLOIEMENT SUR LE TERRITOIRE DE LA MARTINIQUE. 102**

<b>10.1. Présentation du contexte</b> .....	<b>102</b>
10.1.1. Les données d'entrée .....	102
10.1.2. La flotte de véhicule .....	102
10.1.3. Localisation des dépôts .....	103
10.1.4. Le kilométrage estimé et la consommation .....	104
<b>10.2. Construction des scénarios en Martinique</b> .....	<b>104</b>
<b>10.3. L'avitaillement</b> .....	<b>105</b>
10.3.1. Présentation de la (ou des) station(s) d'avitaillement .....	105
10.3.2. La gestion de la rupture d'approvisionnement .....	105
<b>10.4. Résultats des simulations</b> .....	<b>105</b>
<b>10.5. Impact sur la fiscalité</b> .....	<b>108</b>
<b>10.6. Soutien financier à la filière</b> .....	<b>108</b>
<b>10.7. Préconisations pour la mise en œuvre en Martinique</b> .....	<b>109</b>
10.7.1. Les acteurs à impliquer .....	109
10.7.1.1. Les acteurs en lien avec la production de BioGNV .....	109
10.7.1.2. Les acteurs en lien avec l'utilisation du BioGNV .....	109
10.7.2. Les échéances à intégrer .....	109
10.7.3. Les travaux à prévoir .....	109
10.7.4. Impacts réglementaires .....	109
<b>10.8. Quel bilan ?</b> .....	<b>110</b>

## **11. ÉTUDE DE DEPLOIEMENT SUR LE TERRITOIRE DE LA GUYANE..... 111**

<b>11.1. Présentation du contexte</b> .....	<b>111</b>
11.1.1. Les données d'entrée .....	111
11.1.2. La flotte de véhicule .....	111
11.1.3. Localisation des dépôts .....	112
11.1.4. Le kilométrage estimé et la consommation .....	112
<b>11.2. Construction des scénarios en Guyane</b> .....	<b>113</b>
<b>11.3. L'avitaillement</b> .....	<b>113</b>
11.3.1. Présentation de la (ou des) station(s) d'avitaillement .....	113
11.3.2. La gestion de la rupture d'approvisionnement .....	113
<b>11.4. Résultats de la simulation</b> .....	<b>113</b>
<b>11.5. Impact sur la fiscalité</b> .....	<b>114</b>
<b>11.6. Soutien financier à la filière</b> .....	<b>114</b>
<b>11.7. Préconisations pour la mise en œuvre</b> .....	<b>115</b>
11.7.1. Les acteurs à impliquer .....	115
11.7.1.1. Les acteurs en lien avec la production de BioGNV .....	115
11.7.1.2. Les acteurs en lien avec l'utilisation du BioGNV .....	115
11.7.2. Les échéances à intégrer .....	115
11.7.3. Impacts réglementaires .....	115
<b>11.8. Quel bilan ?</b> .....	<b>116</b>

## **12. ÉTUDE DE DEPLOIEMENT SUR LE TERRITOIRE DE LA GUADELOUPE.117**

<b>12.1. Présentation du contexte</b> .....	<b>117</b>
---	------------

12.1.1.	Les données d'entrée .....	117
12.1.2.	La flotte de véhicule .....	117
12.1.3.	Localisation des dépôts .....	118
12.1.4.	Le kilométrage estimé et la consommation .....	119
<b>12.2.</b>	<b>Construction des scénarios en Guadeloupe .....</b>	<b>119</b>
<b>12.3.</b>	<b>L'avitaillement .....</b>	<b>119</b>
12.3.1.	Présentation de la (ou des) station(s) d'avitaillement .....	119
12.3.2.	La gestion de la rupture d'approvisionnement.....	119
<b>12.4.</b>	<b>Résultats des simulations .....</b>	<b>120</b>
<b>12.5.</b>	<b>Impact sur la fiscalité .....</b>	<b>121</b>
<b>12.6.</b>	<b>Soutien financier à la filière.....</b>	<b>122</b>
<b>12.7.</b>	<b>Préconisations pour la mise en œuvre en Guadeloupe .....</b>	<b>122</b>
12.7.1.	Les acteurs à impliquer .....	122
12.7.1.1.	Les acteurs en lien avec la production de BioGNV .....	122
12.7.1.2.	Les acteurs en lien avec l'utilisation du BioGNV .....	122
12.7.2.	Les échéances à intégrer .....	122
12.7.3.	Les travaux à prévoir.....	123
12.7.4.	Impacts réglementaires .....	123
<b>12.8.</b>	<b>Quel bilan ?.....</b>	<b>123</b>
<b>13.</b>	<b>SOURCES DE FINANCEMENT ENVISAGEABLES.....</b>	<b>125</b>
<b>13.1.</b>	<b>Aides existantes .....</b>	<b>125</b>
13.1.1.	Les fonds déchets et fonds chaleur.....	125
13.1.2.	Sources de financement pour la production de BioGNV.....	125
13.1.3.	Source de financement pour la distribution de BioGNV.....	125
13.1.4.	Source de financement pour l'utilisation de BioGNV .....	125
<b>13.2.</b>	<b>Solutions pouvant être mises en œuvre .....</b>	<b>125</b>
<b>14.</b>	<b>SYNERGIE ENTRE LES TERRITOIRES.....</b>	<b>127</b>
<b>15.</b>	<b>CONCLUSIONS .....</b>	<b>128</b>
<b>15.1.</b>	<b>Le BioGNV pour décarboner la mobilité .....</b>	<b>128</b>
<b>15.2.</b>	<b>Modélisation de scénarios de transition .....</b>	<b>128</b>
15.2.1.	Martinique .....	128
15.2.2.	Guyane .....	129
15.2.3.	Guadeloupe.....	130
<b>15.3.</b>	<b>Conclusion Générale .....</b>	<b>131</b>
<b>16.</b>	<b>ANNEXES .....</b>	<b>133</b>
<b>16.1.</b>	<b>Présentation de l'outil Excel .....</b>	<b>133</b>
16.1.1.	Le principe des calculs .....	133
16.1.2.	Hypothèses .....	133
16.1.3.	Limites du modèle .....	134
<b>16.2.</b>	<b>Les résultats obtenus.....</b>	<b>135</b>
<b>INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES.....</b>	<b>136</b>	

## RÉSUMÉ

La loi de transition écologique pour la croissance verte (LTECV) impose l'autonomie énergétique pour les Antilles et la Guyane d'ici 2030, avec au moins 50 % d'énergies renouvelables. Cela s'applique aussi au secteur des transports, qui représente près des 2/3 des consommations énergétiques. Pourtant l'utilisation de carburants alternatifs, d'origine biologique et locale a encore été peu étudiée.

C'est dans ce contexte que l'ADEME a décidé d'étudier le potentiel de développement d'une filière biogaz pour la mobilité (dite BioGNV) sur les trois départements français d'Amérique, qui partagent nombre de caractéristiques : énergétiquement insulaire, absence de réseau de gaz, ...

L'objectif de cette étude est de déterminer si la création d'une filière bioGNV pourrait être pertinente en Guadeloupe, en Martinique et/ou en Guyane et d'identifier le potentiel pour une mobilité fonctionnant au bioGNV. La pertinence des besoins de mobilité a été analysée afin de déterminer un seuil de conversion de flotte et donc de gisement de bioGNV nécessaire, pour une exploitation rentable.

La contrainte de la solution biogaz pour la mobilité dans les trois départements français d'Amérique vient des coûts d'investissement nécessaires du fait de l'absence de réseau de gaz (3,5 à 6 M€ selon les sites et les hypothèses), et pour la Guyane et la Guadeloupe, du faible nombre de véhicules identifiés. En effet, cet investissement s'amortira d'autant mieux qu'il alimentera un maximum de véhicules, dans les limites des capacités de production de biogaz. De plus, cette absence de réseau de gaz, impose de mettre en place des redondances pour garantir l'approvisionnement renchérissant les coûts : disposer de 2 producteurs dont toute la production ne doit pas être valorisée, doubler les équipements sensibles (pompes, ...), disposer d'au moins 2 jours de stock, ... Cela limite aussi le gisement mobilisable.

Néanmoins cette étude a répondu à son objet et a démontré la pertinence de cette solution biogaz pour décarboner une petite partie de la mobilité. Son prix de revient est acceptable et le besoin de subvention publique limité.

De par le grand nombre d'entreprises de transport, la cible la plus aisée à mobiliser est celle des quelques flottes de bus ou BOM, assez importantes et dont les donneurs d'ordre sont publics, soit en propriété directe, soit via des SEM, soit par des DSP.

L'enjeu serait donc de pouvoir convertir ces flottes au fur et à mesure des renouvellements de véhicules ou de contrats (qui vont souvent de pair). De fait la rentabilité estimée dans cette étude ne sera pas atteinte sur les premières conversions et une aide publique devrait être nécessaire, mais limitée à quelques millions d'euros par territoire.

## ABSTRACT

The French Law on Ecological Transition for Green Growth (LTECV) requires the French West Indies and French Guiana to be energy self-sufficient by 2030, with at least 50% renewable energy. This also applies to the transport sector, which accounts for almost 2/3 of the energy consumption. However, the use of alternative fuels, of biological and local origin, has not yet been studied.

It is in this context that the ADEME (Environmental and Energy Management Agency) decided to study the development potential of the biogas sector for mobility (known as BioNGV) in the three French departments of America, which share several characteristics: insular energy situation, absence of a gas network, ...

The goal of this study is to determine whether the creation of a bio-NGV sector could be relevant in Guadeloupe, Martinique and/or French Guiana and to identify the potentials for bio-NGV based mobility. The relevance of mobility needs was analysed in order to determine a threshold of fleet conversion and of the bioNGV amounts, necessary for a cost-effective operation.

The constraint of the biogas solution for mobility in the three French departments of America comes from the investment costs required due to the absence of a gas network (3.5 to 6 M€ depending on the sites and the hypotheses), and for French Guiana and Guadeloupe, from the small number of vehicles identified. In fact, this investment will pay for itself all the better if it supplies a maximum number of vehicles, within the limits of biogas production capacities. Moreover, the absence of a gas network means that redundancies must be set up to guarantee supply, which increases costs: having two producers whose entire production does not have to be used, doubling sensitive equipment (pumps, etc.), having at least two days of stock, etc. This also limits the amount of biogas that can be mobilized.

Nevertheless, this study has fulfilled its purpose and demonstrated the relevance of this biogas solution for decarbonising a small part of mobility. Its cost price is reasonable and the need for public subsidies is limited.

Because of the large number of transport companies, the easiest target to mobilise is the few fairly large fleets of buses or light commercial vehicles, whose clients are public, either directly owned, or via SEMs (mixed economy companies) or public service contracts.

The challenge would therefore be to be able to convert these fleets as and when vehicles or contracts are renewed (which often go hand in hand). In fact, the profitability estimated in this study will not be achieved on the first conversions and public aid should be necessary, but limited to a few million euros per territory.

# 1. Introduction

## 1.1. Contexte du projet :

La loi de transition écologique pour la croissance verte (LTECV) impose l'autonomie énergétique pour les Antilles et la Guyane d'ici 2030, avec au moins 50 % d'énergies renouvelables. Cela s'applique aussi au secteur des transports, qui représente près des 2/3 des consommations énergétiques.

Pourtant l'utilisation de carburants alternatifs, d'origine biologique et locale a encore été peu étudiée. Elle pourrait compléter l'offre de motorisation électrique, en particulier pour les véhicules lourds auxquels le stockage batterie ne sait pas répondre, ou la solution hydrogène, encore coûteuse.

C'est dans ce contexte que l'ADEME s'est intéressé au potentiel de développement d'une filière biogaz pour la mobilité (dite BioGNV) sur les trois départements français d'Amérique, qui partagent nombre de caractéristiques : énergétiquement insulaire, absence de réseau de gaz, ...

Le gisement de production de biogaz, issu principalement de déchets fermentescibles est limité, et les niches d'usage peuvent l'être aussi. De plus nombre de contraintes et l'étroitesse des marchés pourraient mettre à mal cette solution. Aussi avant de déployer des études de faisabilité ou d'accompagner des porteurs de projets, l'ADEME a souhaité réaliser cette étude afin d'estimer la pertinence de cette filière, pertinence à la fois technique (gisements, besoins, avantages, risques) et économique (rentabilité).

L'étude se concentrera sur le biogaz sous pression, le GNL (biogaz sous forme liquide) a été écarté parce que ses caractéristiques sont peu adaptées au climat du territoire d'étude, en effet, le GNL doit être stocké à très basse température (- 160 °C) et il subit une évaporation quel que soit le mode de stockage choisi. Par ailleurs, le marché des véhicules au GNL est peu fourni ce qui restreint le potentiel d'utilisateurs.

## 1.2. Méthodologie

### 1.2.1. Phase 1 : Etude de la filière BioGNV et comparaison avec les autres filières



### 1.2.2. Phase 2 : Identification des secteurs pertinents

## OBJECTIFS



- Identifier les secteurs pertinents pour la mise en oeuvre de la filière aux Antilles Guyane
- Identifier les caractéristiques des acteurs/entreprises potentiels

## METHODOLOGIE



- Benchmark auprès de 10 acteurs du GNV (en Métropole)
- Entretiens avec les acteurs de la mobilité sur les 3 territoire

### 1.2.3. Phase 3 : Etude de rentabilité

## OBJECTIFS



- Construire un outil de modélisation évolutif
- Déterminer les opportunités de déploiement et proposer des préconisations pour amorcer la mise en oeuvre

## METHODOLOGIE



- Création d'un outil de simulation Excel
- Analyse de scénarios de déploiement par territoire
- Impact sur la fiscalité
- Présentation des conditions de mise en oeuvre

## 2. Evaluation du gisement de biogaz

---

### 2.1. Méthodologie

#### 2.1.1. Méthodologie

L'objectif de cette partie est double. Il s'agit de :

- Réaliser un état des lieux des installations existantes et en projet du territoire produisant du biogaz (le valorisant ou non) ;
- Estimer les gisements de déchets qui pourraient être valorisables en biogaz.

A travers ces deux éléments, il sera possible de déterminer les gisements de biogaz potentiellement utilisables dans une filière BioGNV sur chacun des territoires.

#### 2.1.2. Documents sources

Les données exposées dans les tableaux proviennent de diverses sources :

- Arrêtés préfectoraux, rapports d'inspection ICPE issus du site Georisques ;
- Plans régionaux de Prévention et de Gestion des Déchets ;
- Données ITOM fournies par l'ADEME ;
- Données SINOE ;
- Rapports annuels des installations ou des collectivités ;
- Études :
  - Étude de faisabilité d'un projet de méthanisation territoriale – Guadeloupe ENR
  - Évaluation du gisement méthanisable au sein de l'archipel des îles de Guadeloupe – Guadeloupe ENR
  - Étude d'implantation d'une unité de méthanisation sur le territoire de Guadeloupe – Projet Insul'gaz Verte Vallée
  - Étude de valorisation du biogaz de l'ISDND des Maringouins – SARL GOVINDIN
  - Étude de production de biométhane en Guyane pour Ariane Next – CNES
- Entretiens téléphoniques avec les acteurs.

## 2.2. Etat des lieux des installations de production de biogaz

### 2.2.1. Hypothèses considérées

Plusieurs hypothèses ont dû être formulées dans le cas d'installations avec des informations partielles ou inexistantes. Ces hypothèses sont présentées dans les paragraphes suivants.

#### 2.2.1.1. Hypothèses liées à l'estimation du biogaz valorisable sur les distilleries

La quantité de biogaz produite par les distilleries n'était disponible que sur l'unité de méthanisation de la Distillerie de Bologne située en Guadeloupe. Ainsi, d'après l'arrête préfectoral, l'unité de méthanisation produit 2 400Nm<sup>3</sup>/jour de biogaz pour un volume d'alcool produit de 1 625m<sup>3</sup> par an. L'information sur la quantité de déchets réceptionnés n'étant pas disponible pour toutes les installations, ce sont donc les deux valeurs ci-dessus qui ont été dimensionnantes pour les autres installations. Ainsi, la quantité de biogaz produit annuellement a été calculé de la manière suivante :

$$Qté\ biogaz\ produit = 876\ 000\ Nm^3 \frac{Volume\ d'alcool\ produit}{1\ 625\ m^3}$$

#### 2.2.1.2. Hypothèses de passage de production de biogaz à biométhane

Lorsqu'aucune information de qualité et de composition du biogaz produit n'était disponible. Un taux de 40% de CH<sub>4</sub> a été considéré et a donc permis d'estimer la production de biométhane.

Ce taux correspond aux différents retours d'expériences sur le type d'installations étudié (méthaniseurs).

#### 2.2.1.3. Hypothèses de passage de production d'électricité à la production de biométhane

Le PCI du CH<sub>4</sub> s'élève à 9,94 kWh/Nm<sup>3</sup>. Cette valeur a été utilisée lors de conversion de production d'électricité à une quantité de biométhane en Nm<sup>3</sup>, en considérant un rendement moyen de production d'électricité de 35% via la formule suivante :

$$Qté\ biométhane\ produit\ en\ Nm^3 = \frac{Production\ d'électricité\ en\ \frac{kWh}{Rendement(35\%)}}{9,94\ \frac{kWh}{Nm^3}}$$

#### 2.2.1.4. Hypothèses d'estimation de production de biométhane dans des ISDND

Dans le cas où la production de biogaz et/ou biométhane n'était pas disponible pour des installations de stockage de déchets non dangereux, l'estimation a été réalisée sur la base de la méthode issue du guide de l'ADEME « Biogaz issu de la mise en décharge : comment optimiser son captage » (disponible [ici](#)).

Pour ce faire, les tonnages réceptionnés depuis 30 ans avec des classes d'âge doivent être connus et classés en 3 catégories :

- Catégorie 1 :
  - Déchets fortement évolutifs : ordures ménagères et assimilées, boues et déchets verts
  - Potentiel méthanogène (FE0) = 100 m<sup>3</sup>/t
- Catégorie 2 :
  - Déchets moyennement évolutifs : DIB et déchets ménagers ayant subi un traitement par broyage ou compostage
  - Potentiel méthanogène = 50 m<sup>3</sup>/t
- Catégorie 3 :
  - Déchets non fermentescibles : inertes, encombrants et mâchefers
  - Potentiel méthanogène = 0 m<sup>3</sup>/t

L'estimation se fait ensuite à l'aide du tableau suivant :

Classe d'âge	Catégorie 1 : déchets fortement évolutifs			Catégorie 2 : déchets moyennement évolutifs			TOTAL
	Tonnage stocké	Production (m <sup>3</sup> /t)	Débit méthane (m <sup>3</sup> /an)	Tonnage stocké	Production (m <sup>3</sup> /t)	Débit méthane (m <sup>3</sup> /an)	Débit méthane (m <sup>3</sup> /an)
1 à 5 ans	À compléter : X	6,6	X x 6,6	À compléter : Y	3,3	Y x 3,3	
6 à 10 ans	...	3,4			1,7		
10 à 20 ans		1,8			0,9		
20 à 30 ans		0,8			0,4		
<b>TOTAL (m<sup>3</sup>/an)</b>							
<b>TOTAL (m<sup>3</sup>/h) : débit (en m<sup>3</sup>/an)/8760</b>							<b>P<sub>CH4</sub></b>

Tableau 1 : Estimation de la production de méthane dans les ISDND

À noter que le climat spécifique des Antilles Guyane peut impacter le procédé de méthanisation et modifier la vitesse de la réaction. Les gisements issus de cette analyse correspondent donc à un potentiel moyen.

## 2.2.2. Installations existantes valorisant tout ou en partie le biogaz

Les installations listées ci-dessous valorisent du biogaz mais pas forcément la totalité de leur production :

Informations générales												
Territoire	Installation	Type	Statut	Localisation	Maître d'ouvrage	Capacité technique	Capacité autorisée	Qté OM (t/an)	Qté DIB (t/an)	Qté ENC/inertes (t/an)	Qté déchets divers	Qté déchets retenue
Guadeloupe	Distillerie de Bologne	Unité de méthanisation	Existant	Basse-Terre	Distillerie Bologne						136 m3/j	136 m3/j
Guadeloupe	Distillerie SIS Bonne-Mère	Unité de méthanisation	Existant	Sainte-Rose	Distillerie SIS Bonne-Mère							
Guadeloupe	ISDND de la Gabarre	ISDND	Existant	Abymes	SYVADE		105 000 t/an				139 047 t/an	139 047 t/an
Guadeloupe	ISDND de Sainte-Rose	ISDND	Existant	Sainte-Rose	SITA Espérance		300 000 t/an	65 435 t/an	30 303 t/an	25 079 t/an	3 054 t/an	123 872 t/an
Guyane	ISDND des Maringouins	ISDND	Existant	Cayenne	SARL GOVINDIN			63 278 t/an	19 470 t/an	14 603 t/an		
Martinique	Distillerie Saint James	Unité de méthanisation	Existant	Sainte-Marie								
Martinique	CVO du Robert	Unité de méthanisation	Existant	Le Robert	SMTVD	24 200 t/an avec compostage	45 000 t/an avec compostage				5 052 t/an	5 052 t/an
Martinique	ISDND de la Trompeuse	ISDND	Fermée	Fort-de-France	SMTVD	0 t/an	0 t/an				55 000 t/an en 2010	0 t/an

Tableau 2 : Estimation de la production de méthane dans les ISDND

Valeur réelle	Estimation
---------------	------------

Informations générales				Production de biogaz (actuelle)							
Territoire	Installation	Type	Statut	Type de valo biogaz	Qté biogaz produit estimé	Qté biométhane valorisable	Taux de CH4	Taux de O2	Taux de CO2	Taux de N2	Autres (H2S, polluants, etc.)
Guadeloupe	Distillerie de Bologne	Unité de méthanisation	Existant	Electricité	876 000 Nm <sup>3</sup> /an	350 400 Nm <sup>3</sup> /an					
Guadeloupe	Distillerie SIS Bonne-Mère	Unité de méthanisation	Existant	Energie thermique	2 075 446 Nm <sup>3</sup> /an	830 178 Nm <sup>3</sup> /an					
Guadeloupe	ISDND de la Gabarre	ISDND	Existant	Electricité et énergie thermique	1 307 329 Nm <sup>3</sup> /an	392 416 Nm <sup>3</sup> /an	30%	4,9%	24,7%		
Guadeloupe	ISDND de Sainte-Rose	ISDND	Existant	Electricité et énergie thermique	2 639 926 Nm <sup>3</sup> /an	1 040 131 Nm <sup>3</sup> /an	39%	33,1%	3,3%	12,2%	H2S : 61,6 ppm
Guyane	ISDND des Maringouins	ISDND	Existant	Non valorisé (torchère)	4 380 000 Nm <sup>3</sup> /an	1 935 960 Nm <sup>3</sup> /an	44,2%	1,6%	37,0%		H2S : 19 ppm CO : 64 ppm
Martinique	Distillerie Saint James	Unité de méthanisation	Existant	Electricité et énergie thermique	258 757 Nm <sup>3</sup> /an	103 503 Nm <sup>3</sup> /an					
Martinique	CVO du Robert	Unité de méthanisation	Existant	Electricité	621 697 Nm <sup>3</sup> /an	106 936 Nm <sup>3</sup> /an					
Martinique	ISDND de la Trompeuse	ISDND	Fermée	Electricité (2,9 GWh/an en prévision 2019 : 0,39GWh)	<sup>2</sup>	112 101 Nm <sup>3</sup> /an					

Tableau 3 : Installations existantes valorisant tout ou en partie le biogaz



### 2.2.3. Installations existantes ne valorisant pas le biogaz

Informations générales										Production de biogaz (actuelle)		
Territoire	Installation	Type	Statut	Localisation	Maître d'ouvrage	Qté OM (t/an)	Qté DIB (t/an)	Qté ENC/inertes (t/an)	Qté déchets divers	Type de valo biogaz	Qté biogaz potentiel Nm <sup>3</sup> /an	Qté biométhane potentiel Nm <sup>3</sup> /an
Martinique	Distillerie Depaz de Dillon	Unité de méthanisation	Existant	Saint-Pierre	DILLON SAS					Non valorisé	1 886 769 Nm <sup>3</sup> /an	754 708 Nm <sup>3</sup> /an
Martinique	ISDND de Céron	ISDND	Fermeture imminente	Sainte-Luce	SMTVD	16 880 t/an	21 585 t/an	32 661 t/an	9 364 t/an	Non valorisé		2 844 312 Nm <sup>3</sup> /an
Martinique	ISDND du Petit Galion	ISDND	Existant	Le Robert	SMTVD	25 000 t/an	-	-	100 000 t/an	Non valorisé (car essentiellement DAE)		1 140 000 Nm <sup>3</sup> /an

Tableau 4 : Installations existantes ne valorisant pas le biogaz

## 2.2.4. Installations en projet valorisant le biogaz

Informations générales							Production de biogaz (future)						
Territoire	Installation	Type	Statut	Localisation	Maître d'ouvrage	Qté déchets retenue	Type de valo biogaz	Année	Qté biogaz produit	Qté biométhane	Taux de CH4	Taux de O2	Taux de CO2
Guadeloupe	Méthaniseur agricole Grande Terre	Unité de méthanisation	Projet	Lamentin	Guadeloupe ENR SEML	9 325 t/an	Electricité et énergie thermique OU Hydrogène			778 696 Nm <sup>3</sup> CH4/an			
Guadeloupe	Méthaniseur Verte Vallée 2	Unité de méthanisation	Projet	Grande-Terre	Verte Vallée	20 000 t/an	Electricité et énergie thermique	2021	2 510 913 Nm <sup>3</sup> /an	1 388 615 Nm <sup>3</sup> CH4/an	Entre 54 et 60%	0%	20%
Guadeloupe	Méthaniseur Verte Vallée 3	Unité de méthanisation	Projet	Basse-Terre	Verte Vallée	20 000 t/an	Electricité et énergie thermique	2021	2 510 913 Nm <sup>3</sup> /an	1 388 615 Nm <sup>3</sup> CH4/an	Entre 54 et 60%	0%	20%
Guadeloupe	Méthaniseur Verte Vallée 1	Unité de méthanisation	Projet	Marie Galante	Verte Vallée	20 000 t/an	Electricité et énergie thermique	2021	2 510 913 Nm <sup>3</sup> /an	1 388 615 Nm <sup>3</sup> CH4/an	Entre 54 et 60%	0%	20%
Guyane	Méthaniseur pour domaine spatial	Unité de méthanisation	Projet	Kourou + Site SECHE Environnement	CNES	37 000 t/an	Carburation			1 000 000 Nm <sup>3</sup> CH4/an			
Guyane	Méthaniseur SARA	Unité de méthanisation	Projet		SARA	1 005 000 t/an	Carburation OU Electricité OU H2			900 tbioCH4/an 18M Nm <sup>3</sup> /an	60%		

Tableau 5 : Installations en projet valorisant le biogaz

Trois projets ont également été identifiés en Martinique. Il s'agit des projets de méthanisation DENEL, COLOMBE et SPEVENA. Il n'existe pas d'information précise sur ces 3 projets.

## 2.2.5. Bilan des installations

Les cartes suivantes présentent les différentes installations (existantes ou futures) pour chaque territoire. La taille des symboles est proportionnelle à la production de biométhane.



Figure 1 : Carte représentant les installations de production de biogaz existantes et futures en Guyane

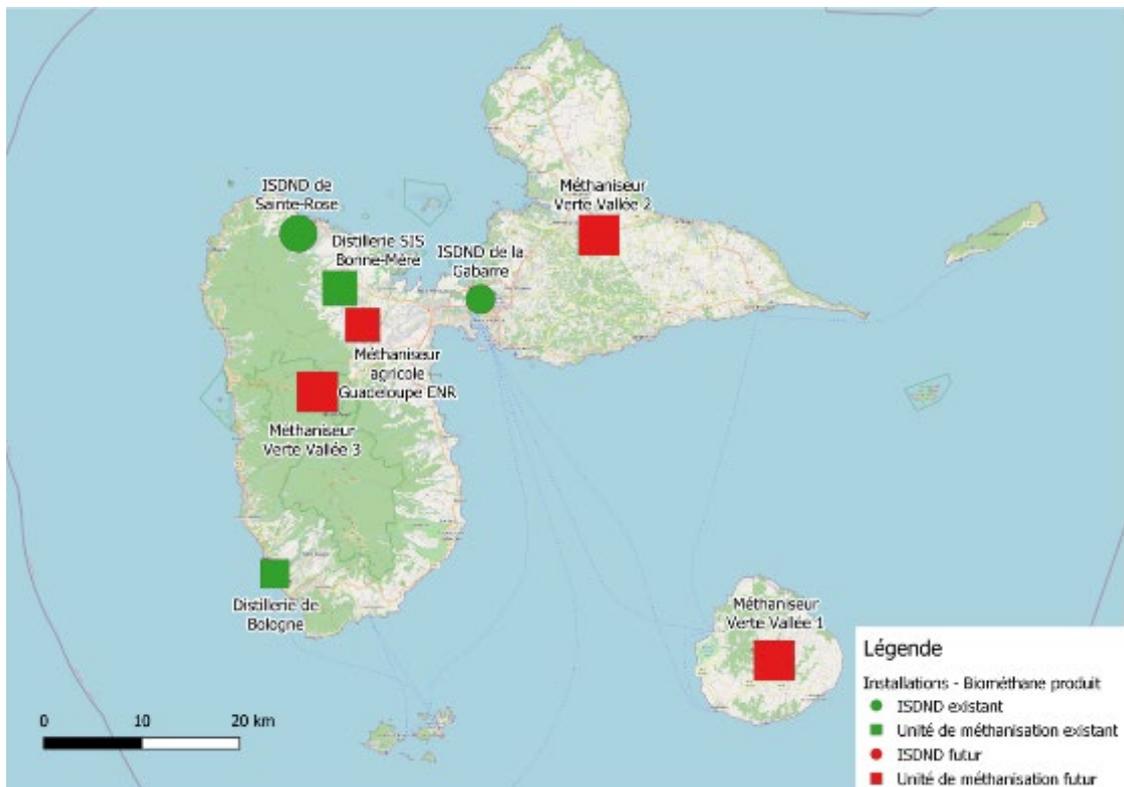


Figure 2 : Carte représentant les installations de production de biogaz existantes et futures en Guadeloupe (la localisation des projets de méthaniseur Verte Vallée n'étant pas définie, ceux-ci ont été placés arbitrairement au centre de chaque île)

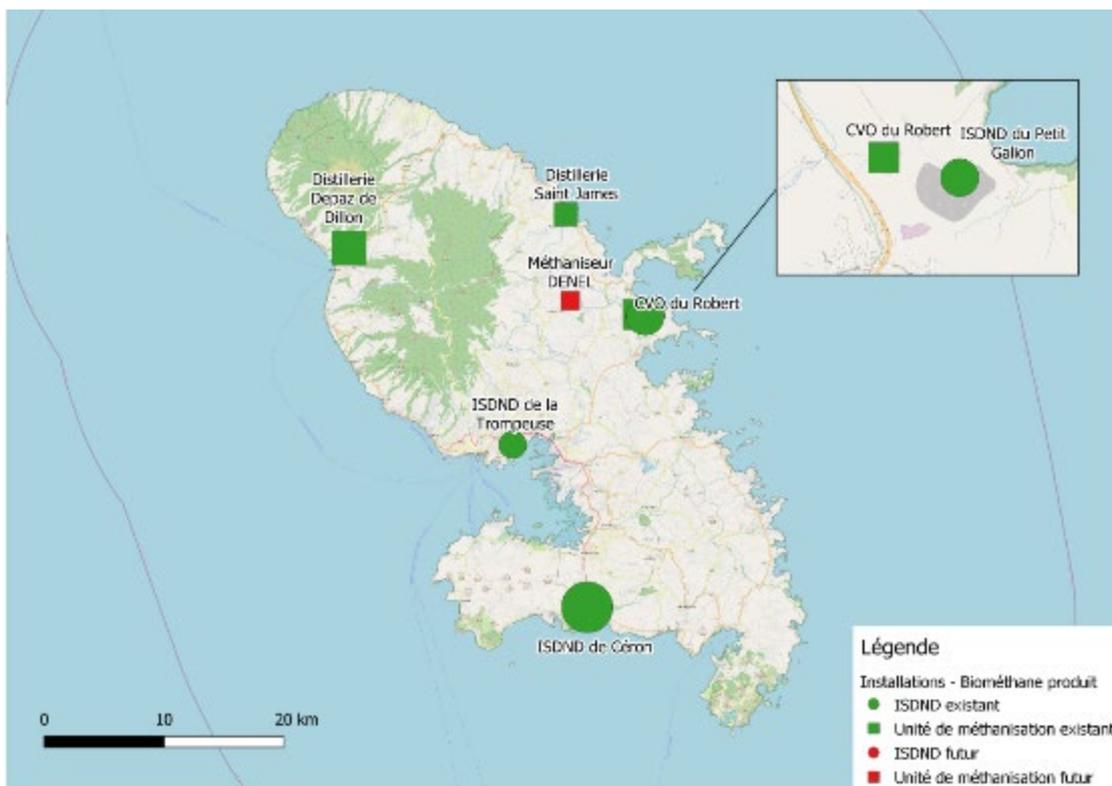


Figure 3 : Carte représentant les installations de production de biogaz existantes et futures en Martinique

Le bilan des installations en matière de production de biométhane est le suivant :

	Guadeloupe	Guyane	Martinique	TOTAL
Valorisé	26 GWh/an	19 GWh/an	3,2 GWh/an	48 GWh/an
Projet	49 GWh/an	10 GWh/an	0 GWh/an	124 GWh/an
<b>TOTAL</b>	<b>75 GWh/an</b>	<b>29 GWh/an</b>	<b>3 GWh/an</b>	<b>171 GWh/an</b>
Non-valorisé	0 GWh/an	0 GWh/an	47 GWh/an	47 GWh/an
<b>TOTAL</b>	<b>75 GWh/an</b>	<b>29 GWh/an</b>	<b>50 GWh/an</b>	<b>219 GWh/an</b>

Tableau 6 : Bilan des installations

Par ailleurs, à partir de la date prévisionnelle de mise en œuvre des installations en projet, l'évolution de la production de biométhane dans les 5 prochaines années a pu être estimée :

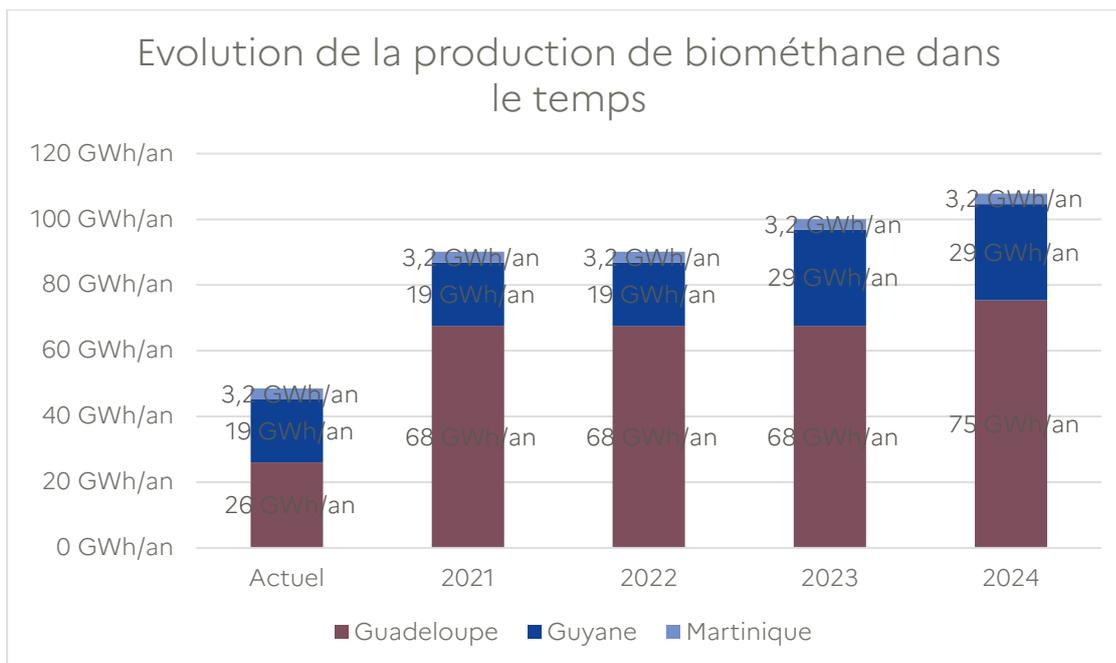


Figure 4 : Evolution de la production de biométhane dans le temps

## 2.3. Estimation du gisement de déchets valorisables en biogaz

L'estimation du gisement de déchets valorisables en biogaz permet d'évaluer le potentiel en matière de création d'installations sur le territoire d'étude.

### 2.3.1. Hypothèses considérées

L'essentiel des données relatives au gisement de déchets valorisables en biogaz sont issues des rapports d'études de Guadeloupe ENR et du CNES pour la Guyane. Toutefois, aucune information n'était disponible sur la Martinique. Des hypothèses ont été posées.

Le gisement de déchets valorisables en biogaz en Martinique est issu du PRPGD de la Martinique qui présente les tonnages suivants :

	PRPGD Martinique
Gisements agricoles (effluents, culture)	51 000 t
Sous-produit de l'assainissement	76 426 t
Gisements agroindustriels (déchets carnés, pêche, fruits & légumes, pâtes, grains, produits laitiers, ...)	30 056 t
Biomasse agroindustrielle issue de la filière de la canne à sucre	0 t
Déchets verts	29 103 t
Biodéchets	2 926 t
Huiles alimentaires usagées	326 t
Algues sargasses	0 t
<b>Total</b>	<b>189 837 t</b>

Tableau 7 : Gisement de déchets valorisables en biogaz en Martinique

Afin de convertir ces tonnages en production de biométhane, un ratio Nm<sup>3</sup> de biométhane par tonne de déchets a été utilisé. D'après l'étude de Guadeloupe ENR, 1 tonne de déchets produit en moyenne 56 Nm<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> sur le territoire de la Guadeloupe. Etant donné les similarités avec le territoire de la Martinique, ce ratio moyen a été appliqué sur le potentiel de gisement en tonnes estimé dans le tableau plus haut.

### 2.3.2. Estimation du gisement

L'estimation du gisement des déchets valorisables en biogaz est présentée dans le tableau ci-dessous :

Territoire	Zone	Type de déchets	Tonnes déchets (t/an)	Production biométhane (Nm <sup>3</sup> /an)
Guadeloupe	Toute la Guadeloupe	Gisement potentiel méthanisation	230 000 t/an	12 790 381 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Martinique	Toute la Martinique	Gisement estimé	189 837 t/an	10 556 879 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	Balle de riz (Agricole)	3 000 t/an	81 984 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	Bagasse (Agricole)	1 200 t/an	179 353 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	Lisier (Agricole)	2 500 t/an	214 594 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	FFOM	16 000 t/an	2 051 997 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	Gros producteurs	30 000 t/an	261 529 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	HAU	5 029 t/an	453 532 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	Abattoirs	650 t/an	64 688 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	Déchets de pêche	550 t/an	33 506 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	STEP	550 t/an	481 705 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	Déchets verts	Qté de méthane	147 026 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an
Guyane	Toute la Guyane	CIVE	2 200 t/an	16 150 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an

Tableau 8 : Gisement de déchets valorisables en biogaz aux Antilles Guyane

### 2.4. Bilan

Le bilan de toute la filière (installation et gisement potentiel) est le suivant :

	Guadeloupe	Guyane	Martinique	TOTAL
Valorisé	26 GWh/an	19 GWh/an	3,2 GWh/an	48 GWh/an
Projet	49 GWh/an	10 GWh/an	0 GWh/an	124 GWh/an
<b>TOTAL</b>	<b>75 GWh/an</b>	<b>29 GWh/an</b>	<b>3 GWh/an</b>	<b>171 GWh/an</b>
Non-valorisé	0 GWh/an	0 GWh/an	47 GWh/an	47 GWh/an
<b>TOTAL</b>	<b>75 GWh/an</b>	<b>29 GWh/an</b>	<b>50 GWh/an</b>	<b>219 GWh/an</b>
Gisement total déchets	128 Gwh/an	87 Gwh/an	105 Gwh/an	320 Gwh/an
Potentiel issu des déchets	52 GWh/an	58 GWh/an	102 GWh/an	155 GWh/an
Gisement hors valorisé	101 GWh/an	29 GWh/an	149 GWh/an	
Gisement total déchets	128 GWh/an	87 GWh/an	153 GWh/an	
<b>Transport terrestre</b>	<b>3 034 GWh/an</b>	<b>1 082 GWh/an</b>	<b>2 654 GWh/an</b>	
% Gisement total déchets	4,2%	8%	5,8%	

Tableau 9 : Bilan des installations et du gisement potentiel sur les 3 territoires

A titre indicatif, la part de biogaz produit en GWh/an par rapport à la consommation d'énergie primaire liée au transport terrestre est indiqué dans le tableau ci-dessus depuis diverses sources (OTTEE Bilan Energétique Martinique 2019, OREC Guadeloupe Bilan Energétique 2019 et ADEME Guyane).

Finalement, plusieurs constats peuvent être faits sur le gisement potentiel de biogaz :

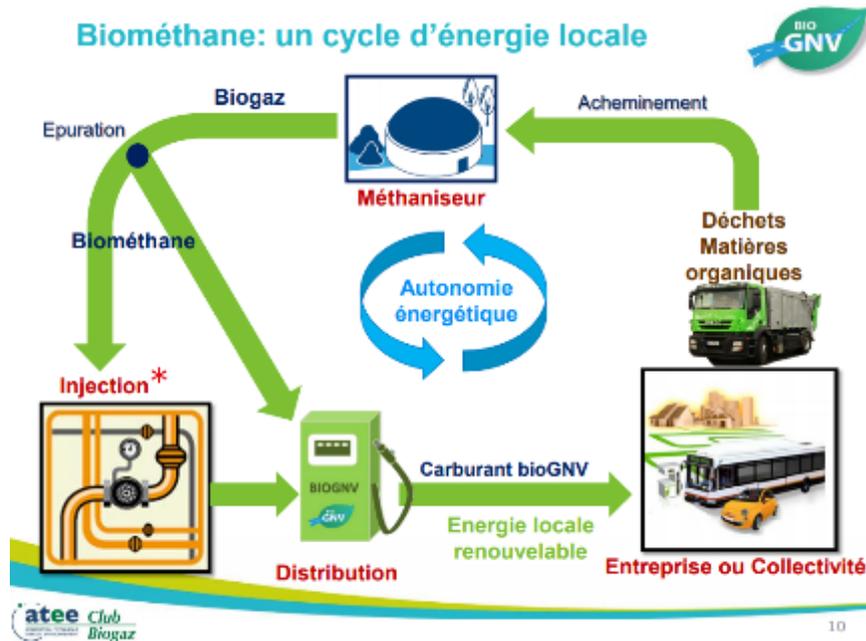
- La **Guadeloupe** compte plusieurs installations existantes et valorisant déjà du biogaz. Par ailleurs, 20,4% de la production de Biogaz issu des déchets est déjà réalisée sur les installations existantes. Les projets prévus sur le territoire permettent d'atteindre 59,1% de valorisation du gisement de biogaz potentiel.
- La **Guyane** possède également une installation existante qui valorise le biogaz. Par ailleurs, le CNES a un projet d'expérimentation de carburation au biogaz qui entraînerait la disponibilité d'un gisement de 10 GWh à horizon 5 ans. Ce gisement pourrait donc être intégré à une filière de BioGNV pour la mobilité. 22,1% de la production de Biogaz issu des déchets est déjà réalisée sur l'installation existante. Le projet prévu sur le territoire permet d'atteindre 33,5% de valorisation du gisement de biogaz potentiel.
- La **Martinique** possède un gisement de déchets valorisables en biogaz important mais n'a pas ou peu d'installations existantes ou en projet qui pourraient produire du biogaz. Par ailleurs, le biogaz actuellement produit ne bénéficie pas de valorisation et pourrait donc être intégré à la filière BioGNV pour la mobilité. 47,3% de la production de Biogaz issu des déchets est déjà réalisée sur l'installation existante. Sur cette production, seulement 2,4% du Biogaz est valorisé.

