



Office de l'Eau
GUADELOUPE

SCHEMA DEPARTEMENTAL MIXTE
EAU ET ASSAINISSEMENT

Volet HYDROELECTRICITE - PHASE 1 : Etat des
lieux



INTRODUCTION

L'avant-projet de SDAGE prévoit la réalisation d'un schéma directeur global d'utilisation de la ressource en eau, à l'échelle de la Guadeloupe, incluant l'ensemble des usages et le bon état des milieux aquatiques. C'est dans ce contexte que s'inscrit l'élaboration du Schéma Départemental Mixte Eau et Assainissement.

Le volet hydroélectricité du Schéma Départemental Mixte Eau et Assainissement a un objectif double :

- d'une part, établir un état des lieux précis des installations existantes et du contexte général de développement de la filière en Guadeloupe ;
- d'autre part, d'étudier les possibilités de développement de nouvelles installations cohérentes avec l'ensemble des réglementations existantes et des autres usages de l'eau dont celui en particulier lié à l'irrigation.

Le présent rapport constitue le volet hydroélectricité de la phase 1 de l'élaboration du Schéma Départemental Mixte Eau et Assainissement qui consiste à établir un état des lieux et un diagnostic de l'existant.

Dans un premier temps, les installations hydroélectriques existantes sur le territoire de la Guadeloupe sont décrites. Puis, le cadre juridique et réglementaire régissant la mise en service d'une centrale hydroélectrique est expliqué. Le contexte particulier de la Guadeloupe est étudié (réglementation du Parc National, autres usages de l'eau). Enfin, les acteurs et les modes de gestion de la production hydroélectrique en Guadeloupe sont présentés.

TABLE DES MATIÈRES

PARTIE 1 Etat des lieux du parc hydroélectrique existant	1-7
1 Synthèse des études réalisées en 2008	1-9
2 Description des centrales hydroélectriques existantes	1-11
2.1 Carbet aval.....	1-15
2.2 Dolé	1-19
2.3 Rivière Saint-Louis.....	1-25
2.4 Schoelcher – Barthole	1-29
2.5 Bouchu – Maison du café - Barthole Rivière Saint-Louis	1-31
2.6 Gaschet	1-32
2.7 Letaye.....	1-34
PARTIE 2 Cadre juridique et réglementaire	2-37
1 Cadre juridique et réglementaire en France.....	2-39
1.1 L'utilisation de l'énergie hydraulique.....	2-40
1.2 Le droit de l'environnement.....	2-41
1.3 La loi Électricité	2-42
2 Spécificités de la Guadeloupe	2-45
2.1 Les enjeux environnementaux : le Parc National de la Guadeloupe.....	2-45
2.2 Les autres usages de l'eau	2-46
PARTIE 3 Les acteurs et le mode de gestion	3-49
1 Les producteurs d'hydroélectricité.....	3-51
1.1 FHA	3-51
1.2 EDF Archipel Guadeloupe (SHEMA)	3-51
1.3 EDF Énergies Nouvelles	3-52
1.4 Répartition des centrales par producteurs	3-53
2 Le mode de gestion de la production hydroélectrique	3-55
2.1 Les modes de gestion en hydroélectricité.....	3-55
2.2 Description du mode de gestion actuel en Guadeloupe	3-56
2.3 Un mode de gestion déterminé par les conditions climatiques de l'île	3-61
3 Les coûts de production et tarifs de revente	3-63
3.1 Les coûts de production.....	3-63
3.2 Les tarifs de revente.....	3-64

TABLE DES ILLUSTRATIONS

FIGURES

Figure 1-1 :	Implantation des centrales hydroélectriques existantes	1-13
Figure 1-2 :	Synoptique du réseau de la Côte au vent (source SCITE).....	1-17
Figure 1-3 :	Synoptique des installations sur la rivière Bananier	1-23
Figure 1-4 :	Schéma des installations sur le réseau d'irrigation de la rivière Saint-Louis.....	1-27
Figure 3-1 :	Schéma du système électrique guadeloupéen interconnecté ..	3-59
Figure 3-2 :	Relief et précipitations annuelles de la Guadeloupe	3-61

TABLEAUX

Tableau 1-1 :	Liste des centrales hydroélectriques existantes	1-12
Tableau 1-2 :	Caractéristiques de la centrale du Carbet aval	1-15
Tableau 1-3 :	Caractéristiques de la centrale du Dolé.....	1-19
Tableau 1-4 :	Caractéristiques des centrales sur la rivière Bananier.....	1-20
Tableau 1-5 :	Caractéristiques des centrales sur la rivière Saint-Louis	1-25
Tableau 1-6 :	Caractéristiques de la centrale du Schoelcher.....	1-29
Tableau 1-7 :	Caractéristiques de la centrale du Bouchu.....	1-31
Tableau 1-8 :	Caractéristiques de la centrale du Gaschet.....	1-32
Tableau 1-9 :	Caractéristiques de la centrale du Letaye	1-34
Tableau 3-1 :	Répartition des centrales existantes par exploitant.....	3-53
Tableau 3-2 :	Tarif de revente de l'hydroélectricité	3-66

PARTIE 1

ETAT DES LIEUX DU PARC HYDROÉLECTRIQUE EXISTANT

Synthèse des études réalisées en 2008

Dans le cadre de l'étude du potentiel hydroélectrique du bassin de la Guadeloupe réalisée en 2008 par ISL pour la DIREN Guadeloupe, les ouvrages hydroélectriques existants ont été recensés et le potentiel hydroélectrique a été évalué. Une note de synthèse de cette étude constitue l'un des documents d'accompagnement du SDAGE de la Guadeloupe. Au total, 15 ouvrages ont été renseignés, représentant une puissance installée de 8,2 MW et un productible total d'environ 19 GWh. Le bassin Guadeloupe possède un potentiel supplémentaire de 33 MW correspondant à 98 GWh dont 78 % est normalement mobilisable compte tenu des enjeux environnementaux existants.

En 2008, les bureaux d'études EXPLICIT et AXENNE ont réalisé pour le Conseil Régional de Guadeloupe le Plan Régional Pluriannuel de Prospection et d'Exploitation des Énergies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Énergie (PRERURE). Sur la base d'un diagnostic de la situation énergétique de la Guadeloupe, d'un regard à la fois rétrospectif sur les actions engagées et prospectif sur les évolutions à venir, il propose un programme d'action visant à établir un système énergétique cohérent avec les impératifs du développement durable et de la lutte contre le changement climatique.

Les scénarios d'évolution du mix énergétique, et notamment d'introduction des énergies renouvelables dans la production d'électricité en Guadeloupe à l'horizon 2020 y sont présentés. Ces scénarios se basent sur l'estimation du potentiel de développement des énergies renouvelables en Guadeloupe.

Deux scénarios d'approvisionnement énergétiques sont réalisés :

- un scénario " mix tendanciel ", dans lequel sont intégrés les projets de développement des énergies renouvelables en cours ;
 - un scénario " mix volontariste ", dans lequel des objectifs forts de développement des énergies renouvelables sont intégrés.
- ◆ Concernant l'hydroélectricité, le scénario tendanciel du PRERURE ne prévoit pas d'augmentation de la puissance ou du productible en 2020. Le scénario volontariste prévoit un développement de 10,6 MW supplémentaire en hydroélectricité représentant 23,32 GWh d'ici 2020, ce qui porterait la

puissance totale hydroélectrique installée à 19,3 MW représentant 42,46 kWh.

2

Description des centrales hydroélectriques existantes

La Guadeloupe compte 15 centrales hydroélectriques, représentant une puissance installée de 8,2 MW.

Ces aménagements en fonctionnement représentent un productible total d'environ 19 GWh, soit un nombre d'heures de fonctionnement d'environ 2 300 h.

Seuls les aménagements de Letaye et de Gaschet sont situés sur Grande-Terre (le remplissage des retenues se fait à partir de prélèvements sur des rivières de Basse-Terre). Les autres aménagements existants sont situés dans le Sud de Basse-Terre.

Le bassin Guadeloupe avec une puissance hydroélectrique installée totale de l'ordre de 8,2 MW concentre environ 0,03% de la puissance hydroélectrique installée en France (25 000 MW).

La production hydroélectrique d'environ 19 GWh/an représente 1,3 % de la production totale d'électricité de la Guadeloupe qui s'est élevée à 1 531 GWh en 2006 (source : PRERURE).

A titre d'information, la part d'hydroélectricité dans la production totale d'électricité est nulle en Martinique, de 23 % en Guyane et de 24 % à la Réunion.

Le tableau suivant récapitule les caractéristiques principales de ces ouvrages :

Tableau 1-1 : Liste des centrales hydroélectriques existantes

LIBELLE USINE	NOM COURS D'EAU	PUISSANCE MAXIMALE BRUTE (kW)	PUISSANCE NETTE DISPONIBLE (kW)
CARBET AVAL	GRAND CARBET	4450	3400
CANTAMERLE	BANANIER	70	50
DOLE	RAVINE BLANCHE	190	100
BANANIER AMONT	BANANIER	1200	700
BANANIER AVAL	BANANIER	1800	670
PARTITEUR 1	SAINT LOUIS	380	300
VALEAU	SAINT LOUIS	320	200
BELLEVUE AMONT	SAINT LOUIS	120	110
BOVIS	SAINT LOUIS	270	200
PARTITEUR 2	SAINT LOUIS	290	280
CLAIREFONTAINE SAINT ROBERT	SAINT LOUIS	210	200
BOUCHU - MAISON DU CAFE CHAULET - BARTHOLE	GRANDE RIVIERE DE VIEUX HABITANTS	310	200
SCHOELCHER - BARTHOLE	GRANDE RIVIERE DE VIEUX HABITANTS	130	60
GASCHET	GRANDE RIVIERE GOYAVES	250	70
LETAYE	GRANDE RIVIERE GOYAVES	220	60
TOTAL		10210	6600

La valeur du productible annuel de chaque centrale hydroélectrique n'a pas été transmise par les producteurs pour des raisons de confidentialité. Seul le productible total sur le territoire a été fourni : environ 19 GWh, correspondant à environ 2 300 h de fonctionnement en moyenne.

