

INSTITUT D'ÉMISSION DES DÉPARTEMENTS D'OUTRE-MER

**LES NOTES
DE L'INSTITUT D'ÉMISSION**

**L'énergie électrique
dans les DCOM**

Décembre 2006

INSTITUT D'EMISSION DES DEPARTEMENTS D'OUTRE-MER

SIEGE SOCIAL

5, rue Roland Barthes 75598 PARIS Cedex 12

Nous tenons à remercier, pour leur collaboration fructueuse et leur disponibilité, EDF Systèmes Energétiques Insulaires ainsi que le département GOD de l'AFD et les personnes qui ont participé à la relecture de cette note, particulièrement : Mme Lacharme, M. Baslé, Mlle Jacquemain, M. Willecomme et M. Kleiche.

SOMMAIRE

	Pages
INTRODUCTION	5
1. ETAT DES LIEUX : DES SITUATIONS CONTRASTEES SUIVANT LES DEPARTEMENTS ET COLLECTIVITES D'OUTRE MER	7
2.1 Les différents stades du circuit énergétique : de la production à la fourniture d'électricité	7
2.2 Une activité de production structurellement déficitaire	9
2.2.1 Des coûts de production près de 2,5 fois supérieurs au tarif de vente	9
2.2.2 La décomposition du coût moyen de production de l'électricité	10
2.3 Bilans énergétiques par DCOM	11
1.3.1 Evolution de la consommation électrique totale	11
1.3.2 Bilan de la production par DCOM en 2005	12
2. LES SPECIFICITES DE LA POLITIQUE ENERGETIQUE DANS LES DCOM	15
2.1 Une évolution nécessaire...	15
2.1.1 Une demande d'électricité croissante	15
2.1.2 Des contraintes environnementales	15
2.2 ...vers le développement des énergies renouvelables et la maîtrise de la demande	16
2.2.1 Evolution de la tarification spéciale de rachat de l'électricité d'origine renouvelable	16
2.2.2 Différents outils en faveur du développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de la demande	17
3. LES PERSPECTIVES	21
3.1 Les projets de développement des énergies renouvelables	21
3.2 Autres extensions : les biocarburants, encore peu de développement, mais des perspectives possibles...	22
CONCLUSION	24
ANNEXES :	25
Annexe 1 : Quelques références législatives pour le secteur énergétique	26
Annexe 2 : Objectifs et fonctionnement de la CSPE	29
Annexe 3 : Les principaux acteurs publics nationaux et locaux intervenant dans les DCOM en matière énergétique	30
Annexe 4 : Les circuits de réseau électrique interconnecté dans chaque DCOM	32
Annexe 5 : Nombre de clients et composition du prix de vente de l'électricité	42
Annexe 6 : Aides en faveur du développement du secteur énergétique, exemple de la Guyane	44
Annexe 7 : Les projets de coopération régionale en matière d'énergie	45

INTRODUCTION

Un contexte français

Suite aux conséquences des chocs pétroliers des années 70, la France a axé sa politique en matière d'énergie en faveur de l'indépendance énergétique, de la sécurité d'approvisionnement et de la maîtrise de la demande. Actuellement, dans le contexte de libéralisation des marchés européens de l'électricité, auquel vient s'ajouter le renchérissement des prix de l'énergie, cette politique s'oriente également vers la recherche de la compétitivité, et l'accessibilité de l'énergie pour tous, tout en respectant des normes environnementales. Ainsi, la loi de programme 2005-781 du 13 juillet 2005 fixe les orientations de la politique énergétique nationale pour les années à venir, et articule les actions à entreprendre autour de plusieurs axes majeurs dont la maîtrise de la demande d'énergie et la diversification des sources d'approvisionnement.

Dans le cadre de cette loi, et en réponse à un contexte mondial de tensions accrues sur les ressources traditionnelles de l'énergie et de prise en compte des changements climatiques, des objectifs quantifiables ont été fixés à l'horizon 2010, notamment, pour encourager le développement des sources d'énergies renouvelables. Ainsi, 10 % des besoins énergétiques français devront être satisfaits à partir d'énergies renouvelables. Plus particulièrement, **la production intérieure d'électricité d'origine renouvelable doit atteindre 21 % de la consommation en 2010**, et l'incorporation de biocarburants et autres carburants renouvelables doit atteindre 2 % d'ici au 31 décembre 2005 et 5,75 % d'ici au 31 décembre 2010.