### 3. Equipements spécifiques à la filière bioGNV

#### 3.1. Schéma de fonctionnement

De manière générale, le bioGNV est produit par méthanisation ou pyrogazéification. Les deux procédés sont expliqués par les schémas suivants :

- Méthanisation



\* L'injection n'est pas possible sur le territoire d'étude

Figure 5 : Schéma de la méthanisation (source : ATEE Club biogaz)

- Pyrogazéification

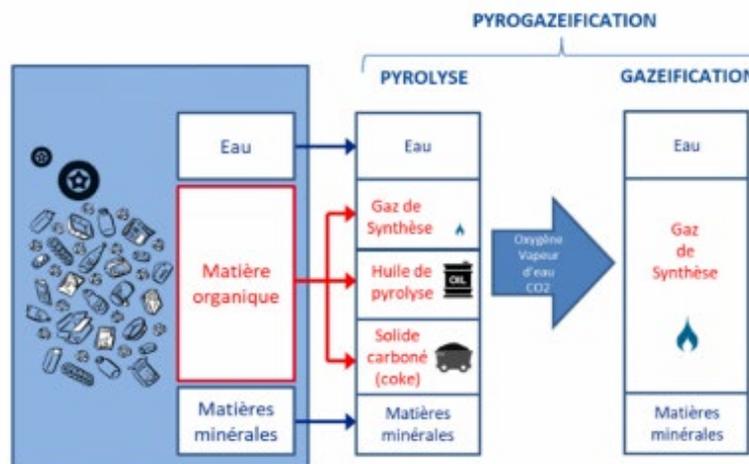


Schéma de principe des procédés de pyrogazéification (source : Club Pyrogazéification)

Figure 6 : Schéma de principe de la pyrogazéification

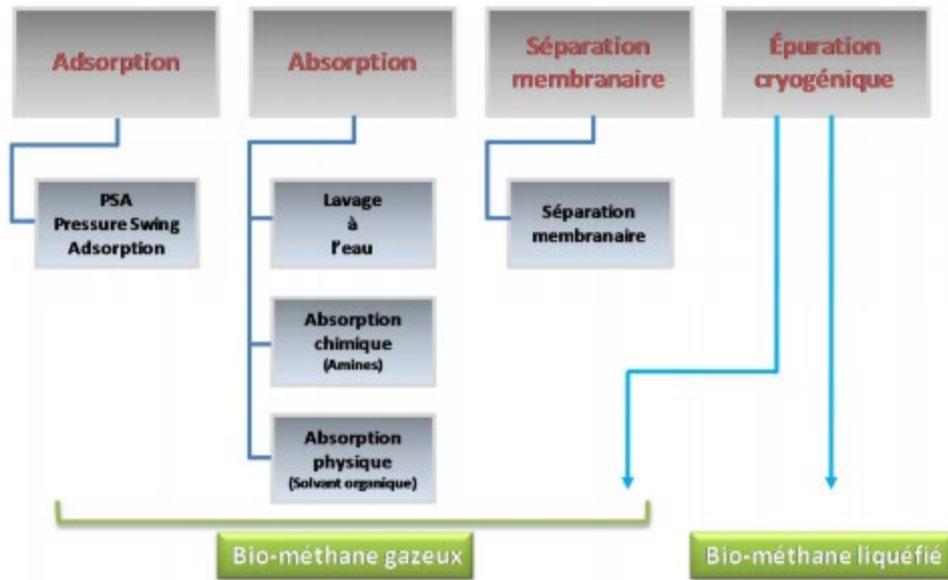
La pyrogazéification utilise principalement des intrants secs et difficilement méthanisables (bois, autres matières ligneuses sèches, ...). Ce procédé est donc complémentaire à la méthanisation. Toutefois, il s'agit de méthode récente et la pyrogazéification est une technologie moins mature que la méthanisation.

### 3.2. Equipements pour la séparation

Si le biogaz se compose principalement de méthane et de dioxyde de carbone, il contient aussi beaucoup d'eau, ainsi que des autres éléments comme l'hydrogène sulfuré, de l'ammoniac ou encore des siloxanes. Pour obtenir un biométhane ayant des caractéristiques similaires au gaz naturel, il est essentiel de purifier le biogaz en éliminant le dioxyde de carbone, l'eau et les autres éléments indésirables.

- **Epuration du biogaz en bio-méthane**

Les 4 familles de procédés sont décrites ci-après. Elles permettent la production de bio-méthane gazeux ou liquéfié.



Source : Biogasmax 2010

Figure 7 : Épuration du biogaz en bio-méthane

- **Lavage à l'eau ou au solvant**

Le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène résiduel peuvent être éliminés du biogaz par le biais d'un processus d'absorption. Les différentes forces de liaison entre le CO<sub>2</sub> et le méthane (non polaire) sont utilisées pour séparer ces composés.

#### Le lavage à l'eau

L'eau est le solvant le plus commun dans ce cas, le processus est appelé « lavage à l'eau ». Le biogaz est comprimé et alimente le bas d'une colonne où il rencontre un flux d'eau à contrecourant.

La colonne est remplie d'un garnissage créant une grande surface de contact entre le biogaz et le liquide. Le CO<sub>2</sub> étant plus soluble dans l'eau que le méthane, le biogaz qui arrive en haut de la colonne est enrichi en méthane.

L'eau enrichie en CO<sub>2</sub>, est alors traitée dans une colonne de désorption où la pression est réduite, permettant de relâcher le dioxyde de carbone. L'eau est ensuite réintroduite dans la colonne d'absorption.

#### Le lavage au solvant

Ce procédé repose exactement sur le même principe que le lavage à l'eau.

L'eau est remplacée par un solvant organique comme le polyéthylène, permettant d'améliorer le processus d'absorption. En effet, le CO<sub>2</sub> est beaucoup plus soluble dans les solvants organiques que dans l'eau.

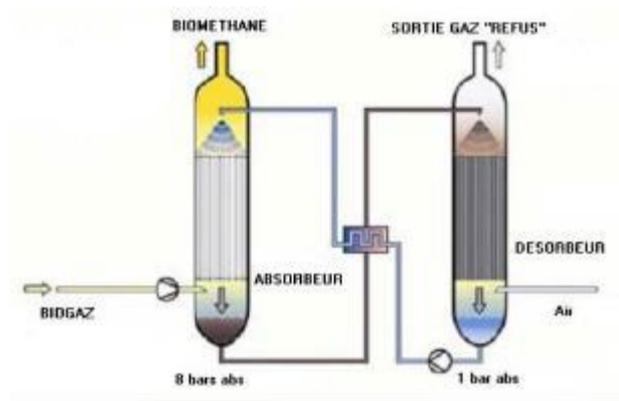


Figure 8 : Processus de lavage avec recirculation

- **Le système membranaire :**

Ces membranes appelées « membranes sèches » fonctionnent soit à haute pression (20 bars) soit à basse pression (8-10 bars).

Les membranes (ex. en acétate de cellulose) séparent les petites particules polaires comme le  $\text{CO}_2$ . La séparation est réalisée du fait que les molécules de tailles différentes ont des perméabilités différentes à travers la membrane. La différence de pression entre les deux côtés de la membrane et la température du gaz sont d'autres facteurs importants pour une bonne séparation.

Le  $\text{CO}_2$  traverse la membrane alors que le méthane reste à l'intérieur de celle-ci.

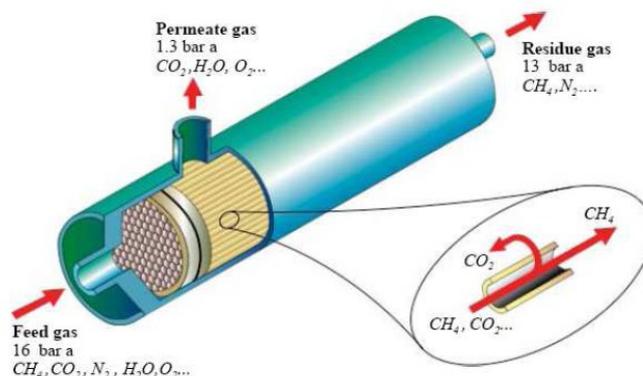


Figure 9 : Séparation membranaire

Le biogaz est traité sur deux ou trois étages de membranes afin d'obtenir un taux de méthane final d'au moins 97%.

- **Le système PSA (Pressure Swing Adsorption)**

La sélectivité de l'adsorption est obtenue avec différents maillages et / ou une application de différentes pressions.

Cette méthode est nommée « Pressure Swing Adsorption », puisque l'adsorption a lieu à haute pression et le matériau est régénéré par la réduction de la pression.

L'utilisation de matériaux ayant des propriétés adsorbants adaptés (ex. zéolithes, tamis moléculaire carbone, ...), sous pression, permet d'obtenir d'excellents résultats.

Le  $\text{CO}_2$  est adsorbé sous pression dans une colonne. Le gaz quittant le haut de l'adsorbeur est enrichi en méthane. Quand l'adsorbant est saturé, le biogaz est amené dans un autre adsorbeur, permettant un fonctionnement en continu.

La régénération de l'adsorbant est réalisée par dépressurisation graduelle. D'abord la pression est réduite jusqu'à pression atmosphérique, puis on applique un léger vide, afin de récupérer la totalité du CO<sub>2</sub>. L'unité PSA est composée de plusieurs colonnes d'adsorption. En fonction de l'état de pression et de températures du gaz introduit dans les colonnes, le CO<sub>2</sub> est capté ou relâché par l'adsorbant.

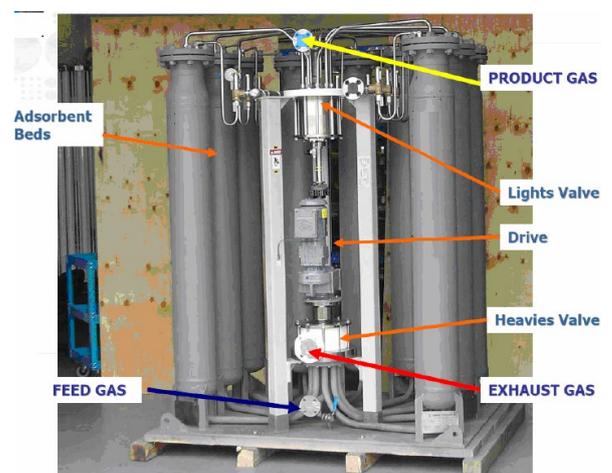
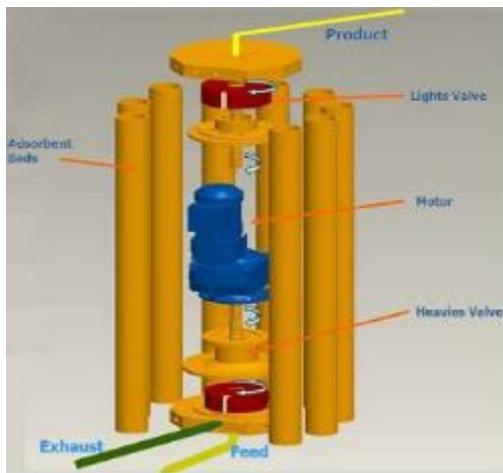
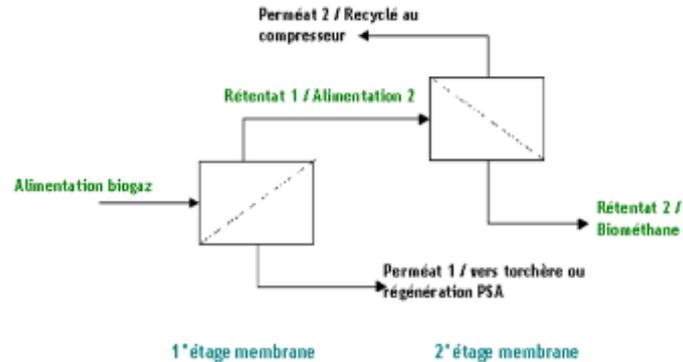


Figure 11 : Système PSA

- La séparation cryogénique (en développement)

Cette technique étant en développement (peu de retour d'expérience), les informations techniques sont peu importantes et très généralistes.

La séparation cryogénique repose sur le fait que le CO<sub>2</sub> et le CH<sub>4</sub> ont des points d'ébullition différents. En effet le méthane a un point d'ébullition de -160°C à pression atmosphérique tandis que celui du CO<sub>2</sub> est de -78°C.

Ce principe permet de séparer le dioxyde de carbone sous forme liquide du méthane, par refroidissement du biogaz à haute pression.

Le principe de cette technique réside dans la compression et le refroidissement du biogaz par des échangeurs de chaleur, avant une ou des étapes de détente.

Les coûts sont donnés ci-dessous de manière indicative, pour des capacités jusqu'à 80 Nm<sup>3</sup>/h (source : Développement de projets bio-méthane / bio-GNV, ASTRADE méthanisation, 2014)

	Membranes	PSA	Cryogénie	Lavage eau	Amines
<b>Budget d'investissement épuration (EHT)</b>	300 000 à 750 000€ selon constructeur, débit, équipements	350 000 à 450 000€ selon débit (hors chaudière offgaz)	820 000 à 1 040 000€ (pour 65 Nm <sup>3</sup> /h bio-méthane) ; selon constructeur	85 000 à 800 000€ selon constructeur, débit et options	650 000 à 800 000€ selon débit et options
<b>Coûts consommables annuel (EHT / Nm<sup>3</sup>/h) Mini- Maxi</b>	190 – 370€	340 – 400€	890 – 970€	330 – 405€	210 – 250€
<b>€/an pour 60 Nm<sup>3</sup>/h mini-maxi</b>	11 400 – 22 000€	20 000 – 22 000€	53 000 – 58 000€	20 000 – 25 000€	12 000 – 15 000€
<b>Coûts d'entretien (EHT/an)</b>	25 000 à 40 000€ selon constructeur hors charbon actif	30 000 à 45 000€ hors charbon actif	52 000€ hors charbon actif	6 000 à 20 000€ selon constructeur hors charbon actif	26 000€ hors charbon actif

Tableau 10 : Comparaison des systèmes de séparation

- Bilan

Systèmes de séparation	Lavage à l'eau ou aux solvants	Système membranaire	Système PSA	Séparation cryogénique
Taux de méthane	97 – 98 %	98%	96 – 97 %	> 97%
Pertes en méthane	1 – 1,5 %	11%	3 – 5 %	< 0,5%
Pression amont	15 bars	15 bars	15 bars	Pas d'indication
Pression aval sortie bio-méthane	8 bars	15 bars	15 bars	Pas d'indication
Energie nécessaire	0,25 kWh/Nm <sup>3</sup>	0,25 kWh/Nm <sup>3</sup>	0,25 kWh/Nm <sup>3</sup>	Pas d'indication (Energie de réfrigération à inclure)
Encombres	++++	+	++	++
Investissements	+++	++	+++	++
Retour d'expérience	++++	+++	++	+
Maintenance	+++	+	++	+++
Remarques		Bonne expérience dans les débits importants (USA)		Production de CO <sub>2</sub> liquide (-30°C – 20 bars), difficilement utilisable
		Perte en méthane importante		Utilisation de réfrigérant
		Procédé simple		
Fournisseur	MALMBERG	AIR LIQUIDE	VERDESYS	GTS (suède)
	HAASE		CARBOTECH	
			CIMAC	

++++ : important ; +++ : moyen ; ++ : ; + : faible

Tableau 11 : Bilan sur les systèmes de séparation

### 3.3. Equipements pour la compression

Le bio-méthane obtenu après épuration fait l'objet d'une étape d'odorisation. Le gaz fourni doit alors répondre à des normes d'odorisation, conformément à l'article 17 de l'arrêté du 13 juillet 2000 relatif à la sécurité de la distribution du gaz par les canalisations. Le cahier des charges RSDG10 de l'Association Française du Gaz sur l'odorisation du gaz fixe les prescriptions techniques obligatoires en la matière.

Après l'odorisation, le bio-méthane est compressé pour l'utiliser en carburant bio-GNV. L'unité de compression, composée d'un compresseur, est située en sortie d'épurateur.

Le rôle du ou des compresseur(s) est de soumettre à une pression de 200 à 300 bars (250 bars en moyenne) le gaz naturel, nécessaire pour le fonctionnement des véhicules.



\* Appareils de remplissage domestique

Figure 12 : Ordres de grandeurs et d'unité pour le débit du compresseur (Source : gaz mobilité)

La station de compression, disposée à l'intérieur d'un mur d'enceinte comprend :

- Une vanne de sectionnement automatique, permettant de couper le gaz en cas de défaut de l'installation ;
- Un sécheur de gaz (sécheur à base de silicagel –point de rosée –40°C), installé en amont des compresseurs évitant la formation de glace lors du remplissage des véhicules ;
- Des filtres à particules en amont et aval du sécheur ;
- Plusieurs groupes de compression indépendants, dont 1 de secours, installés chacun dans un caisson insonorisant et équipés d'un système de récupération de gaz et de refroidissement à chaque étage ;
- Un stockage de gaz ;
- Une ligne d'évent reliant les différentes soupapes de l'installation de compression à l'évent.



**Compresseur 250 à 350 bar ; Source : Atlas Copco**



**Compresseur 250 – 300 bar ; Source Cirrus**

*Figure 13 : Exemple de compresseurs en conteneurs*

De manière plus détaillée, les équipements nécessaires par étape technique pour la compression sont listés ci-après :

Etape technique	Equipement
Récupération du gaz	Vanne d'isolement manuelle
	Vanne d'isolement automatique
	Soupape de sécurité
	Clapet anti-retour
	Manomètre de pression d'entrée
	Filtration à particules à éléments filtrants interchangeables
	Capacité anti-pulsatoire
Compression	Moteur électrique antidéflagrant avec son système d'entraînement
	Variateur de fréquence
	Système de refroidissement du gaz inter-étages et final ;
	Système de séparation eau-huile équipé d'un dispositif de purge automatique, pour évacuation des condensats
	Résistance de chauffage
Refoulement du gaz	Filtre déshuileur
	Vanne d'isolement automatique au refoulement
	Clapets anti-retours
Protection	Parois de protection
	Toit équipé d'évent
	Soupapes de sécurité collectées et raccordées à un évent situé au-dessus du toit, pour éviter la décharge de gaz à l'intérieur de l'enceinte
	Panneaux insonorisés
	Système de ventilation forcée
Détection Gaz	Capteur de type antidéflagrant entraînant la mise en sécurité de la station
	Alimenté en courant secours
Détection Incendie	Capteur de type antidéflagrant entraînant la mise en sécurité de la station
	Alimenté en courant secours
Eclairage	Eclairage de type antidéflagrant et commandé par un interrupteur
Divers	Sondes de T°
	Capteurs de vibration

Tableau 12 : Equipements par étape technique pour la compression

### 3.4. Equipements pour la distribution

Les principaux équipements d'une station GNV/bioGNV sont :

- La borne de distribution avec « pistolet », flexible, manomètre de contrôle de pression et pressostats pour arrêt automatique ;
- Le comptage par débitmètre massique ;
- En option pour les bornes non privatives, un gestionnaire de flotte permettant d'identifier les véhicules autorisés et de faciliter les opérations de facturation.

L'avitaillement des véhicules GNV/bioGNV est comparable à celui des véhicules essence, diesel ou hydrogène ; il se réalise via des équipements de remplissage similaires.

À ce jour, deux types de station GNV prédominent en France : la station à remplissage rapide et la station à remplissage à la place (= charge lente). A partir de l'étape d'alimentation en gaz, les modalités sont les suivantes :

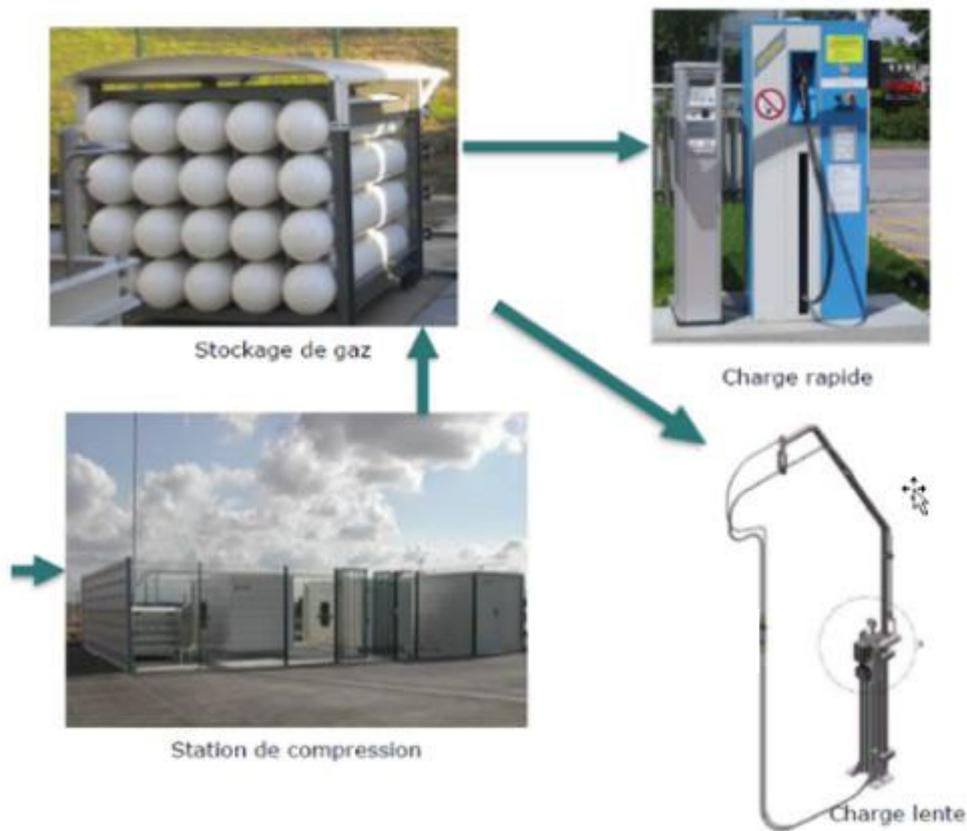


Figure 14 : Types de station de distribution

#### La station à remplissage rapide

- Privée ou publique
- Un avitaillement rapide en moins de 10 minutes,
- L'avitaillement en station publique ne nécessite pas d'investissement pour le propriétaire du véhicule
- Privilégié pour les véhicules légers, les véhicules de propreté urbaine ou de collecte de déchets ainsi que pour les entreprises de transport de marchandises converties au GNV.

#### La station à remplissage à charge lente (= remplissage à la place)

- En accès privé essentiellement,
- Un avitaillement qui se fait en plusieurs heures (entre 5 et 10 h de charge), pendant la période d'inactivité des véhicules,
- Un investissement qui peut s'avérer modéré dès lors qu'il est porté pour partie par l'exploitant ou le vendeur de carburant.
- Ce type de station est privilégié par les exploitants de flotte de bus convertis au GNV.

Le tableau ci-dessous récapitule les différents éléments concernant la distribution du bio-GNV/GNV sur une station :

	Charge rapide	Charge lente
Equipements	Un débitmètre massique et vanne d'isolement Pistolet NGV2, avec vannes 3 voies de remplissage (arrivée gaz, véhicule, évent) Un raccord déboitable (breakaway), permettant de se détacher lors d'une traction anormale Flexible (rupture 600 bars) Sécurité (débit, pression, Arrêt d'Urgence, délais, ...) Un bouton marche/arrêt (non maintenue)	Débitmètre Electrovanne d'isolement à sécurité positive Mesure de pression haute et basse Caniveaux et portiques avec réseau HP inox de distribution du gaz Pistolet NGV2 équipé d'une vanne Flexible (rupture 600 bars) Bouton arrêt d'urgence
Investissements	Entre 600k€ et 1 200k€ pour une station pour 10 BOM	Entre 290k€ et 390k€ pour une station pour 10 BOM
Maintenance	Les coûts de maintenance sont principalement liés au nombre de compresseurs et à leur activité. Ils sont estimés (source : GRDF) entre - 2 000 et 3 000 € / an pour une petite station de véhicules utilitaires légers - 10 000 et 30 000 € / an pour une station de quelques dizaines de bus GNV	
Avantages	- Temps de recharge comparable à un plein essence/diesel - Utilisable par un public large - Logistique facilitée	- Coûts d'investissement
Inconvénients	- Coûts d'investissement - Plus d'emprise foncière nécessaire - Réglementation supplémentaire si accueil du public	- Chargement de nuit pour utilisation le jour (ou inversement) - Logistique importante - Généralement, destiné à une flotte privée (mais possibilité de convention entre plusieurs acteurs pour une même station) - Plus adaptée avec un raccordement au réseau

Tableau 13 : Comparaison distribution à charge rapide ou à charge lente

### 3.5. Maintenance

Il existe 3 niveaux de qualification, déterminant les domaines d'intervention possible.

Niveau	Domaine d'intervention	Formation
1	Circuit basse pression	Personnel ayant suivi une information sur le GNV et formation constructeur
2	Circuit basse pression, circuit haute pression – sauf démontage/remontage de la vanne sur le réservoir	Formation spécifique constructeur
3	Intégralité du système GNV	Formation spécifique constructeur complétée par d'autres formations (nombre restreint d'agents)

### 3.5.1. Maintenance préventive

- Recherche périodique de fuite (a minima 1 fois/an),
- Recherche systématique de fuite à l'aide d'un agent moussant (après chaque intervention sur le circuit gaz),
- Vérification des canalisations Haute Pression,
- Contrôle de :
  - La prise de remplissage,
  - Du circuit gaz,
  - Du système de détection/extinction
  - Trappes de ventilation en toiture et d'évacuation de gaz
  - Des alarmes sonores
- Purge des circuits haute pression et réservoirs

Il est à noter que le dépannage d'un véhicule type bus doit être réalisé par du personnel formé a minima au niveau 2. Le remorquage du véhicule peut être assuré par un personnel de niveau 1.

### 3.5.2. Maintenance des ateliers

Un exercice d'alerte et d'évacuation des bâtiments réalisé tous les 6 mois permet de vérifier le bon fonctionnement des dispositifs.

#### 3.5.2.1. Détection et alarme

La détection gaz doit mesurer 100% de la plage d'explosivité du gaz et se déclencher à 0,5% de gaz naturel dans l'atmosphère (l'article Art. R. 232-1-7 de la Circulaire du 09/05/85 relative au commentaire technique des décrets 84-1093 et 84-1094 du 7/12/1984 concernant l'aération et l'assainissement des lieux de travail). Les faisceaux des détecteurs fixes ou mobiles reliés aux alarmes incendie du site doivent être positionnés de manière à pouvoir détecter la présence de gaz avant l'atteinte de matériels non ATEX.

#### 3.5.2.2. Ventilation

Il existe deux types de ventilation

- Naturelle (la dilution se fait par les ouvertures du bâtiment, à l'entrée et la sortie et en partie haute, type lanterneau),
- Mécanique, automatique ou manuelle (suite au déclenchement du deuxième seuil à 40 % de la LIE).

Trois types de détecteurs existent

- Détecteurs ponctuels : mesures locales de la concentration en gaz,
- Barrières infrarouges
- Détecteurs portables de gaz

#### 3.5.2.3. Dispositif de torchage ou de récupération du CH<sub>4</sub>

Les ateliers doivent être dotés d'une torchère ou d'un dispositif de récupération du gaz.

#### 3.5.2.4. Eclairage

En dessous du faisceau de détection, le recours à du matériel ATEX sera indispensable. Les lumières de balisage d'évacuation seront ATEX et demeureront alimentées en cas de coupure générale de courant par la centrale d'alarme.

#### 3.5.2.5. Dispositif incendie

Les extincteurs seront prévus en quantités suffisantes suivant la réglementation en vigueur.

Il n'est pas obligatoire de recourir à une installation fixe d'extinction incendie sauf cas particulier suivant la norme NF EN 12845 Juillet 2015 (Installations fixes de lutte contre l'incendie – Systèmes d'extinction automatique du type sprinkleur - Conception, installation et maintenance) ou des ICPE.

L'assureur peut également demander la mise en place de ce type de matériels.

### 3.5.3. Risque ATEX

L'exploitant devra mettre en place les mesures organisationnelles sur le site, qui font partie des moyens de prévention du risque ATEX et notamment :

- Mise en place des consignes de sécurités spécifiques ATEX ;
  - Procédures et consignes liées à la détection de zone ATEX (communication à l'ensemble du personnel, affichage sur les lieux de travail, exercices au moins deux fois par an, ...)
  - Procédures de mise hors pression du circuit BioGNV, afin d'intervenir en toute sécurité sur les véhicules (fermeture des vannes du ou des réservoirs, vidange du circuit haute pression entre les réservoirs et le moteur, respect des notices constructeurs, ...).
  - Procédures d'intervention sur les vannes de réservoirs manuels ou automatiques ;
  - Procédure pour la remise sous pression des circuits et contrôle de l'étanchéité ;
  - Consignes d'intervention sur le réseau BioGNV du véhicule afin de maîtriser les risques liés à des interventions pouvant générer des étincelles ou créer des ATEX sur le réseau BioGNV du véhicule ;
- Délivrance d'un permis de feu pour toutes opérations réalisées à proximité du circuit gaz des bus ;
- Contrôle périodique des consignes d'intervention qui doivent être accessibles aux opérateurs lors des interventions ;
- Formation adaptée du personnel et réalisation des opérations par des opérateurs qualifiés (circuit BioGNV du bus, autorisations de travail, ...);
- Mise en place de consignes à destination de l'ensemble du personnel et notamment :
  - Contrôle visuel à la prise et à la fin du poste par le chauffeur ;
  - Procédure suite à la détection d'une fuite ;
- Mise en place de consignes en cas d'incendie dans le remisage ou le hall de maintenance ;
- Réalisation de contrôle périodique du circuit BioGNV par du personnel compétant et notamment :
  - Contrôle de l'étanchéité du réseau (raccords, vannes, soupape) ;
  - Contrôle de résistance des réservoirs ;
  - Contrôle des arrêts d'urgence ;

### 3.5.4. Coûts de maintenance

Les coûts de maintenance sont principalement liés au nombre de compresseurs et à leur activité. Ils sont estimés (source : GRDF) entre

- 2 000 et 3 000 € / an pour une petite station de véhicules utilitaires légers
- 10 000 et 30 000 € / an pour une station de quelques dizaines de bus GNV

### 3.6. Focus sur les véhicules roulant au BioGNV

	Bus au BioGNV	BOM au BioGNV
Coût d'acquisition	+10% par rapport à des véhicules au diesel	+30% par rapport à des véhicules au diesel
Consommation des véhicules	Equivalente en kg/100 par rapport au L/100 – BioGNV plutôt favorable aux arrêts et redémarrages des bus et des BOM	
Puissance	Légèrement inférieure au diesel	
Autonomie des véhicules	Inférieure aux véhicules diesel (plein tous les jours) 250 – 300 km	
Conduite des véhicules	Gain en confort de conduite Pas de formation particulière à la conduite	
Entretien des véhicules	Moteur : pas de formation spécifique Bouteille et circuit d'alimentation sous pression : formation spécifique pour l'entretien Visite de contrôle tous les 4 ans Usure un peu plus rapide du moteur au BioGNV (température de fonctionnement du moteur un peu plus élevée)	
Sécurité	<p>En France, les véhicules GNV doivent respecter les paramètres de sécurité précisés dans la réglementation européenne ECE R110. Ce règlement est applicable en France depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004. Il précise notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ réservoir équipé d'une électrovanne asservie au fonctionnement du moteur du véhicule,</li> <li>▪ fusibles haut débit asservie à la température,</li> <li>▪ un contrôle tous les 4 ans sur les réservoirs.</li> </ul> <p>En matière de sécurité, les véhicules GNV (GNC et/ou GNL) répondent au règlement UNECE R110.</p>	

Tableau 14 : Eléments de comparaison pour les véhicules roulant au BioGNV

### 3.7. Bilan

Le bilan énergétique moyen de la filière BioGNV après production est le suivant :

Etape	Consommation (kWh/Nm <sup>3</sup> )
Epuration	0,25
Compression	0,3
Distribution	négligeable
<b>TOTAL</b>	<b>0,55 kWh/Nm<sup>3</sup></b>

Tableau 15 : Consommation après production de BioGNV

Après production de biogaz, la consommation nécessaire pour aboutir à la distribution de Biogaz représente 5,5% de la production.

A noter que dans le cas où la station d'avitaillement est située sur un autre site que le lieu de production, une étape de transport est à ajouter au bilan. La consommation de cette étape dépend alors des km parcourus et du type de véhicule utilisé.

Le bioGNV nécessite des équipements spécifiques, peu mutualisables avec d'autres filières. La mutualisation peut être réalisée avec la filière hydrogène, notamment sur la séparation ou la distribution, mais qui n'est à ce jour pas présente sur le territoire d'étude.

Par ailleurs, la mise en place d'une telle filière nécessite des moyens importants pour la maintenance. Cela concerne aussi bien les équipements que les véhicules qui pourront rouler au bioGNV. Il faudra donc considérer les éléments suivants pour la maintenance :

- La **main d'œuvre** : nécessité d'avoir du personnel formé pour la maintenance préventive et curative ;
- Les **ateliers** : prévoir des sites de réparations pour les véhicules ;
- Les **pièces détachées** : avoir un stock de pièces détachées disponibles sur le territoire ou organiser la commande de pièces. Dans le cas des pièces spécifiques à la motorisation BioGNV (partie des équipements sous pression), l'approvisionnement en pièce détachée doit être importée de la métropole ou de pays voisins (par exemple le Brésil). Pour les autres pièces détachées il n'y a pas de différence avec les procédures de maintenance diesel.

## 4. Etude comparative bioGNV/H2

### 4.1. Introduction sur l'hydrogène renouvelable

L'utilisation de l'hydrogène pour la transition énergétique ne devient pertinente qu'à condition que celui-ci soit « propre ». Lorsque l'on parle d'une production d'un hydrogène « vert » cela signifie une production décarbonée du gaz, issue de sources renouvelables. Les chercheurs et les industriels travaillent dans ce sens pour mettre au point des procédés pour une production décarbonée du gaz.

Aujourd'hui, 95% de l'hydrogène produit est issu du reformage du gaz naturel ou d'énergies fossiles, pour des raisons économiques. La production de 1kg d'hydrogène par ce procédé entraîne une émission de 10kg de CO<sub>2</sub>. Cependant la production de l'hydrogène ne représente que 3% de la totalité des émissions de gaz à effet de serre. En vue d'une utilisation massive pour de nouvelles applications, notamment pour la mobilité, il devient primordial de trouver des alternatives plus vertes au procédé classique du vaporeformage.

Bien qu'il soit majoritairement utilisé, le reformage n'est pas le seul moyen pour produire de l'hydrogène. En effet d'autres procédés beaucoup moins répandus existent, certains étant toujours en phase de recherches.

L'électrolyse de l'eau permet la dissociation de la molécule d'eau grâce à un courant électrique afin de produire du dioxygène et de l'hydrogène selon la réaction suivante :



Il existe aujourd'hui différents procédés d'électrolyse et différents électrolyseurs, ces derniers ayant des rendements pouvant aller de 70 à 85%. Les électrolyseurs industriels possèdent une consommation électrique proche des 4 à 5 kWh/Nm<sup>3</sup> d'hydrogène produit et une alimentation en eau proche de 1L/Nm<sup>3</sup> d'hydrogène produit. Produire 1 kg d'hydrogène nécessite 44 à 55kWh d'électricité et 11 litres d'eau. La figure ci-dessous schématise une cellule d'électrolyse : elle comporte deux électrodes, cathode et anode, qui sont reliées à un générateur de courant continu et séparées par un électrolyte.

Grâce au courant électrique, il y a donc :

- Production d'O<sub>2</sub> à l'anode
- Production de H<sub>2</sub> à la cathode

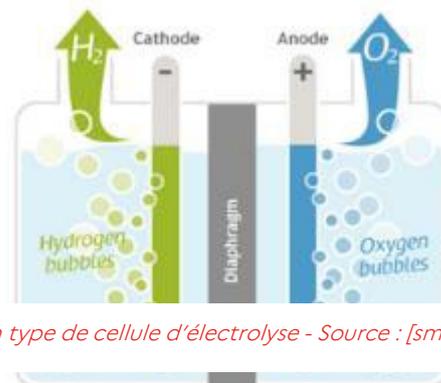


Figure 15 : Schéma d'un type de cellule d'électrolyse - Source : [smartgrids]

Les électrolyseurs diffèrent selon le type d'électrolyte peut être :

- Une solution aqueuse acide ou basique
- Une membrane polymère échangeuse de protons (PEM pour Proton Exchange Membrane)
- Une membrane céramique conductrice d'ions O<sub>2</sub><sup>-</sup>.

### 4.1.1. Les procédés de production

#### 4.1.1.1. L'électrolyse alcaline

L'**électrolyse alcaline** est aujourd'hui le procédé le plus mature, et donc le plus utilisé dans l'industrie. Cette technologie utilise un électrolyte liquide : une solution d'hydroxyde de potassium KOH. Les rendements sont compris entre 68 et 77%. Du fait de la simplicité dans l'utilisation des matériaux, ce procédé propose un coût d'investissement plus faible que celui des autres technologies.

#### 4.1.1.2. L'électrolyse PEM

La substitution d'un électrolyte liquide par un électrolyte solide, comme c'est le cas pour l'**électrolyse PEM**, comporte plusieurs avantages comme un design et un fonctionnement facilité, de meilleures performances ou encore une influence de la variation des conditions d'entrée plus faible. Ce dernier point rend cette technologie plus adaptée au couplage avec des sources d'énergie renouvelable variables que l'électrolyse alcaline. Ce type d'électrolyse possède une membrane en polymère comme électrolyte. De plus, la technologie d'électrolyse PEM possède des perspectives d'amélioration notamment parce qu'elle bénéficie des développements qui s'opèrent sur les piles à combustibles PEM.

Cependant, cette technologie PEM est plus onéreuse, pour des électrolyseurs de même capacité, du fait du coût de la membrane ou encore des métaux nobles présents dans les électro-catalyseurs. Les électrolyseurs PEM sont en moyenne deux fois plus chers que ceux de la technologie alcaline. Cette technologie récente, possède des rendements allant de 62 à 77% mais possède encore de forts potentiels d'amélioration liés au perfectionnement de la technologie.

#### **4.1.2. L'électrolyse à haute température (PCFC ou SOEC)**

L'électrolyse à haute température permet un apport supplémentaire d'énergie, sans que celle qui est nécessaire à la décomposition de l'eau augmente. Elle permet ainsi de s'affranchir des catalyseurs nobles comme le platine.

Son développement suit directement le développement des piles à combustible de type PCFC ou SOFC. Cette technologie fonctionne dans des plages de température importante : entre 700°C et 900°C.

Une partie de l'énergie est apportée sous forme de chaleur.

Un autre avantage de cette technologie est sa réversibilité. Elle peut fonctionner soit en tant qu'électrolyseur pour produire de l'hydrogène, soit en tant que pile à combustible consommant l'hydrogène pour créer un courant électrique. Cette technologie, qui possède des rendements qui pourraient dépasser les 80% voire 90%, est toujours au stade de recherche.

Un des freins de ce procédé est la dégradation accélérée des cellules.

#### **4.1.3. Procédés au stade de la recherche**

##### **4.1.3.1. La photo-électrolyse de l'eau**

La dissociation de la molécule d'eau en hydrogène et oxygène se fait grâce à la lumière. Cette dissociation se réalise suite à un éclairage d'un photo-catalyseur à un semi-conducteur, ce dernier étant immergé dans un électrolyte aqueux. Cette technologie possède quelques difficultés qui sont liées à la nature du semi-conducteur : le rendement de conversion de l'énergie est encore faible du fait d'une faible absorption lumineuse.

##### **4.1.3.2. La production par des microorganismes photosynthétiques**

L'hydrogène obtenu est appelé biohydrogène. Ce procédé se base sur les capacités naturelles des organismes photosynthétiques à produire de l'hydrogène à partir de l'énergie solaire en utilisant de l'eau.

##### **4.1.3.3. La dissociation thermo-chimique de l'eau.**

Dans cette technologie, l'énergie nécessaire à la décomposition de la molécule d'eau est apportée sous forme thermique : notamment par des installations solaires thermodynamiques à concentration ou encore par des centrales nucléaires à haute température. La production d'hydrogène propre est donc réalisée en utilisant uniquement de l'eau et de la chaleur. Ce procédé de dissociation thermo-chimique de l'eau est toujours au stade de développement.