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) sont des installations hydroélectriques qui puisent aux heures creuses de l'eau dans un bassin inférieur afin de remplir une retenue en amont (lac d'altitude). L'eau est ensuite turbinée aux heures pleines. L'électricité de ces stations est appelée essentiellement en période de pointe. Aucune installation de ce type n'est présente sur le bassin Guadeloupe.

Ne connaissant pas le productible de chaque centrale hydroélectrique, le volume d'eau utilisé pour l'hydroélectricité ne peut pas être déterminé précisément. Néanmoins, il est possible de faire une approche globale à l'échelle du bassin. Pour cela, il est fait l'hypothèse que chaque centrale fonctionne 2 300 h/an. Ainsi, le volume d'eau utilisé pour l'hydroélectricité annuellement serait approximativement de 58 Mm³/an.

Les cartes suivantes montrent l'emplacement des usines hydroélectriques existantes sur le bassin Guadeloupe.

2.1 Carbet aval

Les caractéristiques de la centrale du Carbet aval sont les suivantes :

Tableau 1-2 : Caractéristiques de la centrale du Carbet aval

Administratives	
Nom de l'usine	Carbet aval
Commune	Capesterre Belle Eau
Cours d'eau	Rivière du Grand Carbet et Rivière Pérou
Exploitant	EDF Energies Nouvelles (SCITE PERISTYLE)
Autorisation Préfectorale	n°2008-1281 du 23/09/08
Date de mise en service	1993

Réglementaires	
Puissance Maximale Brute (kW)	4 450
Puissance Nette Disponible (kW)	3 400
Débit d'équipement (m ³ /s)	2,15 (en tout)
Hauteur de chute (m)	211

Autres caractéristiques	
Altitude de la prise d'eau (m)	232
Altitude de la restitution (m)	5
Noms des prises d'eau	Trop plein du dessableur de la prise d'eau de la rivière Grand Carbet + Piquage sur le réseau d'irrigation alimenté par la rivière du Pérou + Retenue du barrage Dumanoir
Nom du barrage	Dumanoir
Type d'ouvrage	Prise d'eau et barrage

Photo n°1 : Usine du Carbet aval



Photo n°2 : Usine du Carbet aval



Photo n°3 : Seuil et prise d'eau du Carbet aval



Photo n° 4 : Seuil et prise d'eau du Carbet aval



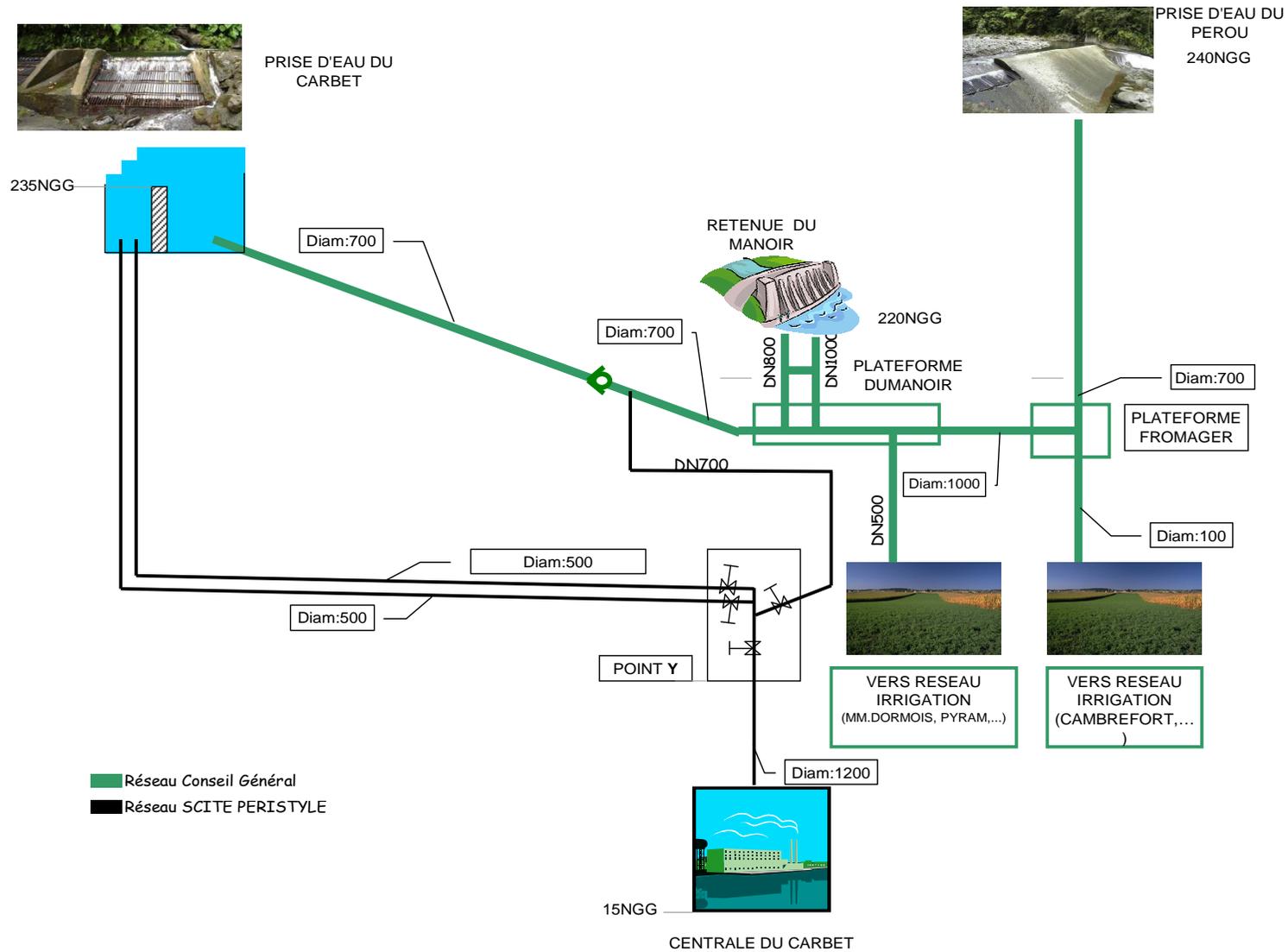
L'arrêté préfectoral n°1992-2468 du 29/12/92 a autorisé la société SUMATEL à turbiner les eaux issues des rivières du Grand Carbet et du Pérou pour créer la centrale de Carbet aval.

La société SUMATEL a cédé la centrale de Carbet aval en 1993 à la Société Hydroélectrique du Carbet aval, filiale de la société SIIF-Energies (Société Internationale d'Investissements Financiers-Energies). La Société Hydroélectrique du Carbet aval a ensuite cédé, en 2002, la centrale du Carbet aval à SIIF-Energies. La société SIIF-Energies est devenue EDF Energies Nouvelles en 2004.

Un nouvel arrêté abroge et remplace celui de 1992. En effet, l'arrêté n°2008-1281 du 23/09/08 autorise la société EDF Energies Nouvelles – SCITE PERISTYLE à turbiner les eaux issues du trop-plein du dessableur du Conseil Général au niveau de la prise d'eau du Grand Carbet, les eaux transitant dans le réseau d'irrigation de la côte-au-vent (alimenté par la rivière du Pérou) et les eaux stockées dans la retenue de Dumanoir.

Ainsi, à partir de 2010, la centrale pourra fonctionner en éclusée en profitant d'un marnage de 1 m au niveau du barrage Dumanoir.

Figure 1-2 : Synoptique du réseau de la Côte au vent (source SCITE)



2.2 Dolé

Les caractéristiques de la centrale du Dolé sont les suivantes :

Tableau 1-3 : Caractéristiques de la centrale du Dolé

Administratives	
Nom de l'usine	Dolé
Commune	Gourbeyre
Cours d'eau	Ravine Blanche
Propriétaire	Commune de Dolé
Exploitant	EDF Energies Nouvelles (SCITE PERISTYLE)
Autorisation Préfectorale	n°2003-04 AD/1/4 du 06/01/2003
Date de mise en service	Non connue

Réglementaires	
Puissance Maximale Brute (kW)	187
Puissance Nette Disponible (kW)	103
Débit d'équipement (m ³ /s)	0,4
Hauteur de chute (m)	47,6

Autres caractéristiques	
Altitude de la prise d'eau (m)	175,6
Altitude de la restitution (m)	128
Noms des prises d'eau	Ravine Blanche
Nom du barrage	Aucun
Type d'ouvrage	Canal de dérivation puis conduite forcée

La prise d'eau de la centrale est située sur la Ravine Blanche. Un canal à ciel ouvert dérive l'eau en rive gauche. Il est prolongé par une conduite forcée

enterrée qui apporte l'eau dérivée à l'usine de Dolé. La restitution de la centrale se fait dans la rivière Grande Anse.