En 2004, la France est le premier producteur d'énergies renouvelables en Europe, grâce à l'hydroélectricité, qui représente 97 % des énergies renouvelables. Au niveau de la production totale d'électricité, avec la mise en place du programme électro-nucléaire depuis 1974, le nucléaire a contribué à hauteur de 78 % en 2004, contre 10 % pour le thermique classique et 12 % pour l'hydraulique et l'éolien. Alors que la filière d'hydroélectricité a déjà été exploitée de manière conséquente, l'éolien posséderait encore un fort potentiel de développement.

Dans ce contexte national, qu'en est-il du déploiement de la politique énergétique dans les départements et collectivités d'outre-mer (DCOM) ?

Les DCOM s'insèrent dans le cadre des problématiques des systèmes énergétiques insulaires. De par leur petite taille et leur absence d'interconnexion au réseau métropolitain, ces économies sont caractérisées en matière énergétique par des coûts de production élevés, et par des prix de vente de l'électricité qui n'en sont pas le reflet exact, compte tenu du système de péréquation tarifaire instauré au plan national (alignement des tarifs d'électricité sur toute la France).

En raison de leur vitalité démographique, et du rattrapage économique s'opérant dans ces économies, la croissance des besoins énergétiques apparaît beaucoup plus accentuée que dans l'hexagone. En effet, l'accroissement du niveau de vie accélère notamment le taux d'équipement en électroménager et en climatisation des ménages, et permet d'observer une croissance annuelle de près de **4,8 %** de la consommation d'énergie dans les DOM et à Saint-Pierre-et-Miquelon, et de 13 % à Mayotte entre 2001 et 2005.

A ce jour, les besoins énergétiques sont largement comblés par un recours massif aux énergies d'origine fossile (fuel et charbon). Or, pour faire face à cette croissance, le système d'approvisionnement local en hydrocarbures apparaît insuffisant dans les DOM, avec une sous capacité de raffinage des produits pétroliers aux Antilles, obligeant à l'importation de produits déjà raffinés.

Face à l'augmentation du prix du pétrole et, à la croissance de la demande, les énergies nouvelles ou renouvelables constituent un atout géographique pour les DCOM. Compte tenu du potentiel de ces départements, ces énergies peuvent-elles devenir des énergies de substitution ? Pourrait-on à long terme envisager une autonomie insulaire en matière énergétique dans les régions ultramarines ?

Dans un premier temps, l'étude présente un état des lieux de la situation énergétique dans les DCOM, puis elle analyse certaines spécificités des DCOM et les développements en faveur des énergies renouvelables.

1. ETAT DES LIEUX : DES SITUATIONS CONTRASTEES DANS LES DEPARTEMENTS ET COLLECTIVITES D'OUTRE MER

Depuis 1976, EDF (Electricité de France), établissement public à caractère industriel et commercial, devenu société anonyme en 2004, assure la majeure partie de la production d'électricité dans les DOM et à Saint-Pierre-et-Miquelon. EDF gère également un domaine régulé incluant le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité. A Mayotte, c'est EDM (Electricité de Mayotte), société d'économie mixte¹ créée en 1997, qui assure ces rôles.

Les **directives européennes du 19 décembre 1996 (96/92/CE) et du 26 juin 2003 (2003/54/CE)** ont fixé de nouvelles règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, avec l'ouverture du marché à la concurrence pour la production et la commercialisation² pour les pays ne l'ayant pas déjà organisé. Cette ouverture s'applique également aux DOM et à Saint-Pierre-et-Miquelon avec une dérogation concernant la séparation des activités de gestion des réseaux de transport et de distribution (article 26 de la directive 2003/54/CE). La collectivité départementale de Mayotte est entrée, par ordonnance du 12 décembre 2002, dans le cadre de ces directives. Mais en raison des coûts de production dans les DCOM, cette ouverture à la concurrence reste relativement faible. Ainsi, de facto, et contrairement à la métropole, seule la production d'énergie se fait sur un marché concurrentiel, régi par des contrats d'achat liant EDF (acheteur et gestionnaire unique) aux producteurs.

1.1. Les différents stades du circuit énergétique : de la production à la fourniture d'électricité

L'activité de production d'électricité est désormais une activité concurrentielle exercée sous le régime d'autorisations ministérielles. Des appels d'offres peuvent être organisés dans le cadre défini par la Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI)³. Cette organisation vise également à assurer la sécurité d'approvisionnement et le développement des énergies renouvelables et de la cogénération, filières qui bénéficient d'un régime d'obligation d'achat.