La figure ci-dessous, résume ainsi les différents procédés de production selon leur source d'énergie :

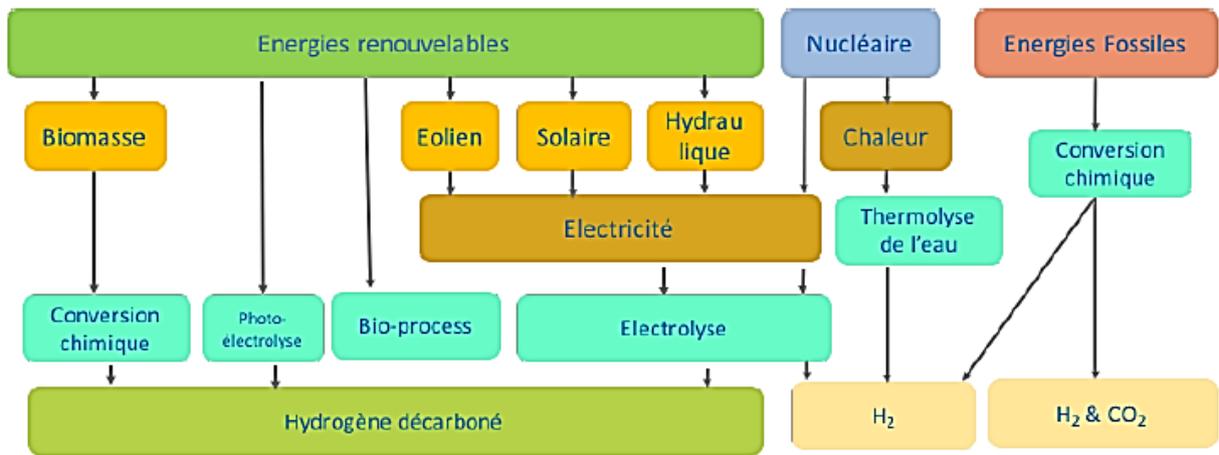


Figure 16 : Les différents modes de production de l'hydrogène - Source : [Seiya consulting et QVADRIVM, 2017]

## 4.2. Tableau comparatif

Critère	Sous-critères	BioGNV	Hydrogène renouvelable
Technique	Procédés	Méthanisation Pyrogazéirification	Electrolyse (alcaline, PEM « Proton Exchange Membrane ») Electrolyse SOEC « Solid Oxide Electrolysis Cell » (en recherche/développement)
	Equipements nécessaires	- Equipements pour séparer le biogaz : membranes, PSA, cryogénie, lavage à l'eau ou au solvant ; - Equipements de compression : compresseur de 250 à 350 bars - Equipements pour le stockage et transport : Bouteilles, Containers, Ampliroll, Remorque - Equipements pour la distribution : Station remplissage rapide ou lente	- Equipements pour la production d'hydrogène - Electrolyseurs : alcalin, PEM, Haute-Température - Equipements de compression : compresseurs à plus de 350 bars - Equipements pour le stockage - Equipements pour la distribution : Stations de distribution (McPhy, Air Liquide, Tokheim)
	Moyens à déployer (maintenance, entretien, exploitation...)	Distribution : état des pistolets, contrôle du verouillage pistolet, contrôle flexible/coupleur, contrôle cohérence affichage, contrôle batterie de maintien Compression : contrôle des fluides, contrôle pressions affichées, contrôle état des flexibles, contrôle bruit, contrôle des fuites, nettoyage des filtres et grilles de ventilation Comptage : test de déclenchement de la vanne de sécurité, remplacement du compteur Sécurité : Test des arrêts d'urgence Stockage Contrôle d'état des tuyauteries, visite périodique requalification des ballons  Les coûts de maintenance sont principalement liés au nombre de compresseurs et à leur activité. Ils sont estimés (source : GRDF) entre § 2 000 et 3 000 € / an pour une petite station de véhicules utilitaires légers § 10 000 et 30 000 € / an pour une station de quelques dizaines de bus GNV	Distribution : état des pistolets, contrôle de l'isolement du pistolet, contrôle flexible/coupleur, contrôle cohérence affichage, contrôle batterie de maintien Compression : contrôle des fluides, contrôle pressions affichées, contrôle état des flexibles, contrôle bruit, contrôle des fuites, nettoyage des filtres et grilles de ventilation Comptage : test de déclenchement de la vanne de sécurité, remplacement du compteur Sécurité : Test des arrêts d'urgence Stockage Contrôle d'état des tuyauteries, visite périodique requalification des ballons  Coûts annuels de maintenance de la station estimés à 6% des coûts d'investissement
	Maturité	Technologies matures pour la production.  L'absence de réseau de gaz sur les Antilles Guyane entraine des contraintes supplémentaires à la mise en œuvre de la filière mais	Les technologies arrivent à maturité mais la filière est limitée. Elle se heurte à des investissements importants et aux risques technologiques résiduels pour les industriels. Le développement d'une filière

Critère	Sous-critères	BioGNV	Hydrogène renouvelable
		les gisements existent et la création de stations pour des flottes captives peut être envisageable à moyen terme.	hydrogène renouvelable nécessite le développement de nouveaux procédés couplés à des sources d'électricité renouvelables. Manque de rentabilité
	Consommation énergétique	BOM (PTAC > 16t) : 65 kg GNV/100 km (soit 975kWh/100km) Bus (PTAC > 16t) : 35 kg GNV/100 km (soit 525 kWh/100km) VUL (PTAC <2,6t) : 4,9 kg GNV/100 km (soit 170kWh/100km)	BOM : 6 – 9 kg H2/100 km (soit 200 à 300 kWh/100km) Bus : environ 8 – 14 kg H2/100 km (soit 265 kWh/100km à 465 kWh/100km) VUL : 0.9 kg H2/100 km (soit 30 kWh/100km)
	Densité énergétique	Gaz naturel : 47,21 MJ/kg	Hydrogène : 141,9 MJ/kg
	Emprise foncière	Pour 1 ou 2 postes de distribution : plusieurs centaines de m <sup>2</sup>	Pour 2 pompes de distribution pour bus 12m + 2 pompes de distribution pour BOM + voies associées : 800 à 2 000 m <sup>2</sup>
	Sécurité à mettre en place	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Règles de sécurité ;</li> <li>- Détection et alarme ;</li> <li>- Ventilation ;</li> <li>- Torchère ou dispositif de récupération du CH4 ;</li> <li>- Eclairage ;</li> <li>- Dispositif incendie ;</li> <li>- Chauffage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Règles de sécurité ;</li> <li>- Détecteurs à hydrogène ;</li> <li>- Détecteurs incendie ;</li> <li>- Events de dégazage</li> </ul>
	Maîtrise des risques	Les principaux risques seraient dus à une fuite de gaz : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Risques dus à un échauffement ;</li> <li>- Risques dus à la pression</li> <li>- Risques dus à la détente</li> <li>- Risques d'asphyxie</li> </ul>	Risque de fuite plus élevé, risque d'inflammabilité plus élevé que l'essence ou le gaz mais volatilité importante limitant la formation de nappe explosive
Economique	Investissement		Coût production par électrolyse : 4 €/kg à 6 €/kg en fonction de la technologie d'électrolyse Prospectives coût production par électrolyse : 0,74€/kg à 1,46€/kg en 2050
	Coût de fonctionnement	Coût de production du bioGNV (technologie AgriGNV de Prodeval) : entre 1,4 à 1,6 €/kg	
	Tarifs d'achat du biogaz	Prix GNV à la pompe : 1,26 €/kg	Prix H2 livré : entre 10 €/kg et 12 €/kg Prospectives prix H2 livré : 1,84€/kg en 2030 et 0,92€/kg en 2050
Réglementaire	ICPE	<b>ICPE1413 : Installations de remplissage de réservoirs de gaz naturel ou biogaz, sous pression (Distribution)</b> 1- Le débit total en sortie du système de compression étant a) Supérieur ou égal à 2 000 m3/h - (A-1) b) Supérieur ou égal à 80 m3/h, mais inférieur à 2 000 m3/h - (DC) 2- La masse totale de gaz contenu	<b>ICPE1416 : Distribution hydrogène</b> Installations, ouvertes ou non au public, où l'hydrogène gazeux est transféré dans les réservoirs de véhicules, la quantité journalière d'hydrogène distribuée étant supérieure ou égale à 2 kg/ jour - (DC)  <b>ICPE4715 : Stockage hydrogène</b>

Critère	Sous-critères	BioGNV	Hydrogène renouvelable
		<p>dans l'installation étant :</p> <p>a) Supérieure à 10 t lorsque l'installation n'est pas classée au titre du 1.a - (A)</p> <p>b) Supérieure à 1 t, mais inférieure ou égale à 10 t lorsque l'installation n'est pas classée au titre du 1 - (DC)</p> <p><b>ICPE 4310 : Stockage de gaz inflammables catégorie 1 et 2 (Stockage)</b></p> <p>La quantité totale susceptible d'être présente dans les installations y compris dans les cavités souterraines (strates naturelles, aquifères, cavités salines et mines désaffectées) étant :</p> <p>1- Supérieure ou égale à 10 t - (A-2)</p> <p>2- Supérieure ou égale à 1t et inférieure à 10t - (DC)</p>	<p><b>(Distribution)</b></p> <p>La quantité susceptible d'être présente dans l'installation étant :</p> <p>1 - Supérieure ou égale à 1 t - (A-2)</p> <p>2 - Supérieure ou égale à 100 kg mais inférieure à 1 t - (D)</p> <p><b>ICPE3420 : Production hydrogène (Production)</b></p> <p>Fabrication en quantité industrielle par transformation chimique ou biologique de produits chimiques inorganiques, tels que :</p> <p>a) Gaz, tels que [...] hydrogène- (A-3)</p>
	<b>Autre réglementation</b>	Réglementation ATEX	Réglementation ATEX Réglementation peu actualisée avec les enjeux de la filière
Environnemental	Qualité de l'air	Absence presque totale de particules fines à échappement Baisses de 85% des NOx par rapport au gazole	Pas d'émissions PM10 ou NOx directes à l'usage
	Utilisation de ressources secondaires	Selon le mode de production : - méthanisation : déchets - pyrogazéification : biomasse et/ou déchets	Biomasse, éolien, solaire, hydraulique
	<b>Bilan GES</b>	<i>Pour un équivalent VL 7L Diesel/100km :</i> 100% BioGNV : 5g CO2 eq. /km	<i>Pour un équivalent VL 7L Diesel/100km :</i> Hydrogène (combustibles fossiles) : 174g CO2 eq. /km Hydrogène (énergie éolienne) : 8g CO2 eq. /km
Société	<b>Adaptabilité aux caractéristiques topographiques</b>	Surconsommation possible selon la topographie par rapport aux véhicules diesel et identique à l'essence	Freinage régénératif permet de recharger la batterie et d'augmenter l'autonomie.
	<b>Adaptabilité aux caractéristiques climatiques</b>	Pas d'information	Pas d'information
	<b>Adaptabilité aux risques naturels</b>	Limitation des risques d'explosion par rapport au GPL, Diesel et Essence	Risque de fuite plus élevé, risque d'inflammabilité plus élevé que l'essence ou le gaz mais volatilité importante limitant la formation de nappe explosive
	<b>Adaptabilité au trafic/circulation</b>	Nécessité de calibrer le temps de rechargement (rapide/lent) avec l'usage Augmentation de la	Pas d'information

Critère	Sous-critères	BioGNV	Hydrogène renouvelable
		consommation de 10% entre un faible et un fort trafic	
	<b>Niveau d'acceptabilité des acteurs locaux</b>	Possibilité d'une production locale Pas d'injection car pas de réseau de gaz	Plan hydrogène ayant pour cible les ZNI (Zones Non Interconnectées) comme territoires d'expérimentation prioritaires

Tableau 16 : Comparaison BioGNV et Hydrogène

### 4.3. Bilan de la comparaison

En guise de bilan, le tableau suivant reprend les éléments comparatifs importants à prendre en compte entre les filières bioGNV, l'hydrogène renouvelable et le diesel :

	BioGNV	H <sub>2</sub> « vert »	Diesel
Maturité	Production mature et distribution limitée	Production et distribution limitées	Production et distribution matures
Rejets GES	100% BioGNV : VL : 5g.CO <sub>2</sub> .éq./km Bus : 113g CO <sub>2</sub> .éq. /km BOM : 357g CO <sub>2</sub> .éq. /km	A partir d'énergie éolienne : VL : 8g.CO <sub>2</sub> .éq./km Bus : 104 g CO <sub>2</sub> .éq. /km BOM : 182g CO <sub>2</sub> .éq. /km	Moyenne émissions 2019 : VL : 113g.CO <sub>2</sub> .éq./km Bus : 300g.CO <sub>2</sub> .éq./km BOM : 2 135 g.CO <sub>2</sub> .éq./km
Coûts	Production : 5,0€/100km VL Livré : 6,2€/100km VL	Production : 24€/100km VL (4,9€/100km VL en 2050) Livré : 50€/100km VL (et 4,5€/100km VL en 2050)	Production : 2,5€/100km VL Distribution : 0,5€/100km VL Livré : 5,9€/100km VL
Risques	Fuite de gaz : - Risques dus à un échauffement - Risques dus à la pression - Risques dus à la détente - Risques d'asphyxie	-Risque de fuite plus élevé qu'avec les autres combustibles -Risque d'inflammabilité plus élevé que l'essence ou le gaz mais volatilité limitant la formation de nappe explosive	- Risque de former des mélanges inflammables - Risque d'inflammation ou d'explosion lors de dégagements ou de fuites
Réglementation	ICPE ATEX	ICPE ATEX	ICPE ATEX
Adaptabilité	Production de biométhane déjà présente mais pas d'utilisation en mobilité actuellement Indépendance énergétique	Plan hydrogène désignant les ZNI comme territoires d'expérimentation prioritaires Indépendance énergétique	Déjà en place Dépendance à l'import de pétrole brut (mais raffinage par la SARA)

Tableau 17 : Bilan de la comparaison BioGNV et Hydrogène

A l'heure actuelle, l'hydrogène n'est pas suffisamment mature pour généraliser son utilisation. Elle engendre notamment des coûts élevés de production qui se répercutent sur les coûts livrés. Toutefois, les perspectives montrent bien qu'il s'agit d'une filière à fort potentiel d'ici à 2050.

La filière bioGNV apparaît donc comme la plus compétitive à l'heure actuelle pour décarboner le domaine du transport et plus particulièrement pour les véhicules lourds.

## 5. Solutions palliatives pour sécuriser la filière bioGNV

### 5.1. Méthanation

L'hydrogène produit par les moyens expliqués précédemment peut de nouveau subir une conversion pour former du méthane de synthèse : c'est la réaction de méthanation (réaction de Sabatier). Cette réaction n'est pas récente, mais le développement du concept du power-to-gas a entraîné un nouvel intérêt pour ce procédé.

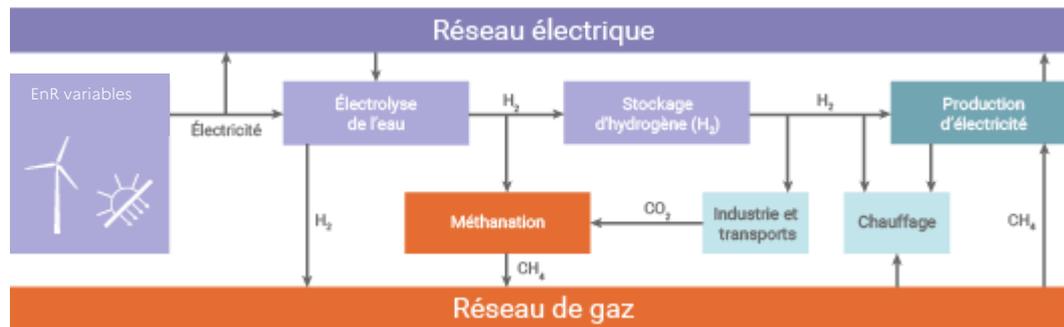


Figure 17 : Principe du Power to gas

Ce procédé est coûteux et ne peut pas être utilisé en cas de rupture d'approvisionnement de BioGNV.

### 5.2. Bicarburant des véhicules

La bicarburant des véhicules est une technique courante actuellement. En effet, les véhicules disposent d'un réservoir spécifique pour l'essence permettant de passer facilement du GNV à l'essence et inversement. De ce fait, les véhicules peuvent rouler avec de l'essence ou du GNV notamment lorsque l'un des deux réservoirs du véhicule est vide.

Cette solution ne concerne que les véhicules légers, généralement utilisés par les particuliers. Par ailleurs, il est à noter que la conversion d'un moteur essence au GNV est possible même si rarement réalisée. En effet, les coûts de cette pratique sont importants et les résultats restent peu convaincants.

Les véhicules lourds (bus, transports, camions BOM) ne peuvent pas disposer de la bicarburant. Cette solution n'est donc pas adaptée aux secteurs envisagés dans cette étude.

### 5.3. Approvisionnement depuis un autre territoire

Une autre solution envisageable serait l'approvisionnement depuis un autre territoire. Pour ce faire, l'utilisation de GNV à l'international a été observée afin d'identifier les territoires susceptibles de livrer du GNV vers les territoires d'étude.

La carte suivante présente ainsi des données sur la motorisation de véhicules au GNV dans le monde :

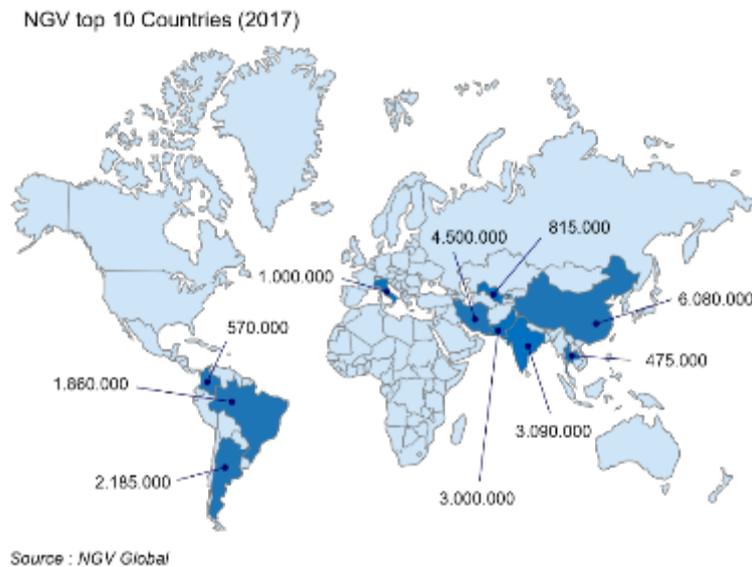


Figure 18 : Nombre de véhicules roulant au BioGNV dans le monde

Plusieurs pays d'Amérique du Sud possèdent un nombre conséquent de véhicules roulant au GNV au sein de sa flotte. Il s'agit des territoires proches, notamment de la Guyane, qui pourraient subvenir à des besoins en matière de GNV lors de dysfonctionnements de la production.

### 5.3.1. Mode de transport

A l'heure actuelle, le transport de gaz naturel par voie maritime est uniquement réalisé via des méthaniers qui nécessitent la liquéfaction du gaz. Aujourd'hui le transport par méthanier a une part modale un peu inférieure à 10 % du volume de gaz transporté. Les principales routes fréquentées par les méthaniers relient les champs de production de l'Indonésie au Japon, ceux du Proche-Orient aux pays développés (Japon, Europe, États-Unis), ceux du Nigeria et de l'Algérie à l'Europe.

#### 5.3.1.1. Les méthaniers

Le méthanier transporte généralement sa cargaison dans 4 à 5 cuves. L'isolation des cuves ne peut empêcher une partie de la cargaison de se réchauffer et de repasser à l'état gazeux durant le transport à raison, en moyenne, de 0,15 % du volume total par jour. Le gaz qui s'échappe est selon le type de méthanier et la quantité évaporée, soit brûlé pour la propulsion du méthanier, soit libéré dans l'atmosphère au moyen de cheminées coiffant les cuves, ou sur certains modèles récents reliquéfié.

Pour un même tonnage, ses citernes occupent un volume beaucoup plus important que sur un pétrolier.

#### 5.3.1.2. Les terminaux méthaniers

Actuellement les méthaniers sont accueillis sur des terminaux spécifiques qui permettent de :

- Réceptionner les navires méthaniers et décharger ou recharger leur cargaison.
- Stocker du GNL dans des réservoirs cryogéniques (- 160 °C).
- Regazéifier du GNL en fonction des besoins
- Remettre ce gaz sur le réseau ou alimenter des camions citerne pour un transport vers des sites de distribution

### 5.3.2. Bilan

Etant donné la spécificité du transport maritime de gaz, la nécessité de prévoir un terminal spécifique pour le déchargement du gaz et l'absence de ce type de transport dans les pays voisins, cette solution ne semble pas adaptée pour une réponse en cas de rupture de production.

Cependant, la possibilité de transport de GNV dans des conteneurs spécifiques et en plus petites quantités pourrait être approfondie pour prévoir des stocks de réserve permettant de pallier une rupture d'approvisionnement.

## 5.4. Mise en bouteille / Stockage

Pour pallier d'éventuelles ruptures de production, la mise en bouteille et le stockage de bioGNV après production pour constituer des stocks est envisageable.

L'objectif sera de prévoir et dimensionner sur les installations de production de bioGNV une réserve permettant de pallier tout dysfonctionnement de la production.

### **Racks de stockage fixe de bio-méthane comprimé**



Source : Bauer Compresseurs



Source : Cirrus

Figure 19 : Exemple de stockage de gaz en bouteilles

Il s'agit d'une solution simple et facile à mettre en œuvre et la solution la plus avantageuse pour la sécurisation d'une filière BioGNV sur le territoire des Antilles Guyane.

Le stockage en bouteille pour pallier une rupture d'approvisionnement nécessite des volumes plus importants que le stockage intermédiaire prévu pour la gestion des pointes de demande. En effet, une station à charge rapide pour une vingtaine de véhicules lourds doit disposer environ d'une quarantaine de bouteilles pour la gestion des pointes. En comparaison, le volume nécessaire pour répondre à une rupture d'approvisionnement de 2j sur une station d'une vingtaine de véhicules lourds faisant un plein par jour, il faudrait compter un stockage d'environ 375 bouteilles, soit presque 10 fois plus que le stockage de pointe.

A noter également que le stockage du gaz en bouteille est soumis à la réglementation ICPE sous la rubrique 4718 :

La quantité totale susceptible d'être présente dans les installations (*) y compris dans les cavités souterraines (strates naturelles, aquifères, cavités salines et mines désaffectées hors gaz naturellement présent avant exploitation de l'installation) étant :	
1. Pour le stockage en récipients à pression transportables	
a. Supérieure ou égale à 35 t	(A-1)
b. Supérieure ou égale à 6 t mais inférieure à 35 t	(DC)
2. Pour les autres installations	
a. supérieure ou égale à 50 t	(A-1)
b. Supérieure ou égale à 6 t mais inférieure à 50 t	(DC)

## 5.5. Comparatif des solutions

	Solution palliative	Bicarburant des véhicules	Approvisionnement depuis un autre territoire	Mise en bouteille / Stockage
Technique	Procédés	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les VL et utilitaires sont à bicarburant</li> <li>- <b>Attention : les PL sont en monocarburant et ne peuvent être convertis</b></li> <li>- La conversion de véhicules à la bicarburant essence-GNV est possible mais complexe (uniquement sur les VL)</li> </ul>	Faire parvenir du GNV depuis des territoires environnants qui utilisent ce type de carburant.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Compression du bioGNV produit directement dans les bouteilles</li> <li>- Maintien d'une réserve suffisante permettant de pallier toute avarie de production de bioGNV</li> </ul>
	Maturité	La technologie de bicarburant est mature	/	La compression de bioGNV est mature
	Equipements nécessaires	/	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transports maritimes</li> <li>- Moyens de stockage du GNV</li> </ul>	- Bouteilles et rampes de stockage
	Moyens à déployer	/	- Accords commerciaux et transports jusqu'aux Antilles et en Guyane	- Moyens de transports et espaces de stockage au sein des territoires
	Continuité de service	+++	-	+++
	Bilan	Impossible pour les PL	Coût du transport maritime Moins de maîtrise des apports	Possibilité de transport
	Pertinence	---	+	+++

Tableau 18 : Comparaison des solutions palliatives

## 6. Présentation du Benchmark

Ce chapitre vise à présenter les principaux résultats du benchmark mené auprès d'acteurs du monde du GNV en Métropole et aux Antilles-Guyane.

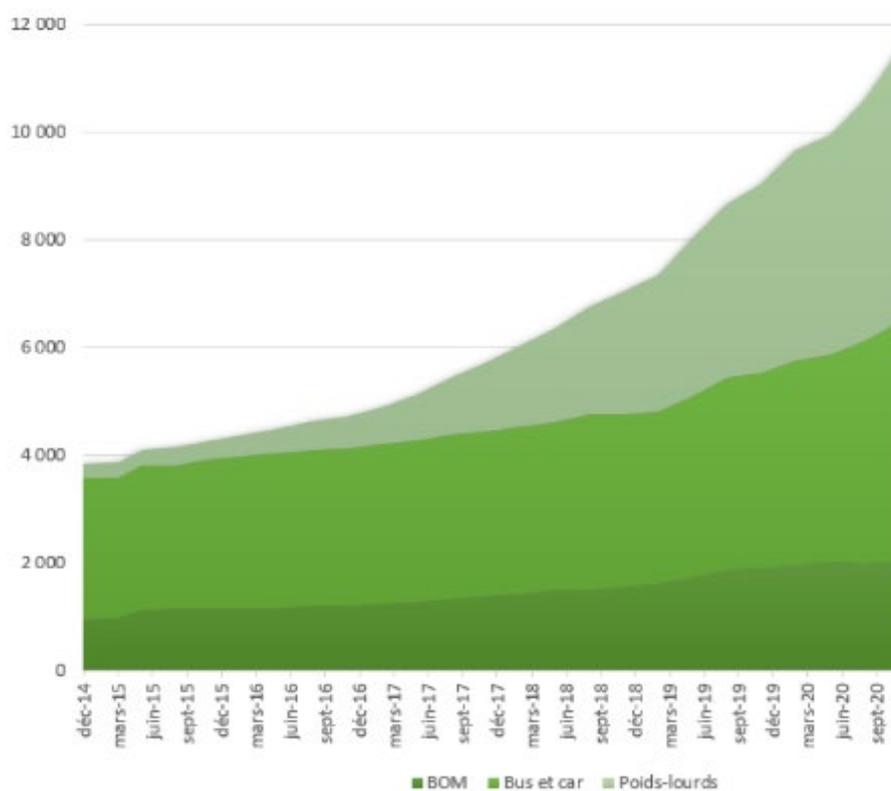
### 6.1. Etat de la filière selon les secteurs en métropole

#### 6.1.1. Un constat global : un carburant en progression

Le GNV présente un développement très prometteur, avec une réelle accélération de consommations les années précédentes en Métropole. Aujourd'hui la flotte de véhicules roulant au GNV avoisine les 24 000 véhicules (4 500 bus et cars, 2 000 BOM, 5000 PL et 13 000 véhicules légers), tandis que le parc automobile français comporte une quarantaine de millions de véhicules.

Le bioGNV est lui à un stade plus embryonnaire mais son taux dans le GNV a augmenté fortement ces dernières années. En 2019, le bioGNV représente 17,6 % des consommations GNV, ce qui est en forte augmentation par rapport aux 4 dernières années (il était de 12% en 2018 et sa part est estimée à 20% en 2020).

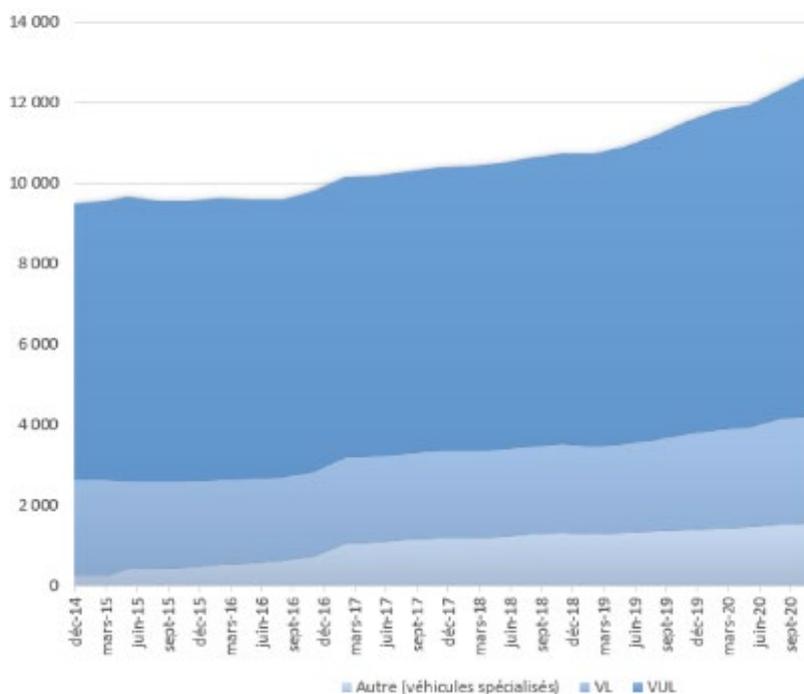
#### Evolution du parc de véhicules lourds GNV en France



	2014	2020
BOM	968	2049
Bus	2613	3931
Cars	46	493
Poids Lourds	249	5057
Total	3876	11530

Figure 20 : Evolution du parc de véhicules lourds GNV en France, Source : AFGNV

## Evolution du parc VL et VUL GNV en France

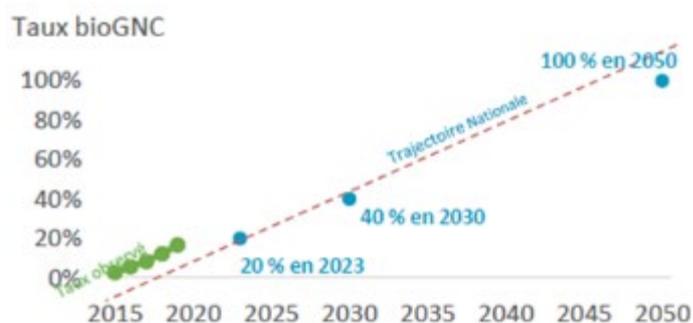
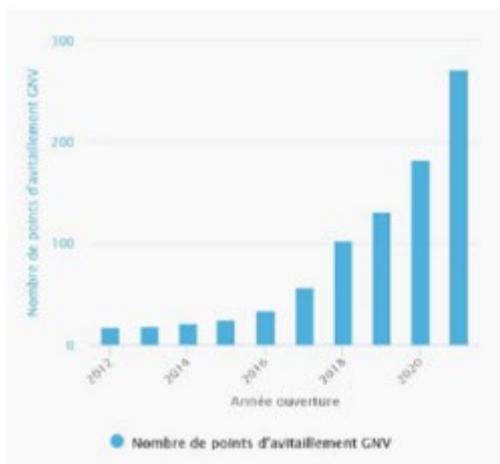


	2014	2020
VUL	6882	8461
VL	2376	2668
V spécialisés	206	1574
<b>Total</b>	<b>9464</b>	<b>12703</b>

Figure 21 : Evolution du parc de véhicules légers GNV en France, Source : AFGNV

En Métropole, on compte en 2020, 173 points d’avitaillement GNL (gaz naturel liquéfié) / GNC (gaz naturel comprimé). Les stations GNC sont raccordées aux réseaux de gaz naturel en Métropole.

Aujourd’hui, les installations productrices de biogaz ont une capacité de production annuelle de biométhane équivalente à la consommation actuelle de GNV en France, ce qui montre bien le potentiel d’évolution de la part bioGNV dans la composition du GNV distribué. Les acteurs du gaz se sont fixés une trajectoire avec pour objectif principal l’atteinte d’un taux d’incorporation de 40% de bioGNV en 2030 et un taux d’incorporation de 100% en 2050.



	2014	2020	2021 (*)
Pts GNC	22	128	202
Pts GNL	0	45	71
Total	22	173	273

Taux de bioGNV dans le GNV (\*\*)

Réalisé : **12%** en 2018

Réalisé : **17%** en 2019

Estimé : **20%** en 2020

(\*) Projets programmés sur les 12 prochains mois      (\*\*) GO utilisée à usage carburant

Figure 22 : Evolution du nombre de points d'avitaillement et du taux de bioGNV dans le GNV, Source : AFGNV

Les points d'avitaillement se sont développés en parallèle de l'expansion des différents secteurs du transport au GNV. Au début, ce sont les énergéticiens qui ont développés ces installations. Aujourd'hui les transporteurs eux-mêmes investissent ou co-investissent dans ces stations avec les énergéticiens. Les collectivités territoriales peuvent également posséder leurs propres stations. Les agriculteurs ouvrent également leurs propres stations à proximité de leurs unités de méthanisation.

### 6.1.2. Un développement inégal selon les secteurs

Aujourd'hui, il existe plusieurs marchés pour le véhicule à carburant (bio)GNV :

- **Le marché le plus dynamique aujourd'hui : le transport de marchandises par camion** (le réseau de stations d'avitaillement s'est d'ailleurs bâti en fonction du développement de ce secteur). Pour les poids lourds, il n'y a pas d'alternative de type électricité ou hydrogène utilisable pour le moment. Historiquement, ce sont les chargeurs/la grande distribution qui ont lancé le développement du GNV dans le transport de marchandises. Très tôt, il s'agissait d'afficher les diminutions engendrées en termes de pollution/CO2. Dans le marché privé, il s'agissait principalement de trouver des équilibres entre les investissements nécessaires et les potentiels de business. C'est plutôt le segment du véhicule porteur qui s'est développé en réponse à ces préoccupations.
- **Deuxième marché en termes de développement : marché de l'autocar** (assez corrélé avec le marché du PL – marchandises car ce sont les mêmes stations qui sont utilisées). C'est un marché qui se développe vite.
- **Le marché historique : celui des bus/BOM qui continue à se développer à un rythme plus calme que les deux marchés précédents.** Pour la RATP, un développement rapide est toutefois prévu avec un renouvellement de 50% de son parc de 4500 bus en GNV et 50% en électricité d'ici 2025.
- **Le marché qui se développe par rebond : celui de l'utilitaire**, pour lequel l'offre est bien partagée entre l'électricité et le gaz. Les choix sont à faire en fonction des usages, de l'autonomie et du prix d'achat et de la présence ou non dans la flotte de PL GNV et donc d'une station GNV en propre ou à proximité.



Un déploiement du GNV en plusieurs étapes depuis 15 ans

### 6.1.3. Les facteurs déclencheurs d'un basculement au GNV

Plusieurs facteurs ont été identifiés comme étant déclencheurs d'un basculement au GNV pour un certain nombre d'acteurs :

- Les chargeurs/grandes distributions qui ont imposé aux transporteurs de passer au gaz (en contrepartie : le contrat de prestations qui passe à 5 ans au lieu de 1 an, ce qui permet de lisser le risque d'achat du camion pour le transporteur). Ici, **le facteur déclenchant est donc la demande du donneur d'ordre.**
- **L'introduction des ZFE dans les villes françaises** (possibilité de circuler uniquement avec un Crit'Air 1 dans les villes) constitue une obligation à pas forcés de bascule au GNV afin que les transporteurs puissent continuer à pratiquer leurs activités.
- Les fédérations incitent leurs adhérents à passer au gaz (dans l'optique de l'arrêt de la vente des véhicules thermiques à partir de 2040<sup>1</sup>) pour éviter **d'avoir recours, dans les années à venir, à des technologies qui seront plus chères ou qui ne sont pour l'instant pas encore suffisamment matures** (l'électrique qui est plus cher avec des autonomies plus faibles, de longues recharges et des soucis d'utilisation et l'hydrogène pour lequel des solutions n'existent pas encore.)
- **Pour les collectivités, il y a l'obligation de passer aux énergies propres pour le renouvellement des véhicules (depuis la loi sur les mobilités de 2019).** Les collectivités se tournent donc vers le GNV qui est un transport propre low-cost.

### 6.1.4. Quelles aides financières en métropole ?

On peut citer deux types principaux d'aides financières qui concernent les véhicules GNV et qui peuvent intéresser les transporteurs :

- **Les aides à l'achat proposées localement** pour les véhicules propres, comme par exemple :
  - Une aide d'un montant pouvant aller jusqu'à 9 000 euros versée par la Ville de Paris ou la région Ile-de-France ;
  - Une aide d'un montant pouvant aller jusqu'à 6 000 euros pour la métropole du Grand Paris ;
  - Une aide d'un montant pouvant aller jusqu'à 10 000 euros proposée par le Grand Lyon ou Grenoble Alpes Métropole...
- **Le suramortissement** : il s'agit d'une déduction fiscale qui existe pour compenser le coût plus élevé à l'achat des camions gaz par rapport aux camions diesel. Ce coup de pouce fiscal existe depuis le 1er janvier 2016 et a été reconduit chaque année depuis. Le dispositif du suramortissement permet aux entreprises de déduire fiscalement une fraction de la valeur d'origine, hors frais financiers, de leurs investissements éligibles.

Plus récemment, la loi de finances pour 2020 a introduit deux mesures concernant le GNV (article 67) :

- La **fin de la TICPE pour le GNV**, remplacée par la TICGN (taxe intérieure de consommation du gaz naturel) depuis le 1er janvier 2020 (sans augmentation de la taxation, qui équivalait à ce que bénéficiait le GNV grâce au gel de la TICPE). Le niveau de taxation reste équivalent à l'ancienne TICGN et l'administration en charge du recouvrement reste les douanes ; le montant de la taxe s'établit à 5,23€ par MWh.
- La **reconduction du suramortissement** (article 39 decies A du Code général des Impôts), qui concerne l'achat ou la location de camions GNV avec une déduction de :
  - 20%, pour les véhicules dont le PTAC est supérieur ou égal à 2,6 tonnes et inférieur à 3,5 tonnes ;

<sup>1</sup> Les véhicules GNV ne sont pas concernés par cette échéance

- 60% pour les véhicules avec un PTAC supérieur ou égal à 3,5 tonnes et inférieur ou égal à 16 tonnes;
- 40% pour les véhicules dont le PTAC est supérieur ou égal à 16 tonnes.

Il est à noter que cet amortissement est également disponible pour les entreprises possédant des véhicules (camions, bus, autocars, camionnettes...) qui fonctionnent au bioéthanol, à l'électricité, à l'hydrogène ou au carburant ED95.

## **6.2. Préconisations des secteurs pertinents pour la mise en œuvre de la filière**

Le benchmark a permis de faire ressortir les secteurs les plus pertinents pour la mise en œuvre de la filière bioGNV.

- Dans un premier temps, il s'agit de se concentrer sur **les donneurs d'ordre publics, dans deux secteurs en particuliers** :
  - 1ère étape : **Transport de voyageurs dépendant des collectivités locales** à viser en premier. Les collectivités ont un intérêt direct à développer des installations de méthanisation et à associer usage carburant à la production de biométhane. En termes d'affichage les collectivités territoriales seront les plus favorables en raison du message politique que cela fait passer. De plus, l'offre en bus et cars se développe avec beaucoup de types d'usages couverts dans le domaine du transport de voyageurs.
  - 2ème étape : **La collecte des déchets** qui est à la charge des collectivités est également un secteur à prioriser : ses avantages sont les km journaliers compatibles avec les autonomies proposées par le BIOGNV et la possibilité de recharge lors de la non-utilisation (temps de remplissage en charge lente : plusieurs heures, temps de remplissage en charge rapide 2 à 10 minutes). L'utilisation de biométhane pour la circulation des BOM livre également un message vertueux sur l'économie circulaire qu'il est intéressant de mettre en avant pour les collectivités.

Globalement, les entités publiques locales devront être motrices dans le développement de ces projets, pour montrer l'exemple et amorcer la dynamique de transition. Les collectivités ont ainsi la possibilité d'agir sur leur propre flotte de véhicules mais aussi sur les prestations externes auxquelles elles ont recours. La bascule au BioGNV sera facilitée par la décision des collectivités d'inclure des critères/demandes par rapport à ces carburants alternatifs dans leurs appels d'offres. Cela pourra être un critère différenciant (sur des territoires où il n'y a pas d'acteurs en situation de monopole) pour les entreprises répondant à ces AO.

- Dans un second temps, et si le gisement disponible et suffisant, il sera pertinent de viser le transport routier de marchandises. Toutefois, sans contrainte il sera difficile d'obtenir de réels changements.
  - 1ère étape : Sur ce secteur, ce seront probablement les VUL qui devront s'adapter le plus rapidement (pour l'accès aux ZFE en Métropole et la livraison du dernier kilomètre).
  - 2ème étape : Par la suite, **les transporteurs à transitionner seront ceux qui recevront de plus en plus de pression des donneurs d'ordre privés** qui eux voudront verdir leur image et donc imposer des transports plus propres aux prestataires.

Il sera alors nécessaire de rassurer les acteurs sur la pérennité de l'offre, de la demande et des infrastructures. Les adhérents seront prêts à renouveler leur flotte mais se questionneront sur la viabilité de la solution GNV sur le long terme – en comparaison avec d'autres énergies peut-être plus rentables qui arriveront dans les années à venir. Il faudra également apporter des solutions concrètes sur la problématique du financement de la transition.

Le schéma suivant résume les préconisations sectorielles concernant la mise en œuvre de la filière :



Prioritairement, viser **les donneurs d'ordre publics et donc indirectement leurs prestataires** pour :

- Le transport de voyageurs
- La collecte des déchets



Eventuellement, si le gisement est suffisant, viser **les autres entreprises privées du transport de marchandises** :

- Possédant des VUL
- Les autres transporteurs

Figure 23 : Les secteurs pertinents pour la mise en œuvre de la filière

### 6.3. Une synthèse des forces et faiblesses identifiées lors du benchmark

Forces	Faiblesses
<b>Réduit les TCO par rapport aux autres alternatives au diesel</b> (coût global de possession) : carburant moins cher, plus on roule plus on amortit le véhicule.	<b>Manque de stations et maillage inégal sur les territoires</b> : le maillage inégal en stations d'avitaillement, qui engendre des Haut Le Pied (trajets hors collecte) supplémentaires – pour les bus, le problème ne se pose pas, car les véhicules sont remplis dans des stations privatives la nuit au dépôt
<b>Qualité de l'air améliorée</b> (permet d'obtenir le Crit'air 1 en ZFE notamment ),	<b>Coûts à l'achat des véhicules</b> , les véhicules sont 20 à 40% plus chers que leur alternative diesel ;
<b>Existence d'aides</b> venant d'initiatives locales, nationales ou européennes. Disponibles pour les entreprises et/ou les collectivités, elles prennent généralement la forme de subventions directes	<b>Le prix d'1 station GNV</b> : minimum 1M€ (il est possible d'envisager une station GNV quand 12 véhicules (camions, bus ou BOM) sont au GNV ; le point mort financier est atteint à 50 véhicules (camions, bus ou BOM) par jour ; une station peut recevoir jusque 100 véhicules (camions, bus ou BOM) par jour
	<b>Le temps de recharge</b> est équivalent mais en raison du maillage large de stations, il y a des <b>pics d'affluence</b> qui allongent le temps de recharge (en raison du temps d'attente supplémentaire)

Tableau 19 : Synthèse des forces et faiblesses de la filière en métropole identifiées lors du Benchmark

### 6.4. Mise en œuvre sur les Antilles Guyane

#### 6.4.1. Structuration des secteurs du transport aux Antilles Guyane

Après des échanges avec quelques syndicats de transport (commissionnaires et transitaires) aux Antilles-Guyane et avec les fédérations du transport à l'échelle métropolitaine, il est apparu un clair manque de structuration des professions du transport sur le territoire des Antilles-Guyane.

Les fédérations interrogées n'ont pas d'adhérents sur les territoires concernés par l'étude ; certaines se posent la question de se développer sur ces territoires mais elles sont pour l'instant principalement freinées par la difficulté de trouver suffisamment d'adhérents.

Il existe un **vrai problème de structuration de la profession des transporteurs routiers de marchandises et de voyageurs** sur les territoires d'étude. Ces professionnels sont pour beaucoup des artisans, dans des petites structures avec des flottes de véhicules assez restreintes. Ils ne sont ainsi pas bien regroupés et représentés, avec très peu de syndicats et d'organisations professionnelles.

Il sera ainsi difficilement envisageable d'avoir directement recours à des organisations professionnelles pour impulser le développement de la filière aux Antilles-Guyane.

#### **6.4.2. Spécificités liées à l'absence de réseau de gaz**

L'absence de réseau de gaz sur le territoire de l'étude entraîne des contraintes pour la mise en œuvre de la filière BioGNV :

- La nécessité de trouver des solutions palliatives en cas de rupture d'approvisionnement liée à l'arrêt de la production
- La distribution en charge lente solution moins couteuse pour l'avitaillement est essentiellement mise en œuvre avec un raccordement au réseau pour maintenir un apport constant
- L'implantation des stations d'avitaillement doit intégrer à la fois la distance à parcourir pour les utilisateurs mais également pour le transport du BioGNV depuis l'installation de production

#### **6.4.3. Spécificités liées à la fiscalité des DOM**

Les dispositions spécifiques à la fiscalité des Antilles Guyane nécessitent d'adapter les dispositions envisageables pour inciter les donneurs d'ordre à mettre en œuvre une filière BioGNV. En effet, la possibilité pour les collectivités de choisir le niveau de taxation pour l'octroi de mer pourrait permettre de favoriser l'utilisation du BioGNV.

#### 6.4.4. Synthèse

Forces	Faiblesses
<p><b>Réduit les TCO par rapport aux autres alternatives au diesel</b> (coût global de possession) : carburant moins cher, plus on roule plus on amortit le véhicule. Adapté au mode de remplissage hors station-service présent sur les Antilles Guyane (coût du pompiste)</p>	<p><b>Absence de réseau de gaz</b></p>
<p><b>Qualité de l'air améliorée</b> (permet d'obtenir le Crit'air 1 en ZFE notamment), à noter qu'il existe un projet de passage en ZFE sur Fort-de-France.</p>	<p><b>Coûts à l'achat des véhicules</b>, les véhicules sont 20 à 40% plus chers que leur alternative diesel ;</p>
<p><b>Fiscalité spécifique</b> pouvant permettre d'inciter au développement du BioGNV</p>	<p><b>Le prix d'1 station GNV</b> : minimum 1M€ en Métropole (soit un coût plus élevé aux Antilles Guyane)</p>
	<p><b>Un manque de structuration</b> du secteur du transport sur le territoire des Antilles Guyane</p>

Tableau 20 : Synthèse des forces et faiblesses de la filières sur le territoire des Antilles Guyane

## 7. Identification des secteurs pertinents

### 7.1. Le secteur de la collecte des déchets

#### 7.1.1. Organisation du secteur sur le territoire des Antilles-Guyane

##### 7.1.1.1. Les donneurs d'ordres et les prestataires

Le secteur de la collecte des déchets aux Antilles-Guyane est composé de **donneurs d'ordre** (principalement les EPCI) et de **prestataires**. En plus des prestataires répondant à des appels d'offres, des entreprises interviennent parfois dans un autre cadre que celui de la collecte des déchets des ménages gérée par la collectivité ; ainsi certaines entreprises assurant des collectes proposent par exemple des prestations spécifiques directement auprès des producteurs de déchets non ménagers.

Dans la suite, nous avons identifié, pour chaque collectivité, les principaux prestataires intervenant pour collecter les déchets dans le cadre du service public de gestion des déchets.