1.3 Rivière Bananier

Les caractéristiques des centrales situées sur la rivière Bananier sont les suivantes :

Tableau 1-4 : Caractéristiques des centrales sur la rivière Bananier

Administratives			
Nom de l'usine	Bananier Amont	Bananier Aval	Cantamerle
Commune	Capesterre Belle Eau	Capesterre Belle Eau	Capesterre Belle Eau
Cours d'eau	Rivière Bananier	Rivière Bananier	Rivière Bananier
Exploitant	EDF (SHEMA)	EDF (SHEMA)	FHA
Autorisation Préfectorale	n°99-2108 AD/1/4 du 27/12/1999	n°99-2107 AD/1/4 du 27/12/1999	n°2003-1693 AD/1/4
Date de mise en service	1994	1994	2003

Réglementaires			
Puissance Maximale Brute (kW)	1200	1800	70
Puissance Nette Disponible (kW)	700	673	50
Débit d'équipement (m ³ /s)	0,9	1,2	0,05
Hauteur de chute (m)	170	140	156

Autres caractéristiques			
Altitude de la prise d'eau (m)	318	145	318
Altitude de la restitution (m)	148	5	164
Noms des prises d'eau	Seuil de Bananier Amont	Seuil de Bananier Aval	Prise d'eau de l'ASIBSS sur le seuil de bananier

			Amont
Nom du barrage	Aucun	Aucun	Aucun
Type d'ouvrage	Conduite forcée jusqu'à la centrale de Bananier Amont et restitution à la rivière Bananier juste en amont du seuil de Bananier aval	Conduite forcée jusqu'à la centrale de Bananier Aval et restitution à la rivière Bananier à une centaine de mètres de son embouchure	Conduite d'irrigation de l'ASIBSS jusqu'à la centrale de Cantamerle et restitution dans le bassin de stockage de l'ASIBSS au lieu dit de Cantamerle

Les arrêtés préfectoraux n°99-2108 et 99-2107 du 27/12/99 autorisent la prise d'eau de Bananier Amont et les centrales hydroélectriques de Bananier Amont et Bananier Aval, exploitée par EDF (SHEMA). EDF est exploitant des centrales de Bananier Amont et Aval et également maître d'ouvrage du seuil de Bananier Amont.

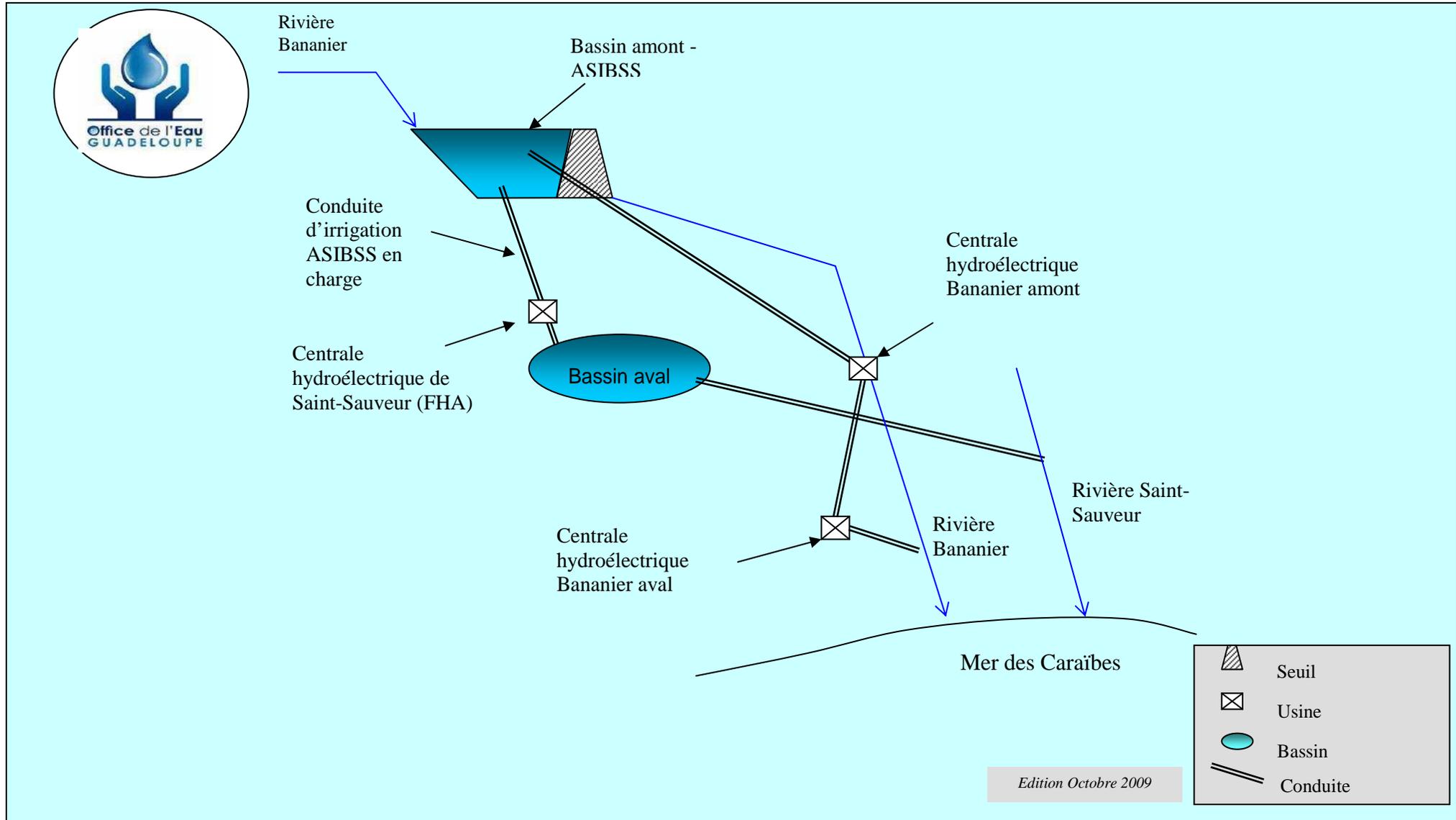
L'arrêté préfectoral n°2003-1693 du 19/11/03 autorise la société FHA à exploiter le réseau d'irrigation de l'ASIBSS pour créer la centrale de Cantamerle.

L'arrêté préfectoral n°2009-1751 du 16/11/09 abroge et remplace celui de 2003 ; il autorise l'ASIBSS à capter l'eau sur le bassin de la prise d'eau de Bananier Amont sur la rivière Bananier pour l'irrigation et l'hydroélectricité. Il autorise les travaux d'extension du réseau pour la vidange du bassin de stockage ainsi qu'une nouvelle centrale hydroélectrique dite « du canal de Dongo » qui pourra turbiner le surplus d'eau non utilisé pour l'irrigation et permettra ainsi la vidange du bassin de stockage.

L'ASIBSS est propriétaire du réseau d'irrigation et FHA est exploitant des centrales de Cantamerle et du canal de Dongo.

Les caractéristiques de la future centrale du canal de Dongo seront détaillées dans le rapport de phase 2.

Figure 1-3 : Synoptique des installations sur la rivière Bananier



2.3 Rivière Saint-Louis

Les caractéristiques des centrales situées sur la rivière Saint-Louis sont les suivantes :

Tableau 1-5 : Caractéristiques des centrales sur la rivière Saint-Louis

Administratives						
Nom de l'usine	Partiteur 1	Valeau	Bellevue amont	Bovis	Partiteur 2	Clairefontaine Saint Robert
Commune	Baillif					
Cours d'eau	Rivière Saint-Louis					
Exploitant	EDF Energies Nouvelles	FHA	FHA	FHA	EDF Energies Nouvelles	FHA
Autorisation Préfectorale	n°HY95.025	Non communiquée	Non communiquée	Non communiquée	n°HY95.025	n°2003-58 AD/1/4
Date de mise en service	1995	2006	2002	2008	1995	2002
Réglementaires						
Puissance Maximale Brute (kW)	375	320	118	268	285	212
Puissance Nette Disponible (kW)	296	200	110	200	282	200
Débit d'équipement (m3/s)	0,51	0,3	0,12	0,14	0,21	0,09
Hauteur de chute (m)	75	110	100	195	138	240
Autres caractéristiques						
Altitude de la prise d'eau (m)	568	493	350	370	493	493
Altitude de la restitution (m)	493	380	250	175	355	253
Noms des prises d'eau						
Nom du barrage	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun

Type d'ouvrage	Conduites d'irrigation depuis le prélèvement sur la rivière Saint-Louis. Les eaux sont déviées depuis la prise d'eau sur la rivière Saint-Louis par des canalisations d'irrigation de l'ASISL et alimentent 6 picocentrales. L'arrêté portant autorisation de la prise d'eau de 600l/s à l'ASISL est le n°HY95.025
----------------	--