Cependant, EDF garde un quasi-monopole : au niveau national, EDF produit près de 80 % de l'électricité française, le complément étant essentiellement fourni par les centrales de la CNR, la SNET, la SHEM⁴, ainsi que celles de la sidérurgie. Dans les DCOM, seules la Guadeloupe et la Réunion connaissent une part notable de producteurs privés dans leur production d'électricité (respectivement près de 20 % et 50 %). Dans les autres départements, EDF produit la quasi-totalité de l'énergie électrique.

Les différents producteurs et investisseurs sont confrontés à des contraintes foncières, sismiques et cycloniques, ainsi qu'à des coûts élevés, en terme de sous-traitance (pour la maintenance et l'entretien de certaines structures vu le faible tissu industriel dans cette branche d'activité), et en terme d'assurance pour les énergies renouvelables.

¹ EDM est détenue à 50 % par la Collectivité départementale, 25 % par EDF-EDEV, et 25 % par SAUR International.

² La loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité, modifiée par les lois du 3 janvier 2003, du 9 août 2004 et du 7 décembre 2006, transpose ces directives européennes en droit français. Cf. annexe 1.

³ Cf. annexe 1, articles 6, 7, 8 et 10 de la loi du 10 février 2000.

⁴ CNR : Compagnie nationale du Rhône ; SNET : Société nationale d'électricité et de thermique ; SHEM : Société hydroélectrique du midi.

Part des producteurs privés (hors filiales et participations d'EDF) dans la production d'électricité en 2005

	Guadeloupe*	Martinique	Guyane*	Réunion	Saint-Pierre-et-Miquelon	Mayotte	Ensemble DCOM
Part dans la production totale d'énergie électrique	19,7%	5,5%	0,0%	51,4%	1,6%	0,0%	24,9%
Part dans la production des énergies renouvelables	42,8%	98,5%	0,0%	34,7%	100,0%	0,0%	27,0%

*Guadeloupe : y compris les îles du Nord ; Guyane : y compris les communes de l'intérieur

Source : EDF

Le transport d'électricité en métropole est assuré par la société RTE (Réseau de Transport d'Electricité). Elle est juridiquement distincte d'EDF, et a pour mission d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau français de transport d'électricité.

Dans les DCOM, RTE n'existe pas, c'est EDF qui assure également ce rôle (versus EDM pour Mayotte).

La distribution publique d'électricité (raccordement, comptage, maintenance, mise en service) est une compétence communale dont la gestion est déléguée en métropole soit à EDF, soit à des entreprises locales de distribution¹.

Dans les DCOM, l'autorité concédante du réseau de distribution public d'électricité est soit l'Etat (Saint-Pierre-et-Miquelon, Mayotte), soit des syndicats (Martinique, Réunion, et bientôt Guadeloupe) ou des communes et regroupements de communes (Guyane) :

- à la Réunion, le Syndicat intercommunal d'électricité du département de la Réunion (SIDELEC) a concédé la distribution publique à EDF.
- à la Martinique, le Syndicat mixte d'électricité de la Martinique (SMEM) est maître d'ouvrage depuis 2003 pour les questions liées à l'électrification des communes du département. Il est responsable des travaux de développement, de renforcement et de sécurisation du réseau (notamment pour l'enfouissement des lignes)².
- à la Guadeloupe, l'ensemble des municipalités se serait accordé en 2006 pour créer un syndicat mixte d'électricité.
- en Guyane, les communes isolées non raccordées au réseau EDF se sont organisées en autorité concédante. Des contrats de concession ont ainsi pu être signés avec EDF entre 2003 et 2006.

Enfin, concernant la **commercialisation**, la transposition des directives européennes en droit français a abouti le 1^{er} juillet 2004, à l'ouverture du marché pour les entreprises, les professionnels et les collectivités locales, qui peuvent ainsi choisir leur fournisseur d'électricité. L'ouverture totale du marché de l'électricité à la concurrence, c'est-à-dire y compris pour les particuliers, est prévue pour le 1^{er} juillet 2007. Plusieurs pays européens (comme l'Espagne, le Portugal et le Royaume-Uni) ont déjà atteint ce stade.