#### En Martinique :

Au 1er janvier 2017, la collectivité territoriale unique de la Martinique est couverte par **3** établissements publics de coopération intercommunale : tous sont des communautés d'agglomération (qui possèdent la compétence « collecte » des déchets) :

- La Communauté d'Agglomération du Centre de la Martinique - CACEM
- La Communauté d'Agglomération du Pays Nord Martinique – Cap Nord
- Communauté d'Agglomération de l'Espace Sud Martinique – Espace Sud

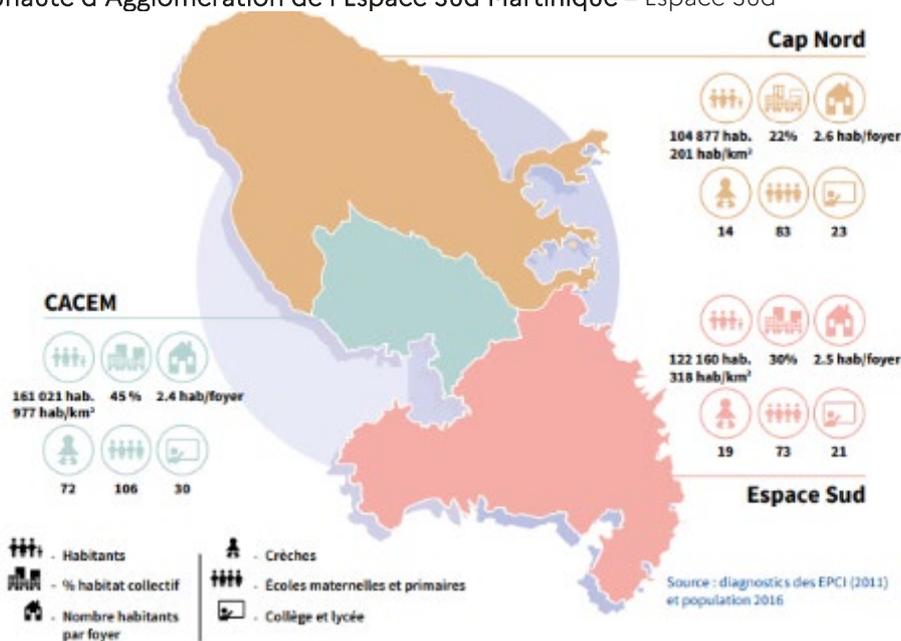


Figure 24 : Carte des EPCI, Source : PPGD Martinique 2019

	<b>CACEM</b>	<b>Cap Nord</b>	<b>Espace Sud</b>
<b>Réalisation de la collecte</b>	Le service est assuré par des prestataires externes.	Le service est assuré par des prestataires externes.	Le service est assuré par des prestataires externes.
<b>Prestataires</b>	<b>Environnement S.A.</b> (lot 1 : Fort-de-France et Schoelcher) <b>Alizés Environnement</b> (lot 2 : Saint-Joseph et Lamentin)	OMR : <b>FISER</b> Biodéchets et CS : <b>Environnement S.A.</b>	<b>FISER</b> pour François - Marin - Rivière-Pilote - Sainte-Anne – Vaudin <b>SEEN Environnement</b> pour Anses d'Arlet - Diamant - Ducos - Rivière Salée - Saint Esprit - Sainte Luce - Trois Ilets
<b>Informations sur les marchés</b>	Marché à échéance fin 2021 (prochain marché de 5 ans et 9 mois)	Marché renouvelé début 2021 (6 ans renouvelable une fois)	Marché renouvelé en 2019 (nc)

Tableau 21 : Réalisation de la collecte sur les EPCI de Martinique

#### En Guyane :

La Guyane compte quatre intercommunalités qui regroupent les 22 communes du département : une communauté d'agglomération et trois communautés de communes (qui possèdent la compétence « collecte ») :

- Communauté d'Agglomération du Centre Littoral – CACL (138 920 habitants)
- Communauté de Communes de l'Est Guyanais – CCEG (6 900 habitants)
- Communauté de Communes de l'Ouest Guyanais (92 996 habitants)
- Communauté de Communes des Savanes (31 151 habitants)

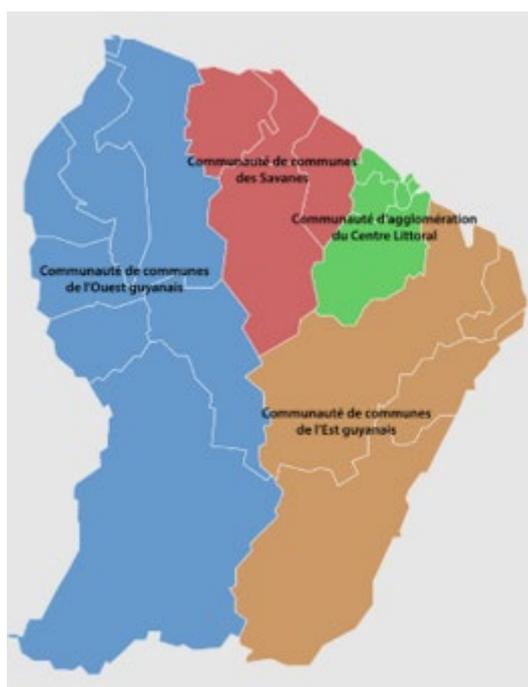


Figure 25 : Carte des EPCI en Guyane

	<b>CACL</b>	<b>CCEG</b>	<b>Ouest Guyanais</b>	<b>Savanes</b>
<b>Réalisation de la collecte</b>	Le service est assuré par des prestataires externes.	Le service est assuré par des prestataires externes.	Le service est assuré par des prestataires externes.	Régie et prestataires
<b>Prestataires</b>	<b>Ets A Govindin</b> pour les OMr <b>Guyane Recyclage</b> pour la CS <b>Transport R Prévot</b> pour la collecte des déchets verts et des encombrants	<b>Guyanet Environnement</b> pour les OMr, déchets verts, encombrants <b>Guyane Recyclage</b> pour les emballages et le verre en apport volontaire	<b>Materiel Location Services</b> pour la collecte en PAP des DV et des encombrants <b>Guyanet Environnement</b> pour la collecte des emballages, du verre en PAV <b>Guyane Collecte Collectivites</b> pour la collecte des OMr	<b>Ets A Govindin</b> pour la collecte des OMr, <b>en partie en régie</b>  <b>Guyane Recyclage</b> pour les encombrants et les déchets verts en PAP <b>Guyanet Environnement</b> pour les emballages en PAV <b>Eiffage Travaux Publics Guyane</b> pour le verre en PAV
<b>Informations sur les marchés</b>	Marché renouvelé fin 2020 (5 ans renouvelable une fois)	NC	Marché renouvelé fin 2020	NC

*Tableau 22 : Réalisation de la collecte sur les EPCI de Guyane*

#### En Guadeloupe :

Le département de la Guadeloupe compte 5 communautés d'agglomération et 1 communauté de communes (qui possèdent la compétence « collecte) :

- **Communauté des communes de Marie-Galante (CCMG)** - 10 867 habitants
- **Communauté d'agglomération du Nord Grande-Terre (CANGT)** - 58 267 habitants
- **Communauté d'agglomération La Riviera du Levant (CARL)** - 65 471 habitants
- **Communauté d'agglomération du Nord Basse-Terre (CANBT)** - 78 179 habitants
- **Communauté d'agglomération Grand Sud Caraïbe (CAGSC, ex-CASBT)** - 80 163 habitants
- **Communauté d'agglomération Cap Excellence** - 101 163 habitants

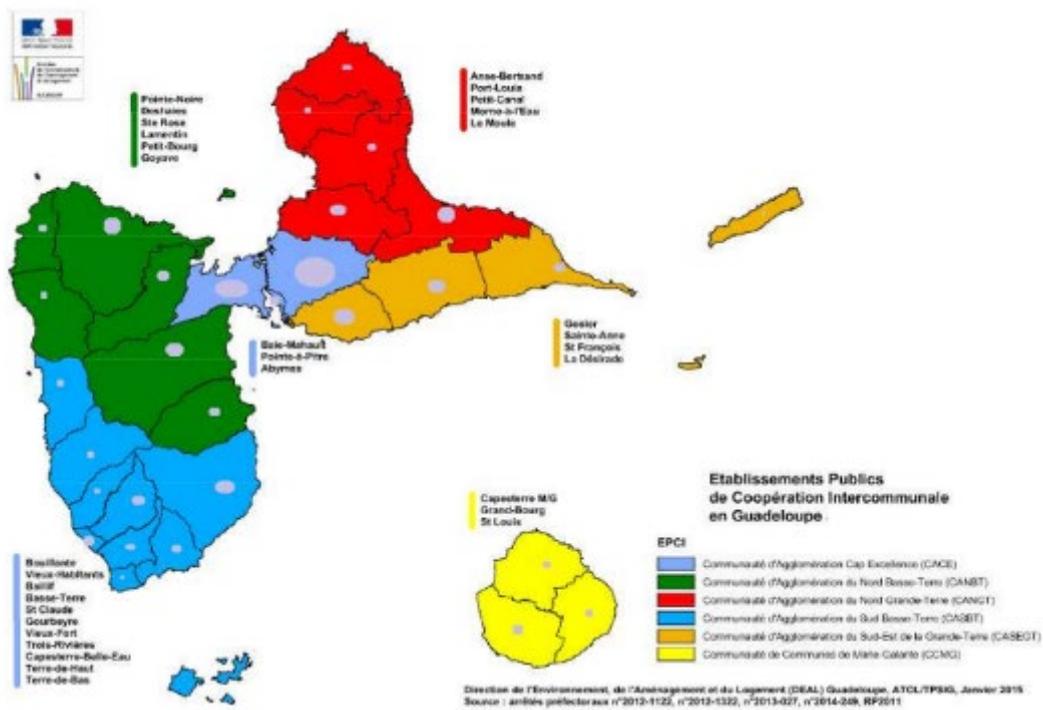


Figure 26 : Carte des EPCI en Guadeloupe, Source : DEAL

Toutes les collectes sont réalisées via des prestations sauf pour les îles du Sud (Marie-Galante, la Désirade et les Saintes) qui sont en régie. Ce sont des régies communales pour la Désirade, Terre-de-Haut et Terre-de-Bas.

	CCMG	CANGT	CARL	CANBT	CAGSC	Cap Excellence
Réalisation de la collecte	En régie principalement	En prestation	Prestation	Prestation	Prestation principalement	Prestation
Prestataires	Collecte en régie hormis la collecte du verre et des emballages en PAV réalisée par BTP 2003	<b>Bclr</b> pour la collecte des OMr en PAP et des emballages en PAV <b>Guadeloupe Propreté pour le verre en PAV</b>  <b>Société Nouvelle West Indies Environnement</b> pour les emballages en PAP Gestion en régie des encombrants et des déchets verts	<b>Nicollin Antilles</b> (OMr et CS en PAP) <b>Société Nouvelle West Indies Environnement</b> (DV en PAP)	<b>Guadeloupe Environnement recyclage</b>		
Informations sur les marchés	/	Renouvellement fin 2021	NC	Marché renouvelé début 2020	Marché renouvelé en 2019	Marché renouvelé fin 2020 (6 ans)

Tableau 23 : Réalisation de la collecte sur les EPCI de Guadeloupe

### 7.1.1.2. Les flottes de véhicules

Nous ne disposons pas systématiquement des informations sur les flottes de véhicules au sein des rapports annuels des collectivités ; Nous avons donc procédé à une estimation du nombre de véhicules BOM mobilisés pour la collecte des ordures ménagères résiduelles et la collecte sélective, sur les différents territoires à partir d'un ratio moyen par habitant issu de données sur la CACL (1 BOM pour environ 7 800 habitants). La flotte a été estimée en tenant compte d'un taux de réserve des véhicules de 30%.

Martinique	CACEM	28
	CAP NORD	19
	ESPACE SUD	21
	<b>Total</b>	<b>68</b>
Guyane	CACL	19
	CCEG	2
	CCOG	16
	CCDS	7
	<b>Total</b>	<b>44</b>
Guadeloupe	Marie-Galante	3
	CANGT	11
	La Riviera du Levant	12
	CANBT	15
	CASGC	15
	CAP Excellence	17
	<b>Total</b>	<b>73</b>

Tableau 24 : Estimation du nombre de BOM mobilisées pour la collecte des OMR/CS

Cette estimation ne concerne que la collecte des OMR et la collecte sélective.

### 7.1.2. Retour sur les entretiens

#### ▪ En Guyane

**Zordi** est une entreprise proposant la location de bennes à déchets à Cayenne. L'entreprise effectue l'enlèvement d'encombrants et déchets variés (excepté les ordures ménagères) : entreprises du bâtiment, grossistes... Zordi assure ses prestations dans les environs de Cayenne et de Kourou. L'entreprise est en possession de **4 véhicules compatibles avec un passage au GNV**. Le sujet intéresse le dirigeant de Zordi qui reste à l'écoute.

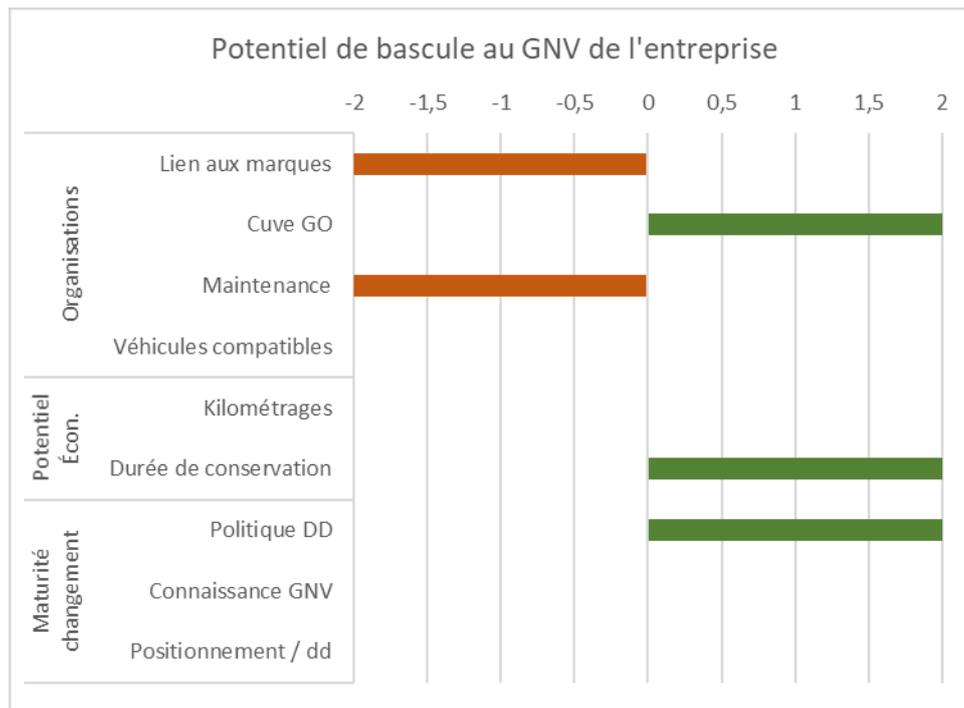


Figure 27 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise Zordi

### Clefs de lecture du graphique

- Le graphique ci-dessus est proposé pour chaque entretien réalisé. Il donne une lecture multi-critères de la faisabilité de la transition énergétique : les notes situent chaque critère en termes de compatibilité avec le passage au GNV, et sont traduites visuellement par une barre de couleur. Pour un critère donné, plus la situation de l'entreprise est favorable à la transition, plus la note attribuée sera proche de 2. A contrario, les situations défavorables au GNV renvoient à des notes négatives, jusqu'à -2.
- Traduites sous forme de barres de couleur (sauf la note 0), ces notes donnent un aperçu d'ensemble de la complexité du passage au BioGNV : la présence de nombreuses barres rouges notamment indique un nombre important de verrous ou de contraintes à lever pour basculer, et donc une cible à moins prioriser qu'une entreprise dont les résultats seront massivement verts.

#### En Martinique

Le **Groupe SEEN** est une entreprise réalisant principalement de la collecte et de la gestion des déchets. L'entreprise réalise des prestations de collectes de déchets quotidiennes dans toutes les Antilles (Martinique, Guadeloupe) et la Guyane. Elle utilise ses propres véhicules dont elle réalise la maintenance en interne la plupart du temps (80%)

Le Groupe SEEN dispose de 160 porteurs, 30 VP et 20 VUL sur l'ensemble des territoires. Il les renouvelle tous les 10 ans. L'entreprise a peu de connaissance sur le carburant BioGNV mais reste à l'écoute de toute nouvelle alternative pouvant émerger.

## **7.2. Le secteur du transport routier de voyageurs**

### **7.2.1. Organisation du secteur**

#### **7.2.1.1. Généralités**

Les réseaux de transport urbain de voyageurs sont exploités dans le cadre d'une compétence détenue par les Autorités Organisatrices de la Mobilité AOM. Peuvent être AOM les communes, leurs groupements, ou des Syndicats Mixtes.

Les réseaux interurbains de voyageurs sont sous la responsabilité de Martinique Transport en Martinique, de la Région en Guadeloupe, et de la Collectivité Territoriale en Guyane.

Dans un cas comme dans l'autre, il existe divers modes de gestion, avec notamment une distinction entre les régies (opérées par l'AOM directement) et les délégations, dans lesquelles l'AOM confie à un prestataire l'exploitation des services.

A côté de ces services assurés sous l'autorité d'une tutelle publique existent un certain nombre d'offres relevant du seul secteur privé, en particulier dans les métiers du tourisme (transport par autocars). Les services de taxi relèvent également du transport routier de voyageurs, soit dans un cadre purement privé et concurrentiel, soit en tant que prestataire pour une AOM.

#### **7.2.1.2. Organisations par territoire**

##### **Martinique**

Le territoire martiniquais s'organise autour de trois grandes Communautés d'Agglomération (CA) :

- CA du Centre de la Martinique (CACEM)
- CA de l'Espace Sud de la Martinique (CAESM)
- CA du Pays Nord Martinique

La fonction d'organisation des transports urbains sur ces territoires est centralisée par Martinique Transport qui coordonne les 5 réseaux urbains :

- Mozaïk à Fort-de-France qui dessert le territoire de la CACEM. Elle est exploitée par le Groupement Momentané d'Entreprises (GME) « Ensemble pour Mozaïk »
- SUD LiB à Sainte-Luce pour la CAESM qui dispose de 63 lignes communales et 18 intercommunales. Exploitée par Unité Sud transport (soutenu par AGIR).
- Trasla à Gros-Morne, qui comprend sept lignes de transports en commun (TC) au départ de la gare du Gros-Morne, dont l'exploitant est la Compagnie Antillaise de Déplacements. Elle est gérée par l'agglomération Cap Nord.
- Touché Viré à La Trinité neuf lignes de TC exploitées par la Compagnie de Transport de la Caravelle et du Nord (CTCN) et gérées par l'agglomération Cap Nord.
- MobiNord à Le Lorrain, six lignes de TC gérées par l'agglomération Cap Nord et exploitées par la Société de Transport Lorrinoise.

L'ensemble d'entre elles dépendent d'une **autorité organisatrice commune et unique, Martinique Transport.**

Martinique Transport est également AOM pour les lignes de transport interurbaines et pour les ramassages scolaires.

##### **Guadeloupe**

En Guadeloupe, pour Cap Excellence et la CARL les transports en commun dépendent du Syndicat mixte des transports (SMT) du Petit Cul de Sac Marin. Le réseau de 32 lignes est exploité par un délégataire, la Société de Transport de l'Agglomération Centre, qui exploite le réseau sous le nom commercial Karu'lis. Les autres AOM sont la CANGT, la CANBT, la CAGSC et la CCMG.

Les transports interurbains sont assurés par les Réseaux RMT, CAVT et TCSV, sous l'autorité de la Région.

##### **Guyane**

Enfin, en Guyane, il existe un réseau de transports urbains à Cayenne, sous la responsabilité de la Communauté de Commune Cayenne Littoral. Il compte sept lignes urbaines, sept lignes périurbaines et 110 lignes scolaires, exploitées par une régie sous le nom commercial Agglo'Bus. Certaines lignes sont également confiées à des prestataires privés.

De plus, il existe un réseau de transports interurbains de la Guyane, sous la responsabilité de la Collectivité Territoriale de Guyane  
Sur les trois territoires certaines lignes de transport scolaire sont assurées par des autocaristes privés.

## 7.2.2. Les entreprises

### 7.2.2.1. Focus : le registre des transports

Les entreprises qui exercent une activité de transport routier, qu'il s'agisse de transport de marchandises ou de voyageurs, doivent être titulaires d'une attestation de capacité transport, et disposer de licences pour les véhicules qu'elles exploitent. Les entreprises et les licences qu'elles détiennent sont regroupées dans deux registres (dédiés respectivement aux transporteurs de marchandises et de voyageurs). Le registre fait la distinction entre les licences intérieures, correspondant aux véhicules légers (VUL pour le transport de marchandises, 9 places et moins pour le transport de voyageurs), et les licences communautaires, correspondant aux poids lourds, bus et autocars.

L'exploitation de ces registres permet donc de proposer une lecture du secteur des transports.

A noter que le registre ne donne une vision que des entreprises réalisant du transport pour compte d'autrui : les entreprises réalisant du transport pour leur propre compte n'y apparaissent pas (c'est le cas des régies de transport par exemple). Par ailleurs, il peut arriver que le registre comporte des erreurs : les échanges avec le comité de suivi de la mission ont permis d'en déceler certaines. Malgré ces réserves, l'exploitation des deux bases de données permet de faire une bonne lecture du secteur des transports. L'ensemble des données chiffrées ci-après est issu de l'analyse des deux registres en date de mai 2019.

### 7.2.2.2. Vue d'ensemble

En Martinique 426 licences bus et autocars sont exploitées par les 62 plus grosses entreprises de transport routier de voyageurs (TRV).

La Guadeloupe compte 703 bus et autocars exploités par les 86 principales entreprises de TRV.

Enfin, les 16 principales entreprises de transport de voyageurs exploitent 186 véhicules en Guyane.

Les principales entreprises dont le siège social se trouve en Outre-Mer sont listées dans le tableau ci-dessous issu des données disponibles dans le registre des transporteurs de voyageurs de 2019. Dans ce tableau, le nombre de licences renvoie aux véhicules lourds, de plus de 3,5t de PTAC, soit les autobus et autocars de plus de 9 places.

Département	Raison sociale	Licences
971	STE DE TRANSPORT DE L'AGGLOMERATION CENTRE	79
971	SA PAJAMANDY	74
971	CIE GUADELOUPEENNE TRANSPORT SCOLAIRE	56
971	TRANSPORTS LES SIX F	37
971	TRANS FATT SARL	22
971	MONSIEUR JEAN ROBERT VALERIUS	20
971	MONSIEUR ANTOINE GOLABKAN	19
971	VOYAGEURS SARL	19
971	SARL TRANSPORT VALERIUS	18
971	TRANSPORT RAMSAMY GUY ET FILS	17
971	MONSIEUR CLAUDY VIRAPIN	15
971	ALIZE TRANSPORT ET CIE	15
971	TRANSLOM	15
971	SAMARYL	14
971	TRANSPORTS NAYAGOM	12
971	MONSIEUR MICHEL RAMSAMY	11
971	TRANSPORT DU CENTRE	11
971	MONSIEUR ROGER COMMUN	10
971	AZUR TRANSPORT SARL	10
971	LES RAPIDES DU LEVANT	10
972	COMPAGNIE FOYALAISE TRANSPORTS URBAINS	98
972	SAITHSOOTHANE	39
972	MONSIEUR ERICK LALUNG	24
	TRANSTOUR CARAIBE	20
972	JULIANS TOURISME	19
972	SOC DE TRANSPORT PANCALDI	17
972	J.E.A.M.O.	13
972	MONSIEUR GUY ALBERT BERNARD	13
972	TRANSPORTS ALGER	10
972	COMPAG ANTILL DE DEPLACEMENT	10
973	SOC DE TRANSPORTS DIVERS ET DE TP	61
973	TRANSPORT D SINAI CAR SERVICE	38
973	AUTO CAR SERVICE	24
973	TRANSPORT HORTH & CIE	17
973	MONSIEUR JEAN CLAUDE MADELEINE	12
973	SARL TRANSPORT YVES PREVOT	12

## 7.2.3. Détail par territoire

### 7.2.3.1. Martinique

320 entreprises de TRV sont recensées. 62 d'entre elles exploitent 426 bus et autocars.

Les principales entreprises sont :

	<b>Implantation</b>	<b>Bus et cars</b>
Cie Foyalaise Transports urbains (Régie des transports de Martinique)	Fort de France	98
Saithsoothane	Le Lamentin	39
M. Erick Lalung	Le Vauclin	24
Transtour caraïbe	Sainte Luce	20
Julians Tourisme	Schoelcher	19

Tableau 25 : Principales entreprises de TRV en Martinique

Dans cette liste, la flotte la plus importante est rattachée à la CFTU, qui exploitait le réseau de bus urbains Mozaik, mais ça n'est plus le cas aujourd'hui, le réseau est exploité en régie.



Figure 28 : Localisation des principales sociétés de transport de voyageurs en Martinique

### 7.2.3.2. Guadeloupe

287 entreprises de TRV sont recensées. 86 d'entre elles exploitent 703 bus et autocars. Les principales entreprises sont :

	<b>Implantation</b>	<b>Bus et cars</b>
Sté de transport de l'agglomération centre	Les Abymes	79
SA Pajamandy	Sainte Rose	74
Cie Guadeloupéenne Transport Scolaire	Baie Mahault	56
Transports les six F'	Morne à l'eau	37
Trans Fatt SARL	Bouillante	22

Tableau 26 : Principales entreprises de TRV en Guadeloupe

Le plus gros acteur en transport de voyageurs est l'exploitant du réseau urbain de Cap Excellence.



Figure 29 : Localisation des 5 principales sociétés de transport de voyageurs en Guadeloupe

### 7.2.3.3. Guyane

130 entreprises de TRV sont recensées. 16 d'entre elles exploitent 189 bus et autocars. Les principales entreprises sont :

	<b>Implantation</b>	<b>PL</b>
Sté de Tspt divers et de TP	St Laurent du Maroni	61
Tspt S Dinai Car Service	Matoury	38
Auto Car Service	Matoury	24
Tspt Horth & Cie	Sinnamary	17
M. J-C Madeleine	Sinnamary	12
Transport Yves Prévot	Cayenne	12

Tableau 27 : Principales entreprises de TRV en Guyane



Figure 30 : Localisation des 6 principales sociétés de transport de voyageurs en Guyane

## 7.2.4. Les plus fortes concentrations

Les véhicules dédiés au transport en commun sont majoritairement situés dans les communes suivantes :

	Communes	Nombre d'entreprises	Nombres de véhicules
<b>Guadeloupe</b>	Les Abymes	30	100
	Ste Rose	6	89
	Baie Mahault	12	74
	Le Moule	20	66
	Capesterre Belle Eau	17	57
<b>Martinique</b>	Morne à l'Eau	9	51
	Fort de France	36	123
	Le Lamentin	29	43
	Saint Joseph	12	37
	Sainte Luce	11	37
<b>Guyane</b>	Le Vauclin	6	31
	Matoury	18	63
	Saint Laurent du Maroni	12	61
	Cayenne	34	26
	Remire Montjoly	14	5
	Kourou	14	0

Tableau 28 : Principales communes d'implantation par territoire

En Martinique, Le Lamentin et Fort de France concentrent la plus grosse flotte de véhicules lourds.

## 7.2.5. Retour sur les entretiens

### 7.2.5.1. En Guyane

Le Centre Spatial Guyanais apporte des solutions de transport pour ses clients, pour le transport des personnels et pour les visites de la base. Le centre n'achète pas de véhicules et a intégralement recours à des prestataires ou a des loueurs. Des contrats avec des prestataires permettent d'assurer des lignes régulières depuis Cayenne, Kourou et Sinnamary (pour les salariés) mais aussi d'assurer les visites de la base, les visites scolaires, particulières et VIP. Enfin un contrat de location permet la mise à disposition de 80 VL pour les trajets des employés. 14 de ces véhicules sont électriques. Le centre souhaite renforcer la part de l'électrique dans les véhicules utilisés et se penche sur les évolutions possibles liées à l'hydrogène. Des renouvellements de marchés sont prévus cette année et l'année prochaine.

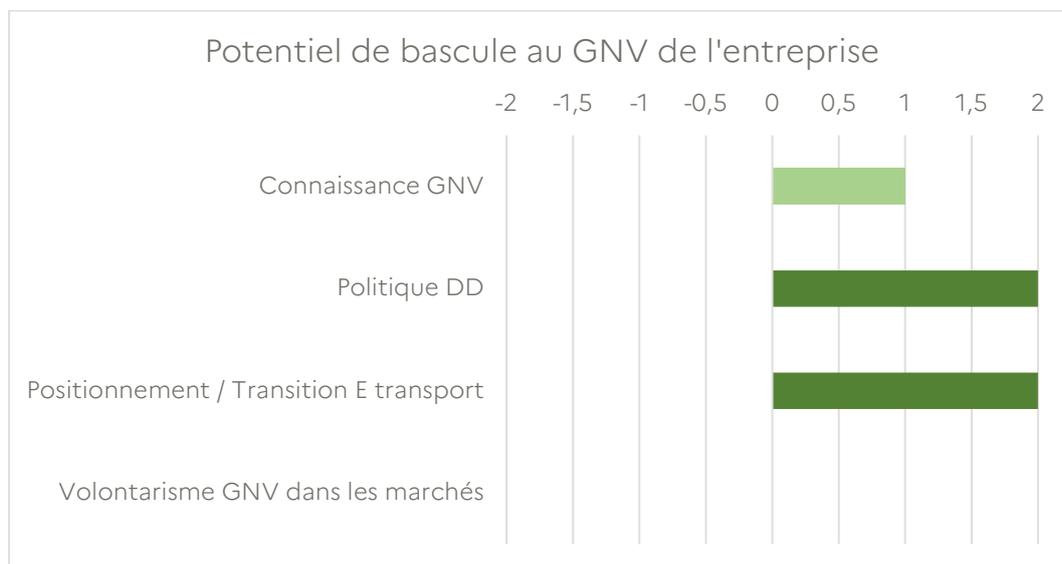


Figure 31 : Potentiel de bascule au GNV du Centre Spatial Guyanais

**Transport D. Sinaï Car Service** est une société qui réalise du transport de voyageurs principalement du transport scolaire et de marchandises. Elle est titulaire de deux marchés publics pour la CAACL et CTG. Ils sont propriétaire de 67 autocars tous de la marque Mercedes dont l'entretien est réalisé dans un atelier intégré. Ils sont sensibles aux actions de développement durable, entre autres ils ont formé leurs chauffeurs à l'éco-conduite et renouvellent 5 à 7 véhicules par an pour avoir un parc exclusivement composé d'Euro 6. L'entreprise souhaiterait mettre en place des actions mais n'a pas encore décidé lesquelles.

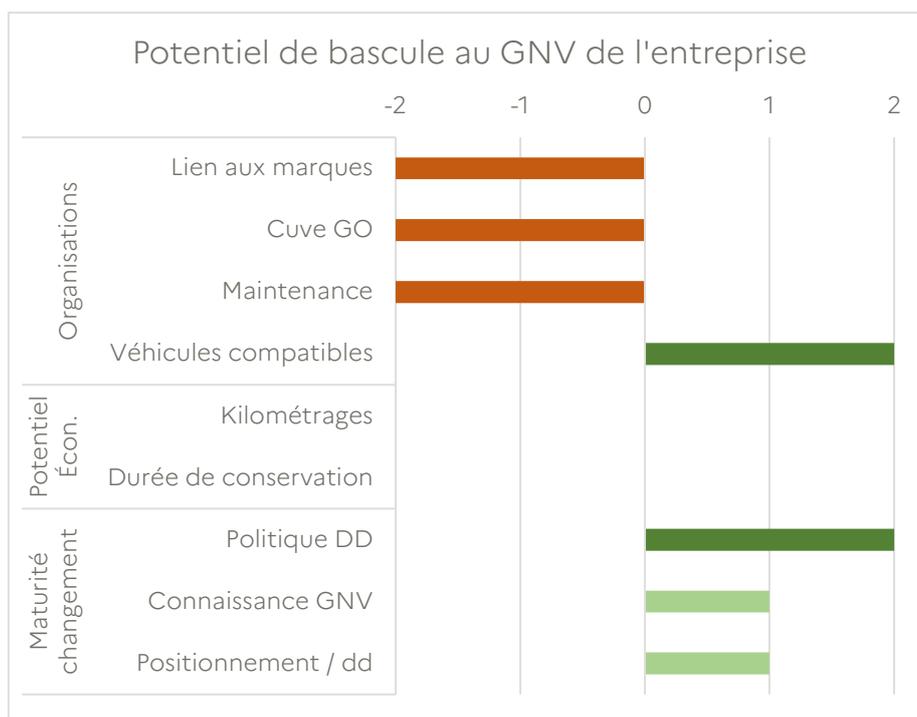


Figure 32 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise Transport D. Sinaï Car Service

#### 7.2.5.2. En Guadeloupe

**SA Pajamandy** est une entreprise réalisant principalement du transport scolaire (80%) mais aussi, marginalement, du transport occasionnel, de tourisme et de l'interurbain depuis Sainte Rose. L'entreprise réalise des prestations de transport dans toute la Guadeloupe. Elle utilise ses propres véhicules et son parc de véhicule est à 100% EURO VI. Elle a très rarement recours à de la sous-traitance en cas de besoins exceptionnels. SA Pajamandy dispose de **63 véhicules en exploitation compatibles** à un passage GNV. Elle prévoit le renouvellement de 5 véhicules en 2021. L'entreprise reste à l'écoute de toute nouvelle alternative pouvant émerger.

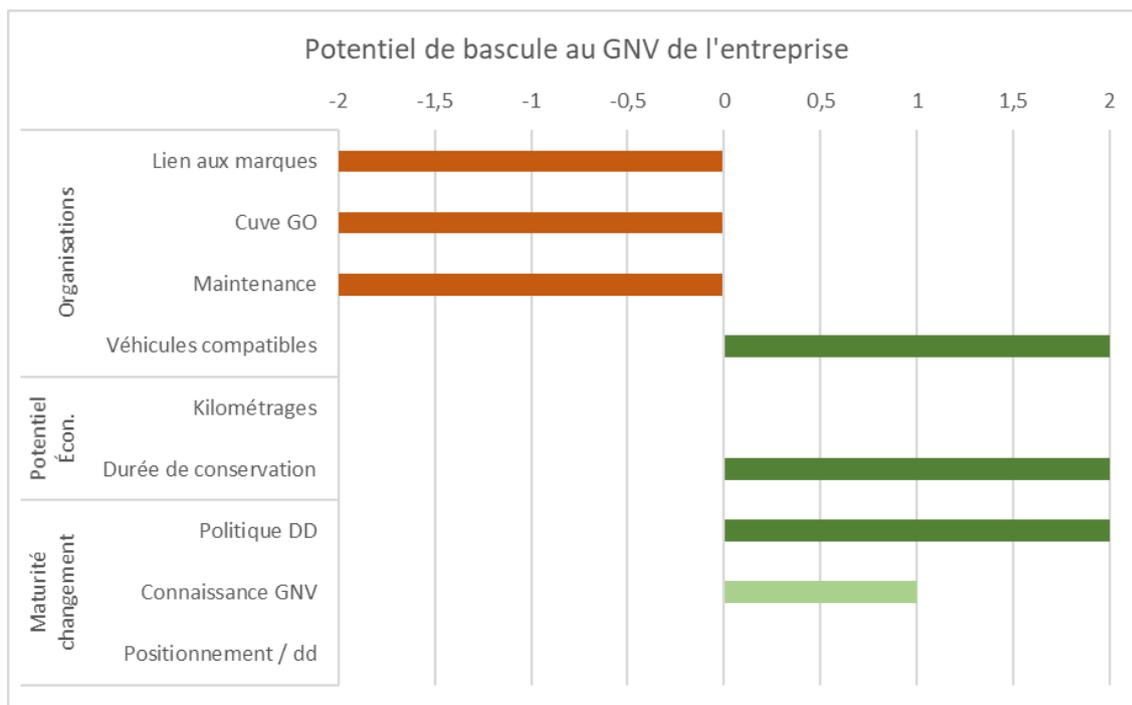


Figure 33 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise SA Pajamandy

CGTS est une entreprise réalisant des prestations de transport scolaire et touristique sur toute la Guadeloupe depuis ses deux sites à Jarry (Baie-Mahault) et Jaula (Lamentin). CGTS dispose de **38 véhicules compatibles** à un passage GNV. Les véhicules ont été achetés récemment (entre 4 et 1 ans), leur renouvellement n'est donc pas prévu pour le moment. L'entreprise n'a, pour le moment, pas mis en place de politique en lien avec le développement durable. L'entreprise ne s'est pas encore penchée sur le sujet bioGNV mais est à l'écoute de toute proposition selon les avantages que cela pourrait lui procurer.

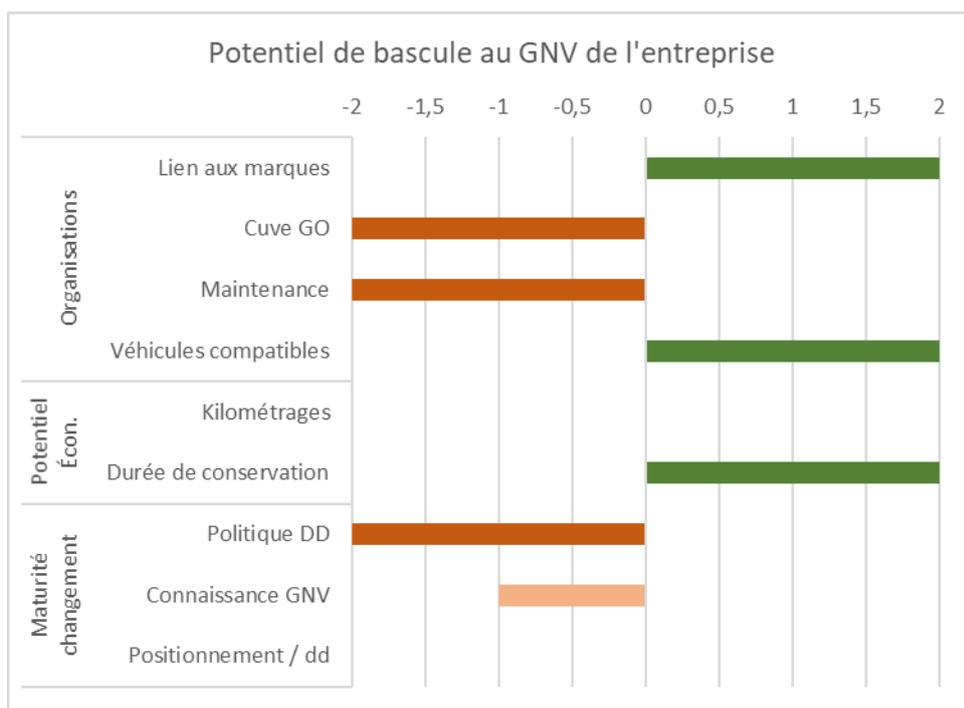


Figure 34 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise CGTS



Le SMT du Petit Cul de Sac Marin est l'autorité organisatrice de la mobilité, il dispose à la fois d'une délégation de service publique pour l'organisation du transport (urbain et scolaire) sur une partie du territoire et gère à la fois l'exploitation d'une partie du réseau. Il réalise du transport urbain et interurbain. Il utilise ses propres véhicules et a recours à de la sous-traitance pour le transport scolaire. Le SMT du Petit Cul de Sac Marin dispose de 60 véhicules en exploitation compatibles à un passage GNV, dont un à l'électrique. Leurs véhicules sont amortis sur 12 ans mais ils envisagent le renouvellement dès 8 ans. Ils ont une connaissance plutôt bonne du carburant BioGNV et souhaiteraient mettre en place des actions, sans savoir lesquelles.

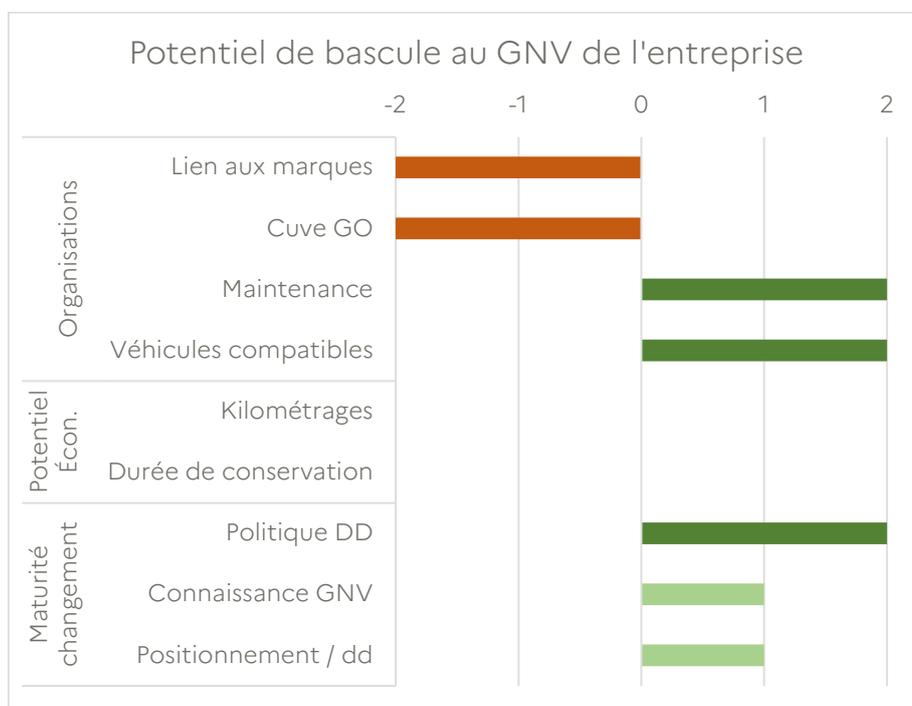


Figure 35 : Potentiel de bascule au GNV du STM du Petit Cul de Saint Marin

**La Société de Transport de l'Agglomération Centre (STAC)** assure dans le cadre d'une délégation de service public, la gestion d'un réseau de transport urbain (réseau KARU'LIS) qui dessert 7 communes (Les Abymes, Pointe-à-Pitre, Le Gosier, Baie-Mahault, Sainte-Anne, Saint-François et La Désirade). La mobilité est leur cœur de métier, 80% de l'activité est dédié au transport des voyageurs de l'agglomération centre. L'entreprise dispose de 103 bus urbains en exploitation ; la moyenne d'âge de ces véhicules est de 9,77 ans. L'entreprise dispose déjà de 2 minibus électriques et des VUL de service électriques. La STAC travaille actuellement sur la définition de sa politique RSE. Elle est ainsi à l'écoute de toute alternative au diesel et a la volonté d'être motrice sur ces sujets.

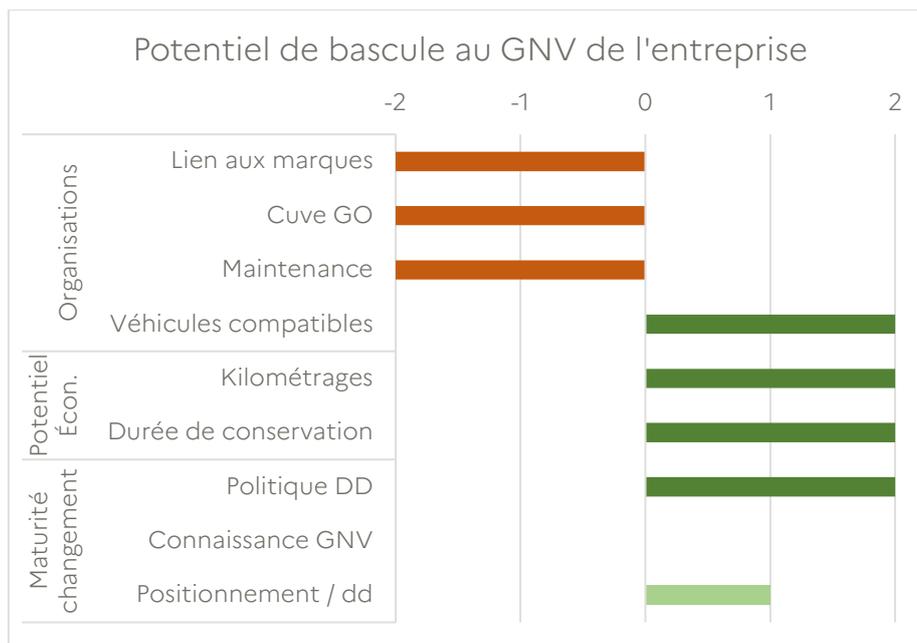


Figure 36 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise STAC

### 7.3. Le secteur du transport de marchandise

#### 7.3.1. Organisation du secteur

Le secteur du transport de marchandises s'appuie sur des acteurs privés implantés sur chaque territoire. Ce secteur d'activité est purement concurrentiel.

Le registre du Transport Routier de Marchandises (TRM) nous a permis d'identifier que 573 entreprises sont situées en Martinique, 508 en Guadeloupe et 235 en Guyane.

Dans le même temps nous avons analysé la base Siren des établissements économiques sur les trois territoires, en ne tenant compte que des 5 principaux codes NAF du transport :

- 49.41A, transports routiers de fret interurbains ;
- 49.41B, transports routiers de fret de proximité ;
- 52.29A, messagerie, fret express ;
- 53.10Z, activités de poste dans le cadre d'une obligation de service universel ;
- 53.20Z, autres activités de poste et de courrier.

### 7.3.2. Les entreprises

Il en ressort la répartition suivante :

Nombre établissements	Transports routiers de fret interurbains (49.41A)	Transports routiers de fret de proximité (49.41B)	Messagerie, fret express (52.29A)	Activités de poste dans le cadre d'une obligation de service universelle (53.10Z)	Autres activités de poste et de courrier (53.20Z)	Total
Martinique	164	603	11	55	106	939
Guadeloupe	144	691	11	63	78	987
Guyane	119	172	7	30	51	379
<b>Total</b>	<b>427</b>	<b>1466</b>	<b>29</b>	<b>148</b>	<b>235</b>	<b>2305</b>

Tableau 29 : Entreprises de TRM sur les Antilles Guyane

Ce sont les activités de transports routiers de fret de proximité qui sont le plus développées sur les territoires, suivies par celles de transports de fret interurbains. Les établissements de messagerie et fret express se placent loin derrière en termes de nombre d'établissements.

Le registre du transport routier de marchandises de 2019<sup>2</sup> nous a permis d'établir des cartographies présentant la répartition des sociétés sur les trois territoires.