Photo 5 : Rivière St Louis en amont de la prise et du seuil sur le lit principal



Photo 6 : Ouvrage de prise sur le bras latéral



Photo 7 : Rivière St- Louis en aval du seuil sur le lit principal

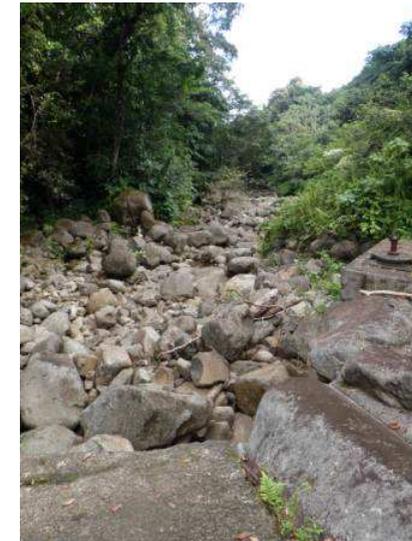
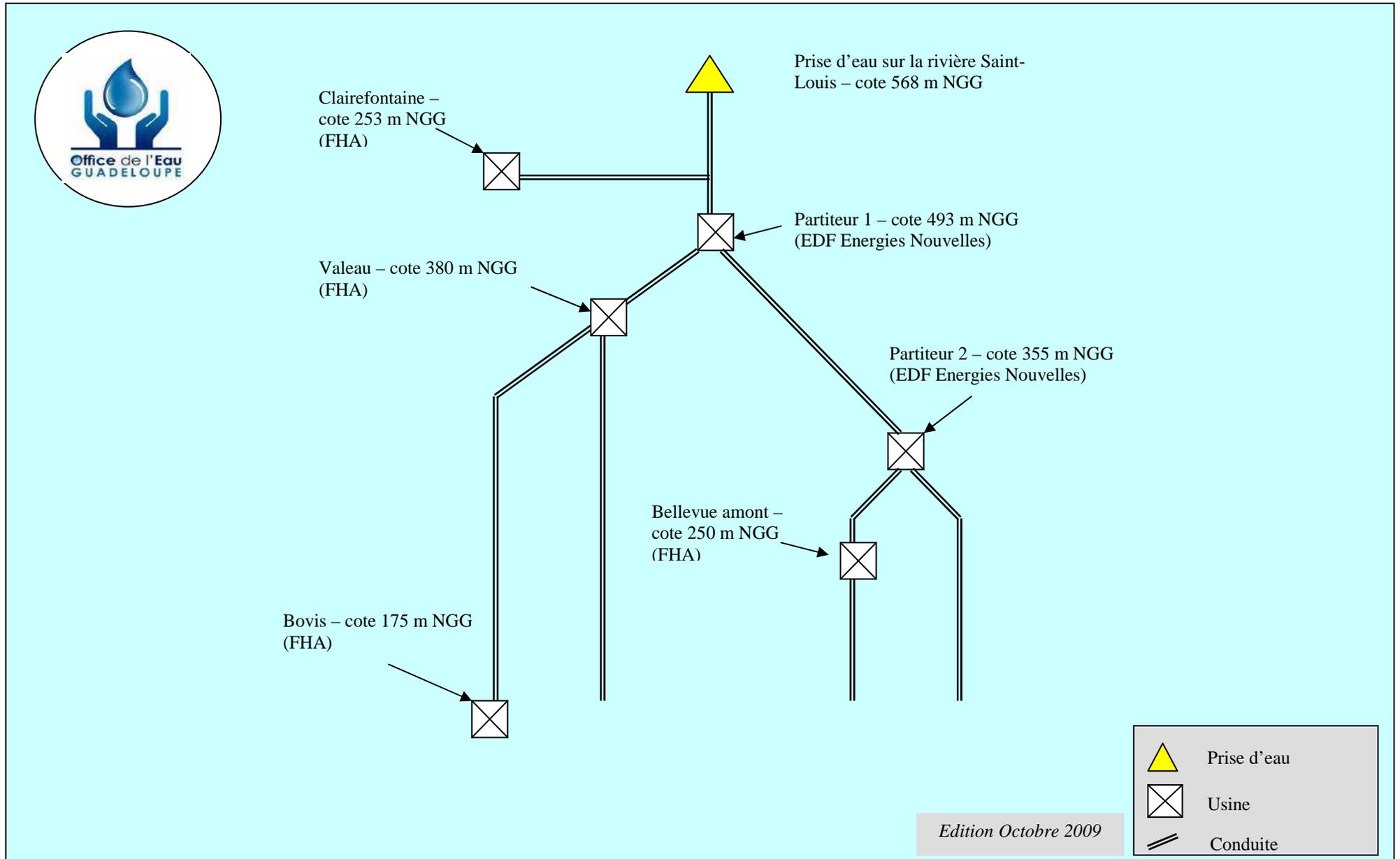


Figure 1-4 : Schéma des installations sur le réseau d'irrigation de la rivière Saint-Louis



2.4 Schoelcher – Barthole

Les caractéristiques de la centrale du Schoelcher sont les suivantes :

Tableau 1-6 : Caractéristiques de la centrale du Schoelcher

Administratives	
Nom de l'usine	Schoelcher - Barthole
Commune	Vieux Habitants
Cours d'eau	Grande Rivière de Vieux Habitants
Exploitant	FHA
Autorisation Préfectorale	n°2003-1749 AD/1/4 du 27/11/2003
Date de mise en service	2004

Réglementaires	
Puissance Maximale Brute (kW)	130
Puissance Nette Disponible (kW)	60
Débit d'équipement (m ³ /s)	0,2
Hauteur de chute (m)	65

Autres caractéristiques	
Altitude de la prise d'eau (m)	247
Altitude de la restitution (m)	182
Noms des prises d'eau	Barthole
Nom du barrage	Aucun
Type d'ouvrage	Conduite d'irrigation entre la prise d'eau de Barthole et le bassin de Schoelcher du réseau du SISCSV

**Photo 8 : Ouvrage de captage du réseau
de Schœlcher**



Photo 9 : Bassin de Schœlcher



2.5 Bouchu – Maison du café - Barthole Rivière Saint-Louis

Les caractéristiques de la centrale du Bouchu sont les suivantes :

Tableau 1-7 : Caractéristiques de la centrale du Bouchu

Administratives	
Nom de l'usine	Bouchu - Maison du Café Chaulet - Barthole
Commune	Vieux Habitants
Cours d'eau	Grande Rivière de Vieux Habitants
Exploitant	FHA
Autorisation Préfectorale	n°2003-1750 AD/1/4 du 27/11/2003
Date de mise en service	2004

Réglementaires	
Puissance Maximale Brute (kW)	310
Puissance Nette Disponible (kW)	200
Débit d'équipement (m ³ /s)	0,2
Hauteur de chute (m)	157

Autres caractéristiques	
Altitude de la prise d'eau (m)	182
Altitude de la restitution (m)	10
Noms des prises d'eau	Schoelcher
Nom du barrage	Aucun
Type d'ouvrage	Conduite d'irrigation entre le bassin de Schoelcher et la plaine du Bouchu du réseau du SISCSV

2.6 Gaschet

Les caractéristiques de la centrale du Gaschet sont les suivantes :

Tableau 1-8 : Caractéristiques de la centrale du Gaschet

Administratives	
Nom de l'usine	Gaschet
Commune	Port Louis
Cours d'eau	Rivière Bras David et Grande Rivière Goyaves
Exploitant	FHA (SUMATEL)
Autorisation Préfectorale	n°2001-787 AD/1/4 du 25/06/2001
Date de mise en service	2002

Réglementaires	
Puissance Maximale Brute (kW)	250
Puissance Nette Disponible (kW)	70
Débit d'équipement (m ³ /s)	0,3
Hauteur de chute (m)	120

Autres caractéristiques	
Altitude de la prise d'eau (m)	130
Altitude de la restitution (m)	10
Noms des prises d'eau	Rivière Bras David et Grande Rivière Goyaves
Nom du barrage	Gaschet
Type d'ouvrage	La centrale turbine des eaux prélevées sur Basse-Terre et transférées sur Grande-Terre pour remplir la retenue de Gaschet

Photo 10 : Captage dit " Duclos Amont " sur la
rivière de Bras David



Photo 11 : Captage dit " la traversée " sur la
Grande rivière à Goyave



Photo 12 : Retenue de Gachet – depuis le
barrage



Photo 13 : Retenue de Gachet – depuis la route
D128



2.7 Letaye

Les caractéristiques de la centrale du Letaye sont les suivantes :

Tableau 1-9 : Caractéristiques de la centrale du Letaye

Administratives	
Nom de l'usine	Letaye
Commune	Le Moule
Cours d'eau	Rivière Bras David et Grande Rivière Goyaves
Exploitant	FHA (SUMATEL)
Autorisation Préfectorale	n°2001-786 AD/1/4 du 25/06/2001
Date de mise en service	2002

Réglementaires	
Puissance Maximale Brute (kW)	220
Puissance Nette Disponible (kW)	60
Débit d'équipement (m ³ /s)	0,35
Hauteur de chute (m)	90

Autres caractéristiques	
Altitude de la prise d'eau (m)	130
Altitude de la restitution (m)	40
Noms des prises d'eau	Rivière Bras David et Grande Rivière Goyaves
Nom du barrage	Letaye
Type d'ouvrage	La centrale turbine des eaux prélevées sur Basse-Terre et transférées sur Grande-Terre pour remplir la retenue de Letaye

Photo 14 : Barrage de Létaye



Photo 15 : Retenue de Létaye



PARTIE 2

CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

Cadre juridique et réglementaire en France

Les objectifs ambitieux formalisés par le Grenelle de l'Environnement en matière de développement des énergies renouvelables, qui viennent renforcer ceux introduits par la Loi POPE (Programme d'Orientation de la Politique Energétique française) en 2005, laissent entrevoir un nouvel essor des aménagements hydroélectriques sur le territoire français.

Parallèlement, la nécessité de protéger les milieux aquatiques, encadrée au niveau européen par la Directive Cadre sur l'Eau (DCE) et à l'échelle nationale par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques (LEMA), s'impose à tout projet lié à l'eau.

La Directive Cadre sur l'Eau (DCE) a été adoptée le 23 octobre 2000 par le Parlement et le Conseil Européen ; elle définit " un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau " et organise donc la gestion de l'eau dans tous les états membres. Cette directive a été transposée en droit français en 2004, et a donné naissance, deux ans plus tard, à la Loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques (LEMA) le 30 décembre 2006.

La filière hydroélectrique doit donc relever le double défi de l'efficacité énergétique et du respect de l'environnement.