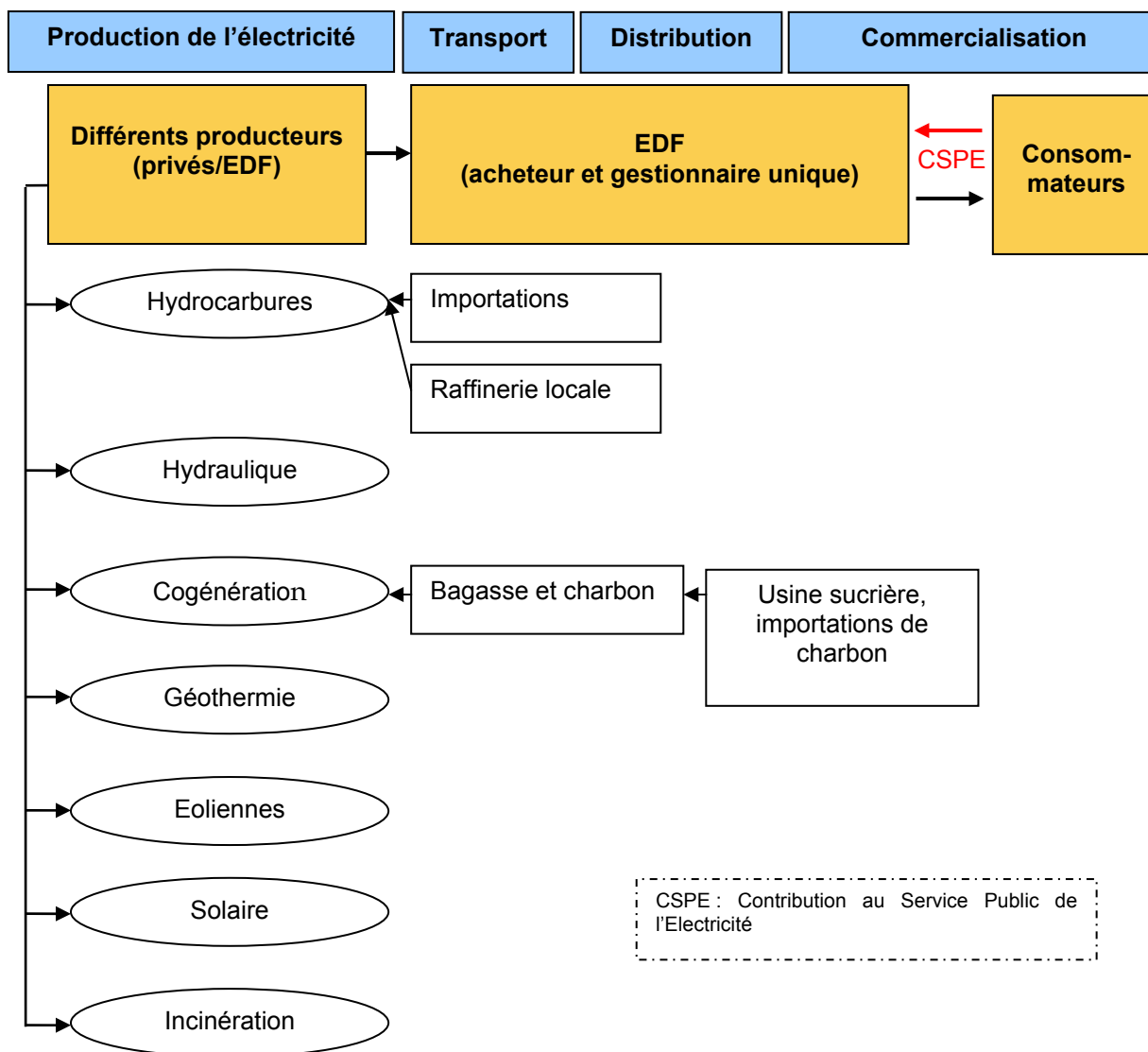
Dans les DCOM, cette ouverture reste pour l'instant sans objet, en raison des coûts de production locaux qui ne permettent pas à un fournisseur d'offrir aux clients des prix plus bas que les tarifs administrés.

Par ailleurs, de nombreux acteurs publics nationaux et locaux interviennent dans le circuit énergétique des DCOM. Les principaux intervenants et leurs missions sont détaillés à l'annexe 3.

¹ On recense actuellement en France près de 175 entreprises locales de distribution. Ces entreprises publiques assurent la fourniture d'électricité d'environ 5 % d'utilisateurs. Elles sont fédérées au sein de trois organisations : l'ANROC (Association nationale des régies de service public et des organismes constitués), la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), et la FNSICAE (Fédération nationale des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité).