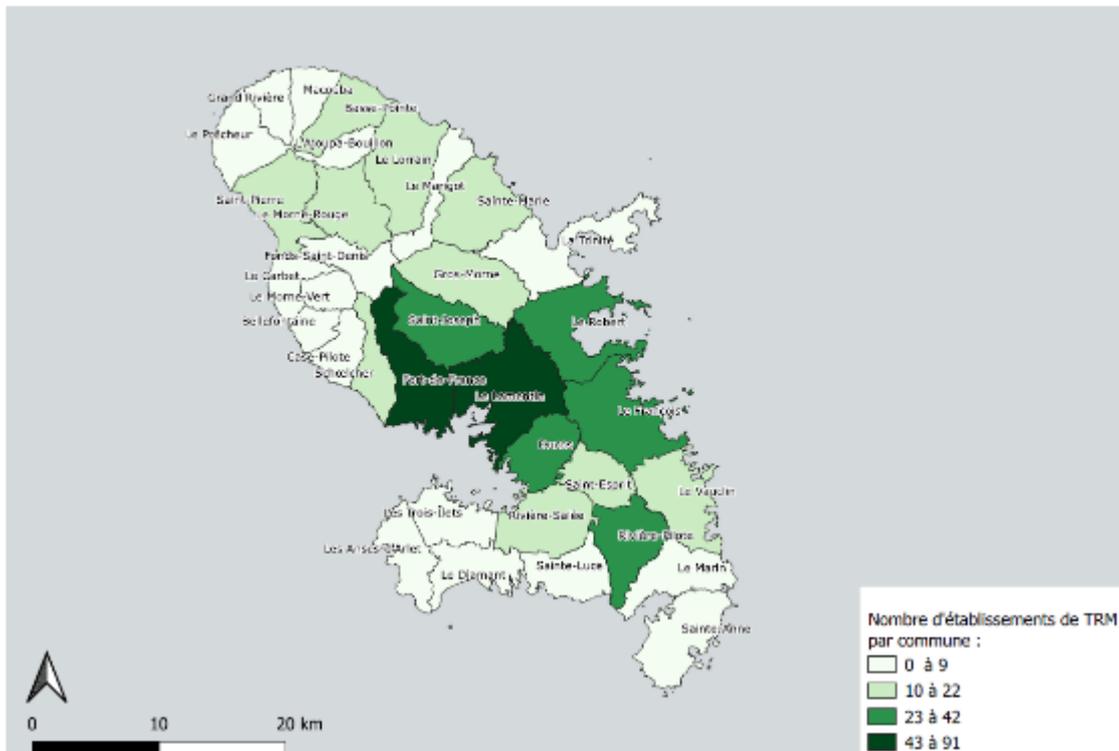


Figure 37 : Répartition des établissements de TRM par commune en Martinique

<sup>2</sup> La lecture du registre et la confrontation du terrain semble montrer que certaines informations sur le nombre de licences sont incomplètes.

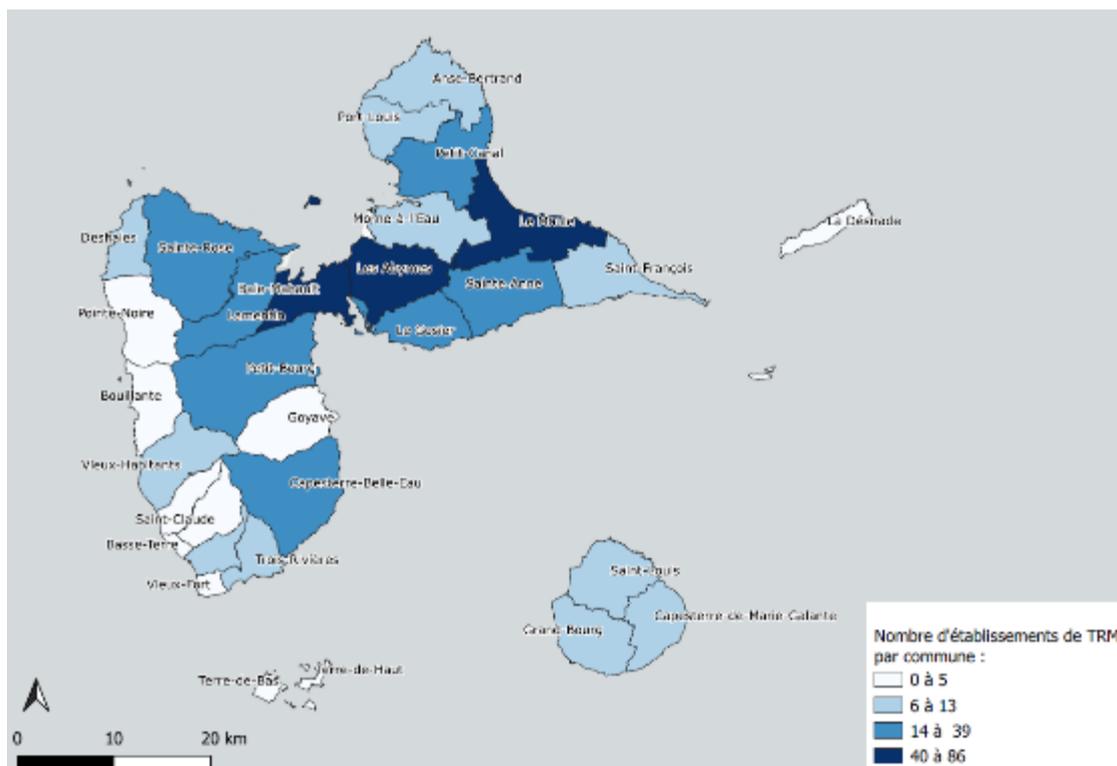


Figure 38 : Répartition des établissements de TRM par commune en Guadeloupe

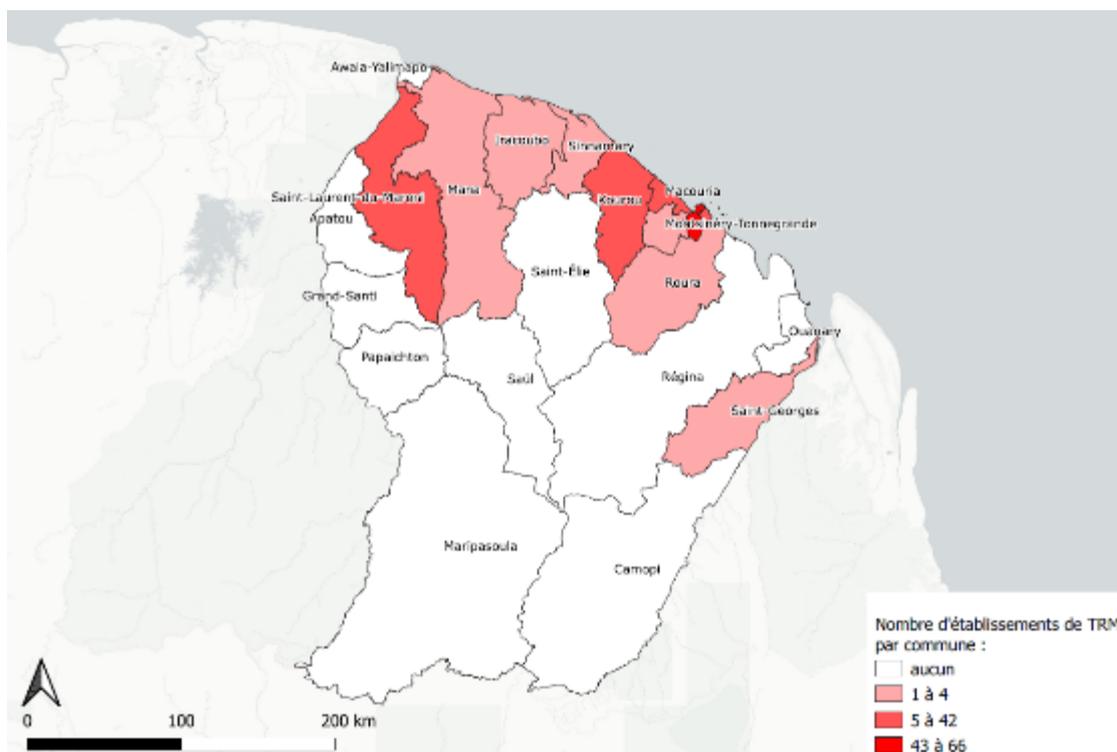


Figure 39 : Répartition des établissements de TRM par commune en Guyane

### 7.3.3. Détail par territoire

#### 7.3.3.1. Martinique

573 entreprises de TRM sont recensées. 58 d'entre elles exploitent 272 poids lourds (PL). Les principales entreprises sont :

	Implantation	PL
Evea	Le Lamentin	36
E Compagnie	Le Lamentin	30
Locmanu	Fort de France	15
Euro Transport	Ducos	12

Tableau 30 : Principales entreprises de TRM par territoire

Deux entreprises se détachent dans le TRM, exploitant chacune une trentaine de véhicules.

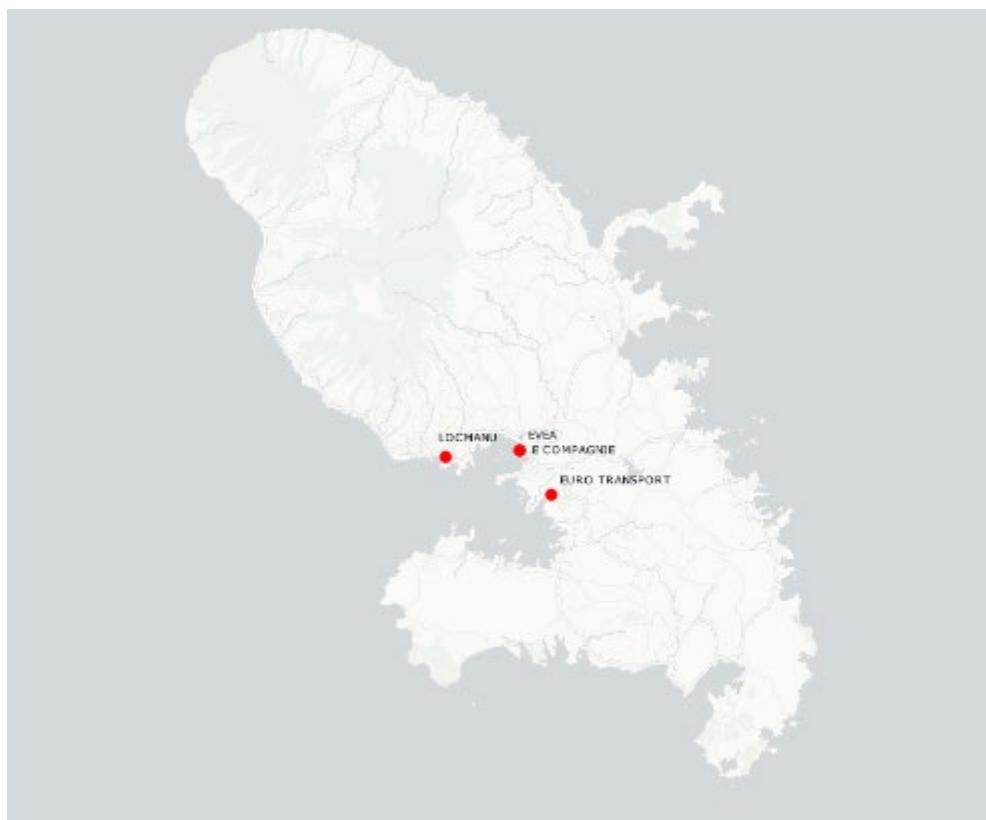


Figure 40 : Localisation des principales sociétés de transport de marchandises en Martinique

### 7.3.3.2. Guadeloupe

508 entreprises de TRM sont recensées. 57 d'entre elles exploitent 319 PL.  
Les principales entreprises sont :

	Implantation	PL
Colimat Express	Lamentin	28
Rapid Transport	Les Abymes	19
Espaces Services	Baie Mahault	17
Sté de Tspt Ramjattan	Le Moule	15
Sté de Tspt Martin	Baie Mahault	15

Tableau 31 : Principales entreprises de TRM en Guadeloupe

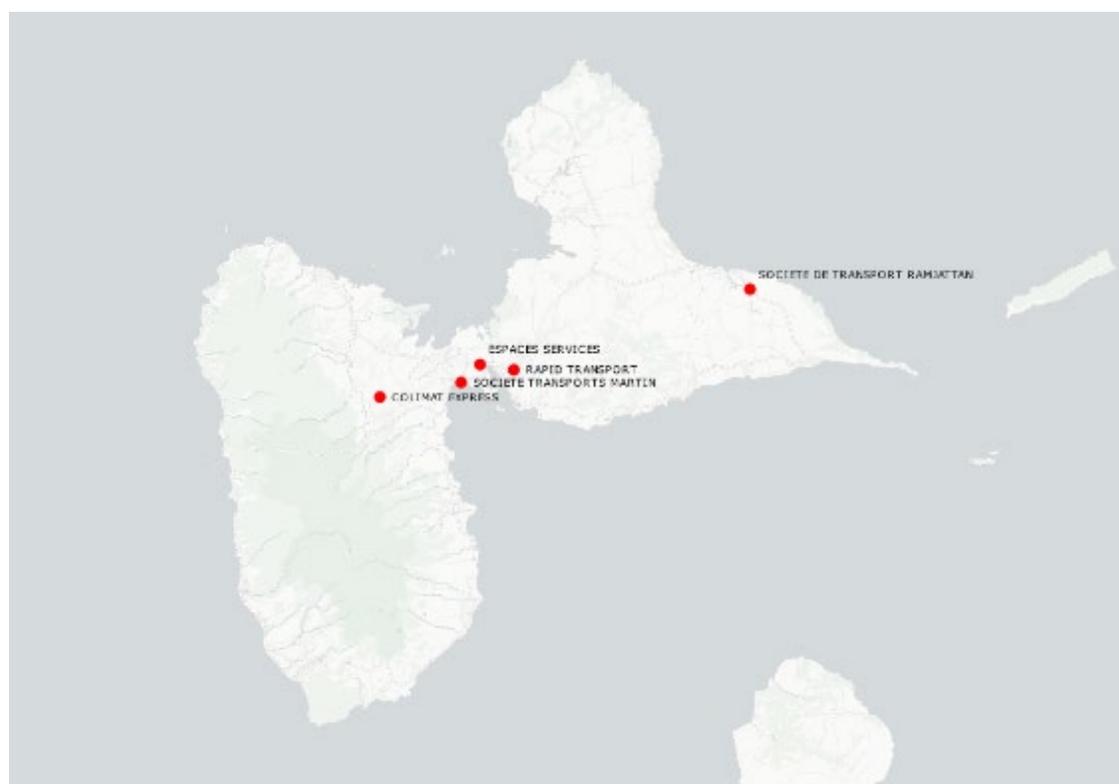


Figure 41 : Localisation des principales sociétés de transport de marchandises en Guadeloupe

### 7.3.3.3. Guyane

235 entreprises de TRM sont recensées. 20 d'entre elles exploitent 41 PL.

La principale est Guyanet Environnement implantée à Matoury avec 13 licences PL.



*Figure 42 : Localisation de la principale société de transport de marchandises en Guyane*

### 7.3.4. Les plus fortes concentrations

Les véhicules dédiés au transport de marchandises sont majoritairement situés dans les communes suivantes<sup>3</sup> :

	Communes	Nombre d'entreprises	Nombres de véhicules lourds
<b>Guadeloupe</b>	Baie Mahault	83	119
	Le Moule	63	49
	Les Abymes	81	36
	Lamentin	25	32
	Le Gosier	24	28
<b>Martinique</b>	Le Lamentin	91	132
	Fort de France	90	58
	Ducos	42	21
	Le Robert	38	24
	Gros Morne	17	10
<b>Guyane</b>	Matoury	66	21
	Cayenne	66	12
	Remire Montjoly	42	8
	Saint Laurent du Maroni	18	0
	Kourou	17	0

Tableau 32 : Principales communes d'implantation des véhicules de TRM

En Guadeloupe, Baie Mahaut et en particulier la zone du Port de Jarry concentrent de nombreuses installations d'entreprises de transport de marchandises.

Sur le territoire martiniquais ce sont Le Lamentin et Fort de France qui concentrent les plus grosses flottes de véhicules lourds de transport de marchandises.

En Guyane, le nombre de poids lourds apparait très faible, seule une entreprise dispose de plus de 10 licences, ces chiffres sont probablement sous-estimés par rapport à la réalité.

### 7.3.5. Retour sur les entretiens

#### 7.3.5.1. En Martinique

- La ville de Fort-de-France a recours à ses propres véhicules pour mener à bien ses activités de service, son transport de personnel et les transports d'outillage et de matériaux. Les trajets sont réalisés à l'échelle de la ville. Les VUL concernent les activités de service, le transport de personnel, le transport d'outillage et de matériaux. Les camions PL assurent les liaisons avec les chantiers. Elle dispose de **18 véhicules compatibles** à un passage GNV. Pour le moment, la stratégie de la ville est tournée vers l'électrique en 2022 mais la ville est à l'écoute de toute alternative - cependant les conditions budgétaires limiteront probablement les opportunités de remplacement de véhicules.

<sup>3</sup> Dans le tableau ne sont indiqués que les véhicules lourds. Certaines des entreprises listées exploitent également uniquement véhicules utilitaires légers, il peut arriver que le nombre d'entreprises soit supérieur au nombre de véhicules

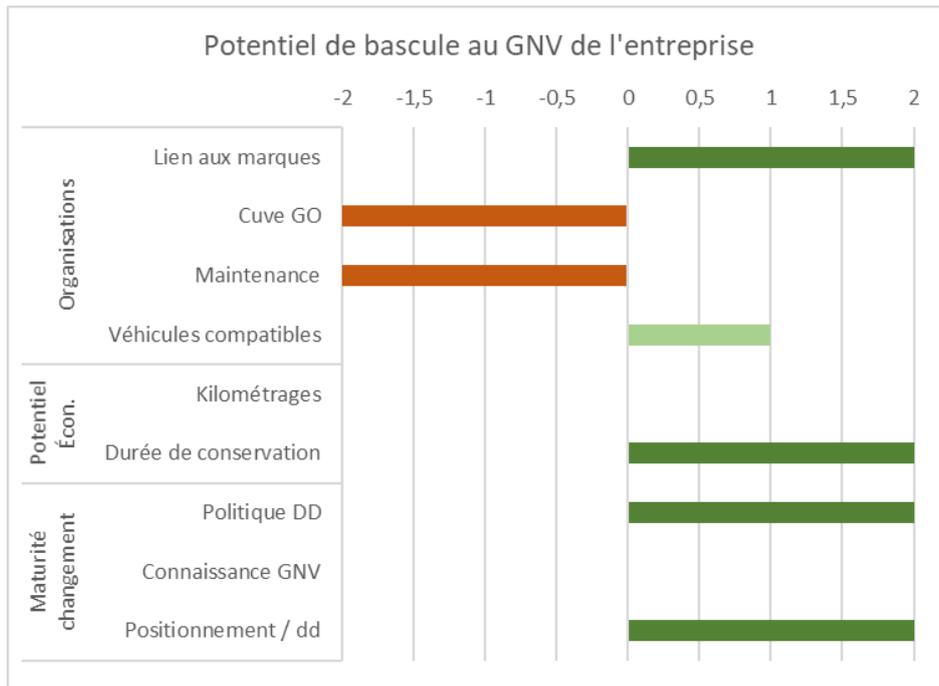


Figure 43 : Potentiel de bascule au GNV de la flotte de véhicules de la ville de Fort-de-France

- E. Compagnie** est une entreprise spécialisée dans la gestion des déchets dangereux, le nettoyage industriel, l'assainissement et le balayage mécanisé. E. Compagnie la collecte et le transport de déchets dangereux soumis à réglementation ADR. E-Compagnie assure des prestations en Martinique, Guadeloupe, Guyane et à Saint-Martin. Toutefois, la majorité de leur flotte se situe en Martinique. Elle dispose de **26 véhicules compatibles** à un passage GNV en Martinique. L'entreprise étudie pour le moment un passage à l'électrique de ces véhicules ; cette réflexion est à la phase faisabilité, l'entreprise est attentive à toutes les solutions de transition énergétique.

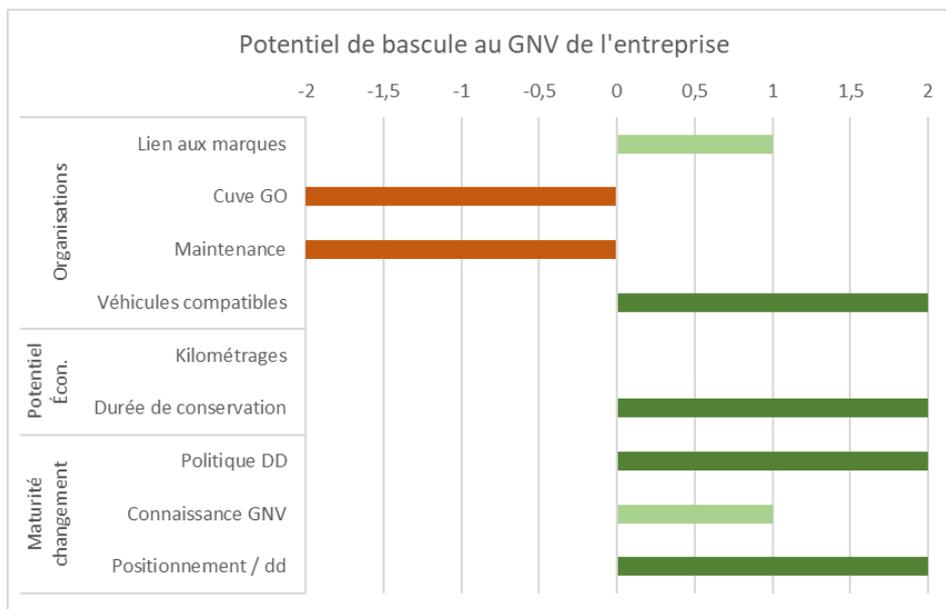


Figure 44 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise E. Compagnie en Martinique

- La ville du Lamentin** dispose d'un parc automobile dédié à des activités de transport de personnel, d'entretiens, de travaux publics, de transport. Elle utilise ses propres véhicules et peut être amenée

à louer en cas de surcharge de travail ou de panne de véhicules. La ville du Lamentin dispose de 62 véhicules légers, 27 véhicules utilitaires légers, 5 porteurs et 4 fourgons 9 places. Un atelier intégré permet de réaliser l'entretien de cette flotte. Ils ont une connaissance assez faible en matière de carburant BioGNV mais souhaiteraient mettre en place des actions sans être décidés sur leur nature.

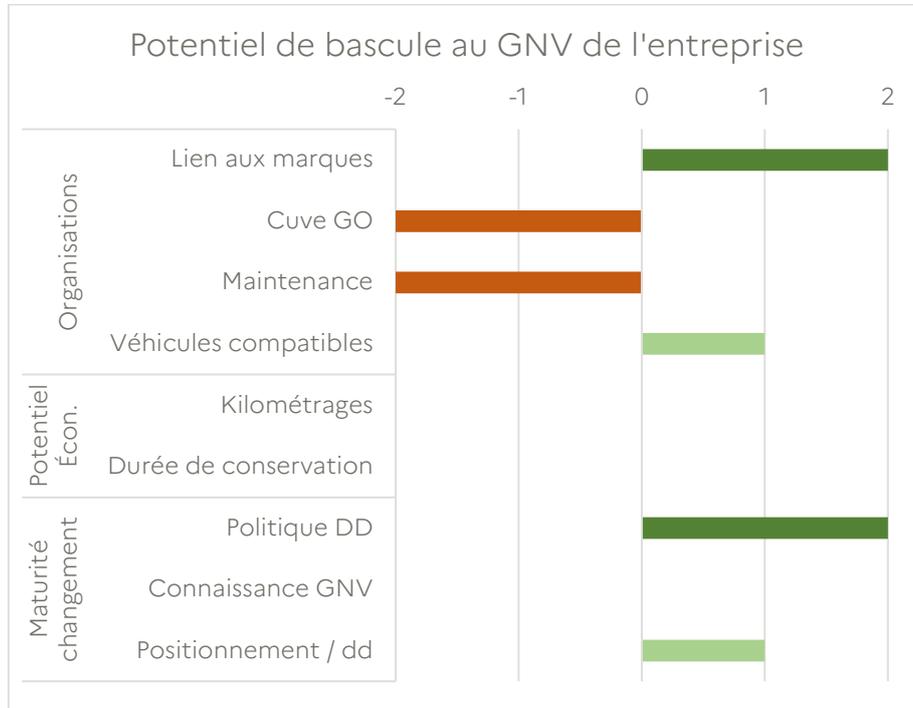


Figure 45 : Potentiel de bascule au GNV de la ville du Lamentin

### 7.3.5.2. En Guyane

**Guyaloc** est une entreprise basée à Kourou proposant la location de matériel de chantier (mini-pelles, pelles, nacelles, bennes et chariots) et de bungalow à l'échelle de la Guyane. L'entreprise achemine le matériel de chantier et les bungalows auprès des clients (directement ou en ayant recours à des transporteurs). Toutefois, les véhicules de l'entreprises sont très peu utilisés ; le recours à des transporteurs est privilégié ; le transport n'est pas le cœur de métier de Guyaloc. L'entreprise dispose de **2 véhicules compatibles** à un passage au GNV. L'entreprise a toutefois exprimé qu'elle n'avait aucun intérêt à explorer le sujet du bioGNV.

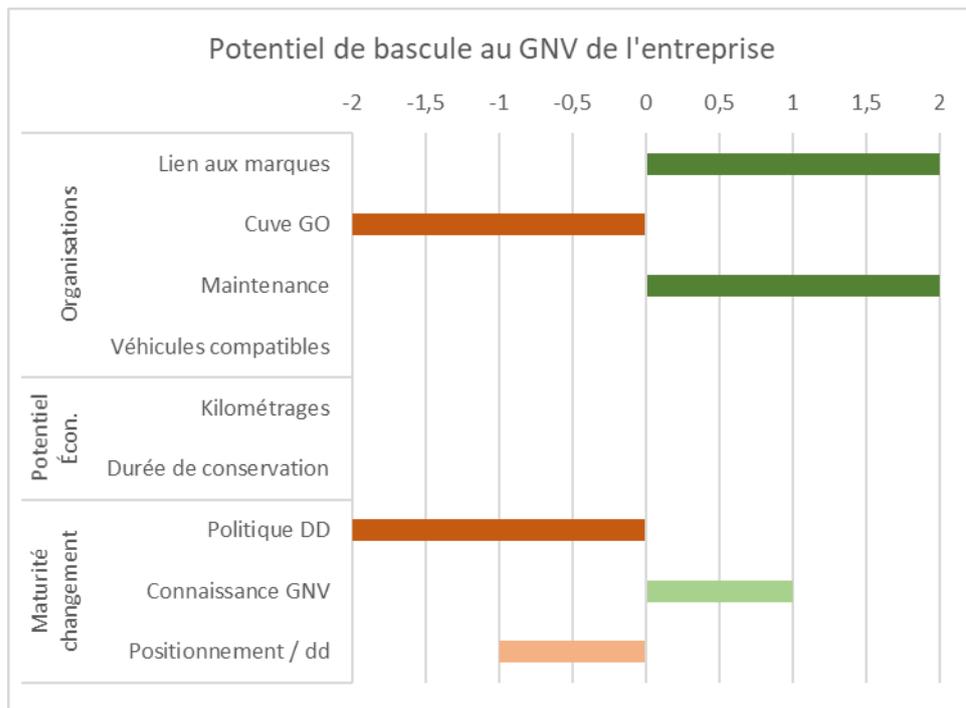


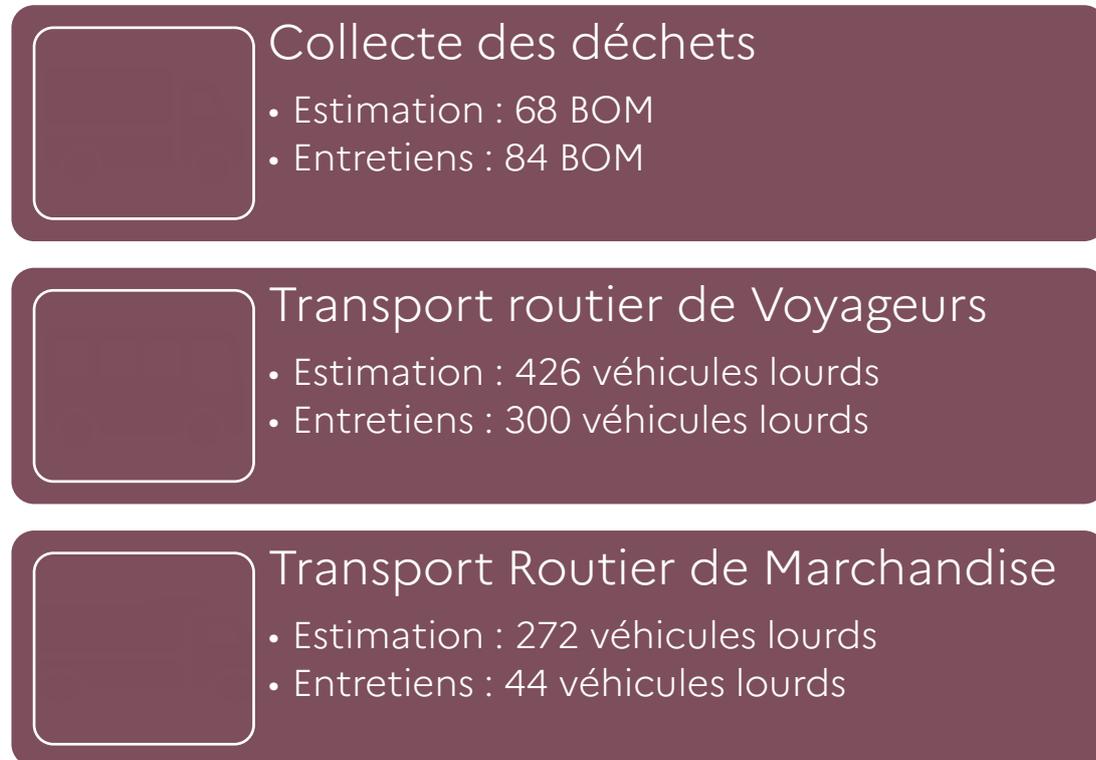
Figure 46 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise Gyaloc

## 8. Bilan sur les flottes pouvant passer au BioGNV

---

### 8.1. Bilan sur la Martinique

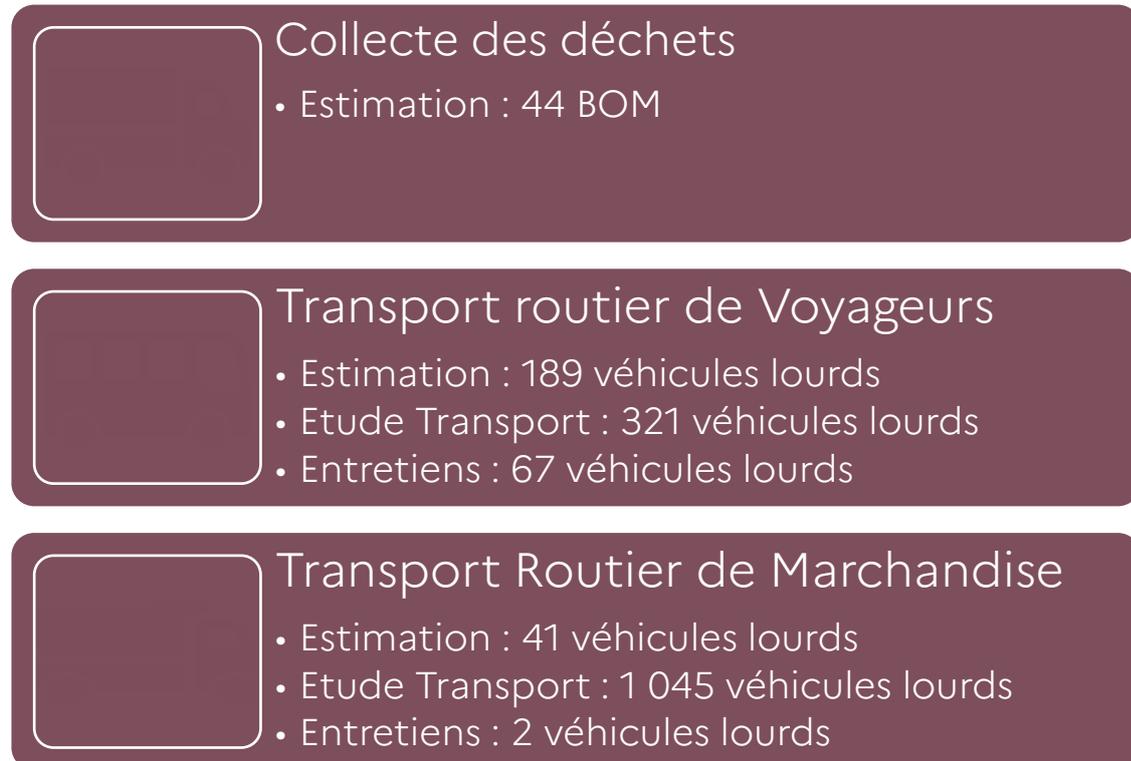
Le schéma ci-dessous compare les estimations issues de calculs présentés précédemment ou des registres avec les flottes que nous avons relevés lors des entretiens.



Sur les 2 secteurs prioritaires pour la mise en œuvre d'une filière BioGNV (Collecte des déchets et Transport de Voyageurs), la Martinique présente des flottes intéressantes pour un passage en BioGNV.

## 8.2. Bilan sur la Guyane

Le schéma ci-dessous compare les estimations issues de calculs présentés précédemment ou des registres avec les flottes que nous avons relevés lors des entretiens.



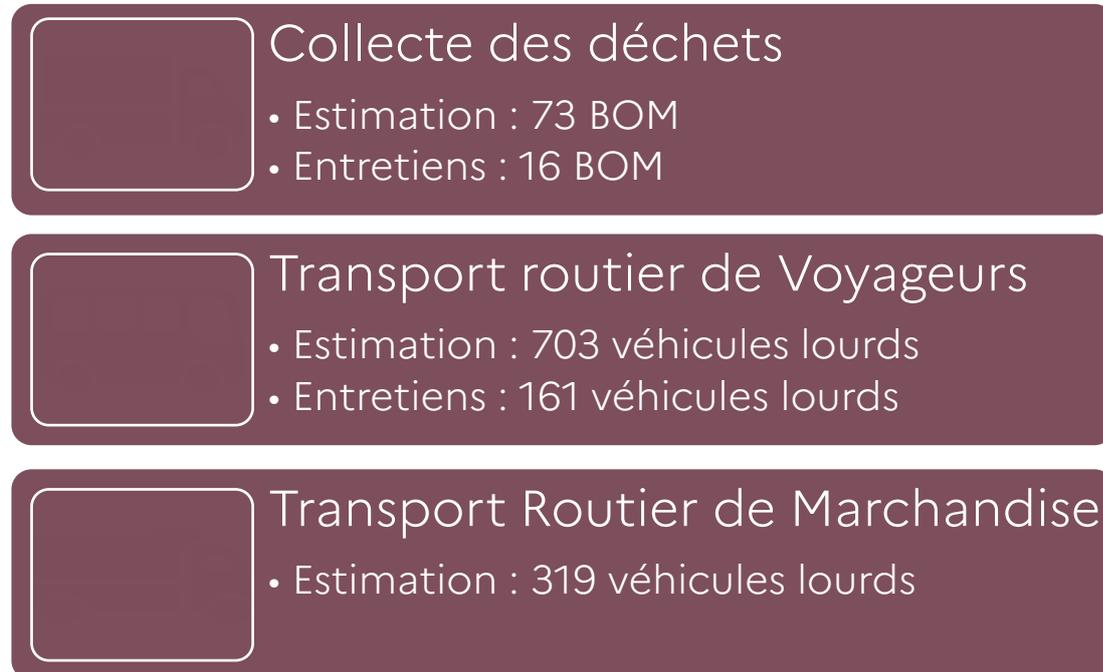
Les entretiens n'ont pas permis d'identifier la flotte de BOM pouvant opérer une bascule au BioGNV, l'estimation de 44 BOM est donc à confirmer.

Les données du registre sont très inférieures aux estimations réalisées dans l'étude transport de 2011.

Les entretiens ont permis d'identifier une flotte de 67 véhicules pour le transport de voyageurs pouvant opérer une bascule au BioGNV.

### 8.3. Bilan sur la Guadeloupe

Le schéma ci-dessous compare les estimations issues de calculs présentés précédemment ou des registres avec les flottes que nous avons relevés lors des entretiens.



Les entretiens ont permis d'identifier une partie de la flotte de BOM pouvant opérer une bascule au BioGNV, l'estimation de 73 BOM au total est donc à confirmer.

Sur les 2 secteurs prioritaires pour la mise en œuvre d'une filière BioGNV (Collecte des déchets et Transport de Voyageurs), la Guadeloupe présente des flottes importantes pour un passage en BioGNV.

## 9. Etude de rentabilité - Méthodologie d'analyse commune aux 3 territoires

---

### 9.1. Présentation des hypothèses d'entrée

#### 9.1.1. Les hypothèses sur les flottes de véhicules

Les données sur les flottes de véhicules sont issues d'un travail de terrain mené dans la phase 2 de l'étude. Des entretiens auprès des acteurs des collectivités territoriales et des sociétés de transport de marchandises et de voyageurs ont été réalisés pour avoir une image réaliste du nombre de véhicules présents sur chaque territoire.

Lors des phases précédentes, nous avons constaté que le nombre de véhicules en circulation pour le transport de marchandises et de voyageurs était trop important pour envisager un passage au BioGNV de l'intégralité des flottes. D'autre part, l'étude n'a pas permis d'identifier de flotte suffisamment importante parmi ces opérateurs pour permettre seule la structuration d'un éco-système BioGNV. Or, il sera plus réalisable de construire cet écosystème en travaillant avec un nombre limité d'acteurs. Les flottes ciblées sont donc préférentiellement celles qui sont capables d'amener dans le dispositif une consommation de gaz importante, donc composée de nombreux véhicules.

Par conséquent, nous avons fait le choix d'orienter notre modèle de calcul de la demande vers :

- les véhicules dédiés au ramassage des déchets, Benne à Ordures Ménagères (BOM) ;
- les bus assurant les liaisons urbaines.

Par ailleurs, un passage au BioGNV de ces véhicules pourrait facilement être induit et encadré par les collectivités qui ont déjà la compétence de gestion de ces activités. Aussi, elles pourraient mettre en place une réglementation incitative et / ou inscrire cet aspect à leur cahier des charges au moment des attributions de marchés.

L'identification des flottes présentes a permis de définir une demande potentielle en BioGNV sur chacun des trois territoires. A partir de nos connaissances et des données recueillies en entretien, nous avons pu construire :

- la moyenne des kilométrages parcourus par an ;
- la moyenne de la consommation des véhicules aux 100km.

#### 9.1.2. Les hypothèses sur l'avitaillement

Aux conditions atmosphériques (pression d'environ 1 000 mbar, température 30°), l'énergie disponible dans un litre de gaz est très inférieure (d'un facteur 100) à ce que contient un litre de carburant conventionnel, qu'il s'agisse de gazole ou d'essence. Aussi, que ce soit pour son transport ou pour sa consommation, le gaz naturel doit être comprimé quel que soit le scénario présenté.

En pratique, pour une capacité de compression donnée, il est indifférent d'installer un seul compresseur, ou deux compresseurs de capacité deux fois plus faible. On préfère en général cette deuxième option car en cas de défaillance de l'un des deux appareils, le second peut continuer à faire fonctionner l'installation. A noter que dans ce cas de défaillance, la station ne fonctionnera que sur un mode dégradé avec une capacité de compression réduite, ce qui se traduira par des temps d'avitaillement plus long. L'intérêt est ici de garantir la continuité du service, même si celui-ci est temporairement réduit.

#### Hypothèse

Le coût de la compression dépend de la capacité du compresseur, exprimée en Nm<sup>3</sup> / heure. Dans le cadre de l'étude, deux valeurs ont été retenues pour les simulations : un coût à 300 k€ pour une compression inférieure à 80 Nm<sup>3</sup> / heure, et un coût de 600 k€ au-delà.

Pour être comprimé dans de bonnes conditions, le gaz doit être épuré : en effet, le mélange gazeux produit par méthanisation est susceptible de renfermer d'autres gaz – CO<sub>2</sub> en particulier – dont la présence peut être néfaste. Un taux de CO<sub>2</sub> trop important est notamment susceptible d'endommager les compresseurs. La compression doit donc être précédée dans la chaîne d'une fonction d'épuration.

### Hypothèse

Comme pour la compression, c'est le débit en entrée du dispositif d'épuration qui définit son coût. L'hypothèse retenue dans le cadre de la mission est de 400 k€ pour un dispositif traitant moins de 100 Nm<sup>3</sup> / heure, 850 k€ jusqu'à 200 Nm<sup>3</sup> / heure, puis 1,1 M€ au-delà.

En sortie de compresseur, il existe deux modalités principales pour l'avitaillement, associées chacune à une solution technique différente.

### Avitaillement sur le site de production

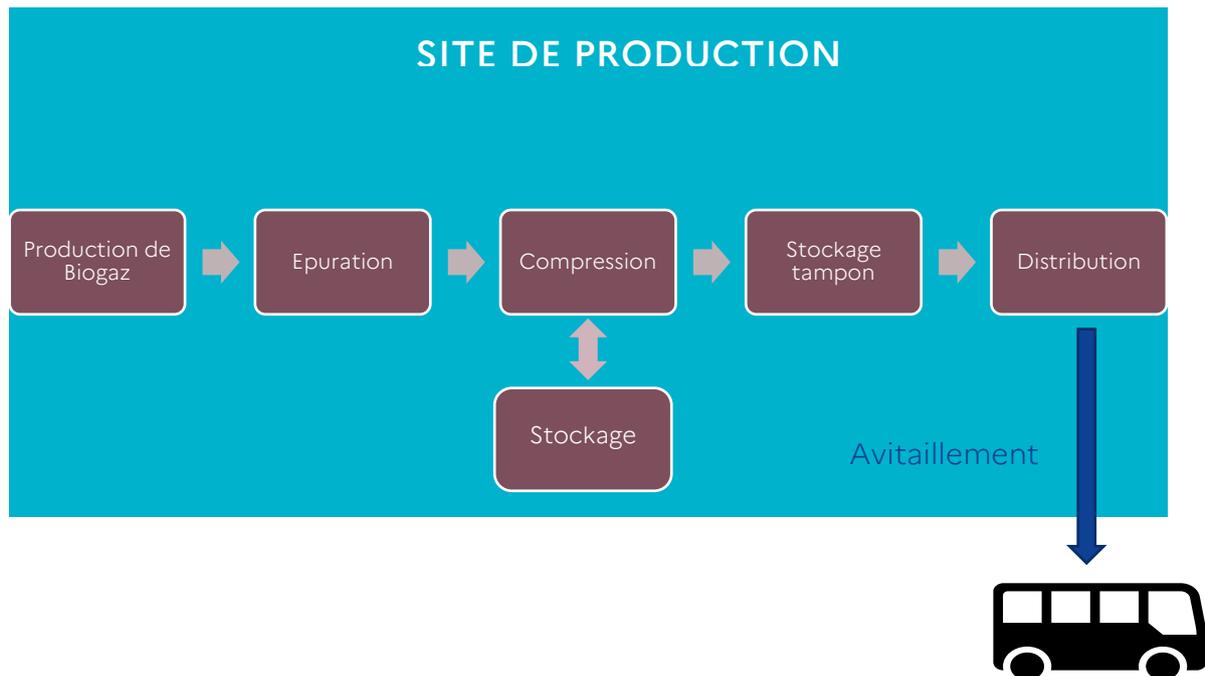


Figure 47 : Schéma de l'avitaillement sur site de production

Dans cette première hypothèse, les véhicules viennent s'avitailer sur le site de production, qui est alors mixte et assure également la distribution du carburant. La compression alimente alors un stockage tampon de petite capacité, ou directement les véhicules qui viennent faire le plein. En dehors des périodes de plein des véhicules, le gaz en sortie de compresseur peut être stocké pour un plein ultérieur, ou exploité à d'autres fins (chaleur ou électricité par exemple).

Les infrastructures à mobiliser dans une telle hypothèse sont les composantes d'une station de distribution : outre les voies pour la circulation et l'arrêt des véhicules, il faut prévoir une borne de remplissage, le raccordement au réseau électrique, et une interface utilisateur permettant aux conducteurs qui viennent faire le plein de s'identifier (système par badge), ou de payer le carburant si la station est ouverte au public.

### Hypothèse

Le coût de la borne de remplissage avec le raccordement a été fixé à 50 000 €.

A noter que même dans une hypothèse où le site de production n'aurait pas vocation à distribuer du gaz carburant, celui-ci étant comprimé sur site, il peut être intéressant, sinon d'installer une borne de distribution, au moins de réserver l'espace pour l'ajouter par la suite si cela devait s'avérer pertinent. En effet, l'ajout de la fonction « distribution » est assez simple dans cette configuration.