Les démarches réglementaires et administratives applicables à la réalisation des projets de centrale hydroélectrique sont fixées principalement par :

- la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique (ci-après " la Loi de 1919 ") ;
- la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (ci-après " la Loi Electricité ") ; et
- leurs décrets d'application respectifs.

1.1 L'utilisation de l'énergie hydraulique

La législation relative à l'autorisation des ouvrages hydraulique est ancienne puisqu'elle s'appuie sur la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique. Le décret du 15 juillet 1980 relève notamment le seuil de l'autorisation de 500 kW à 4500 kW afin de favoriser le développement de la petite hydraulique. Le décret du 13 octobre 1994 fixe les modalités relatives à la concession et à la déclaration d'utilité publique des ouvrages utilisant l'énergie hydraulique. Le décret 95-1204 du 6 novembre 1995 fixe les modalités de l'autorisation.

Les aspects environnementaux ont été renforcés par la loi sur l'eau du 3 janvier 1992, puis par celle du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques. Cette dernière a inscrit dans le droit français les objectifs fixés par la directive européenne du 23 octobre 2000 (directive cadre sur l'eau).

L'article premier de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique déclare que " *nul ne peut disposer de l'énergie des marées, des lacs et des cours d'eau, quel que soit leur classement, sans une concession ou une autorisation de l'État* ". Il précise qu'aucune concession ou autorisation ne sera accordée sans avis préalable des conseils généraux des départements, représentant des intérêts collectifs régionaux, sur le territoire desquels l'énergie est aménagée.

Il existe **trois régimes juridiques** selon la puissance de l'installation et sa date de création :

- la **concession** pour les chutes de puissance maximale brute supérieure ou égale à 4,5 Mégawatt (MW) est octroyée par décret en Conseil d'Etat, sur rapport du ministre chargé de l'industrie, pour les installations dont la puissance est supérieure à 100 MW, ou par arrêté préfectoral si la puissance est comprise entre 4,5 et 100 MW. Un cahier des charges, annexé à la concession, précise les principales caractéristiques (cote de retenue, hauteur de chute, débit dérivé, débit réservé, puissance, etc.) et dispositions d'exploitation de la chute. Les biens de la concession, c'est-à-dire l'installation de production d'électricité avec ses machines, font retour à l'État en fin de concession ;
- l'**autorisation** pour les chutes de puissance maximale brute inférieure à 4,5 MW est octroyée par le préfet. L'instruction est conduite par le service chargé de la police de l'eau. Le règlement d'eau définit également les modalités d'exploitation de la chute d'eau. Les ouvrages sont la propriété privée du permissionnaire, qui doit s'assurer de la maîtrise foncière des terrains ;
- les **installations fondées en titre** (souvent associées à d'anciens moulins) et les chutes de moins de 150 kW.

Le service instructeur d'une concession est la DRIRE (Direction Régionale de l'Industrie de la Recherche et de l'Environnement). Le service instructeur d'une autorisation est le Service Police de l'Eau.

Quel que soit le régime, divers services administratifs sont interrogés : la DAF (Agriculture), la DDE (Équipement), la DIREN (Environnement), la DRIRE (Industrie), l'ONEMA (Office National de l'Eau et des Milieux Aquatiques), la Fédération Départementale de Pêche...

La procédure d'autorisation est définie dans les articles R.214-71 à R.214-84 du Code de l'Environnement. L'article R. 214.72 définit plus particulièrement le contenu du dossier.

Le règlement d'eau type est quant à lui fixé en annexe de l'article R.214-85 du Code de l'Environnement.

La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixe les orientations de la politique énergétique (loi POPE). Elle permet l'augmentation, une fois, d'au plus 20% de la puissance d'une installation déjà autorisée ou concédée par simple déclaration à l'autorité compétente sans modification du régime d'exploitation. Elle autorise le turbinage du débit réservé, sous réserve d'une étude d'impact si besoin.

1.2 Le droit de l'environnement

La loi pêche (loi n°84-512 du 29 juin 1984 relative à la pêche en eau douce et à la gestion des ressources piscicoles) oblige à maintenir un débit minimal (ou débit réservé) dans la rivière à l'aval du barrage, qui " doit être suffisant pour garantir en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces piscicoles conformément à l'article L 232.5 du Code rural ". Ce débit minimum doit être égal à 1/10^{ème} du module si le module de la rivière est inférieur à 80 m³/s et 1/20^{ème} au-delà.

En ce qui concerne les droits d'eau, il existe des rivières sur lesquelles plus aucune nouvelle installation n'est tolérée. L'article 2 de la loi du 16 octobre 1919 définit ainsi une liste de cours d'eau dits " réservés ".

Sur certains cours d'eau classés selon l'article L432-6 du Code de l'Environnement, tout ouvrage doit comporter des dispositifs assurant la circulation des poissons migrateurs.

L'article L-214-17 du Code de l'Environnement modifie la nature des classements susceptibles d'influencer l'hydroélectricité.

Les classements de cours d'eau actuels selon l'article 2 de la loi de 1919 (dits cours d'eau " réservés ") et selon l'article L432-6 du Code de l'Environnement seront révisés par la nouvelle Loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques (LEMA) du 30 décembre 2006 et seront remplacés par l'article L214-17 du Code de l'Environnement. L'article L214-17 se décline en 2 alinéas :

- 1° alinéa : interdiction de tout nouvel ouvrage "obstacle à continuité écologique" ; il concerne les cours d'eau prioritaires pour la protection des poissons migrateurs amphihalins, les réservoirs biologiques et les cours d'eau en très bon état,
- 2° alinéa : gestion ou équipement pour assurer la continuité écologique ; il concerne les cours d'eau prioritaires pour le transport solide des sédiments.

Les anciens classements sur un sous-bassin sont maintenus jusqu'à la révision et à la publication de la nouvelle liste. Ils seront caducs à la publication de la nouvelle liste et au plus tard le 1er janvier 2014.

Il n'existe pas de cours d'eau réservés au titre de l'article 2 de loi de 1919 ni de cours d'eau classés au titre de l'article L432-6 du Code de l'Environnement sur le bassin Guadeloupe.

1.3 La loi Électricité

L'article 10 de la Loi Électricité n° 2000-108 du 10 février 2000 a institué le mécanisme de l'obligation d'achat dont peuvent bénéficier les producteurs utilisant les sources d'énergies renouvelables.

Ce dispositif permet au producteur d'électricité utilisant des sources d'énergies renouvelables de faire acquérir l'électricité qu'il produit par EDF à des conditions tarifaires fixées par arrêté ministériel lui garantissant une rémunération satisfaisante des capitaux immobilisés.

L'arrêté du 1er mars 2007 fixe le tarif d'achat de l'électricité produite en Guadeloupe par les installations hydroélectriques à 9,00 c€/kWh¹ auquel s'ajoute une prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh selon la régularité de la production et une prime dépendant de la puissance installée pour les petites installations dont la puissance est inférieure à 2 500 kW.

Il est à noter que, en dehors de l'électricité qu'il consommerait dans ses propres installations (autoconsommation), le producteur bénéficiant de l'obligation d'achat sera tenu de vendre la totalité de l'électricité produite à

¹ En Guadeloupe, le producteur ne peut opter que pour une tarification à 1 composante sans distinction des tarifs d'hiver et d'été, les tarifs heures creuses, heures pleines et heures de pointe, contrairement à la métropole.

EDF, sans pouvoir vendre l'électricité aux clients éligibles ou au concessionnaire du réseau de distribution publique.

Spécificités de la Guadeloupe

2.1 Les enjeux environnementaux : le Parc National de la Guadeloupe

L'article L 331-4-1 du Code de l'Environnement interdit toute activité industrielle dans le cœur de parc.

Le bassin de la Guadeloupe possède un Parc National au cœur de Basse-Terre créé par le décret n°89-144 du 20 février 1989, version consolidée au 10 mai 2005 et modifié récemment par le décret n° 2009-614 du 3 juin 2009 pris pour l'adaptation de la délimitation et de la réglementation du parc national de la Guadeloupe aux dispositions du Code de l'Environnement issues de la loi n° 2006-436 du 14 avril 2006.

Le décret initial interdit toute installation hydroélectrique, excepté sur la Grande Rivière de Vieux Habitants qui fait l'objet d'une dérogation suivant l'article 26 du Décret n°89-144 du 20 février 1989, version consolidée au 10 mai 2005 :

“ Par dérogation aux dispositions de l'article 24 du présent décret, la vallée de Vieux-Habitants, à l'intérieur du périmètre particulier délimité sur la carte au 1/20 000 annexée au présent décret, peut faire l'objet d'un aménagement hydroélectrique, après accord du directeur de l'établissement public. Ce dernier peut, dans les conditions fixées par le conseil d'administration, et en accord avec le service chargé du contrôle des ouvrages électriques, imposer à l'exploitant de prendre toutes mesures particulières destinées à assurer la sauvegarde du parc national. ”

Lors de la révision du décret du Parc National en 2008, le Conseil d'Administration du Parc National a souhaité supprimer cette dérogation.

En effet, la dérogation introduite dans le décret n° 89-144 du 20 février 1989 pour permettre un aménagement hydroélectrique dans la vallée de Vieux-Habitants (art 26 du décret) concernait initialement un projet de barrage

porté par Électricité de France et susceptible d'envoyer une partie importante de l'amont de la vallée classée dans le cœur du parc national.

Ce projet n'a pas été réalisé depuis cette date et EDF n'a manifesté en aucune circonstance son intention de l'engager.