² Mais compte tenu du coût élevé des travaux correspondants, seulement 25 % des lignes (toutes tensions confondues) sont aujourd'hui enfouies.

Le circuit énergétique dans les DCOM



1.2. Une activité de production structurellement déficitaire

Dans les DCOM, le secteur énergétique est caractérisé par le manque de rentabilité de l'activité de production qui est structurellement déficitaire. Dans les DOM, les pertes d'exploitation d'EDF seraient passées de 8,85 M€ en 1976, à 120 M€ en 1982, après alignement complet des tarifs sur la métropole, puis à 183 M€ en 1988, et près de 305 M€ en 1998.

1.2.1 Des coûts de production près de 2,5 fois supérieurs au tarif de vente

Dans les DOM, les coûts de production de l'électricité sont supérieurs au coût de la production continentale. Le prix de vente de l'électricité pour le fournisseur se décompose en plusieurs parties : les différentes taxes (départementales, communales, TVA, etc.), le transport, la distribution, la commercialisation et la production.

Selon EDF, alors que la part allouée à la production dans le tarif de vente, est de 43 €/MWh en 2005, le coût de revient de la production d'électricité à la Guadeloupe est estimé à 109 €/MWh, contre 105 €/MWh à la Martinique, 167 €/MWh en Guyane, 91 €/MWh à la Réunion et 221 €/MWh à Saint-Pierre-et-Miquelon.

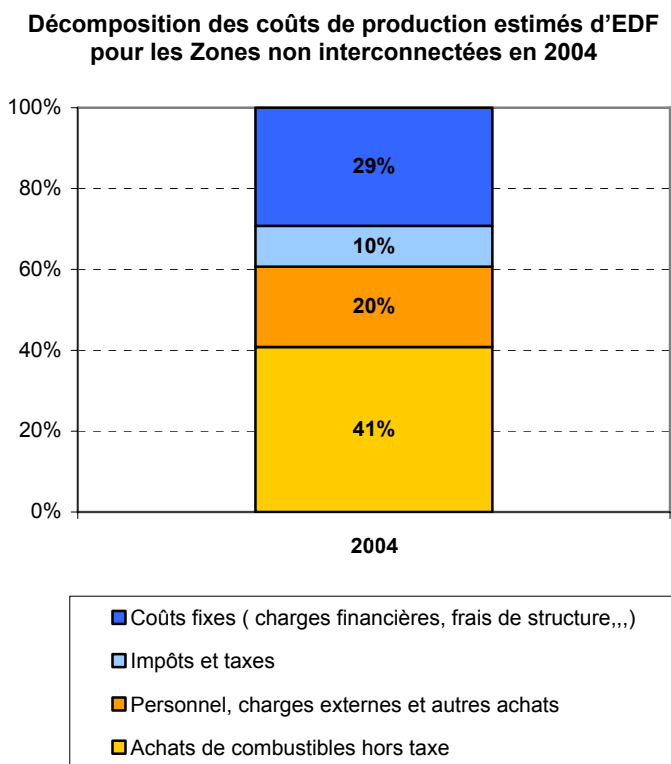
Les raisons avancées de ces surcoûts de production sont les suivantes :

- la limitation des sources d'énergie. Les équipements de production fonctionnent principalement au fioul, plus coûteux que le nucléaire qui est largement utilisé en métropole ;
- l'existence de petits réseaux non interconnectés entre les îles implique un taux de réserve (capacité excédentaire nécessaire pour répondre aux variations de la demande) plus conséquent qu'en métropole ;
- la petite taille des installations dans les DCOM par rapport à la métropole¹, même si ces dernières sont à l'échelle du département, des structures importantes.

Par ailleurs, le réseau de distribution et de transport subit des conditions naturelles plus difficiles qu'en métropole, avec de nombreuses agressions végétales ou animales (en particulier en Guyane), une corrosion des matériels, et donc une maintenance plus coûteuse du fait de l'éloignement.

1.2.2 La décomposition du coût moyen de production de l'électricité

D'après le journal officiel du 30 mars 2004, la décomposition des coûts de production supportés par EDF pour l'année 2004, concernant les Zones non interconnectées au réseau métropolitain (DOM, Corse et les îles bretonnes), est la suivante :



Source : Journal Officiel de la République française n°76 du 30 mars 2004.

Le coût des combustibles représente une part variable, mais importante dans la composition du prix de revient global de l'électricité².