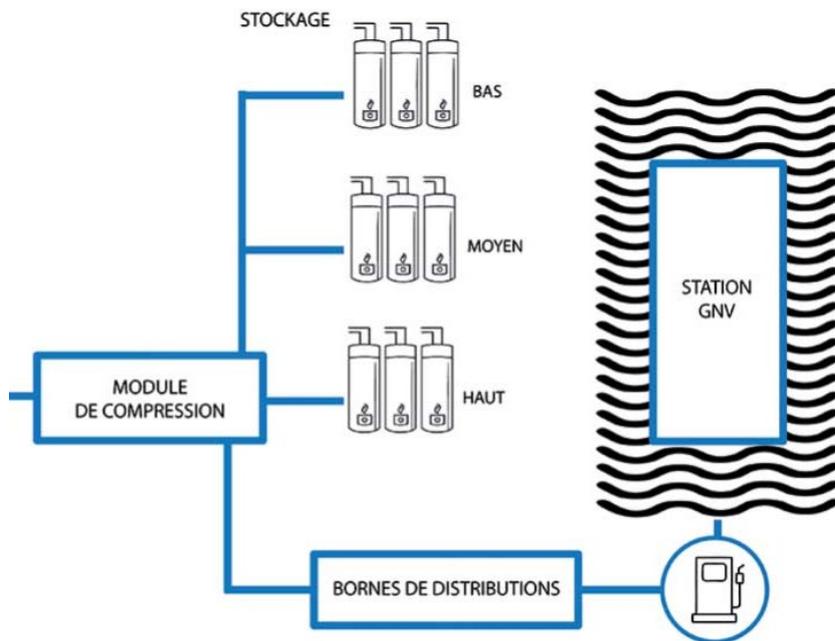


Figure 48 : les composantes d'une station de distribution GNV (schéma gaz-mobilite.fr).

Avitaillement sur un site autre que le site de production

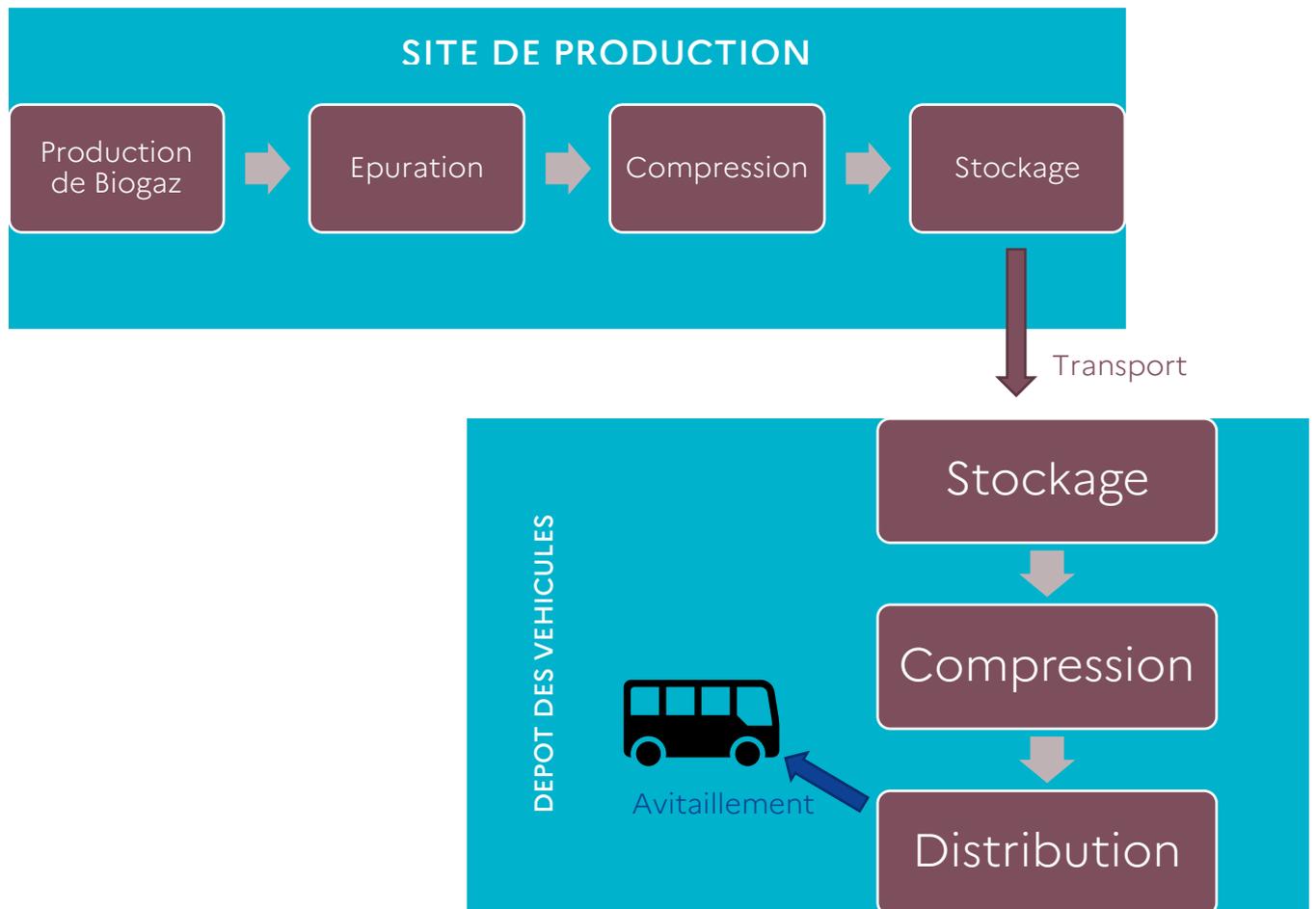


Figure 49 : Schéma de l'avitaillement sur un site autre que le site de production

L'inconvénient de l'avitaillement sur le site de production est que celui-ci est potentiellement éloigné des sites de remisage et/ou des secteurs d'intervention des véhicules ciblés par le dispositif. Une option alternative explorée dans le cadre de la mission est donc de proposer un avitaillement sur un site découplé de la production. Cette configuration est celle que l'on retrouve en métropole, elle est rendue possible par la présence d'un réseau de distribution du gaz. Sur les territoires étudiés, il faudrait mettre en place une solution d'acheminement du gaz entre la production et le ou les sites identifiés pour la distribution. La solution envisagée dans le cadre de la mission est un stockage en remorque citerne dédiée, et un transport par la route.

Ce fonctionnement existe au Royaume-Uni, il a été mis en place entre une station « mère » située à Crewe et une station « fille » à Scunthorpe.

Ce fonctionnement suppose l'acquisition de remorques dédiées au transport du gaz, et l'installation d'une (ou plusieurs) stations « filles ».

Dans les scénarios envisagés, la station « fille » peut être placée soit sur le site de remisage d'une flotte convertie au GNV (évitant aux véhicules concernés d'avoir à rouler pour faire le plein), soit sur une parcelle neutre, si son emplacement permet d'offrir un compromis à plusieurs utilisateurs installés en différents points du territoire.

Sur le site de la station ainsi envisagée, il faut installer une borne comme dans le cas d'une installation sur le site de production, mais également un compresseur capable d'assurer le remplissage d'un véhicule avec une pression d'entrée variable (celle-ci étant amenée à descendre au fur-et-à-mesure que la remorque se vide).

Sur le site de production, il faut prévoir une « baie de remplissage » destinée à assurer le remplissage des remorques en sortie de compression.



*Figure 50 : Le site de Scunthorpe (avec une remorque en arrière-plan)*

### Hypothèse

Le nombre de remorques à acquérir dépend :

- Du nombre de stations : il est préconisé de mobiliser 3 remorques par station (pour assurer qu'il y en ait une en permanence en sortie de compression et une en permanence à la station)
- De la réserve de sécurité que les remorques peuvent constituer : en tant que stocks de gaz comprimé, les remorques peuvent assurer l'avitaillement en cas de défaillance des installations de production.

Le coût d'une remorque est fixé à 180 000 €.

Le coût de la station est fixé à 300 000 €.

La capacité d'emport de la remorque est de 4 tonnes.

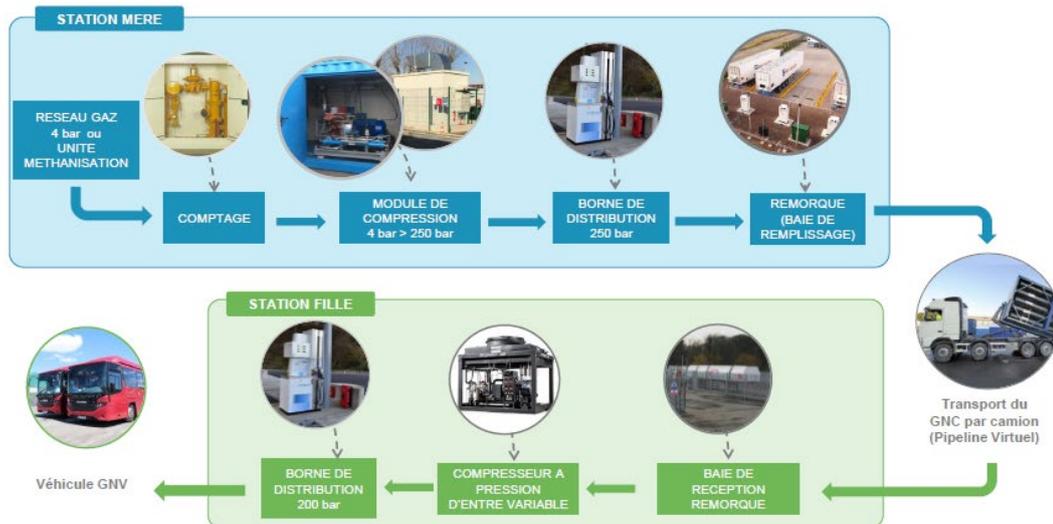


Figure 51 : le schéma de principe de la station de Scunthorpe, transposable aux Antilles et en Guyane (source : GRDF). Seule la source du gaz comprimé sur la station mère varie dans le schéma proposé : l'option « Réseau Gaz » mentionnée est inopérante aux Antilles et en Guyane

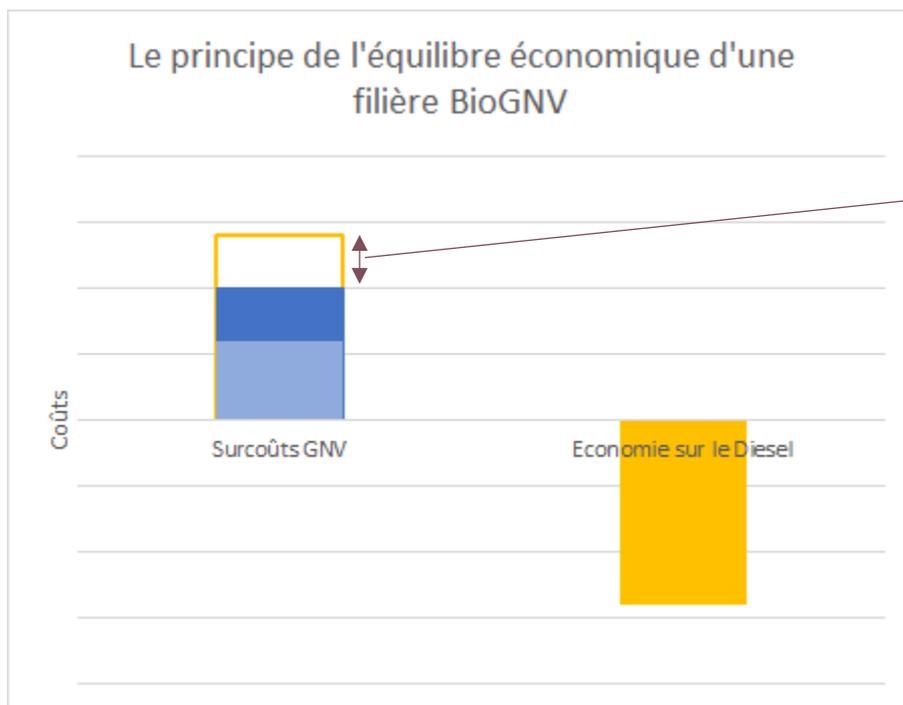
Dans l'ensemble de l'étude de pertinence, il est considéré qu'il faut pouvoir s'appuyer sur au moins **deux sites de méthanisation** pour la production de gaz. En effet, appuyer l'écosystème BioGNV sur une seule unité de production paraît trop risqué pour les opérateurs, dont les véhicules seraient totalement immobilisés en cas de défaillance de la production (liée à une panne par exemple ou un incident). En plus de cette redondance sur la production, un stock de sécurité de courte durée est également intégré à tous les scénarios, son dimensionnement est précisé pour chaque territoire.

De la même manière qu'il est prévu plusieurs sites de production du gaz, tous les scénarios intègrent la création d'au moins deux stations de distribution, dans la même logique de pouvoir offrir une solution de substitution en cas d'incident.

## 9.2. Présentation de l'outil d'analyse de la rentabilité

### 9.2.1. L'évaluation de la rentabilité du BioGNV

Afin de permettre de juger l'intérêt et la faisabilité du développement d'un réseau d'avitaillement au BioGNV pour les véhicules de transport de marchandises et de voyageurs Interface Transport et Elcimaï Environnement ont développé un modèle de calcul Excel. De manière générale, cet outil a pour objectif d'évaluer d'une part le coût de production du BioGNV et d'autre part le surcoût de la solution BioGNV pour un opérateur qui exploite des véhicules. Dans l'équation économique de la solution BioGNV, ces deux postes de coût sont des **dépenses nouvelles**, qui n'existent pas aujourd'hui dans un fonctionnement centré sur le Gazole. *A contrario*, le fait de basculer au BioGNV amène une **économie sur les dépenses en carburant Gazole** pour les opérateurs, qui ne doivent plus acheter ce carburant. Si le cumul des surcoûts liés au BioGNV se révèle moins important que l'économie réalisée par ailleurs en n'achetant plus de Gazole, alors c'est qu'il y a une pertinence économique pour la mise en place d'un écosystème GNV. Etant donné que les secteurs considérés pour la mise en œuvre de la filière BioGNV sont organisés par des donneurs d'ordre publics, l'analyse de la rentabilité est donc menée du point de vue des collectivités locales (soit en tant que maître d'ouvrage, soit en tant qu'exploitant).



Si l'économie réalisée sur les dépenses en gazole sont supérieures au coût de mise en place de l'éco-système BioGNV, alors celui-ci est économiquement pertinent

Figure 52 : le principe de l'équilibre économique de la filière BioGNV

### 9.2.2. De la rentabilité d'ensemble au coût d'équilibre

Dans le cas où le producteur de gaz est une entité différente du consommateur final, les éléments de coût décrits précédemment peuvent être interprétés différemment, et formulés comme :

- Le cumul des surcoûts sur les seules infrastructures de production rapporté au volume produit donne le **coût brut de production du kg de gaz**
- Lorsque l'économie réalisée sur le Gazole est supérieure aux surcoûts de conversion des flottes, alors la différence peut permettre aux opérateurs de contribuer au financement de la production en payant un prix pour le gaz carburant. Rapportée au volume consommé, cette différence permet d'estimer le **prix d'équilibre du kg de gaz** pour les opérateurs.

S'il est possible d'obtenir un coût de production du kg inférieur au prix d'équilibre pour les opérateurs, alors il y a une pertinence pour un écosystème GNV, dans lequel un prix de vente du kg de gaz peut être instauré entre le producteur du gaz (supérieur à son coût de production) et le gestionnaire de flotte (inférieur au coût d'équilibre avec le Gazole), rendant le dispositif intéressant pour les deux parties.

Le modèle proposé est basé sur ce dernier principe, et ses résultats principaux sont le coût de production pour l'opérateur, et le prix d'équilibre pour les consommateurs.

## 9.3. Préconisations pour la mise en œuvre

### 9.3.1. Gestion des pièces détachées et des réparations

La gestion des pièces détachées et des réparations des véhicules pourra générer des difficultés dans un premier temps. En ce qui concerne les moteurs, il n'y a pas de formation spécifique à prévoir pour les mécaniciens étant donné qu'il s'agit de moteurs thermiques. Cela facilitera également la gestion des pièces détachées qui pourront être mutualisées avec les véhicules « classiques » à moteur thermique. Les moteurs thermiques BioGNV s'usent généralement plus rapidement du fait de la température de fonctionnement plus élevée.

Par contre, les bouteilles et les circuits d'alimentation des véhicules sont une nouveauté pour les mécaniciens. Une formation spécifique est nécessaire pour pouvoir mener des opérations de réparations. Il est néanmoins important de noter que les composants chargés d'alimenter le moteur en GNV (raccords, clapets anti-retour, vannes d'isolement, etc.) sont semblables sur les stations d'avitaillement. Les délais de

fourniture de ce type de pièces détachées sont longs. Il apparaît donc judicieux de mettre en place une gestion de stock rigoureuse pour ne pas immobiliser de véhicules trop longtemps. Plusieurs entreprises sont spécialisées dans la gestion des pièces détachées sur ce genre d'équipements comme le groupe CBM qui opère à travers le monde grâce à ses 7 plateformes logistiques répartis sur différents continents.

### 9.3.2. Rappel sur la fiscalité

Etant donné l'insularité et l'éloignement des zones d'approvisionnement sur les Antilles Guyane, une fiscalité spécifique a été mise en place sur les produits pétroliers et la production, la logistique et l'approvisionnement en produits pétroliers ont été mutualisés.

Le prix des carburants sur le territoire des Antilles Guyane se compose de montants identiques sur les 3 territoires auxquels s'ajoutent des montants spécifiques à chaque territoire.<sup>4</sup>

Les montants communs aux 3 territoires sont les suivants :

- Prix facturé par la raffinerie aux grossistes. Ce tarif est composé notamment des coûts de logistique et de raffinage, de la rémunération de la raffinerie et les coûts liés à l'achat des matières premières,
- Certificats d'économie d'énergie C2E.

Les montants spécifiques à chaque territoire sont les suivants :

- Les marges des grossistes et des détaillants,
- La fiscalité :
  - l'octroi de mer régional calculé en pourcentage sur le prix de facturation de la raffinerie aux grossistes
  - l'octroi de mer régional calculé en pourcentage sur le prix de facturation de la raffinerie aux grossistes.
  - la taxe régionale spéciale, calculée sous forme d'un taux fixe par hectolitre.

Les montants maximums pour les taxes sur les produits pétroliers sont déterminés par des arrêtés préfectoraux spécifiques à chaque territoire, pour le gazole, ils sont résumés dans le tableau ci-dessous

Montant maximum en €/hl	Martinique AP du 20/04/2021	Guadeloupe AP du 29/04/2021	Guyane AP du 31/03/2021
Octroi de mer	3,825	3,825	1,590
Octroi de mer régional	1,913	1,913	2,385
Taxe régionale	28,09	28,09	41,690
<b>TOTAL</b>	<b>33,828</b>	<b>33,828</b>	<b>45,665</b>

Tableau 33 : Montant maximum des taxes sur les produits pétroliers par territoire en 2021

En 2017, les montants perçus par les collectivités par type d'impôts sont détaillés dans le tableau ci-dessous (en M€):

	Impôt sur les sociétés	Impôt sur le revenu	TVA	Droits d'enregistrement	Impôts locaux (dont taxe régionale)	Octroi de mer	Total
Guadeloupe	78 M€	3 M€	218,8 M€	17 M€	407 M€	259,4 M€	983,2 M€
Martinique	101 M€	2 M€	227,8 M€	23 M€	400 M€	257,1 M€	1 010,9 M€

<sup>4</sup> Le type de véhicules pris en compte dans l'analyse ne bénéficient pas de détaxe

Guyane	31 M€	1 M€		3 M€	135 M€	172 M€	342 M€
--------	-------	------	--	------	--------	--------	--------

Tableau 34 : Montants d'impôts perçus par les collectivités des Antilles Guyane en 2017 (Fondation pour les études et recherches sur le développement international (Ferd), étude mars 2020)

### 9.3.3. Travaux à prévoir sur les installations produisant du biogaz

Sur les installations produisant du biogaz, un process d'épuration du biométhane devra être mis en place avant sa compression. Afin de réduire les volumes de stockage du biométhane, une compression du gaz comprise entre 200 et 300 bars est nécessaire.

### 9.3.4. Adaptation des ateliers de maintenance pour l'accueil de véhicules BioGNV

L'Association Française du Gaz Naturel pour Véhicule a créé un « Guide pour l'adaptation des ateliers de maintenance des véhicules GNV/BioGNV ». Les éléments suivants sont issus de ce document.

#### 9.3.4.1. Etapes du projet d'adaptation des ateliers

L'étape préalable à l'aménagement des ateliers de maintenance pour accueillir des véhicules GNV est la réalisation d'un audit. Il peut être réalisé par le préventeur du site formé ou via un sous-traitant (coût estimé entre 3k€ et 5k€).

Cet audit a pour objectif :

- D'estimer les impacts sur le plan réglementaire au regard du droit du travail et des préventions ATEX (ATmospheres Explosives),
- De donner des recommandations sur le matériel nécessaire :
  - Dans le cas d'un atelier > 2000m<sup>2</sup> : dispositifs fixes
  - Dans le cas d'un atelier < 2000m<sup>2</sup> : dispositifs simples et mobiles

A l'issue de cette visite, l'audité doit avoir une vision claire de la future organisation de l'atelier et du matériel à mettre en place.

Les documents réglementaires (Document Relatif à la Prévention Contre les Explosions et le Document Unique) seront ensuite actualisés selon les orientations prises, puis la phase de travaux pourra démarrer. Elle devra être assurée par des entreprises qualifiées suivant les spécialités (adaptation de système incendie, dimensionnement ventilation ATEX, tuyauteur habilité gaz, ...) puis validées par un organisme notifié.

#### 9.3.4.2. Configuration des ateliers

L'accompagnement par une entreprise spécialisée (bureau d'études) ou par un organisme notifié est recommandé afin d'avoir la configuration d'atelier la plus pertinente possible. Les grands principes sont présentés ci-dessous :

#### Locaux

- Prévoir une hauteur sous plafond d'1,5m au-dessus des véhicules pour une bonne dilution dans le cas de fuites
- Supprimer les points chauds supérieurs à 400°C à proximité des véhicules en maintenance

#### Zones de travail

- Séparer les zones de travail sur les véhicules GNV des autres sources d'ignition
- Mettre en place un balisage ATEX dans les zones de consignation et d'intervention ainsi que dans le cas d'intervention ou d'urgence
- Afficher les personnes habilitées à travailler dans les zones de travail ainsi que les mesures de prévention des risques

#### Détection gaz, ventilation et alarmes

- Prévoir une ventilation naturelle ou une ventilation forcée à 2 vitesses associée à une détection infrarouge ou catalytique
- Se munir de détecteurs de gaz portatifs

#### Dispositif de torchage ou de récupération du CH<sub>4</sub>

- Se doter d'une torche ou d'un dispositif de récupération du gaz (qui pourra être ensuite réinjecté dans un réservoir de véhicule)

#### Eclairage

- Pas de nécessité d'avoir un éclairage ATEX pour ceux se situant au-dessus du faisceau de détection de gaz naturel
- Mettre en place des éclairages ATEX pour le balisage d'évacuation

#### Dispositif incendie

- Prévoir des extincteurs à poudre en quantité suffisante

### 9.3.4.3. Mesures organisationnelles et humaines

### Consignes de sécurité

- Organiser des temps de sensibilisation pour les techniciens travaillant dans l'atelier
- Afficher les consignes de sécurité

### Consignes spécifiques ATEX

- Rendre visible les zones ATEX
- Organiser des exercices tous les semestres pour maintenir la bonne maîtrise des réflexes à avoir
- Mettre en place une procédure de "retour au poste"

### Consignation / Déconsignation des véhicules en maintenance

- Les consignations et déconsignations de véhicules sont à réaliser par des agents qualifiés
- Prévoir des chauffeurs et du personnel pour mettre en sécurité les véhicules si nécessaire

### Remise sous pression du circuit GNV des véhicules

- Disposer d'un équipement doté d'un manomètre étalonné permettant les épreuves de 5 minutes pour les paliers de pression (10 bars, 50 bars, 100 bars, 200 bars)
- Vérifier l'étanchéité du circuit de gaz haute pression

### Spécifications des constructeurs

- Suivre les instructions données par les fournisseurs

## 9.3.5. Impacts réglementaires

Les stations délivrant du GNV et du BioGNV sont soumises à la rubrique ICPE (Installation Classée pour la Protection de l'Environnement) 1413 : Installation de remplissage de réservoir de gaz naturel ou biogaz sous pression.

(Rubrique modifiée par le Décret n° 2019-1096 du 28 octobre 2019)

Gaz naturel ou biogaz, sous pression (installations de remplissage de réservoirs alimentant des moteurs, ou autres appareils, de véhicules ou engins de transport fonctionnant au gaz naturel ou biogaz et comportant des organes de sécurité)

1. Le débit total en sortie du système de compression étant :	
a) Supérieur ou égal à 2 000 m <sup>3</sup> /h	(A - 1)
b) Supérieur ou égal à 80 m <sup>3</sup> /h, mais inférieur à 2 000 m <sup>3</sup> /h	(DC)
2. La masse totale de gaz contenu dans l'installation étant :	
a) Supérieure à 10 t lorsque l'installation n'est pas classée au titre du 1.a	(A)
b) Supérieure à 1 t, mais inférieure ou égale à 10 t lorsque l'installation n'est pas classée au titre du 1	(DC)
Nota. - Les débits sont exprimés pour une température de gaz de 273,15 K à une pression de 101,325 kPa.	

Les ateliers sont assujettis à la rubrique ICPE 2930 : Ateliers de réparation et d'entretien des véhicules et engins à moteur

(Rubrique modifiée par le décret n° 2006-678 du 8 juin 2006 et par le Décret n° 2020-559 du 12 mai 2020 )  
 Ateliers de réparation et d'entretien de véhicules et engins à moteur, y compris les activités de carrosserie et de tôlerie :

1. Réparation et entretien de véhicules et engins à moteur, la surface de l'atelier étant :
  - a) Supérieure à 5 000 m<sup>2</sup> (E)
  - b) Supérieure à 2 000 m<sup>2</sup>, mais inférieure ou égale à 5 000 m<sup>2</sup> (D C)
2. Vernis, peinture, apprêt (application, cuisson, séchage de) sur véhicules et engins à moteur, la quantité maximale de produits susceptible d'être utilisée étant :
  - a) Supérieure à 100 kg/ j (E)
  - b) Supérieure à 10 kg/ j, mais inférieure ou égale à 100 kg/ j (D C)

Le stockage de gaz est soumis à la rubrique ICPE 4718 : Gaz inflammables liquéfiés de catégorie 1 et 2 et gaz naturel [...]

(Décret n° 2014-285 du 3 mars 2014, article 4, Décret n° 2015-1200 du 29 septembre 2015, Rectificatif au JO n° 235 du 10 octobre 2015 et Décret n° 2017-1595 du 21 novembre 2017)  
 Gaz inflammables liquéfiés de catégorie 1 et 2 (y compris GPL) et gaz naturel (y compris biogaz affiné, lorsqu'il a été traité conformément aux normes applicables en matière de biogaz purifié et affiné, en assurant une qualité équivalente à celle du gaz naturel, y compris pour ce qui est de la teneur en méthane, et qu'il a une teneur maximale de 1 % en oxygène)

La quantité totale susceptible d'être présente dans les installations (*) y compris dans les cavités souterraines (strates naturelles, aquifères, cavités salines et mines désaffectées hors gaz naturellement présent avant exploitation de l'installation) étant :	
1. Pour le stockage en récipients à pression transportables	
a. Supérieure ou égale à 35 t	(A-1)
b. Supérieure ou égale à 6 t mais inférieure à 35 t	(DC)
2. Pour les autres installations	
a. supérieure ou égale à 50 t	(A-1)
b. Supérieure ou égale à 6 t mais inférieure à 50 t	(DC)

La réglementation impose par ailleurs des distances à respecter entre les modules de compression/stockage de BioGNV.

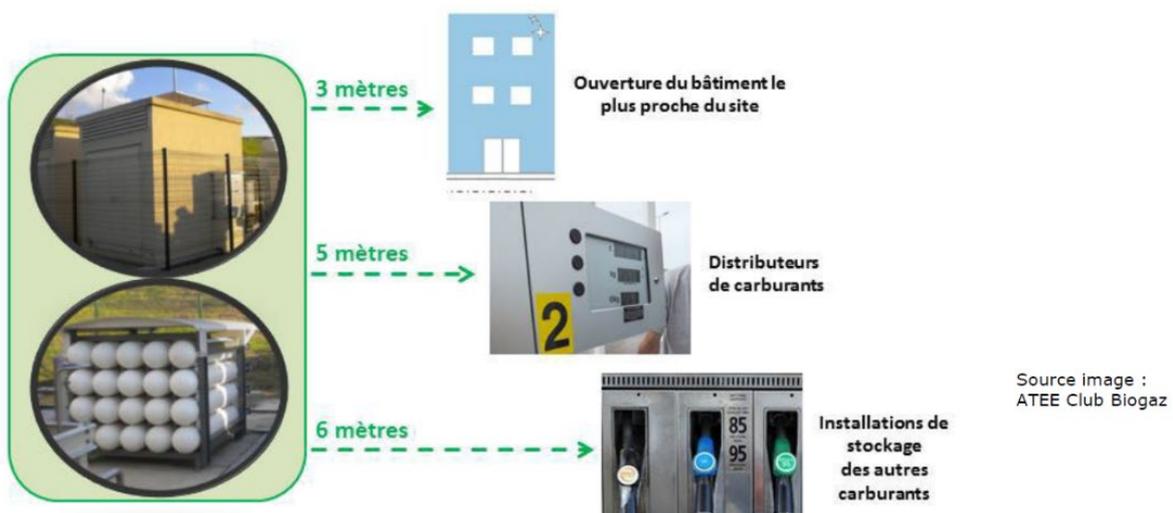


Figure 53 : Distances réglementaires pour le système de compression/stockage

## 10. Étude de déploiement sur le territoire de la Martinique

### 10.1. Présentation du contexte

#### 10.1.1. Les données d'entrée

Un certain nombre de gisements existants ou potentiels ont été pris en compte dans le modèle pour définir la quantité de BioGNV disponible en Martinique. Le tableau suivant synthétise les sites de production pris en compte, parmi lesquels trois sites valorisent déjà leur production en énergie thermique ou électricité et trois ne la valorisent pas.

Statut de l'installation	Nom	Type	Localisation	Quantité de biogaz	Quantité de biométhane
Existante valorisant	Distillerie Saint James	Unité de méthanisation	Sainte-Marie	258 757 Nm <sup>3</sup> /an	103 503 Nm <sup>3</sup> /an
Existante valorisant	CVO du Robert	Unité de méthanisation	Le Robert	621 697 Nm <sup>3</sup> /an	106 936 Nm <sup>3</sup> /an
Existante valorisant	ISDND de la Trompeuse	ISDND	Fort-de-France	-	112 101 Nm <sup>3</sup> /an
Existante ne valorisant pas	Distillerie Depaz de Dillon	Unité de méthanisation	Saint-Pierre	1 886 769 Nm <sup>3</sup> /an	754 708 Nm <sup>3</sup> /an
Existante ne valorisant pas	ISDND de Céron	ISDND	Sainte-Luce	-	2 844 312 Nm <sup>3</sup> /an
Existante ne valorisant pas	ISDND du Petit Galion	ISDND	Le Robert	-	1 140 000 Nm <sup>3</sup> /an

Valeur réelle Estimation

Tableau 35 : Offre en Biogaz prise en compte pour le territoire de la Martinique

Ces données nous ont permis de calculer l'offre disponible sur le territoire martiniquais pour la mettre en perspective avec la demande potentielle en BioGNV.

#### 10.1.2. La flotte de véhicule

Comme expliqué précédemment, nous avons pris en compte deux typologies de véhicules, les BOM et les Bus urbains.

Les flottes de BOM se répartissent sur plusieurs prestataires selon leurs collectivités d'intervention.

La Martinique se découpe en trois communautés d'agglomération qui font appel à trois prestataires principaux pour l'enlèvement des déchets. Il s'agit des sociétés Fiser, Alizé Environnement et le Groupe Seen.

Cela représente une flotte de 84 BOM répartis comme suit :

Autorité publique	Exploitant	Nombre de véhicules
Espace Sud	Groupe Seen, Fiser	21
Cap Nord	Groupe Seen, Fiser	35
CACEM	Groupe Seen, Alize Environnement	28

Tableau 36 : Nombre de BOM roulant par collectivité en Martinique

Les flottes de Bus urbains sont organisées en réseaux par collectivités. L'organisation des lignes de bus est gérée par une autorité publique, Martinique Transport, qui réalise des marchés publics pour l'attribution de l'exploitation des lignes à des prestataires ou groupements privés.

Le territoire compte cinq réseaux exploités par des sociétés différentes. Le tableau ci-dessous permet de détailler les informations par réseau.

Réseau	Exploitant	Nombre de véhicules
Mozaik	Régie des Transports de la Martinique	92
MobiNord (Lorrain)	Société de Transport Lorrinoise	6 <sup>5</sup>
Touché Viré (Trinité)	Compagnie de Transport de la Caravelle et du Nord (CTCN)	9 <sup>6</sup>
Trans'la (Gros-Morne)	Compagnie Antillaise de Déplacements	7 <sup>7</sup>
Sud Lib	Unité Sud transport	16 <sup>8</sup>

Tableau 37 : Nombre de Bus utilisés par réseau en Martinique

### 10.1.3. Localisation des dépôts

La cartographie ci-dessous permet de visualiser la répartition des emplacements des dépôts de bus et BOM, ainsi que les différents sites de production identifiés. Nous avons réalisé le distancier permettant au modèle d'évaluer les coûts à partir de cette géolocalisation des sites.



<sup>5</sup> Incertitude sur le matériel utilisé.

<sup>6</sup> Incertitude sur le matériel utilisé.

<sup>7</sup> Incertitude sur le matériel utilisé.

<sup>8</sup> Tenant compte uniquement des bus de plus de 45 places.

Figure 54 : Cartographie des dépôts et sites de production présents en Martinique

Dans certains cas, l'adresse des dépôts n'a pu être identifiée lors des entretiens avec les acteurs locaux ce qui nous a amené à placer les points au centre des communes ou à l'adresse des exploitants.

#### 10.1.4. Le kilométrage estimé et la consommation

Pour calculer la demande potentielle en BioGNV sur le territoire, nous avons pris en compte deux données, la moyenne des kilomètres parcourus par an et la consommation moyenne de carburant aux 100 km.

Concernant les BOM, nous avons estimé qu'un véhicule parcourait environ 12 000 km par an avec une consommation moyenne de 50 litres/100 km, en nous basant sur les entretiens réalisés avec les prestataires de collecte des déchets.

Concernant les Bus urbains, le kilométrage annuel est plus variable puisqu'il dépend de la fréquence des lignes et de la géographie de celle-ci. En moyenne, nous avons estimés qu'un véhicule parcourait entre 54 000 et 70 000 km par an avec une consommation autour de 50 litres/100 km. Ces informations sont issues à la fois des entretiens et de l'expertise de Elcimã et Interface Transport dans le domaine du transport.

Au total, tenant compte à la fois des BOM et Bus présents sur le territoire, nous avons estimé la demande à 4 172 tonnes de BioGNV/an, répartie comme suit, 554 tonnes pour les BOM et 3 618 tonnes pour les bus.

### 10.2. Construction des scénarios en Martinique

Plusieurs éléments ont été pris en compte dans la construction des scénarios en Martinique :

- Présence de 2 installations de production de biogaz sans valorisation
- La problématique de la circulation très dense qui a conduit à choisir des stations d'avitaillement hors des sites de production pour limiter les trajets intermédiaires

23 km séparent l'ISDND de Céron du dépôt du réseau Mozaik, cette distance est le pivot des différents scénarios car elle sépare le plus gros site de production du plus gros vivier de consommation du gaz sur la Martinique. Les 3 scénarios sont donc des variantes conçues autour de l'articulation entre les bus Mozaik et l'ISDND.

La distillerie Depaz a été écartée des scénarios car géographiquement plus éloignée et moins accessible depuis Fort de France.

Les sites sur lesquels la production de gaz est d'ores-et-déjà valorisée aujourd'hui ont également été écartés, d'autant que leur potentiel de contribution à l'éco système GNV est limité.

Côté demande, la concentration d'une flotte importante de bus sur le réseau Mozaik, identifiée lors de la phase 2 de la mission, est la meilleure opportunité du territoire pour mettre en place un dispositif efficace. Le réseau Sud Lib plutôt bien situé dans la géographie de l'écosystème, pourrait s'y greffer assez facilement.

A noter que ponctuellement, une ou quelques BOM pourront se greffer à l'un ou l'autre de ces scénarios pour compléter le dispositif.

Au final, les 3 scénarios présentés sont les suivants :

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Flottes de véhicules	Mozaik : 92 bus	Mozaik : 30 bus	Mozaik : 80 bus Sud Lib : 16 bus
Sites de production	ISDND Petit Galion ISDND de Céron		
Site d'avitaillement	Dépôt de bus Mozaik		

Tableau 38 : Scénarios de déploiement en Martinique

### **10.3. L'avitaillement**

#### **10.3.1. Présentation de la (ou des) station(s) d'avitaillement**

L'installation d'une station « fille » n'a de sens en Martinique que pour le réseau Mozaik, les autres sites (bus comme BOM) cumulent des consommations trop faibles pour justifier l'installation (et les coûts associés).

Dans le scénario 3, qui intègre le réseau Sud Lib au dispositif, les bus pourraient faire le plein directement sur l'ISDND de Céron, qui serait à équiper en conséquence (borne de distribution).

#### **10.3.2. La gestion de la rupture d'approvisionnement**

Avec une capacité unitaire de 4 tonnes de gaz, il faut prévoir entre 2 et 6 remorques en stock de sécurité pour offrir l'équivalent de 2 jours de consommation en réserve en cas de problème (incident sur la méthanisation, problème d'accès ou d'approvisionnement...). Ces remorques sont intégrées au coût d'investissement chiffré dans les scénarios.

### **10.4. Résultats des simulations**

#### Scénario 1

Dans le scénario 1, les bus du réseau Mozaik saturent les capacités de production des deux sites envisagés, à tel point qu'il est obligatoire d'implanter une station sur le dépôt de bus, car les km additionnels générés pour faire les pleins suffisent à dépasser la capacité de production.

L'investissement pour la mise en œuvre de ce scénario est d'environ 5 170 000 €, pour 3 000 tonnes de gaz consommées par an.

Le coût de production du kg de gaz est de 0,25 € dans la simulation, le seuil de rentabilité côté opérateur du réseau est à 0,81€. D'un point de vue économique, il s'agit donc d'un scénario favorable. Il présente néanmoins un risque pour l'opérateur qui devient très dépendant de la production de gaz pour faire rouler les bus. Celle-ci étant exploitée au maximum de son potentiel, le scénario est très exposé en cas d'aléa.

Par ailleurs, en pratique, le scénario ne pourrait être déployé que sur plusieurs années car il suppose le renouvellement intégral du parc de bus du réseau Mozaik.

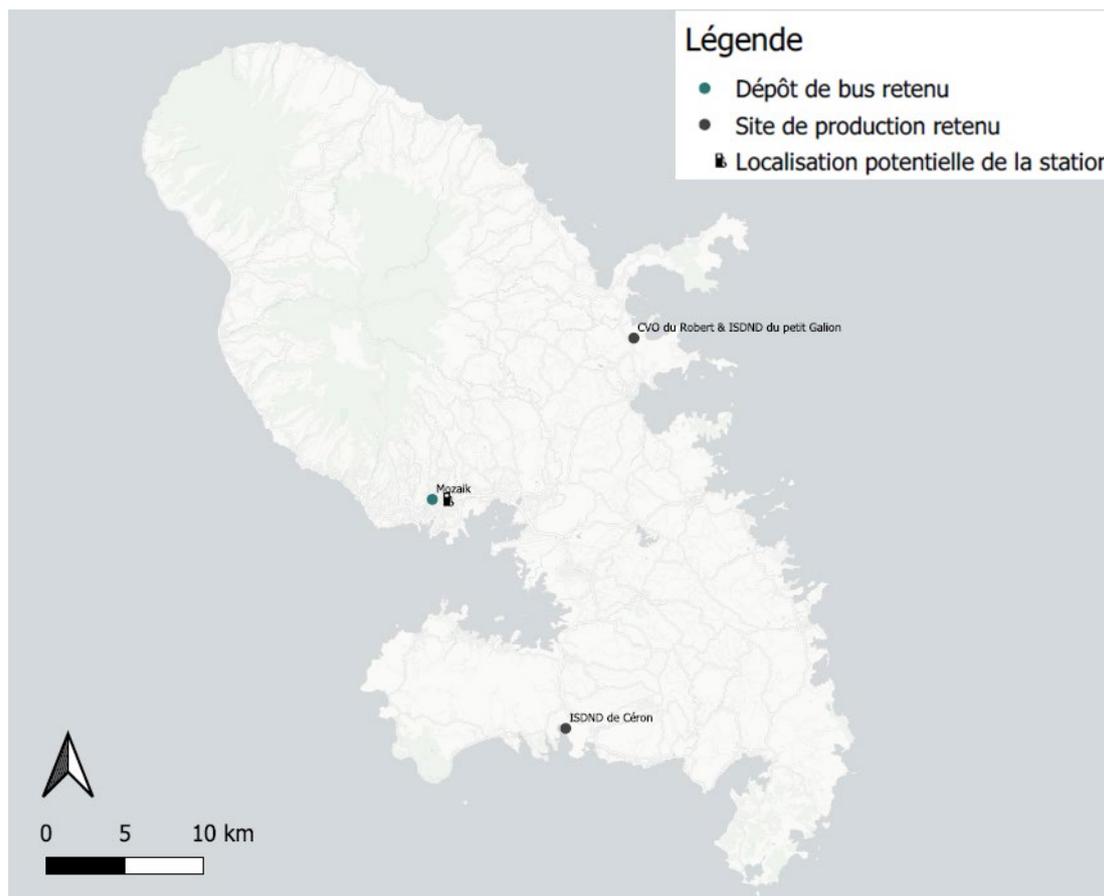


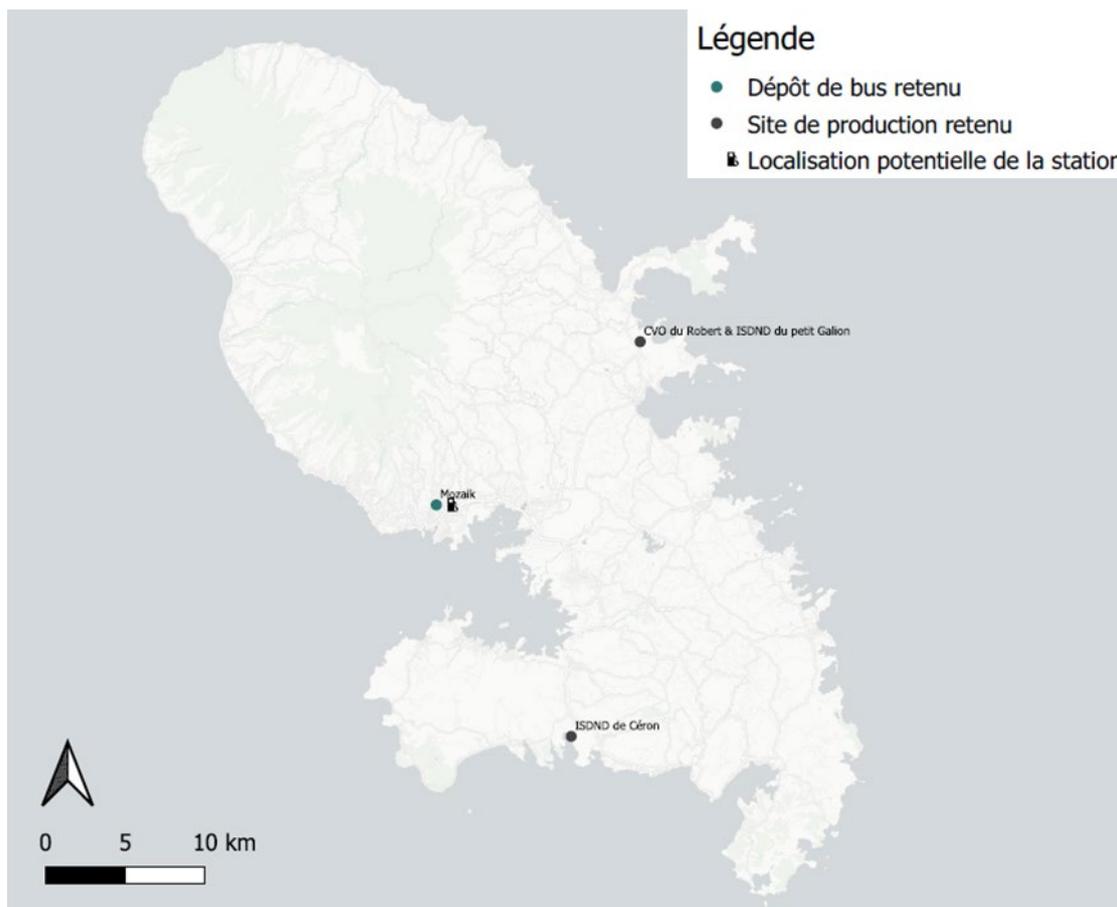
Figure 55 : Localisation des acteurs concernés par le scénario 1 en Martinique

### Scénario 2

Dans ce scénario, il y a moins de tension dans l'équilibre entre l'offre et la demande. Si cela permet en théorie d'envisager de réaliser le plein des bus sur un site distant, c'est néanmoins l'option de la station sur le dépôt qui est retenue ici comme précédemment, pour ne pas pénaliser l'exploitation. Par ailleurs, avec une consommation de gaz d'un peu moins de 1 000 tonnes annuelles, la mise à l'arrêt de l'une des deux unités de méthanisation n'affecterait quasiment pas le fonctionnement de l'ensemble, chacune d'entre elles produisant suffisamment pour alimenter les 30 bus.