Entre 2003 et 2005, une entreprise guadeloupéenne (FHA, Force Hydraulique Antillaise) a pris contact avec le Parc National puis avec les services de l'État concernés. Il s'agissait pour ses représentants d'un contact préliminaire visant à valider les conditions de dépôt d'une demande d'autorisation et d'estimer la probabilité d'aboutissement d'une telle démarche.

Ce premier contact n'a eu aucune suite (pas de dépôt de dossier).

Néanmoins des réunions de travail notamment avec le Parc National ont repris à l'initiative de FHA au cours du second semestre 2007, consécutivement à l'annonce de l'engagement de la révision du décret de création du Parc National de la Guadeloupe.

Les instances du Parc National (délibération du Conseil Scientifique, délibération du Conseil d'administration) ont estimé que les impacts environnementaux potentiels d'un projet de micro-centrale hydroélectrique sont disproportionnés au regard de la faiblesse de la production énergétique attendue. C'est pourquoi la modification du décret a été proposée.

Cependant, suite à l'enquête publique, la dérogation a été maintenue dans le nouveau décret n° 2009-614 du 3 juin 2009 :

Article 14 " Les activités hydroélectriques sont interdites. Il peut être dérogé à cette interdiction dans la vallée de Vieux-Habitants, à l'intérieur d'un périmètre délimité sur la carte au 1/25 000 annexée au présent décret, dans les conditions fixées par la charte, avec l'autorisation du conseil d'administration prise après avis du conseil scientifique. L'autorisation prescrit toute mesure assurant la préservation du caractère du cœur du parc. "

2.2 Les autres usages de l'eau

Les autres usages de l'eau, tels que l'eau potable ou l'irrigation sont prioritaires par rapport à l'utilisation de l'eau pour fournir de l'énergie.

La comparaison entre ressources et besoins en eau de l'île accuse des déséquilibres chroniques qui vont en s'accroissant. Des systèmes complexes de transfert d'eau ont été imaginés pour y remédier et couvrir l'ensemble des besoins.

2.2.1 L'Eau Potable

La production d'eau potable en 2008 est de l'ordre de 60 millions de m³ pour une vente de 30 millions de m³, auprès des 165 000 abonnés que compte la Guadeloupe (hors Saint-Martin et Saint-Barthélemy).

La Grande-Terre a dû faire appel, dès les années 70, aux eaux de la Basse-Terre, château d'eau de la Guadeloupe (11 m de pluie par an au sommet de la Soufrière, et 55 cours d'eau permanents).

L'accroissement démographique et l'amélioration du niveau de vie ont créé de nouveaux besoins qui sont fournis par une conduite mixte d'eau brute, à partir des captages de Petit-Bourg. Le reste de l'île est desservi par des réseaux locaux alimentés par des sources proches ou des prises en rivières associées à des stations de traitement.

2.2.2 L'irrigation

Compte tenu de l'inégale répartition des ressources en eau entre la Basse-Terre et la Grande-Terre, un transfert a été mis au point à partir de prises directes dans les rivières Bras-David et Grand-Rivière à Goyaves pour l'irrigation de 8 000 ha en Grande-Terre. À Capesterre Belle-Eau, un réseau à vocation essentiellement bananière, alimenté par deux prises au fil de l'eau (Rivières du Grand Carbet et de Pérou) est en cours de développement le long de la Côte Au-Vent. Sur la Côte Sous-le-Vent coexistent le réseau du Syndicat de la Côte Sous-le-Vent (380 ha) et celui de l'Association Syndicale d'Irrigation de la rivière Saint-Louis à Baillif (300 ha en cours d'extension). L'absence de retenue de soutien d'étiage sévère entraîne d'importants déficits d'alimentation en eau au carême.

Plusieurs centrales hydroélectriques existantes sont situées sur des réseaux d'irrigation et utilisent le trop-plein d'eau des captages.

PARTIE 3

LES ACTEURS ET LE MODE DE GESTION

Les producteurs d'hydroélectricité

Trois exploitants se partagent le parc hydroélectrique guadeloupéen : Force Hydraulique Antillaise (FHA), EDF Archipel Guadeloupe (Société Hydraulique d'Etudes et de Missions d'Assistance - SHEMA) et Electricité De France Energies Nouvelles (EDF Energies Nouvelles également appelé SCITE PERISTYLE).

1.1 FHA

FHA est une société indépendante qui possède plusieurs centrales hydroélectriques en Guadeloupe. Elle étudie actuellement plusieurs projets de centrales hydroélectriques sur la Guadeloupe et la Martinique.

La société d'ingénierie savoyarde SUMATEL (Société de SURveillance MAintenance et TELesignalisation, siège situé à la Bathie en Savoie) dont MM Daniel et Raphaël Gros sont co-gérant a été créée au début des années 1980. SUMATEL exploite plus de 10 MW dans les Alpes Françaises.

SUMATEL a étudié plusieurs projets de centrales hydroélectriques, notamment à la Martinique et à la Guadeloupe dans les années 1990. SUMATEL a initié les dossiers de 14 des 15 centrales en fonctionnement aujourd'hui (seule la centrale de Dolé n'est pas à l'initiative de SUMATEL). SUMATEL n'ayant pas les capacités financières nécessaires à la construction de toutes ces centrales, elle a transféré certains dossiers à EDF EN et EDF (SHEMA).

M. Raphaël Gros crée la société FHA en 1999 pour mener les études de projets de centrales hydroélectriques et exploiter les centrales existantes appartenant à SUMATEL aux Antilles. La société FHA, dont le siège est situé à Morin – Route de Moléon - 97120 Saint-Claude, est composée de 2 personnes.

1.2 EDF Archipel Guadeloupe (SHEMA)

SHEMA, filiale à 100 % du groupe EDF, est dédiée à la petite hydraulité. Elle exploite environ 70 centrales hydrauliques représentant 60 MW de capacité

installée en France. La société SHEMA est la filiale du groupe EDF dédiée à la gestion de 51 petits aménagements hydroélectriques en France. Elle détient une participation de 69,7% dans la société FHYM (Force Hydraulique de Meuse) qui en possède 19. SHEMA a pour n° SIRET : 562 122 630 00063 et son siège est au Site Cap Ampère – 1 place Pleyel – Atrium C04014 – 93282 Saint-Denis Cedex.

SHEMA a obtenu les autorisations des centrales de Bananier Amont et Aval sur la rivière Bananier en Guadeloupe. EDF Archipel Guadeloupe a ensuite racheté ces 2 centrales. EDF Archipel Guadeloupe est à la fois maître d'ouvrage et exploitant de ces centrales. SHEMA n'est plus présent en Guadeloupe aujourd'hui.

1.3 EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles produit de l'électricité "verte" à partir d'énergies renouvelables, notamment l'éolien, qui est son axe de développement privilégié. Détenu à 50 % par EDF (via EDEV), cette société développe, investit et exploite des projets d'énergies alternatives en France et à l'international.

La SIIF-Energies (Société Internationale d'Investissements Financiers-Energies) est créée en 1990. Dès lors, SIIF-Energies développe des projets de centrales thermiques et hydroélectriques ainsi que son activité dans le domaine de l'énergie solaire dans les DOM. En 1999, SIIF-Energies oriente son activité vers le marché des énergies renouvelables et réalise ses premiers investissements dans l'éolien.

En 2000, EDF entre dans le capital de SIIF-Energies à hauteur de 35 %, puis EDF porte sa participation dans SIIF-Energies à 50 % en 2002. En 2004, SIIF-Energies devient EDF Energies Nouvelles.

La petite hydraulique est la première technologie dans laquelle EDF Energies Nouvelles a développé son savoir-faire. Elle représente quelques 130 mégawatts en exploitation, en France et en Bulgarie.

La société SCITE PERISTYLE, dont le siège est boulevard de la pointe du Jary – face WTC - 97122 Baie-Mahault en Guadeloupe, est une filiale d'EDF Energies Nouvelles, dont le siège social est à Cœur Défense – Immeuble 1 – La Défense 4 – 90 esplanade du Général de Gaulle – 92933 Paris-La Défense cedex.

EDF EN / SCITE PERISTYLE exploite la centrale la plus importante de la Guadeloupe à l'heure actuelle : la centrale hydroélectrique de Carbet aval, cédée par la société SUMATEL à une filiale de SIIF-Energies en 1993. La centrale appartient à EDF EN depuis la création de EDF EN 2004.

1.4 Répartition des centrales par producteurs

Les trois acteurs exploitent les centrales suivantes :

Tableau 3-1 : Répartition des centrales existantes par exploitant

Libellé Usine	Commune	PND des centrales exploitées par FHA (kW)	PND des centrales exploitées par EDF (SHEMA) (kW)	PND des centrales exploitées par EDF ENERGIES NOUVELLES (kW)
CARBET AVAL	CAPESTERRE BELLE EAU			3 400
CANTAMERLE	CAPESTERRE BELLE EAU	50		
DOLE	GOURBEYRE			100
BANANIER AMONT	CAPESTERRE BELLE EAU		700	
BANANIER AVAL	CAPESTERRE BELLE EAU		670	
PARTITEUR 1	BAILLIF			300
VALEAU	BAILLIF	200		
BELLEVUE AMONT	BAILLIF	110		
BOVIS	BAILLIF	200		
PARTITEUR 2	BAILLIF			280
CLAIREFONTAINE SAINT ROBERT	BAILLIF	200		
BOUCHU - MAISON DU CAFE CHAULET	VIEUX HABITANTS	200		
SCHOELCHER - BARTHOLE	VIEUX HABITANTS	60		
GASCHET	PORT LOUIS	70		
LETAYE	LE MOULE	60		
TOTAL (kW)		1 150	1 370	4 080

- FHA exploite 9 centrales pour une puissance nette disponible totale de 1,2 MW,
- EDF (SHEMA) exploite 2 centrales sur la rivière Bananier pour une puissance nette disponible totale de 1,4 MW,
- EDF Énergies Nouvelles exploitent 4 centrales pour une puissance nette disponible totale de 4,1 MW, dont la centrale du Carbet qui est la plus puissante.