En revanche, avec un coût d'investissement proche de celui du scénario 1, l'équilibre économique est beaucoup plus fragile dans ce scénario : le coût de production du gaz (0,62 € par kg) est très proche du prix d'équilibre pour l'opérateur (0,81 € / kg). Etant donnée par ailleurs la prise de risque inhérente à ce système innovant, et la nécessité d'ajouter à ces coûts bruts une fiscalité et une éventuelle marge des opérateurs, le dispositif n'est ici pas équilibré, et appellerait un apport d'argent extérieur, sous forme d'aide à l'investissement en particulier.

A noter que la conclusion évolue avec le coût du gazole : plus celui-ci est haut, plus le système BioGNV peut devenir intéressant. Ainsi, le prix d'équilibre du gaz pour l'opérateur est de 0,81 € du kg au prix du gazole à 1,07€. Ce prix d'équilibre passe à 0,96 € pour un gazole à 1,20 €, et à 1,18 € pour un gazole à 1,40 €. La prise de risque dans ce scénario s'apprécie donc également en fonction des perspectives d'évolution du prix du pétrole.



*Figure 56 : Localisation des acteurs concernés par le scénario 2 en Martinique*

### Scénario 3

Plus encore que dans le scénario 1, la capacité de production des deux sites est dimensionnante. Une dizaine de bus du réseau Mozaik ne pourrait pas ici passer au BioGNV car les sites de production retenus ne pourraient assurer la production nécessaire à leur avitaillement.

L'investissement est quasiment équivalent à celui du scénario 1 (5 170 k€), de même que les consommations (un peu plus de 3 000 tonnes annuelles), ce qui se traduit donc par un coût de production du kg équivalent (0,25). Côté opérateurs, les ordres de grandeur sont proches également, à 0,78 € de prix d'équilibre au lieu de 0,81€. Comme dans le scénario 1, l'équation économique est favorable.

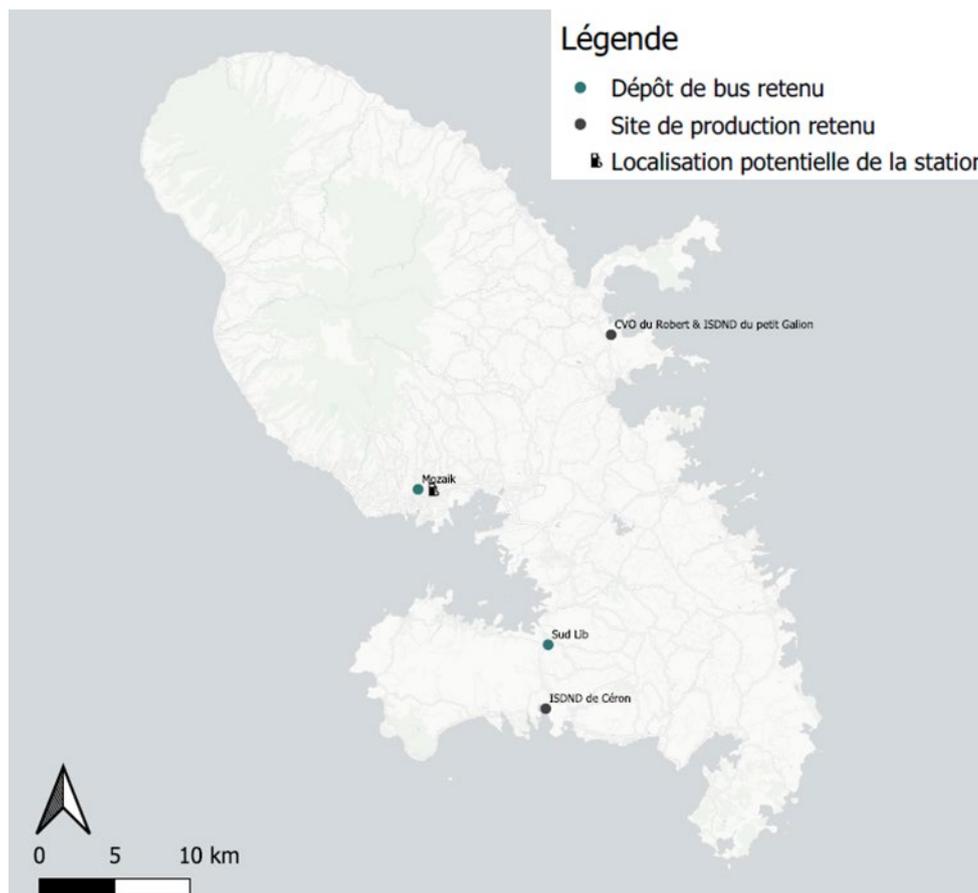


Figure 57 : Localisation des acteurs concernés par le scénario 3 en Martinique

## 10.5. Impact sur la fiscalité

La bascule au BioGNV a un impact sur les recettes perçues par les collectivités : l'octroi de mer régional et la taxe régionale sur les produits pétroliers sont perçues par la Collectivité Territoriale alors que l'octroi de mer est perçu par les communes.

Pour intégrer la perte de recettes par les collectivités dans le cas d'un passage au BioGNV, nous nous sommes basés sur les montants maximum en €/hl fixé par arrêté préfectoral et présenté au paragraphe 9.3.2.

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Octroi mer	131 198 €	40 163 €	128 520 €
Octroi mer régional	65 616 €	20 087 €	64 277 €
Taxe régionale	963 487 €	294 945 €	943 824 €
<b>TOTAL</b>	<b>1 160 300€</b>	<b>355 194€</b>	<b>1 136 621 €</b>

Tableau 39 : Pertes de recettes maximales liées à l'octroi de mer et à la taxe régionale

Les pertes de recettes maximales varient entre 40 et 131 k€ pour les communes et entre 315 et 1 029 k€ pour la Collectivité Territoriale. A noter que rapportée au montant total des impôts levés en 2017, cette perte représente entre 0,03% et 0,11% du montant.

## 10.6. Soutien financier à la filière

Les investissements sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
<b>Infrastructures de compression et de purification (site de production)</b>	3 250 k€	3 250 k€	3 250 k€
<b>Infrastructures de distribution (sur station) <i>incluant le stock de sécurité</i></b>	1 920 k€	1 200 k€	1 920 k€
<b>Surcoût bus</b>	3 680 k€	1 240 k€	3 840 k€

Tableau 40 : Montants subventionnables en Martinique

Les simulations montrent un équilibre atteignable sans subvention. Toutefois une aide publique peut être nécessaire pour accompagner le déploiement ou pour améliorer la rentabilité afin de rémunérer le gaz au producteur.

## 10.7. Préconisations pour la mise en œuvre en Martinique

### 10.7.1. Les acteurs à impliquer

#### 10.7.1.1. Les acteurs en lien avec la production de BioGNV

Les installations concernées par l'étude de rentabilité sont les 2 ISDND ne valorisant pas actuellement le biogaz. Il s'agit de l'ISDND de Céron (fermeture imminente) et de l'ISDND du Petit Galion. Le maître d'ouvrage de ces 2 équipements est le Syndicat Martiniquais de Traitement et de Valorisation des Déchets (SMTVD). Depuis 2014, il gère la compétence traitement et la valorisation des déchets produits sur tout le territoire de la Martinique.

Ces installations sont gérées en régie : il n'y a donc pas d'exploitant qui gère les sites.

#### 10.7.1.2. Les acteurs en lien avec l'utilisation du BioGNV

En 2020, la DSP qui exploitait le réseau Mozaik a été dissoute pour être remplacée par une régie qui a en charge des missions transversales et l'exploitation de 2 lignes de BHNS et par un groupement d'entreprises qui exploite le réseau urbain dans le cadre d'un marché public pour une durée de 4 ans. Le renouvellement de la flotte pourrait donc intervenir en 2024.

Sur le réseau Sud Lib, une DSP a été signée en 2016 pour une durée de 8 ans, la flotte pourrait donc également être renouvelée en 2024.

### 10.7.2. Les échéances à intégrer

Sur les installations de production, il n'y a pas d'échéances spécifiques liées à l'exploitation par un prestataire, cependant, la mise en œuvre de l'épuration et la compression du biogaz sur les sites nécessite la réalisation d'études complémentaires et la passation de marchés de travaux.

Sur les flottes de véhicules, les contrats d'exploitation arrivent à échéance en 2024, une bascule (partielle ou totale) pourrait intervenir à cette échéance.

### 10.7.3. Les travaux à prévoir

Outre les travaux présentés dans le paragraphe 9.3.3, les scénarios de déploiement en Martinique nécessitent la mise en œuvre d'une station d'avitaillement sur le dépôt du réseau Mozaik. Les travaux à prévoir sont donc l'installation de la station mais aussi la neutralisation de la (ou des) cuve(s) à carburant existante(s).

### 10.7.4. Impacts réglementaires

A partir des données d'entrée de l'analyse de rentabilité, le régime ICPE des différents sites a été évalué.

Installations	Rubrique(s) concernée(s)	Quantité	Régime
ISDND de Céron	4718 – stockage de biogaz	12 tonnes	Déclaration Contrôlée
ISDND du Petit Galion	4718 – stockage de biogaz	12 tonnes	Déclaration Contrôlée
Dépôts Mozaik	1413 – Ateliers de réparation	A déterminer (surface)	A déterminer
	4718 – Stockage de biogaz	8 tonnes	Déclaration Contrôlée
	2930 – Distribution de biogaz	Compression < 2 000 Nm <sup>3</sup> /h	Déclaration Contrôlée

Tableau 41 : Impacts réglementaires du déploiement du BioGNV en Martinique

## 10.8. Quel bilan ?

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Flottes considérées	92 bus	30 bus	96 bus
Nombre de sites de production	2 ISDND		
Nombre de stations	1 station		
Coût de production	0,25 €/kg	0,64 €/kg	0,25 €/kg
Prix max d'équilibre	0,81 €/kg	0,81 €/kg	0,78 €/kg
Energie finale évitée	34 282 MWh	10 927 MWh	33 947 MWh
Litrage Gazole économisé	3 191 990 L	1 017 398 L	3 160 790 L

Les scénarios testés montrent un contraste entre un **déploiement massif** (scénarios 1 et 3) amenant un bilan économique favorable, et une **mise en œuvre plus mesurée**, peut-être plus crédible en termes opérationnels, mais dans laquelle l'équilibre économique est délicat.

A la lecture des résultats, et pour tenir compte des contingences de calendrier, un scénario raisonnable de déploiement serait d'envisager :

- La création d'une infrastructure de production sur l'ISDND de Céron
- La mise en place d'un plan de renouvellement du parc de bus du réseau Mozaik sur plusieurs années, permettant d'envisager la circulation de plusieurs dizaines de bus à moyen terme
- La création à moyen terme d'une seconde infrastructure de production au Petit Galion, permettant à la fois de sécuriser l'approvisionnement par la redondance, et d'absorber la hausse du parc
- La création d'une station d'avitaillement au dépôt du réseau Mozaik
- L'ajout à moyen termes de véhicules issus d'autres flottes (Sud Lib, dépôts de BOM).

# 11. Étude de déploiement sur le territoire de la Guyane

## 11.1. Présentation du contexte

### 11.1.1. Les données d'entrée

Trois gisements existants ou potentiels ont été pris en compte dans le modèle pour définir la quantité de BioGNV disponible en Guyane. Le tableau suivant synthétise les sites de production pris en compte, parmi lesquels un site valorise déjà sa production en énergie thermique ou électricité et deux sont des projets valorisant le Biogaz.

Statut de l'installation	Nom	Type	Localisation	Quantité de biogaz	Quantité de biométhane
Existante valorisant	ISDND des Maringouins	ISDND	Cayenne	4 380 000 Nm <sup>3</sup> /an	1 935 960 Nm <sup>3</sup> /an
En projet valorisant le Biogaz	Méthaniseur pour domaine spatial	Unité de méthanisation	Kourou	-	1 000 000 Nm <sup>3</sup> /an
En projet valorisant le Biogaz	Méthaniseur SARA	Unité de méthanisation	Cayenne	-	18 M Nm <sup>3</sup> /an

Tableau 42 : Offre en Biogaz prise en compte pour le territoire de la Guyane

Ces données nous ont permis de calculer l'offre disponible sur le territoire guyanais pour la mettre en perspective avec la demande potentielle en BioGNV.

### 11.1.2. La flotte de véhicule

Comme expliqué précédemment, nous avons pris en compte deux typologies de véhicules, les BOM et les Bus urbains.

Les flottes de BOM se répartissent sur plusieurs prestataires selon leurs communautés d'agglomérations d'intervention.

La Guyane se découpe en quatre intercommunalités qui font appel à quatre prestataires principaux pour l'enlèvement des déchets. Il s'agit des sociétés Govindin, Guyanet Environnement et Guyane Collecte et le Groupe Seen.

Cela représente une flotte de 55 BOM répartie comme suit :

Autorité publique	Exploitant	Nombre de véhicules
CACL	Govindin, Groupe Seen	35
CCEG	Guyanet Environnement	2
CCOG	Guyane Collecte	16
CCDS	Govindin	2

Tableau 43 : Nombre de BOM roulant par collectivité en Guyane

Les flottes de Bus urbains sont organisées en réseaux par collectivités.

Le tableau ci-dessous permet de détailler les informations pour le territoire de la CACL, nous n'avons pu obtenir les informations pour les autres collectivités :

Réseau	Nombre de véhicules
SEMOP Agglobus	36
MONBUS	6

### 11.1.3. Localisation des dépôts

La cartographie ci-dessous permet de visualiser la répartition des emplacements des dépôts de bus et BOM, ainsi que les différents sites de production identifiés. Nous avons réalisé le distancier permettant au modèle d'évaluer les coûts à partir de cette géolocalisation des sites.

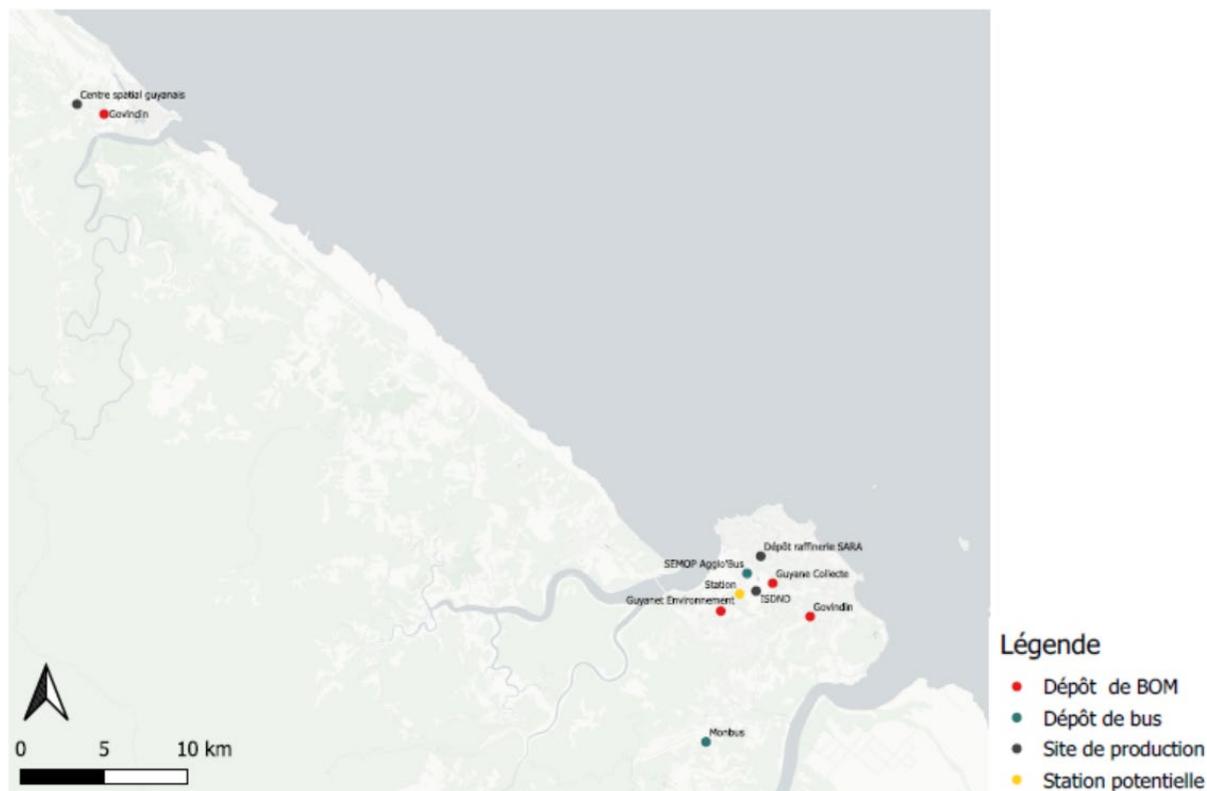


Figure 58 : Cartographie des dépôts et sites de production présents en Guyane

Dans certains cas, l'adresse des dépôts n'a pu être identifiée lors des entretiens avec les acteurs locaux ce qui nous a amené à placer les points au centre des communes ou à l'adresse des exploitants. Enfin, compte tenu des difficultés d'accès au centre spatial compliquant l'éventualité d'un avitaillement sur site nous avons positionné une station potentielle sur le territoire.

### 11.1.4. Le kilométrage estimé et la consommation

Pour calculer la demande potentielle en BioGNV sur le territoire, nous avons pris en compte deux données, la moyenne des kilomètres parcourus par an et la consommation moyenne de carburant aux 100 km.

Concernant les BOM, nous avons estimé qu'un véhicule parcourait environ 12000 km par an avec une consommation moyenne de 60 litres/100 km, en nous basant sur les entretiens réalisés avec les prestataires de collecte des déchets et notre expertise.

Concernant les Bus urbains, le kilométrage annuel est plus variable puisqu'il dépend de la configuration des lignes. Les éléments chiffrés transmis par la CACL<sup>9</sup> ont permis de déterminer un kilométrage et une consommation moyenne pour les deux réseaux considérés, soit :

- Environ 30 000 km annuels pour 52 litres / 100 km sur Agglo'Bus
- Environ 51 500 km annuels pour 45 litres / 100 km pour les bus de MONBUS

<sup>9</sup> Sur l'année 2019, car 2020 est non significatif

Au total, tenant compte à la fois des BOM et Bus présents sur le territoire, nous avons estimé la demande à 634 tonnes de BioGNV, réparties comme suit, 429 tonnes pour les BOM et 205 pour les bus.

## **11.2. Construction des scénarios en Guyane**

La Guyane se caractérise dans le travail réalisé par le faible nombre de sites de production possibles pour le gaz carburant, et par la faible envergure des flottes de véhicules étudiées pour une bascule au gaz. Cette configuration amène à considérer un scénario unique, basé sur la production existant aujourd'hui aux Maringouins, complétée par la mise en œuvre d'une unité complémentaire à la SARA ou au centre spatial. Les potentiels de production associés aux deux sites en projet sont très importants et couvrent largement les besoins potentiels associés aux flottes de véhicules retenues pour l'étude. Par ailleurs, et par souci de réalisme, on s'interdit dans ce scénario de considérer que l'intégralité des véhicules envisagés vont basculer au BioGNV (au moins dans un premier temps), il semble plus raisonnable de considérer qu'un à deux exploitants vont réaliser cette transition.

Un seul scénario est proposé ici : il associe les gisements des Maringouins et du centre spatial à une consommation assurée par les bus des deux dépôts sous autorité de la CAACL, à Cayenne et Matoury.

## **11.3. L'avitaillement**

### **11.3.1. Présentation de la (ou des) station(s) d'avitaillement**

Dans ce scénario, le site des Maringouins peut être utilisé pour assurer une distribution directe sur le site de production ou à proximité immédiate. Le dépôt de Matoury, excentré et avec la consommation potentielle la plus importante, devra faire l'objet d'une installation de station également.

### **11.3.2. La gestion de la rupture d'approvisionnement**

Avec une capacité unitaire de 4 tonnes de gaz, une remorque en stock de sécurité permet d'offrir l'équivalent de 2 jours de consommation en réserve en cas de problème (incident sur la méthanisation, problème d'accès ou d'approvisionnement...), la simulation retient la mise en place de deux remorques (une associée à chaque site de production).

## **11.4. Résultats de la simulation**

Le scénario est **très défavorable sur le plan économique**, car il se traduit par un besoin en investissement de 5,3 millions d'euro pour la mise en place de l'infrastructure (compression, épuration et distribution du gaz), auxquels s'ajoutent les frais de fonctionnement. Avec une consommation cumulée de 550 tonnes annuelles sur les 42 bus considérés, il est impossible de rentabiliser une telle installation. En effet, les bus concernés consomment aujourd'hui l'équivalent de 850 000 € de gazole annuellement. Cette économie permet de financer l'investissement et le fonctionnement des infrastructures de compression et distribution, mais il reste à financer les autres postes de coût liés à l'équipement en gaz (surcoût à l'achat et maintenance des véhicules en particulier).

En l'état des hypothèses retenues, **il n'y a donc pas de scénario économiquement crédible de déploiement d'un écosystème BioGNV sur le territoire guyanais sans subvention.**



Figure 59 : Localisation des acteurs concernés en Guyane

### 11.5. Impact sur la fiscalité

La bascule au BioGNV a un impact sur les recettes perçues par les collectivités : l'octroi de mer régional et la taxe régionale sur les produits pétroliers sont perçues par la Collectivité territoriale alors que l'octroi de mer est perçu par les communes.

Pour intégrer la perte de recettes par les collectivités dans le cas d'un passage au BioGNV, nous nous sommes basés sur les montants maximums en €/hl fixés par arrêté préfectoral et présentés au paragraphe 9.3.2.

Scénario 1	
Octroi mer	4 010 €
Octroi mer régional	6 015 €
Taxe régionale	105 136 €
<b>TOTAL</b>	<b>115 161 €</b>

Tableau 45 : Pertes de recettes maximales liées à l'octroi de mer et à la taxe régionale en Guyane

Les pertes de recettes maximales sont de 4 k€ pour les communes et de 111 k€ pour la Région. A noter que rapportée au montant total des impôts levés en 2017, cette perte représente entre 0,03% du montant.

### 11.6. Soutien financier à la filière

ISDND	Méthaniseur
-------	-------------

Infrastructures de compression et de purification (site de production)	1 750 k€	1 500 k€
Infrastructures de distribution (sur station)	1 680 k€	
Stock sécurité	360 k€	

Le surcoût pour l'investissement des bus est de 1 680 k€.

Sur la Guyane, il n'existe pas de scénario favorable en terme d'équilibre économique pour que le coût de production soit couvert par le prix de vente du BioGNV. Pour mettre en œuvre la filière, un subventionnement important doit être mis en place. Ainsi, pour ramener le coût de production du gaz exactement au coût d'équilibre pour l'opérateur, il faudrait injecter 1,7 M€ de subvention à l'investissement dans le dispositif. Cette enveloppe d'équilibre serait à compléter par des subventions d'« incitation » pour encourager les acteurs à s'engager (complément de subvention sur l'équipement, aide à l'achat des véhicules ...).

Une aide à l'investissement de 50% permettrait de baisser le prix de revient du BioGNV à 0,47 €/kg, ce qui laisserait une marge pour rémunérer le producteur.

## 11.7. Préconisations pour la mise en œuvre

### 11.7.1. Les acteurs à impliquer

#### 11.7.1.1. Les acteurs en lien avec la production de BioGNV

Les installations concernées par l'étude de rentabilité sont l'ISDND des Maringouins et le méthaniseur pour le centre spatial. L'ISDND de Maringouins est situé sur le territoire de la CACL et est exploité par la société Ets A Govindin. Sa fermeture est prévue pour 2023.

La deuxième installation est située sur le centre spatial de Kourou et son exploitation sera réalisée par le CNES dans le cadre d'une expérimentation sur le projet « Ariane Next ».

#### 11.7.1.2. Les acteurs en lien avec l'utilisation du BioGNV

Les 2 réseaux de bus concernés par le scénario de déploiement sur la Guyane sont exploités par le biais de DSP. Les acteurs à intégrer dans la mise en œuvre de la filière sont :

- Les exploitants : SEMOP Agglobus et Monbus gf
- Le donneur d'ordre : la CACL

### 11.7.2. Les échéances à intégrer

Sur l'ISDND, la mise en œuvre de l'épuration et la compression du biogaz sur les sites nécessite la réalisation d'études complémentaires et la passation de marchés de travaux.

Sur le méthaniseur du centre spatial, les gisements seraient disponibles à partir de 2025.

Sur les flottes de véhicules, la DSP de la SEMOP Agglobus arrive à échéance le 30 juin 2025. L'échéance de la DSP sur le réseau Monbus n'est pas connu.

### 11.7.3. Impacts réglementaires

A partir des données d'entrée de l'analyse de rentabilité, le régime ICPE des différents sites ont été évalué.

Installations	Rubrique(s) concernée(s)	Quantité	Régime
ISDND des Maringouins	4718 – stockage de biogaz 2930 – Distribution de biogaz	12 tonnes	Déclaration Contrôlée Déclaration Contrôlée
Méthaniseur du centre spatial	4718 – stockage de biogaz	12 tonnes	Déclaration Contrôlée
Dépôts des bus	1413 – Ateliers de réparation	A déterminer (surface)	A déterminer

Tableau 46 : Impact réglementaire du déploiement du BioGNV en Guyane

### 11.8. Quel bilan ?

Scénario 1	
Coût de production	1,26 €/kg
Prix max d'équilibre	0,88 €/kg pour un gazole à 1,22€/L
Montant de subvention pour atteindre l'équilibre	1,7 M€
Coût de production avec 50% d'aides sur l'investissement	0,47 €/kg
Energie finale évitée	7 330 MWh
Litrage Gazole économisé	680 000 litres

La configuration guyanaise, avec des kilométrages faibles et des flottes de faible envergure, se prête mal à la mise en place d'un éco-système équilibré sur le BioGNV. Les coûts importants d'investissement à consentir ne peuvent être répercutés que sur un faible volume de gaz, rendant le prix potentiel de vente particulièrement élevé. Du côté des consommateurs potentiels, les faibles kilométrages parcourus par les véhicules sont une difficulté additionnelle, chacun d'entre eux générant un surcoût à l'achat qui ne s'équilibre pas dans la durée.

Si les scénarios ainsi bâtis ne permettent pas de trouver des solutions équilibrées, plusieurs pistes semblent intéressantes à explorer pour poursuivre la réflexion :

- Intégrer le plus en amont possible les fonctions de compression et de purification du gaz sur les installations futures du centre spatial et/ou de la SARA, pour éventuellement réussir à en faire baisser le coût
- Affiner les coûts d'infrastructure. Le modèle prend en effet le volume de biogaz produit et non pas le volume consommé, ce qui peut renchérir les coûts d'investissement.
- Travailler avec des flottes de véhicules inexplorées ici, soit notamment les véhicules de ramassage scolaire pour lesquels les trop grandes incertitudes sur les typologies de véhicules étudiés n'ont pas permis l'intégration à l'étude. Le nombre important de ces véhicules (150 environ) laisse envisager un potentiel intéressant de consommation, qui serait à confirmer par la compatibilité des véhicules utilisés avec les propositions du marché du véhicule gaz, et par les kilométrages concernés
- Injecter des financements tiers dans le dispositif, pour que les acteurs du système ne portent pas le poids de l'investissement.

## 12. Étude de déploiement sur le territoire de la Guadeloupe

### 12.1. Présentation du contexte

#### 12.1.1. Les données d'entrée

Un certain nombre de gisements existants ou potentiels ont été pris en compte dans le modèle pour définir la quantité de BioGNV disponible en Guadeloupe. Le tableau suivant synthétise les sites de production pris en compte, parmi lesquels quatre sites valorisent déjà leur production en énergie thermique ou électricité et quatre sont des projets valorisant le Biogaz.

Statut de l'installation	Nom	Type	Localisation	Quantité de biogaz	Quantité de biométhane
Existante valorisant	Distillerie de Bologne	Unité de méthanisation	Basse-Terre	876 000 Nm <sup>3</sup> /an	350 400 Nm <sup>3</sup> /an
Existante valorisant	Distillerie SIS Bonne-Mère	Unité de méthanisation	Sainte-Rose	2 075 446 Nm <sup>3</sup> /an	830 178 Nm <sup>3</sup> /an
Existante valorisant	ISDND de la Gabarre	ISDND	Les Abymes	1 307 329 Nm <sup>3</sup> /an	392 416 Nm <sup>3</sup> /an
Existante valorisant	ISDND de Sainte-Rose	ISDND	Sainte-Rose	2 639 926 Nm <sup>3</sup> /an	1 040 131 Nm <sup>3</sup> /an
En projet valorisant le Biogaz	Méthaniseur agricole Grande Terre	Unité de méthanisation	Le Lamentin	-	778 696 Nm <sup>3</sup> /an
En projet valorisant le Biogaz	Méthaniseur Verte Vallée 2	Unité de méthanisation	Grande-Terre	2 510 913 Nm <sup>3</sup> /an	1 388 615 Nm <sup>3</sup> /an
En projet valorisant le Biogaz	Méthaniseur Verte Vallée 3	Unité de méthanisation	Basse-Terre	2 510 913 Nm <sup>3</sup> /an	1 388 615 Nm <sup>3</sup> /an
En projet valorisant le Biogaz	Méthaniseur Verte Vallée 1	Unité de méthanisation	Marie-Galante	2 510 913 Nm <sup>3</sup> /an	1 388 615 Nm <sup>3</sup> /an

Valeur réelle   Estimation

Tableau 47 : Offre en Biogaz prise en compte pour le territoire de la Guadeloupe

Ces données nous ont permis de calculer l'offre disponible sur le territoire guadeloupéen pour la mettre en perspective avec la demande potentielle en BioGNV.

#### 12.1.2. La flotte de véhicule

Comme expliqué précédemment, nous avons pris en compte deux typologies de véhicules, les BOM et les Bus urbains.

Les flottes de BOM se répartissent sur plusieurs prestataires selon leurs communautés d'agglomérations d'intervention.

La Guadeloupe se découpe en cinq communautés d'agglomération et une communauté de communes qui font appel à au moins trois prestataires principaux pour l'enlèvement des déchets. Il s'agit des sociétés BCLR, Guadeloupe Environnement et Nicollin.

Cela représente une flotte de 73 BOM répartis comme suit :

Autorité publique	Exploitant	Nombre de véhicules
CCMG		3
CANGT	BCLR	11
CANBT	Guadeloupe Environnement	15
CACGS		15
CARL	Nicollin	12
Cap Excellence		17

Tableau 48 : Nombre de BOM roulant par collectivité en Guadeloupe

Les flottes de Bus urbains sont organisées en réseaux par collectivités. Le tableau ci-dessous permet de détailler les informations pour le territoire de la CARL et de Cap Excellence, nous n'avons pu obtenir les informations pour les autres collectivités :

Réseau	Exploitant	Nombre de véhicules
Karu'Lis (site du Raizet)	STAC	50
Karu'Lis (Site du Gosier)	STAC	15
Karu'Lis (Site de Jarry)	STAC	15

Tableau 49 : Nombre de Bus utilisés par réseau en Guadeloupe

### 12.1.3. Localisation des dépôts

La cartographie ci-dessous (figure 15) permet de visualiser la répartition des emplacements des dépôts de bus et BOM, ainsi que les différents sites de production identifiés. Nous avons réalisé le distancier permettant au modèle d'évaluer les coûts à partir de cette géolocalisation des sites.

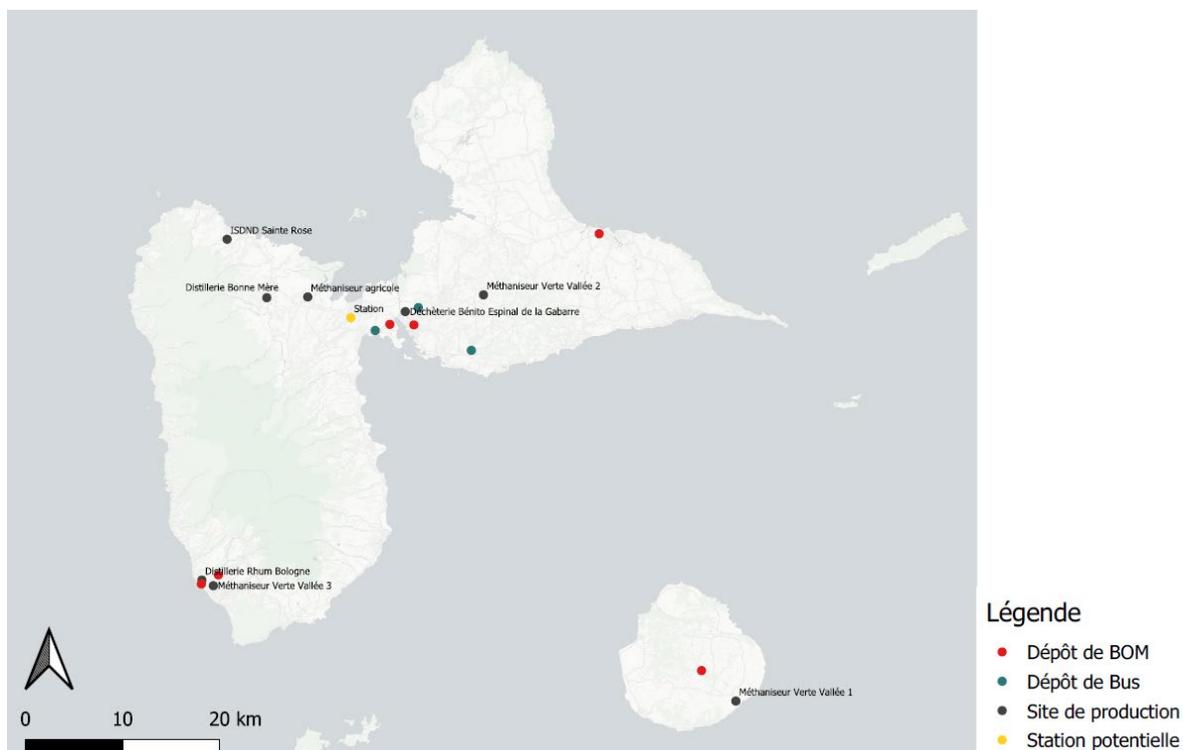


Figure 60 : Cartographie des dépôts et sites de production présents en Guadeloupe

Dans certains cas, l'adresse des dépôts n'a pu être identifiée lors des entretiens avec les acteurs locaux ce qui nous a amené à placer les points au centre des communes ou à l'adresse des exploitants.

#### 12.1.4. Le kilométrage estimé et la consommation

Pour calculer la demande potentielle en BioGNV sur le territoire, nous avons pris en compte deux données, la moyenne des kilomètres parcourus par an et la consommation moyenne de carburant aux 100 km.

Concernant les BOM, nous avons estimés qu'un véhicule parcourait environ 12000 km par an avec une consommation moyenne de 60 litres/100 km, en nous basant sur les entretiens réalisés avec les prestataires de collecte des déchets.

Concernant les Bus urbains, le kilométrage annuel est plus variable puisqu'il dépend de la fréquence des lignes et de la géographie de celle-ci. En moyenne, nous avons estimés qu'un véhicule parcourait environ 47 000 km par an avec une consommation autour de 50 litres/100 km. Ces informations sont issues à la fois des entretiens et de l'expertise de Elcimai et Interface Transport dans le domaine du transport.

Au total, tenant compte à la fois des BOM et Bus présents sur le territoire, nous avons estimé la demande à 2 082 tonnes de BioGNV, réparties comme suit, 571 tonnes pour les BOM et 1 511 pour les bus.

### 12.2. Construction des scénarios en Guadeloupe

Il n'existe pas aujourd'hui sur le territoire de site de production de gaz qui ne le valorise pas déjà, c'est pourquoi les scénarios sont basés soit sur des installations existantes mais valorisant déjà leur gaz, soit sur des installations en projet. Ces solutions sont moins avantageuses que l'exploitation d'un gisement non valorisé : en effet, l'exploitation du gaz déjà valorisé aujourd'hui induit un manque à gagner pour le producteur, et créer un déficit pour les consommateurs actuels du gaz. D'un autre côté, les scénarios basés sur les installations en projet ne souffrent pas de cet inconvénient, mais d'une incertitude sur les conditions de leur émergence.

Les sites de remisage des bus et BOM en Guadeloupe abritent tous des effectifs de véhicules assez proches, de l'ordre de la quinzaine, à l'exception du dépôt du Raizet auquel sont rattachés 50 véhicules. Ce dernier apparaît à ce titre comme le potentiel le plus intéressant pour la transition au BioGNV, sans que cela exclue l'ajout d'autres véhicules par la suite dans le cadre d'une montée en puissance du dispositif.

Au final, les 3 scénarios présentés sont les suivants :

	Scénario 1	Scénario 1 bis	Scénario 2	Scénario 2bis
<b>Flottes de véhicule</b>	Karu'Lis (Raizet) : 50 bus	Karu'Lis (Raizet) : 30 bus	Karu'Lis (Raizet) : 50 bus	Karu'Lis (Raizet) : 30 bus
<b>Sites de production</b>	ISDND de la Gabarre Distillerie de la Bonne Mère		Méthanisation Verte Vallée Grande Terre Distillerie de la Bonne Mère	

Tableau 50 : Scénarios de déploiement en Guadeloupe

### 12.3. L'avitaillement

#### 12.3.1. Présentation de la (ou des) station(s) d'avitaillement

Pour que les scénarios étudiés aient un sens en termes d'exploitation, la solution d'une station fille sur le dépôt du Raizet est retenue, à doubler par l'installation d'une station de distribution ayant vocation à servir de dépannage sur l'un ou l'autre des sites de production.

#### 12.3.2. La gestion de la rupture d'approvisionnement

Avec une capacité unitaire de 4 tonnes de gaz, une remorque en stock de sécurité permet d'offrir l'équivalent de 2 jours de consommation en réserve en cas de problème (incident sur la méthanisation, problème d'accès ou d'approvisionnement...).

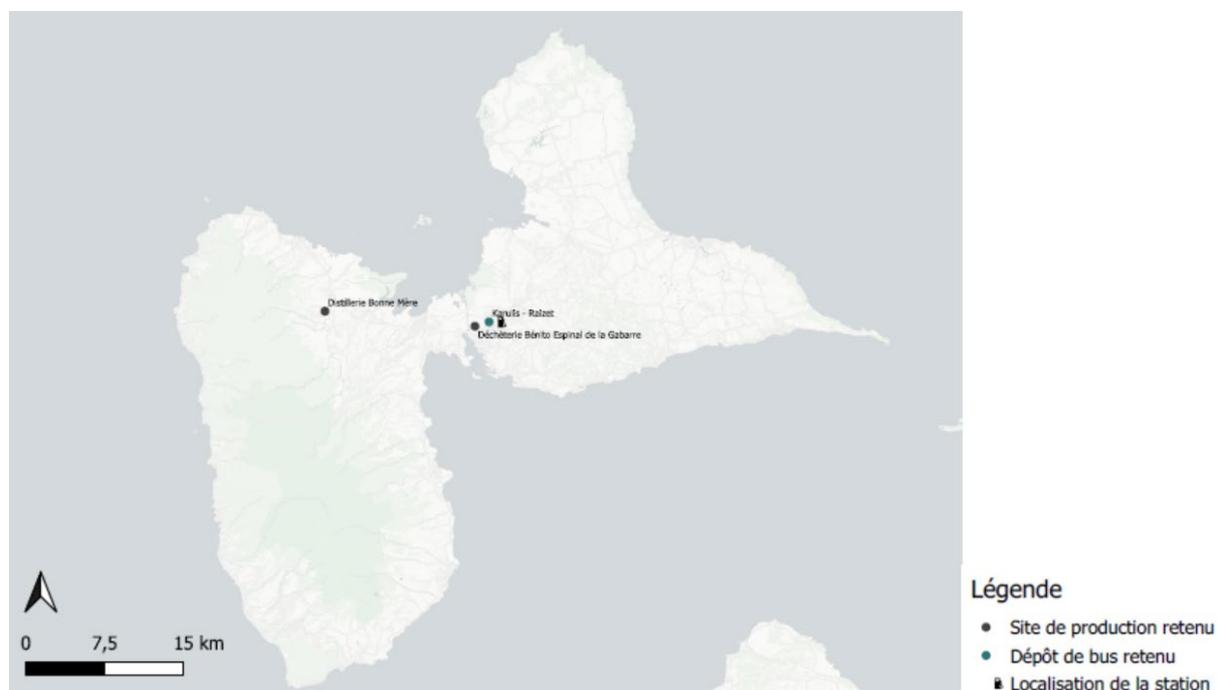
## 12.4. Résultats des simulations

### Scénario 1

Le scénario 1 équilibre les besoins en carburant des 50 bus retenus et l'offre potentielle associée aux deux sites de production, avec près de mille tonnes par an de gaz produit et consommé (950 t). La station de distribution sera implantée dans ce scénario sur le dépôt de bus ou à proximité immédiate, et la seconde station sur le site de la Gabarre tout proche, qui offre une solution de secours plus commode bien que proposant un volume plus faible.

Ce scénario suppose un investissement d'environ 3,54 millions d'euro pour la mise en place des deux solutions de compression (de capacité plutôt modeste) et la station de distribution. Le coût brut de production du gaz s'établit alors à 0,51 € du kg, pour un prix d'équilibre côté opérateur de 0,91 €. Le scénario est donc ici très favorable, mais il est très engageant pour l'opérateur du réseau qui convertit ici l'intégralité de sa flotte de bus au BioGNV.

Le scénario 1bis, basé sur un volume de gaz produit et distribué plus faible, suppose les mêmes efforts en investissement (car les infrastructures sont les mêmes), mais le coût brut de production rapporté au kg est mécaniquement plus élevé, atteignant 0,84 € au lieu de 0,51. La linéarité des hypothèses retenus sur les bus aboutit à un coût d'équilibre inchangé pour l'opérateur de la flotte de bus à 0,91 € : **quel que soit le nombre de véhicules convertis, un coût d'achat du gaz inférieur à cette valeur permet de rentabiliser les surcoûts de la solution**. Les 30 bus de cette variante s'approchent de l'équivalence entre coût de production et équilibre pour l'opérateur (cette équivalence est atteinte pour 28 véhicules).



### Scénario 2

Dans ce scénario, l'équilibre entre l'offre et la demande sera dicté par la capacité de production de l'unité de méthanisation. Il est toutefois supposé que celle-ci suffira à couvrir les besoins des 50 bus envisagés, et que l'installation de Bonne-Mère (utilisée par ailleurs) ne servira qu'en secours de manière ponctuelle.

Pour équiper le site de Vallée Verte, il faut installer une installation plus lourde que dans le scénario précédent, et le cumul des investissements à engager atteint ainsi 4.3 millions d'euros. Le coût de revient du kg de gaz produit, pour une consommation de 950 tonnes annuelles, s'établit à 0,61 €, restant très inférieur aux 0,91 € de coût d'équilibre qui ne varient pas par rapport au scénario précédent. Quoiqu'avec une marge moins importante, le scénario offre une solution économiquement viable d'émergence d'un système BioGNV.

Dans sa variante 2 bis à 30 bus, le scénario aboutit à un coût de production du kg de gaz à 1,01 €, et le scénario n'a alors plus de pertinence économique sans subvention.



Figure 62 : Localisation des acteurs concernés par les scénarios 2 et 2bis en Guadeloupe

## 12.5. Impact sur la fiscalité

La bascule au BioGNV a un impact sur les recettes perçues par les collectivités : l'octroi de mer régional et la taxe régionale sur les produits pétroliers sont perçues par la région alors que l'octroi de mer est perçu par les communes.

Pour intégrer la perte de recettes par les collectivités dans le cas d'un passage au BioGNV, nous nous sommes basés sur les montants maximum en €/hl fixé par arrêté préfectoral et présenté au paragraphe 9.3.2.

	Scénario 1 et 2	Scénario 1bis et 2bis
Octroi mer	45 158 €	27 095 €
Octroi mer régional	22 585 €	13 551 €
Taxe régionale	331 631 €	198 978 €

TOTAL	<b>399 373 €</b>	<b>239 624 €</b>
-------	------------------	------------------

Tableau 51 : Pertes de recettes maximales liées à l'octroi de mer et à la taxe régionale en Guadeloupe

Les pertes de recettes maximales varient entre 45 et 27 k€ pour les communes et entre 213 et 354 k€ pour la Région. A noter que rapporté au montant total des impôts levés en 2017, cette perte représente entre 0,04% et 0,06% du montant.

## 12.6. Soutien financier à la filière

Les investissements sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

	Scénario 1	Scénario 1 bis	Scénario 2	Scénario 2 bis
Infrastructures de compression et de purification (site de production)	1 500 k€	1 500 k€	2 250 k€	2 250 k€
Infrastructures de distribution (sur station) incluant le stock de sécurité	2 040 k€	2 040 k€	2 040 k€	2 040 k€
Surcoût bus	2 000 k€	1 200 k€	2 000 k€	1 200 k€

Tableau 52 : Montants subventionnables en Guadeloupe

Les simulations montrent un équilibre atteignable sans subvention. Toutefois une aide publique peut être nécessaire pour accompagner le déploiement ou pour améliorer la rentabilité afin de rémunérer le gaz au producteur.

## 12.7. Préconisations pour la mise en œuvre en Guadeloupe

### 12.7.1. Les acteurs à impliquer

#### 12.7.1.1. Les acteurs en lien avec la production de BioGNV

Les installations concernées par l'étude de rentabilité sont l'ISDND de la Gabarre et la distillerie SIS Bonne-Mère pour le scénario 1 auxquelles s'ajoute le méthaniseur Verte Vallée de Grande Terre pour le scénario 2.

L'ISDND de la Gabarre est géré et exploité par le Syndicat de Valorisation des Déchets de Guadeloupe (SYVADE).

La deuxième installation est située sur la distillerie SIS Bonne-Mère, elle est exploitée par la société SIS. Le méthaniseur Verte Vallée de Grande Terre est un projet porté par l'association Verte Vallée.

#### 12.7.1.2. Les acteurs en lien avec l'utilisation du BioGNV

En 2017 le Syndicat mixte de transport du Petit Cul-de-sac marin (SMT) en charge de l'organisation du transport confiait la DSP pour l'exploitation du réseau Karu'Lis à la société STAC pour une durée de 8 ans. Le renouvellement de la flotte pourrait donc intervenir en 2023.

### 12.7.2. Les échéances à intégrer

Sur les installations de production, il n’y a pas d’échéances spécifiques liées à l’exploitation par un prestataire, cependant, la mise en œuvre de l’épuration et la compression du biogaz sur les sites nécessite la réalisation d’études complémentaires et la passation de marchés de travaux.

Sur les flottes de véhicules, les contrats d’exploitation arrivent à échéance en 2023, une bascule (partielle ou totale) pourrait intervenir à cette échéance.

### 12.7.3. Les travaux à prévoir

Outre les travaux présentés dans le paragraphe 9.3.3, les scénarios de déploiement en Guadeloupe nécessite la mise en œuvre d’une station d’avitaillement sur le dépôt du réseau Karu’Lis situé sur le site du Raizet. Les travaux à prévoir sont donc l’installation de la station mais aussi la neutralisation de la (ou les) cuve(s) à carburant existante(s).

### 12.7.4. Impacts réglementaires

A partir des données d’entrée de l’analyse de rentabilité, le régime ICPE des différents sites ont été évalué.

Installations	Rubrique(s) concernée(s)	Quantité	Régime
ISDND de la Gabarre	4718 – stockage de biogaz	12 tonnes	Déclaration Contrôlée
Distillerie de la Bonne-Mère	4718 – stockage de biogaz	12 tonnes	Déclaration Contrôlée
Dépôts Karu’Lis du Raizet	1413 – Ateliers de réparation	A déterminer (surface)	A déterminer
	4718 – Stockage de biogaz	8 tonnes	Déclaration Contrôlée
	2930 – Distribution de biogaz	< 2 000 Nm <sup>3</sup> /h	Déclaration Contrôlée

Tableau 53 : Impact réglementaire du déploiement de la filière BioGNV en Guadeloupe

## 12.8. Quel bilan ?

	Scénario 1	Scénario 1bis	Scénario 2	Scénario 2bis
Flottes considérées	50	30	50	30
Nombre de sites de production	1 ISDND 1 distillerie		1 méthaniseur 1 distillerie	
Nombre de stations	1			
Coût de production	0,51	0,84	0,61	1,01
Prix max d’équilibre	0,91	0,91	0,91	0,91
Energie finale évitée	12 700 MWh	7 600 MWh	12 700 MWh	7 600 MWh
Litrage de gazole économisé	1 179 000 L	707 580 L	1 180 000 L	707 525 L

Les deux scénarios testés sont **très différents en termes d’approche**, le premier consistant à détourner une production de gaz existante de sa valorisation actuelle, et le second à bâtir un débouché potentiel pour des installations en projet.

Du strict point de vue de l'équilibre économique, ils se rejoignent toutefois en terme d'équilibre, avec un besoin en investissement suffisamment contenu pour aboutir à un **coût de production du kg de gaz inférieur au coût d'équilibre** pour les opérateurs.

Le travail avec l'exploitant du réseau au Raizet, même sur un nombre limité de véhicules (12 à 18 suivant le scénario retenu) doit permettre de trouver une solution de fonctionnement équilibrée.

## 13. Sources de financement envisageables

---

### 13.1. Aides existantes

#### 13.1.1. Les fonds déchets et fonds chaleur

L'ADEME finance depuis 2007 les projets de méthanisation à travers le fonds déchets. Depuis 2015, une répartition des financements est mise en place entre le fonds déchets et le fonds chaleur :

- Le fonds déchets finance les équipements de traitement du digestat et les projets de méthanisation avec valorisation du biogaz produit par cogénération.
- Le fonds chaleur finance les projets de méthanisation avec valorisation directe de chaleur (et les réseaux de chaleur associés) ainsi que les projets d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz.

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'aide spécifique pour des projets de méthanisation avec production de BioGNV sans injection dans le réseau de gaz, cependant, en complément du soutien à la filière biométhane, un cadre incitatif a été mis en place pour encourager l'utilisation du biométhane dans le secteur du transport.

A noter que la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE de l'hexagone) prévoit de promouvoir l'utilisation du BioGNV hors injection au travers de 2 axes :

- Mettre en place un dispositif de soutien adapté pour le biométhane non injecté dans les réseaux de gaz naturel (en particulier biométhane utilisé directement pour des véhicules au BioGNV) ;
- Favoriser le GNV et le BioGNV notamment grâce au suramortissement à l'achat de véhicules compatibles.

Toutefois les territoires des Antilles et de la Guyane sont rédacteurs de leur propre PPE, qui ne prévoient actuellement pas de dispositifs spécifiques.

#### 13.1.2. Sources de financement pour la production de BioGNV

Au travers des appels à projets, l'ADEME soutient l'émergence de projets pour pérenniser la filière méthanisation en France :

- En tant qu'opérateur du Programme d'Investissements d'Avenir (PIA), un des appels à projet proposé avait pour thème : « Démonstrateurs de solutions pour le développement de la compétitivité de la filière méthanisation » avec pour objectif de faire émerger des solutions industrielles innovantes qui structurent la filière de manière profonde. Ces innovations peuvent être technologiques, organisationnelles, conceptuelles, de services ou encore financières. Cet appel à projet est clos depuis mai 2021.
- Dans le cadre de nombreux appels à projets ou appels à manifestations d'intérêt sur la méthanisation

#### 13.1.3. Source de financement pour la distribution de BioGNV

Le financement des stations d'avitaillement ou de la distribution de BioGNV ne fait pas l'objet d'appel à projets spécifiques ou de programme défini au sein de l'ADEME. Cependant, dans le cadre de l'aide à l'innovation, il est possible de proposer des projets dans le domaine de la mobilité durable.

#### 13.1.4. Source de financement pour l'utilisation de BioGNV

Le principal dispositif de financement lié à l'utilisation du BioGNV par une flotte de véhicule passent par un soutien direct à l'investissement sous forme de subvention ou d'un dispositif de suramortissement.

### 13.2. Solutions pouvant être mises en œuvre

Dans le cas d'un déploiement de la filière aux Antilles Guyane, plusieurs dispositifs d'aides peuvent être mis en place pour promouvoir la filière :

- Création d'AAP spécifique pour l'adaptation des installations de production de biogaz
- Soutiens à l'innovation pour la création de stations d'avitaillement
- Subventionnement de l'investissement des véhicules au BioGNV

- Subventionnement au tarif de vente du BioGNV

## 14. Synergie entre les territoires

---

Etant données les spécificités et le contexte différent de chaque territoire, il existe peu de possibilité de mutualisation. Contrairement à d'autres thématiques, la mutualisation de l'approvisionnement entre la Martinique et la Guadeloupe est plus complexe étant données les contraintes de transport de gaz.

Par ailleurs, la proposition d'un accompagnement commun par l'ADEME sur les 3 territoires peut permettre d'inciter plus d'acteurs du BioGNV à se positionner sur les Antilles Guyane.

En conclusion, il est possible de mutualiser des moyens comme :

- Le stock de pièces détachés
- La formation des agents
- L'expertise technique comme un pôle de maintenance commun

## 15. Conclusions

### 15.1. Le BioGNV pour décarboner la mobilité

Dans une perspective de décarbonation des consommations énergétiques, cette étude a permis d'explorer le potentiel d'utilisation du gaz naturel véhicule GNV pour les territoires antillais et guyanais.

L'usage du gaz carburant ne peut pas se faire dans ces territoires de la même manière qu'en Métropole ou dans d'autres pays utilisateurs, du fait de l'absence de réseau de transport et de distribution du gaz. Aussi, l'étude de potentiel consistait à la fois à **explorer le potentiel de consommation** dans les différentes flottes de véhicules, mais également les **conditions de structuration d'une filière de production et distribution** du gaz carburant. En s'appuyant sur des gisements de méthanisation existants ou en projet (dans les ISDND en particulier), l'étude est basée intégralement sur l'utilisation de BioGNV, qui contribue donc à la décarbonation.

Les retours d'expérience, et diverses simulations ont permis d'élaborer des scénarios de transition sur chacun des trois territoires d'étude. Ces scénarios se caractérisent notamment par les points suivants :

- Ce sont les flottes de bus qui offrent les meilleures conditions pour un passage au gaz : les véhicules sont nombreux, consomment des volumes de carburant important, et les dépôts les plus importants regroupent un nombre important de véhicules
- Étant donné que la filière de production est à bâtir intégralement, il sera souhaitable d'appuyer l'écosystème BioGNV sur deux sites de production au moins, afin d'offrir une redondance et une sécurité aux usagers en cas d'indisponibilité (avarie, maintenance...)
- En complément de cette redondance, des stocks de sécurité sont chiffrés dans les scénarios pour garantir un fonctionnement normal pendant quelques jours, même en cas d'indisponibilité de production
- L'ensemble du matériel utilisé, que ce soit pour la compression et la distribution du gaz, ou le matériel roulant, est supposé plus coûteux que les références équivalentes connues en Métropole.

### 15.2. Modélisation de scénarios de transition

L'étude de potentiel s'est appuyée sur un modèle de calcul développé spécifiquement dans le cadre de la mission.

#### 15.2.1. Martinique

Déploiement Martinique	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Site production 1 : ISDND de Céron	1 750 k€	1 750 k€	1 750 k€
Site production 2 : ISDND du Petiot Galion	1 500 k€	1 500 k€	1 500 k€
Station d'avitaillement : Dépôt Mozaik	840 k€	840 k€	840 k€
Stock de sécurité	1 080 k€	360 k€	1 080 k€
<b>Total Investissement</b>	<b>5 170 k€</b>	<b>4 450 k€</b>	<b>5 170 k€</b>
Utilisation 1 : bus Mozaik (35 000 km/an)	92 bus	30 bus	80 bus
Utilisation 2 : bus Sud Lib (24 300 km/an)	0	0	16 bus
<b>Surcoût bus gaz</b>	<b>3 680 k€</b>	<b>1 240 k€</b>	<b>3 840 k€</b>
Coût de production sans subvention	0,25 €/kg	0,64 €/kg	0,25 €/kg
Coût de production avec 50 % subvention	0,14 €/kg	0,33 €/kg	0,14 €/kg
Prix max d'équilibre par rapport au gazole	0,81 €/kg	0,81 €/kg	0,78 €/kg
Production annuelle de gaz valorisée	3 000 t/an	945 t/an	3 000 t/an
Energie finale évitée	34 280 MWh/an	11 277 MWh/an	33 950 MWh/an
Consommation gazole évitée	3 191 990 L	1 017 398 L	3 160 790 L
Dépenses de gazole évitées	3 450 k€/an	3 400 k€/an	1 125 k€/an

En Martinique, ce modèle a permis de comparer trois scénarios. Deux des scénarios induisent le renouvellement d'une grande partie des flottes de bus, ayant un bilan économique très favorable, mais

font peser une tension quant à la capacité de production de Biogaz avec une forte demande. Le troisième scénario est basé sur un nombre de véhicules plus mesuré donc plus crédible opérationnellement, mais il présente un bilan économique moins favorable.

Le modèle martiniquais permettrait d'arriver à l'équilibre en se basant uniquement sur les sites ne valorisant pas déjà aujourd'hui leur production, et les réseaux de bus. Le coût de développement de l'infrastructure de production et de distribution de gaz pourrait être financé par la vente du gaz carburant aux gestionnaires des bus à un coût compétitif par rapport au gazole : le déploiement de la filière ne nécessiterait donc pas d'apport de subvention pour être équilibré si ce n'est pour accompagner la phase de déploiement.

En termes d'inscription dans le temps, et pour tenir compte des contingences de calendrier, un scénario raisonnable serait d'envisager :

- La création d'une infrastructure de production sur l'ISDND de Céron
- La mise en place d'un plan de renouvellement du parc de bus du réseau Mozaik sur plusieurs années, permettant d'envisager la circulation de plusieurs dizaines de bus à moyen terme
- La création à moyen terme d'une seconde infrastructure de production au Petit Galion, permettant de sécuriser l'approvisionnement et d'absorber la hausse du parc
- La création d'une station d'avitaillement au dépôt du réseau Mozaik pour pallier au problème de densité de circulation sur le territoire
- L'ajout à moyen termes de véhicules issus d'autres flottes (Sud Lib, dépôts de BOM).

### 15.2.2. Guyane

Déploiement Guyane	Scénario 1
Site production 1 : ISDND des Maringouins	1 750 k€
Site production 2 : Méthaniseur CSG	1 500 k€
Station d'avitaillement : ISDND des Maringouins	1 680 k€
Stock de sécurité	360 k€
<b>Total Investissement</b>	<b>5 290 k€</b>
Utilisation 1 : bus SEMOP (30 000 km/an)	36 bus
Utilisation 2 : bus Agglobus (51 500 km/an)	6 bus
<b>Total surcoût bus gaz</b>	<b>1 680 k€</b>
Coût de production sans subvention	1,26 €/kg
Coût de production avec 50 % subvention	0,47 €/kg
Prix max d'équilibre par rapport au gazole	0,88 €/kg
Production annuelle de gaz valorisée	t/an
Energie finale évitée	7330 MWh/an
Consommation gazole évitée	680 000 l/an
Dépenses de gazole évitées	850 k€/an

La configuration guyanaise, avec des kilométrages faibles et des flottes de faible envergure, se prête mal à la mise en place d'un éco-système équilibré sur le BioGNV.

Tenant compte du faible nombre de sites de production de gaz et de véhicules dans les flottes, un seul scénario a été étudié. Celui-ci prévoit la bascule des bus de la CACL, rattachés à deux dépôts différents (l'un à Cayenne et l'autre à Matoury). Il consiste à s'appuyer sur deux sites de production, l'ISDND des Maringouins (qui fermera prochainement) et le Centre spatial qui a un projet de valorisation du Biogaz dans le cadre d'expérimentation sur le projet « Ariane Next ». Ces deux sites de production suffisent largement à couvrir les besoins en BioGNV des deux flottes précédemment citées.

Deux points d'avitaillement sont envisagés, l'un sur le site de production de l'ISDND des Maringouins ou à proximité immédiate, l'autre sur le dépôt de bus de Matoury. Toutefois l'ISDND a développé un projet de valorisation électrique de son biogaz et ses gisements ne seraient plus disponibles.

Le déploiement d'un réseau pourrait être envisagé moyennant l'injections de financements tiers dans le dispositif : en effet, les coûts de production du gaz carburant (dans lesquels il faudra compter l'achat du gaz produit à Kourou ou une compensation de la perte de production par l'ISDND) sont tels qu'ils ne permettent pas à la CACL de convertir leur flotte sans surcoût. Si le scénario actuellement bâti ne permet pas de trouver de solutions équilibrées, des pistes peuvent être explorées pour poursuivre la réflexion et rentabiliser le modèle :

- Intégrer le plus en amont possible les fonctions de compression et de purification du gaz sur les installations futures du centre spatial et/ou de la SARA, pour éventuellement réussir à en faire baisser le coût ;
- Intégrer des flottes de véhicules inexplorées ici, comme les bennes à ordures ménagères ou les bus de ramassage scolaire pour lesquels les trop grandes incertitudes sur les typologies de véhicules étudiés n'ont pas permis l'intégration à l'étude. Le nombre important de ces véhicules (150 environ) laisse envisager un potentiel intéressant de consommation, qui serait à confirmer par la compatibilité des véhicules utilisés.

### 15.2.3. Guadeloupe

Déploiement Guadeloupe	Scénario 1	Scénario 1b	Scénario 2	Scénario 2b
Site production 1 : ISDND de la Gabarre	750 k€	750 k€	0	0
Site production 2 : Distillerie de Bonne Mère	750 k€	750 k€	750 k€	750 k€
Site production 3 : Méthaniseur Verte Vallée Grande Terre			1 500 k€	1 500 k€
Station d'avitaillement : Dépôt Raizet	1 680 k€	1 680 k€	1 680 k€	1 680 k€
Stock de sécurité	360 k€	360 k€	360 k€	360 k€
<b>Total Investissement</b>	<b>3 540 k€</b>	<b>3 540 k€</b>	<b>4 290 k€</b>	<b>4 290 k€</b>
Utilisation 1 : bus Karulis (47 225 km/an)	50 bus	30 bus	50 bus	30 bus
Utilisation 2 :				
Surcoût bus gaz	2 000 k€	1 200 k€	2 000 k€	1 200 k€
Coût de production sans subvention	0,51 €/kg	0,84 €/kg	0,61 €/kg	1,01 €/kg
Coût de production avec 50 % subvention	0,28 €/kg	0,45 €/kg	0,32 €/kg	0,54 €/kg
Prix max d'équilibre par rapport au gazole	0,91 €/kg	0,91 €/kg	0,91 €/kg	0,91 €/kg
Production annuelle de gaz valorisée	950 t/an	950 t/an	950 t/an	950 t/an
Energie finale évitée	12 700 MWh/an	7 600 MWh/an	12 700 MWh/an	7 600 MWh/an
Consommation gazole évitée	1 179 000 l/an	707 580 l/an	1 180 000 l/an	707 525 l/an
Dépenses de gazole évitées	1 350 k€/an	810 k€/an	1 350 k€/an	810 k€/an

Dans les simulations réalisées sur la Guadeloupe, un seul dépôt de bus est étudié, celui du Raizet à Pointe-à-Pitre. 50 véhicules y sont rattachés, ce qui permet d'amener une consommation potentiellement significative (près de 1000 tonnes de gaz annuellement).

Ce sont les modalités de production qui discriminent les scénarios sur la Guadeloupe : l'un d'entre eux s'appuie sur des infrastructures connues, mais qui valorisent déjà le gaz produit aujourd'hui, ce qui est susceptible de poser un problème de concurrence entre les usages (et potentiellement de manque à gagner sur les débouchés actuels). Le second scénario s'appuie sur l'un des projets Vallée Verte envisagés en différents points du territoire, dont un sur Basse-Terre et un sur Grande-Terre, avec une incertitude sur l'horizon d'émergence de ces projets et sur les débouchés qui seront prévus pour le gaz produit.

L'étude des scénarios montre qu'il existe un modèle économique pour le déploiement d'une filière BioGNV sur la Guadeloupe, mais celui-ci suppose la conversion de l'intégralité des bus du dépôt du Raizet : les simulations réalisées concluent à un modèle fragile voire déficitaire si l'on ne prend en compte que 30 des 50 bus.

A noter qu'il existe des invariants sur les 3 territoires : outre les éléments déjà cités précédemment, il conviendra de prévoir un développement et une montée en puissance progressifs pour que le modèle trouve son équilibre du point de vue :

- organisationnel en tenant compte des échéances de renouvellement des marchés et des flottes actuels
- financier, pour arriver à une situation équilibrée avec un nombre de véhicules cohérent et une organisation optimale pour compenser les investissements nécessaires à la mise en œuvre de la filière

Par ailleurs, chacun des scénarios étudiés est bâti sur la base d'une ou deux flottes de véhicules servant à amorcer et équilibrer le dispositif : ceux-ci n'excluent toutefois pas une montée en puissance par la suite avec l'intégration de nouveaux usagers. Il conviendra de prévoir cette évolution en mettant en place dès le départ des solutions ouvertes au tiers, que ce soit dans les équipements (borne publique, y compris avec paiement par carte bancaire), ou dans la configuration des stations, qui se devront d'être accessibles à tous.

### **15.3. Conclusion Générale**

La contrainte de la solution biogaz pour la mobilité dans les trois départements français d'Amérique vient des coûts d'investissement nécessaires du fait de l'absence de réseau de gaz (3,5 à 6 M€ selon les sites et les hypothèses), et pour la Guyane et la Guadeloupe, du faible nombre de véhicules identifiés. En effet, cet investissement s'amortira d'autant mieux qu'il alimentera un maximum de véhicules, dans les limites des capacités de production de biogaz.

De plus, cette absence de réseau de gaz, impose de mettre en place des redondances pour garantir l'approvisionnement renchérisant les coûts : disposer de 2 producteurs dont toute la production ne doit pas être valorisée, doubler les équipements sensibles (pompes, ...), disposer d'au moins 2 jours de stock, ... Cela limite aussi le gisement mobilisable.

Néanmoins, avec le vecteur électrique (batteries, hydrogène), le biogaz est la seule solution pour rendre autonome la mobilité dans les outre-mer, qui ne produisent pas d'autres biocarburants. Son prix de revient est inférieur à celui de l'hydrogène et le besoin de subvention publique bien plus limité. Ainsi l'électrique pourrait venir décarboner les véhicules légers ou les véhicules lourds au kilométrage limité et le biogaz puis progressivement l'hydrogène apporter le complément pour les véhicules lourds, sachant que les volumes de biogaz réduits laisseront la place aux deux solutions.

La question de l'orientation de ces productions de biogaz vers la génération d'électricité ou vers la mobilité reste ouverte sur chaque territoire, dépendant des stratégies locales, de l'avancement des projets, des engagements déjà pris, des enjeux de co-génération, ...

Néanmoins cette étude a répondu à son objet et a démontré la pertinence de cette solution biogaz pour décarboner une petite partie de la mobilité. De par le grand nombre d'entreprises de transport, la cible la plus aisée à mobiliser est celle des quelques flottes de bus ou BOM, assez importantes et dont les donneurs d'ordre sont publics, soit en propriété directe, soit via des SEM, soit par des DSP.

L'enjeu serait donc de pouvoir convertir ces flottes au fur et à mesure des renouvellements de véhicules ou de contrats (qui vont souvent de pair). De fait la rentabilité estimée dans cette étude ne sera pas atteinte sur les premières conversions et une aide publique devrait être nécessaire, mais limitée à quelques millions d'euros par territoire. Il sera donc nécessaire d'identifier les fonds mobilisables (ADEME, Europe, ...), mais aussi de réaliser des études de faisabilité, portées par un donneur d'ordre (par exemple une AOM) ou par un producteur de biogaz, afin d'affiner les besoins de mobilité à couvrir, leur adéquation avec les gisements disponibles et les projets de production en cours, et les coûts d'investissement et de fonctionnement.



## 16. Annexes

### 16.1. Présentation de l'outil Excel

Le fichier fourni comprend plusieurs onglets facilitant son utilisation :

- Accueil, présentant son contenu, les données et résultats principaux ;
- Résultats, présentant les résultats dans le détail ;
- Site de production, identifiant les sites de production, leur localisation, leur état et leur capacité de recharge ;
- Acteurs intéressés, identifiant les acteurs dont une partie de la flotte pourrait migrer vers le BioGNV, la localisation de leurs dépôts, le nombre de véhicules, le kilométrage annuel et la consommation moyenne par véhicule ;
- Distancier, regroupant les distances à parcourir entre chaque acteur (sites de production, stations, dépôts) ;
- Hypothèses, regroupant tous les coûts à prendre en compte pour la transition d'une flotte vers le BioGNV, le développement de sites de production et la création d'une station d'avitaillement.

Le modèle tel qu'il a été pensé permet de juger de l'intérêt d'un passage au BioGNV pour tout ou partie des flottes de véhicules des acteurs identifiés. Il met en évidence le point de bascule financier. Ainsi, il est possible de le faire tourner à diverses reprises pour tester différents scénarios en faisant varier les critères suivants, pour voir leurs impacts sur les coûts d'achat et de revient du BioGNV :

- nombre de sites de production ;
- nombre et types des véhicules à faire migrer vers le BioGNV ;
- lieu d'avitaillement (sur site de production, chez un ou des exploitants, sur un ou des stations).

#### 16.1.1. Le principe des calculs

Le modèle calcule les coûts d'investissement et de fonctionnement associés à la mise en place d'un éco-système BioGNV, en intégrant notamment :

- le coût des infrastructures
- les différentiels de coût pour les opérateurs, liés au coût du matériel roulant, de la maintenance, et de la formation des mécaniciens et conducteurs
- le coût de la mobilité générée par l'éco-système :
  - o trajets des véhicules qui font le plein
  - o trajets des camions de ravitaillement des stations

#### 16.1.2. Hypothèses

Pour réaliser le modèle, nous nous sommes basés sur différents types d'hypothèses, budgétaires et fonctionnelles, qui nous ont permis de définir les situations dans lesquelles il serait intéressant de passer tout ou partie des flottes de véhicules concernées au BioGNV. Le tableau suivant présente les hypothèses prises en compte :

	Hypothèses fonctionnelles	Hypothèses budgétaires
Véhicules	<ul style="list-style-type: none"><li>- Capacité du réservoir</li><li>- Durée de détention</li><li>- Consommation</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Coût du véhicule</li><li>- Surcoût GNV</li></ul>
Entretien des véhicules		<ul style="list-style-type: none"><li>- Coût kilométrique de l'entretien</li></ul>
Agents	<ul style="list-style-type: none"><li>- Nombre de jours de travail</li><li>- Nombre d'agents formés/jour</li><li>- Vitesse de conduite moyenne</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Coût annuel d'un agent</li><li>- Coût d'une journée de formation</li><li>- Coût de la formation par véhicule</li></ul>

	- Temps de travail annuel (en h)	
Station		- Investissement - Maintenance et fonctionnement - Coût total d'installation d'une station
Transport amont du gaz		- Coût kilométrique
Site de production	- Dimensionnement des installations de purification et de compression - Capacité d'une remorque de transport du gaz - Nombre de remorque de stock de sécurité à prévoir	- Coût site de production selon la valeur pivot - Coût d'une remorque de transport du gaz

*Tableau 54 : Présentation des hypothèses*

Ces hypothèses proviennent d'une part d'un travail de terrain qualitatif nous ayant amenés à réaliser des entretiens auprès d'acteurs spécialisés dans le transport des énergies tel que GRDF et des transporteurs de marchandises et voyageurs locaux. Elles sont d'autre part issues de l'expertise de Elcimai Environnement et Interface Transport dans ces domaines.

### 16.1.3. Limites du modèle

Le modèle de calcul permet de confronter des options entre elles, il admet néanmoins des limites :

- Par définition, un grand nombre des données qui alimentent les calculs sont des hypothèses. Celles-ci sont affichées en toute transparence et regroupées dans un onglet unique. Ces hypothèses peuvent être questionnées, et ajustées dans le modèle le cas échéant, le fichier n'est pas verrouillé
- Dans la majorité des cas, les hypothèses de coût retenues s'appuient sur des références connues en métropole, dont les valeurs ont été ajustées à la hausse d'environ 20% pour tenir compte des surcoûts liés à l'import en outre-mer. Ces valeurs seront néanmoins à affiner dans le cadre d'un déploiement en conditions réelles, faute de références territoriales en la matière
- Un certain nombre d'hypothèses sont homogènes à une catégorie, en particulier dans les conditions d'exploitation des flottes de véhicules réputées les mêmes pour chacun des véhicules. En pratique, ça ne sera jamais le cas et des scénarios de déploiement plus fins peuvent être envisagés en ciblant les véhicules dont les conditions sont les plus compatibles avec le gaz (dans une logique de mix énergétique par exemple, comme cela se fait sur plusieurs réseaux en métropole d'ailleurs). Pour autant, le modèle apporte une vision chiffrée d'ensemble raisonnablement crédible
- Le modèle n'intègre pas, en négatif, le manque à gagner éventuel pour les sites de production sur lesquels le gaz est valorisé aujourd'hui
- Le modèle valorise le temps consacré à faire le plein uniquement en lien avec la conduite associée : les temps annexes (attente, le plein lui-même) ne sont pas chiffrés, ou plus exactement, pas discriminés par rapport au plein en carburant conventionnel
- Le modèle lisse le coût des équipements sur leur durée de vie, fixée par hypothèse<sup>10</sup>. D'un point de vue calculatoire, il prend donc en compte plusieurs années de fonctionnement. En revanche,

<sup>10</sup> En cela, il se met en cohérence avec la réalité du terrain : si un éco-système BioGNV se met en place sur un ou plusieurs des territoires d'étude, il s'agira d'un projet de long terme voué à fonctionner sur plusieurs années, voire à servir d'amorce pour le déploiement d'autres infrastructures en complément.

pour l'ensemble des coûts de fonctionnement, le modèle ne pose pas d'hypothèse d'évolution, comme par exemple sur les coûts salariaux, de maintenance, ou surtout, du carburant. Si le coût de production du gaz est maîtrisé (c'est l'objet du projet), son intérêt économique s'apprécie par comparaison à un système Gazole dans lequel le coût du carburant est susceptible d'évoluer, tant à la hausse qu'à la baisse, dans les années à venir.

Pour pallier cette lacune et faute d'éléments prospectifs suffisamment fiables sur les évolutions à venir du coût du carburant, plusieurs simulations ont été réalisées sur chacun des territoires avec différentes valeurs du prix du litre de Gazole, reflétant d'hypothèses possibles sur le coût du carburant dans les prochaines années.

- Pour les mêmes raisons que précédemment, le modèle ne permet pas de mesurer l'effet d'une montée en charge progressive du dispositif, afin de tenir compte du décalage entre les investissements sur la production (qui doivent être consentis intégralement au montage du système), et la structuration des flottes de véhicules GNV qui vont probablement s'équiper progressivement : le modèle propose un résultat dans lequel tous les véhicules sont convertis
- Le modèle n'intègre pas de bénéfices ou marges pouvant être perçus par un ou plusieurs des acteurs à impliquer dans la mise en œuvre, ni de taxation sur le carburant

## 16.2. Les résultats obtenus

Les résultats du calcul sont proposés dans l'onglet « Résultats », et sont regroupés en trois sections :

- La section « Coût total : avitaillement » détaille les différents investissements à consentir pour mettre en place la solution BioGNV, pour une année (en tenant compte de la durée de vie des matériels). Rapportés à la quantité de gaz distribué, cela permet d'apprécier le **coût de production du kg de gaz** dans le scénario étudié.
- La section « Surcoût annuel de la solution pour les opérateurs » fonctionne en partie avec une logique similaire, et cumule les surcoûts (rapportés à l'année ici également) pour les opérateurs de la solution GNV. A ces surcoûts s'ajoutera un prix du carburant GNV, le résultat de ce cumul doit rester inférieur à la facture actuelle en Gazole pour que la solution BioGNV soit compétitive. Il est donc possible d'apprécier un coût pivot, ou **coût cible de l'énergie pour que les deux solutions soient économiquement équivalentes**.

Schématiquement, si le résultat de la simulation montre que le coût de production est inférieur au coût cible côté opérateur, alors il existe un prix de marché permettant au vendeur du gaz carburant de monter un dispositif économiquement rentable, et intéressant financièrement pour les acheteurs du gaz. A l'inverse, si le coût de production est supérieur au coût-cible, cela revient à dire que l'éco-système n'est pas équilibré spontanément, et qu'il appelle donc une injection extérieure d'argent sous forme de subvention par exemple.

La section « Schéma de distribution optimal » propose, sur la base des options choisies par l'utilisateur dans l'onglet « Accueil », la liste des sites retenus pour la simulation et la quantité de carburant qu'ils produisent pour la ou les stations envisagées. Le second tableau de cette section donne, pour chaque station envisagée, la quantité de carburant destinée aux différentes flottes étudiées (avec déplacement le cas échéant).

## INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES

### TABLEAUX

Tableau 1 : Estimation de la production de méthane dans les ISDND .....	14
Tableau 2 : Estimation de la production de méthane dans les ISDND .....	15
Tableau 3 : Installations existantes valorisant tout ou en partie le biogaz .....	16
Tableau 4 : Installations existantes ne valorisant pas le biogaz .....	18
Tableau 5 : Installations en projet valorisant le biogaz .....	19
Tableau 6 : Bilan des installations .....	21
Tableau 7 : Gisement de déchets valorisables en biogaz en Martinique .....	22
Tableau 8 : Gisement de déchets valorisables en biogaz aux Antilles Guyane .....	23
Tableau 9 : Bilan des installations et du gisement potentiel sur les 3 territoires .....	23
Tableau 10 : Comparaison des systèmes de séparation .....	29
Tableau 11 : Bilan sur les systèmes de séparation .....	30
Tableau 12 : Equipements par étape technique pour la compression .....	32
Tableau 13 : Comparaison distribution à charge rapide ou à charge lente .....	34
Tableau 14 : Éléments de comparaison pour les véhicules roulant au BioGNV .....	37
Tableau 15 : Consommation après production de BioGNV .....	38
Tableau 16 : Comparaison BioGNV et Hydrogène .....	45
Tableau 17 : Bilan de la comparaison BioGNV et Hydrogène .....	46
Tableau 18 : Comparaison des solutions palliatives .....	50
Tableau 19 : Synthèse des forces et faiblesses de la filière en métropole identifiées lors du Benchmark .....	56
Tableau 20 : Synthèse des forces et faiblesses de la filières sur le territoire des Antilles Guyane .....	58
Tableau 21 : Réalisation de la collecte sur les EPCI de Martinique .....	60
Tableau 22 : Réalisation de la collecte sur les EPCI de Guyane .....	61
Tableau 23 : Réalisation de la collecte sur les EPCI de Guadeloupe .....	63
Tableau 24 : Estimation du nombre de BOM mobilisées pour la collecte des OMR/CS .....	64
Tableau 25 : Principales entreprises de TRV en Martinique .....	70
Tableau 26 : Principales entreprises de TRV en Guadeloupe .....	71
Tableau 27 : Principales entreprises de TRV en Guyane .....	72
Tableau 28 : Principales communes d'implantation par territoire .....	73
Tableau 29 : Entreprises de TRM sur les Antilles Guyane .....	79
Tableau 30 : Principales entreprises de TRM par territoire .....	81
Tableau 31 : Principales entreprises de TRM en Guadeloupe .....	82
Tableau 32 : Principales communes d'implantation des véhicules de TRM .....	84
Tableau 33 : Montant maximum des taxes sur les produits pétroliers par territoire en 2021 .....	97
Tableau 34 : Montants d'impôts perçus par les collectivités des Antilles Guyane en 2017 (Fondation pour les études et recherches sur le développement international (Ferdi), étude mars 2020) .....	98
Tableau 35 : Offre en Biogaz prise en compte pour le territoire de la Martinique .....	102
Tableau 36 : Nombre de BOM roulant par collectivité en Martinique .....	102
Tableau 37 : Nombre de Bus utilisés par réseau en Martinique .....	103
Tableau 38 : Scénarios de déploiement en Martinique .....	104
Tableau 39 : Pertes de recettes maximales liées à l'octroi de mer et à la taxe régionale .....	108
Tableau 40 : Montants subventionnables en Martinique .....	109
Tableau 41 : Impacts réglementaires du déploiement du BioGNV en Martinique .....	110
Tableau 42 : Offre en Biogaz prise en compte pour le territoire de la Guyane .....	111
Tableau 43 : Nombre de BOM roulant par collectivité en Guyane .....	111
Tableau 44 : Nombre de Bus utilisés par réseau en Guyane .....	112
Tableau 45 : Pertes de recettes maximales liées à l'octroi de mer et à la taxe régionale en Guyane .....	114
Tableau 46 : Impact réglementaire du déploiement du BioGNV en Guyane .....	116
Tableau 47 : Offre en Biogaz prise en compte pour le territoire de la Guadeloupe .....	117
Tableau 48 : Nombre de BOM roulant par collectivité en Guadeloupe .....	118
Tableau 49 : Nombre de Bus utilisés par réseau en Guadeloupe .....	118
Tableau 50 : Scénarios de déploiement en Guadeloupe .....	119
Tableau 51 : Pertes de recettes maximales liées à l'octroi de mer et à la taxe régionale en Guadeloupe .....	122
Tableau 52 : Montants subventionnables en Guadeloupe .....	122
Tableau 53 : Impact réglementaire du déploiement de la filière BioGNV en Guadeloupe .....	123
Tableau 54 : Présentation des hypothèses .....	134

## FIGURES

Figure 1 : Carte représentant les installations de production de biogaz existantes et futures en Guyane .....	20
Figure 2 : Carte représentant les installations de production de biogaz existantes et futures en Guadeloupe (la localisation des projets de méthaniseur Verte Vallée n'étant pas définie, ceux-ci ont été placés arbitrairement au centre de chaque île).....	20
Figure 3 : Carte représentant les installations de production de biogaz existantes et futures en Martinique.....	21
Figure 4 : Evolution de la production de biométhane dans le temps .....	22
Figure 5 : Schéma de la méthanisation (source : ATEE Club biogaz).....	25
Figure 6 : Schéma de principe de la pyrogazéification .....	25
Figure 7 : Épuration du biogaz en bio-méthane .....	26
Figure 8 : Processus de lavage avec recirculation.....	27
Figure 9 : Séparation membranaire.....	27
Figure 10 : Système PSA.....	28
Figure 11 : Système PSA.....	28
Figure 12 : Ordres de grandeurs et d'unité pour le débit du compresseur (Source : gaz mobilité) .....	30
Figure 13 : Exemple de compresseurs en conteneurs.....	31
Figure 14 : Types de station de distribution .....	33
Figure 15 : Schéma d'un type de cellule d'électrolyse - Source : [smartgrids] .....	39
Figure 16 : Les différents modes de production de l'hydrogène - Source : [Seiya consulting et QVADRIVM, 2017] .....	41
Figure 17 : Principe du Power to gas .....	47
Figure 18 : Nombre de véhicules roulant au BioGNV dans le monde .....	48
Figure 19 : Exemple de stockage de gaz en bouteilles.....	49
Figure 20 : Evolution du parc de véhicules lourds GNV en France, Source : AFGNV .....	51
Figure 21 : Evolution du parc de véhicules légers GNV en France, Source : AFGNV .....	52
Figure 22 : Evolution du nombre de points d'avitaillement et du taux de bioGNV dans le GNV, Source : AFGNV .....	53
Figure 23 : Les secteurs pertinents pour la mise en œuvre de la filière .....	56
Figure 24 : Carte des EPCI, Source : PPGD Martinique 2019.....	59
Figure 25 : Carte des EPCI en Guyane.....	60
Figure 26 : Carte des EPCI en Guadeloupe, Source : DEAL.....	62
Figure 27 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise Zordi.....	65
Figure 28 : Localisation des principales sociétés de transport de voyageurs en Martinique .....	70
Figure 29 : Localisation des 5 principales sociétés de transport de voyageurs en Guadeloupe .....	71
Figure 30 : Localisation des 6 principales sociétés de transport de voyageurs en Guyane .....	72
Figure 31 : Potentiel de bascule au GNV du Centre Spatial Guyanais.....	74
Figure 32 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise Transport D. Sinaï Car Service.....	74
Figure 33 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise SA Pajamandy .....	75
Figure 34 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise CGTS .....	75
Figure 35 : Potentiel de bascule au GNV du STM du Petit Cul de Saint Marin .....	77
Figure 36 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise STAC.....	78
Figure 37 : Répartition des établissements de TRM par commune en Martinique .....	79
Figure 38 : Répartition des établissements de TRM par commune en Guadeloupe .....	80
Figure 39 : Répartition des établissements de TRM par commune en Guyane .....	80
Figure 40 : Localisation des principales sociétés de transport de marchandises en Martinique .....	81
Figure 41 : Localisation des principales sociétés de transport de marchandises en Guadeloupe .....	82
Figure 42 : Localisation de la principale société de transport de marchandises en Guyane .....	83
Figure 43 : Potentiel de bascule au GNV de la flotte de véhicules de la ville de Fort-de-France.....	85
Figure 44 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise E. Compagnie en Martinique .....	85
Figure 45 : Potentiel de bascule au GNV de la ville du Lamentin .....	86
Figure 46 : Potentiel de bascule au GNV de l'entreprise Gyaloc.....	87
Figure 47 : Schéma de l'avitaillement sur site de production.....	92
Figure 48 : les composantes d'une station de distribution GNV (schéma gaz-mobilite.fr).....	93
Figure 49 : Schéma de l'avitaillement sur un site autre que le site de production .....	93
Figure 50 : Le site de Scunthorpe (avec une remorque en arrière-plan).....	94

Figure 51 : le schéma de principe de la station de Scunthorpe, transposable aux Antilles et en Guyane (source : GRDF). Seule la source du gaz comprimé sur la station mère varie dans le schéma proposé : l'option « Réseau Gaz » mentionnée est inopérante aux Antilles et en Guyane .....	95
Figure 52 : le principe de l'équilibre économique de la filière BioGNV .....	96
Figure 53 : Distances réglementaires pour le système de compression/stockage .....	101
Figure 54 : Cartographie des dépôts et sites de production présents en Martinique.....	104
Figure 55 : Localisation des acteurs concernés par le scénario 1 en Martinique .....	106
Figure 56 : Localisation des acteurs concernés par le scénario 2 en Martinique .....	107
Figure 57 : Localisation des acteurs concernés par le scénario 3 en Martinique .....	108
Figure 58 : Cartographie des dépôts et sites de production présents en Guyane .....	112
Figure 59 : Localisation des acteurs concernés en Guyane .....	114
Figure 60 : Cartographie des dépôts et sites de production présents en Guadeloupe.....	118
Figure 61 : Localisation des acteurs concernés par les scénarios 1 et 1bis en Guadeloupe .....	120
Figure 62 : Localisation des acteurs concernés par les scénarios 2 et 2bis en Guadeloupe .....	121

## L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique - nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, alimentation, déchets, sols, etc., nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

### LES COLLECTIONS DE L'ADEME



#### FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



#### CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



#### ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



#### EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



#### HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



## Etude de la pertinence de filières bio-GNV aux Antilles-Guyane

La loi de transition écologique pour la croissance verte (LTECV) impose l'autonomie énergétique pour les Antilles et la Guyane d'ici 2030, incluant le secteur des transports.

L'objectif de cette étude est de déterminer si la création d'une filière biogaz pour la mobilité pourrait être pertinente en Guadeloupe, en Martinique et/ou en Guyane et d'identifier le potentiel pour une mobilité fonctionnant au bioGNV. La pertinence des besoins de mobilité a été analysée afin de déterminer un seuil de conversion de flotte et donc de gisement de bioGNV nécessaire, pour une exploitation rentable.

La contrainte de la solution biogaz pour la mobilité dans les trois départements français d'Amérique vient des coûts d'investissement nécessaires du fait de l'absence de réseau de gaz, renchérissés par les besoins de redondance (3,5 à 6 M€ selon les sites et les hypothèses), et pour la Guyane et la Guadeloupe, du faible nombre de véhicules identifiés. En effet, cet investissement s'amortira d'autant mieux qu'il alimentera un maximum de véhicules, dans les limites des capacités de production de biogaz.

*Cette étude a démontré la pertinence de cette solution biogaz pour décarboner une petite partie de la mobilité. Son prix de revient est acceptable et le besoin de subvention publique limité. De par le grand nombre d'entreprises de transport, la cible la plus aisée à mobiliser est celle des quelques flottes de bus ou BOM, assez importantes et dont les donneurs d'ordre sont publics, soit en propriété directe, soit via des SEM, soit par des DSP.*