Toutes les centrales hydroélectriques existantes sur la Guadeloupe sont raccordées au réseau d'électricité géré par EDF.

Le mode de gestion de la production hydroélectrique

2.1 Les modes de gestion en hydroélectricité

Les différents modes de gestion d'une centrale hydroélectrique sont les suivants :

- **FIL DE L'EAU** : une centrale au fil de l'eau a un réservoir d'une durée de remplissage inférieure à 2 heures, elle utilise le débit tel qu'il se présente et fournit une électricité de base ;
- **ECLUSÉE** : une centrale fonctionnant en écluse a un réservoir d'une durée de remplissage comprise entre 2 et 400 heures, ce qui permet de stocker de l'eau pour la turbiner aux heures pleines ;
- **LAC** : une centrale de type Lac a un réservoir d'une durée de remplissage supérieure à 400 heures, ce qui permet de stocker de l'eau pour la turbiner aux heures de forte consommation ;
- **STEP** : une Station de Transfert d'Énergie par Pompage est composée de deux réservoirs : un bassin supérieur en amont et un bassin inférieur en aval ; elle puise aux heures creuses de l'eau dans un bassin inférieur afin de remplir une retenue en amont par pompage ; l'eau est ensuite turbinée aux heures pleines et restituée au bassin inférieur ; l'électricité d'une STEP est appelée essentiellement en période de pointe ;
- **MARÉMOTRICE** : une centrale marémotrice utilise l'énergie du mouvement des marées ; la seule usine de ce type en France est l'usine de la Rance en Bretagne.

2.2 Description du mode de gestion actuel en Guadeloupe

Toutes les centrales hydroélectriques de la Guadeloupe fonctionnent au fil de l'eau et fournissent de l'électricité de base.

- les centrales de Bananier amont, Bananier aval et Dolé sont des installations classiques munies de prises d'eau sur la rivière ; elles turbinent l'eau disponible sans stockage ;
- les centrales de Saint-Sauveur, Schoelcher, Bouchu et les cinq centrales sur la rivière Saint-Louis sont disposées sur des conduites d'irrigation ;
- les centrales de Letaye et Gaschet sont également situées sur des conduites d'irrigation à l'amont des barrages créant des retenues portant le même nom. Ces retenues sont des bassins de stockage qui alimentent par pompage les réseaux de Grande-Terre ;
- la centrale de Carbet aval est actuellement au fil de l'eau. Cependant à partir de 2010, elle pourra fonctionner en écluse en bénéficiant d'un marnage de 1 m dans la retenue créée par le barrage Dumanoir.

La Guadeloupe ne compte pas de centrale hydroélectrique de pointe : elle ne possède pas de STEP ou de Lacs qui lui permettraient de stocker de l'eau et de turbiner pendant les heures de forte consommation d'électricité.

En outre, la production des centrales hydroélectriques dépend de l'hydrologie des cours d'eau et des autres besoins en eau (irrigation). La production d'électricité à partir des cours d'eau n'est pas garantie tout le long de l'année.

La Guadeloupe étant composée d'îles, elle doit assurer elle-même sa production d'électricité. Seules les turbines à combustion permettent de produire de l'électricité de pointe sur le territoire de la Guadeloupe.

Les sources d'énergies renouvelables telles que la petite hydraulique, l'éolien et le solaire ne sont pas des énergies garanties car elles dépendent des conditions climatiques. Seules la biomasse, le biogaz et la géothermie présentent une véritable puissance garantie.

Le schéma suivant, issu du Bilan Prévisionnel Pluriannuel Investissements en Production de la Guadeloupe et des Iles du Nord diffusé par EDF en juin 2007, montre le système électrique guadeloupéen interconnecté. La représentation des sources de production d'électricité n'est pas exhaustive et mériterait d'être complétée par les parcs éoliens de Terre-de-Bas et de Saint-François.

Figure 3-1 : Schéma du système électrique guadeloupéen interconnecté



Source : EDF

Edition Novembre 2009

2.3 Un mode de gestion déterminé par les conditions climatiques de l'île

Ce mode de gestion de l'énergie hydroélectrique en Guadeloupe s'explique par les conditions climatiques et topographiques de l'île. En effet, la Guadeloupe est constituée d'une île principale en deux parties, Basse Terre, volcanique qui culmine à 1 467 m à la Soufrière, et Grande Terre, d'altitude moins élevée (135 m maximum), et d'une série d'îles et d'îlots : Marie Galante, les Saintes, la Désirade, Saint Martin et Saint Barthélemy.

Deux ensembles majeurs se distinguent : Basse Terre d'une part et Grande Terre et les îlots d'autre part dont les caractéristiques physiques opposables sont :

- Basse Terre est une île à la géologie volcanique, au relief marqué, où les précipitations sont globalement comprises entre 1500 mm/an et 7000 mm/an, au réseau hydrographique dense, permanent à hydraulicité forte (30 à 200 l/s.km²), dominée par une végétation de type tropical humide ;
- Grande Terre et les îlots avec une géologie à dominante sédimentaire (volcans plus anciens sur lesquels se sont déposés des formations carbonatées), au relief peu marqué, aux pluies inférieures à 1500 mm/an, un réseau hydrographique permanent peu dense, et une végétation à tendance xérophile.

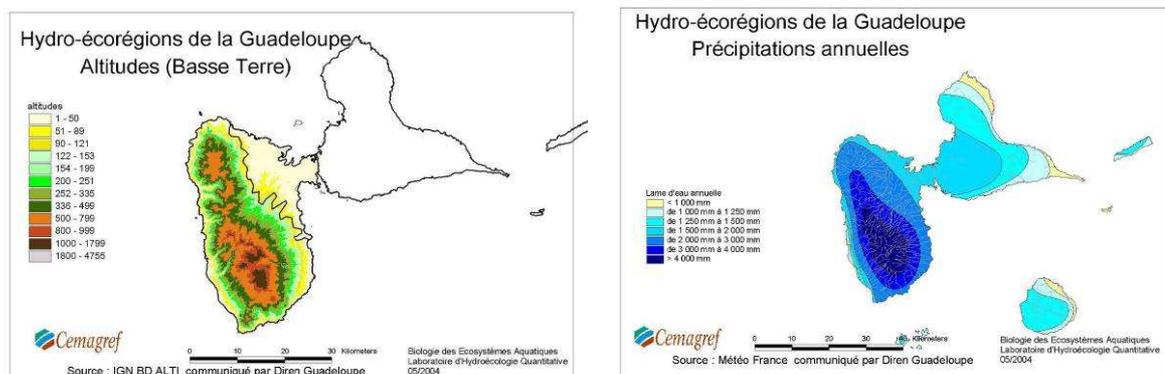


Figure 3-2 : Relief et précipitations annuelles de la Guadeloupe

Le réseau hydrographique est plus développé sur Basse Terre, grâce aux précipitations plus importantes, conséquence du relief plus marqué. Ainsi, le potentiel hydroélectrique du bassin Guadeloupe, dépendant des hauteurs de chutes et des débits des rivières, se situe principalement sur Basse-Terre.

Le Parc National de la Guadeloupe occupe la majeure partie de Basse Terre. D'après l'établissement public du Parc, l'organisme gestionnaire du Parc, la préservation de ce parc est incompatible avec un projet de

centrale hydroélectrique. Ainsi, seules les centrales situées sur le pourtour de l'île sont envisageables.

La réglementation du Parc National exclut tout projet de centrale hydroélectrique de pointe, excepté sur la Grande Rivière de Vieux Habitants qui fait l'objet d'une dérogation. Aucun site hors du Parc National ne semble intéressant pour la construction d'une centrale hydroélectrique de pointe.

Le mode de gestion au fil de l'eau de l'énergie hydraulique à la Guadeloupe ne peut pas être modifié.

Les coûts de production et tarifs de revente

3.1 Les coûts de production

Une fois la centrale construite, les charges de fonctionnement ou coûts de production annuels varient en fonction de la taille et des caractéristiques de la centrale, des méthodes d'exploitation et du montage juridique et financier. Ils représentent, selon le type d'installation, entre 25 et 40 % de la recette brute.

Ils comprennent :

- **les frais d'exploitation et de maintenance** qui sont de l'ordre de 7 à 20 % de la recette brute ;
 - les frais de conduite et maintenance, représentés par les salaires et charges du personnel qui assure les prestations de gardiennage, conduite, surveillance, dégrillage, petits entretiens des installations et bâtiments, réparations et maintenance courante programmée ;
 - la gestion administrative et financière : facturation, comptabilité ;
 - les consommations : huile, graisse, électricité, pièces de rechange... ;
- **les taxes et assurances** qui sont de l'ordre de 20 % de la recette brute :
 - les frais d'assurances couvrant les risques responsabilité civile, les dégâts des eaux, les incendies, les risques naturels, les bris de machine éventuels, de l'ordre de 10 % ;
 - la taxe professionnelle, plafonnée à 3,5 % de la valeur ajoutée, soit environ 3 % de la recette brute ;
 - la taxe foncière et d'autres taxes comme la taxe hydraulique, les redevances éventuelles, droit de passage des ouvrages..., de l'ordre de 7 % de la recette brute.

A ces coûts de production annuels s'ajoutent des frais de maintenance exceptionnelle lors du remplacement des équipements à leur fin de vie. Dans les DOM, les conditions climatiques (chaleur, humidité, cyclones, atmosphère saline) entraînent un vieillissement accéléré des machines. La maintenance exceptionnelle est à prévoir tous les 10-15 ans contre 25 ans en métropole.

La recette nette annuelle provient de la recette brute après déduction des charges d'exploitation citées ci-dessus.

3.2 Les tarifs de revente

3.2.1 L'Obligation d'achat pour les Énergies Renouvelables

Les énergies renouvelables de production d'électricité bénéficient d'incitations économiques fortes : tarifs d'achat de l'électricité et défiscalisation assurent aux projets une rentabilité très acceptable.

L'article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit que diverses installations puissent bénéficier de l'obligation d'achat, par EDF ou les distributeurs non nationalisés, de l'électricité qu'elles produisent.

Chaque filière fait l'objet d'un arrêté tarifaire spécifique pris par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie.

Les arrêtés tarifaires initiaux ont été pris en 2001, 2002 et 2003. De nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ont été définies en 2006 par les arrêtés du 10 juillet 2006 pour les filières suivantes : bio gaz, énergie éolienne, énergie photovoltaïque, géothermie, et par l'arrêté du 1^{er} mars 2007 pour la filière hydraulique. Les tarifs de revente de l'énergie hydroélectrique sont plus faibles que ceux pratiqués pour les autres énergies renouvelables.

Afin de tenir compte de coûts supérieurs ou de conditions spécifiques, dans les Régions d'Outre Mer, les tarifs d'achat sont supérieurs à ceux de la métropole.

Concernant l'hydroélectricité, l'arrêté du 1 mars 2007 fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les nouvelles installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, telles que visées au 1^{er} article du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 (en l'occurrence, pour les installations utilisant l'énergie hydraulique, la puissance installée doit être inférieure ou égale à 12 MW). Le contrat est signé pour une durée de 20 ans.

3.2.2 Tarifs de revente de l'hydroélectricité

Pour les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs et cours d'eau, le tarif applicable à l'énergie fournie est égal à :

$$T + MP + MQ$$

Formule dans laquelle :

- **T** est le tarif de référence, défini conformément au tableau ci-dessous ;
- **MP** est la prime pour les petites installations, calculée en fonction de la puissance maximale installée P, et définie conformément au tableau ci-dessous ;
- **MQ** est la majoration de qualité, attribuée en fonction de la régularité de la chute.

		Tarif T	Prime MP (c€/kWh)		
			P < 400 kW	600 kW < P < 2 500 kW	P > 3 000 kW
Tarif à une composante	-	6,07	2,5	0,5	0
Tarif à deux composantes	Hiver	8,38	3,45	0,69	0
	Eté	4,43	1,82	0,36	0
Tarif à quatre composantes	Hiver pleines	10,19	4,20	0,84	0
	Hiver creuses	5,95	2,45	0,49	0
	Eté pleines	4,55	1,87	0,37	0
	Eté creuses	5,25	1,75	0,35	0
Tarif à cinq composantes	Hiver pointe	17,72	7,30	1,46	0
	Hiver pleines	8,92	3,67	0,73	0
	Hiver creuses	5,95	2,45	0,49	0
	Eté pleines	4,55	1,87	0,37	0
	Eté creuses	4,25	1,75	0,35	0
Pour les départements d'outre-mer, dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte					
		9	2,50	0,50	0

Tableau 3-2 : Tarif de revente de l'hydroélectricité

Pour la prime MP, les valeurs intermédiaires sont obtenues par interpolation linéaire.

Selon l'article 3 de l'arrêté du 01 mars 2007, en métropole, un producteur bénéficie, selon son choix, d'une tarification à une, deux, quatre ou cinq composantes (heure creuse, heure pleine, heure de pointe, été, hiver). Un producteur situé hors de la métropole bénéficie d'une tarification à une composante.

En métropole, la majoration MQ, fixée au contrat d'achat pour une durée de cinq ans et révisable à la demande de l'une ou l'autre des parties à la fin de chaque période de cinq ans, est appliquée en hiver en fonction de la régularité interannuelle de la chute. Dans les départements d'outre-mer et la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon, les principes sont identiques mais la majoration de qualité effective est attribuée en été et en hiver.

Pour les demandes formulées après le 01 mars 2007, les tarifs applicables sont ceux du tableau précédent indexés au premier janvier de l'année de la demande par l'application du coefficient K suivant :

$$K = 0,5 \times \frac{ICHTTS1}{ICHTTS_0} + 0,5 \times \frac{PPEI}{PPEI_0} \text{ formule dans laquelle :}$$

- ICHTTS1 est la dernière valeur définitive connue au 1er janvier de l'année de la demande de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- PPEI est la dernière valeur définitive connue au 1er janvier de l'année de la demande de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- ICHTTS0 et PPEI0 sont les dernières valeurs définitives connues à la date de publication du présent arrêté.

La majoration de qualité maximale, exprimée en cEUR/kWh hors TVA, est égale à 1,68 cEUR/kWh. Cette valeur est indexée au 1er janvier de l'année de la demande de contrat d'achat par application du coefficient K défini précédemment.

Les tarifs seront ensuite indexés au 1^{er} novembre de chaque année par l'application du coefficient L suivant :

$$L = 0,4 + 0,45 \times \frac{ICHTTS1}{ICHTTS_0} + 0,15 \times \frac{PPEI}{PPEI_0} \text{ formule dans laquelle :}$$

- ICHTTS1 est la dernière valeur définitive connue au 1er novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- PPEI est la dernière valeur définitive connue au 1er novembre de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- ICHTTS0 et PPEI0 sont les dernières valeurs définitives connues à la date de prise d'effet du contrat d'achat.

Les nouvelles centrales autorisées pourront bénéficier de ce tarif. Cependant, Les centrales actuellement en fonctionnement en Guadeloupe bénéficient de contrats d'achat antérieurs à celui de 2007. Les tarifs de revente de l'électricité des centrales existantes sont moins avantageux et plutôt de l'ordre de 6 c€/kWh.

3.2.3 Exemple

Une centrale hydroélectrique de puissance inférieure à 400 kW qui serait mise en service en 2009 en Guadeloupe bénéficierait du tarif suivant : 12,38 c€/kWh.

En considérant :

- que les indices $ICHTTS_0$ et $PPEI_0$ connus à la publication de l'arrêté du 01 mars 2007 sont ceux du mois d'octobre 2006, ils sont égaux à :

$$ICHTTS_0 = 134,7 \text{ (octobre 2006)}$$

$$PPEI_0 = 111,4 \text{ (octobre 2006)}$$

- que les indices $ICHTTS_1$ et $PPEI_1$ connus au 1^{er} janvier 2009 sont ceux du mois d'août 2008, ils sont égaux à :

$$ICHTTS_1 = 142,5 \text{ (août 2008)}$$

$$PPEI_1 = 122 \text{ (août 2008)}$$

Le coefficient K est égal à :

$$K = 0,5 \frac{142,5}{134,7} + 0,5 \frac{122}{111,4} = 1,07653 \text{ Ainsi le tarif d'achat est de } (9+2,5) \times 1,07653$$

= 12,38 c€/kWh (hors prime de régularité).

CONCLUSION

Ce rapport présente, dans le cadre du Volet Hydroélectricité du Schéma Départemental Mixte Eau et Assainissement, l'état des lieux et le diagnostic des installations hydroélectriques existantes sur le département de la Guadeloupe.

La Guadeloupe compte 15 centrales hydroélectriques, représentant une puissance installée de 8,2 MW et un productible total d'environ 19 GWh, soit environ 1,3 % de la production totale d'électricité de la Guadeloupe.

Trois exploitants se partagent le parc hydroélectrique guadeloupéen : FHA, EDF Archipel Guadeloupe (SHEMA) et EDF Energies Nouvelles-SCITE PERISTYLE.

Seuls 2 aménagements sont situés en Grande-Terre mais ils utilisent l'eau transférée depuis Basse-Terre. Les autres aménagements existants sont situés dans le Sud de Basse-Terre. La localisation des centrales existantes s'explique par les conditions climatiques et topographiques de l'île. En effet, le relief est peu marqué sur Grande-Terre et le réseau hydrographique est peu dense en raison des faibles précipitations.

Le potentiel hydroélectrique restant à développer sur l'île se situe donc uniquement sur Basse-Terre mais une grande partie n'est pas mobilisable étant donné la présence du Parc National de la Guadeloupe qui interdit la construction de centrales dans le cœur du Parc (excepté sur la Grande Rivière de Vieux Habitants).

Plusieurs autres sites ont fait l'objet d'études par les producteurs mais très peu de projets obtiennent de nouvelles autorisations. Quatre nouveaux projets sont néanmoins autorisés et devraient être mis en service d'ici 2011. Une fois les centrales construites, la puissance maximale brute totale s'élèvera à 17 MW, soit une augmentation de 67 %.

Le recueil des nouveaux projets identifiés par les producteurs et l'évaluation du potentiel hydroélectrique restant seront réalisés dans les phases ultérieures de l'étude. L'évaluation du potentiel hydroélectrique tiendra compte des autres usages de l'eau, notamment en eau potable et en irrigation qui sont prioritaires vis-à-vis de l'hydroélectricité.



RÉALISÉ PAR LE GROUPEMENT

SAFEGE/ANTEA/SCP/ISL

JUILLET 2010

Office de l'Eau de la Guadeloupe

Immeuble DSTATM . Desmarais . 97 100 BASSE-TERRE
Tél : 05 90 80 62 21 . Fax : 05 90 80 62 01