¹ A ce titre, il convient de mentionner des situations particulières comme en Guyane, qui a pour caractéristique une faible densité démographique. Cette situation oblige EDF à construire et entretenir un grand réseau pour peu de clients (414 km de lignes haute tension et 856 km de lignes moyenne tension). EDF compte sur le réseau littoral environ 50 000 clients, ce qui n'équivaut même pas à une petite agence en métropole. Par rapport aux autres DOM, EDF-Guyane dispose ainsi du plus petit nombre de clients mais du plus grand réseau.

² Par exemple, l'achat de fioul et de gazole à la SARA représente 71M€ à la Martinique et 22 M€ à Mayotte en 2005, alors qu'en Guyane, ce montant s'élève à 20,4 M€.

En 2004, dans les zones non interconnectées, le montant prévisionnel des coûts de production était de 764,3 M€, contre 344,9 M€ pour les recettes (compte tenu du système de péréquation, les prix régulés de l'électricité en métropole sont les mêmes que dans les DCOM). L'activité de production enregistre alors un déficit de 419,4 M€.

Dans le cadre de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, ces surcoûts dus à la non interconnexion (surcoût d'exploitation et surcoût d'investissement) et à l'obligation de rachat sont compensés par le mécanisme de la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité), assis sur les contributions des consommateurs finaux d'électricité¹.

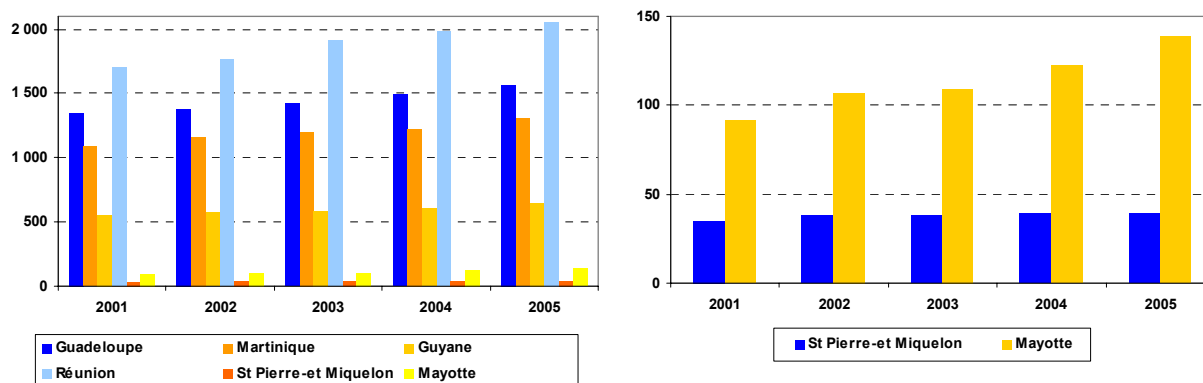
1.3. Bilans énergétiques par DCOM

En théorie, la production d'électricité doit être égale à la consommation, car il est impossible de stocker en quantité importante cette énergie². Par ailleurs, EDF se doit d'assurer à tout moment la satisfaction de la demande. Dans les faits, cette égalité doit prendre en compte des pertes techniques (effet joule) et également celles illicites provenant des raccordements illégaux, estimées à près de 10 %.

1.3.1 Evolution de la consommation électrique totale

Dans les DCOM, la consommation annuelle d'énergie électrique a progressé entre 2001 et 2005 de 5 %, avec une augmentation plus marquée pour Mayotte (+ 13 %), imputable essentiellement à la consommation des particuliers de l'île. Ces taux sont respectivement de 5,4 % à la Réunion, 4,9 % à la Martinique, 4,5 % en Guyane, 4,1 % à la Guadeloupe et 3 % à Saint-Pierre-et-Miquelon, contre 1,8 % en métropole.

Evolution de la consommation d'énergie électrique (millions de kWh)



Source : EDF, EDM

Ces écarts avec la métropole peuvent s'expliquer par la croissance démographique plus importante, par le phénomène de décohabitation (allant de paire avec une progression du nombre d'abonnés), ainsi que par le rattrapage en terme de taux d'équipement des ménages et de croissance économique³ (particulièrement à Mayotte).

Dans les DOM, 88 % des clients sont des particuliers, contre plus de 8 % d'entreprises et d'artisans et près de 3 % pour les collectivités locales (soit au total, 721 196 clients estimés en 2005).

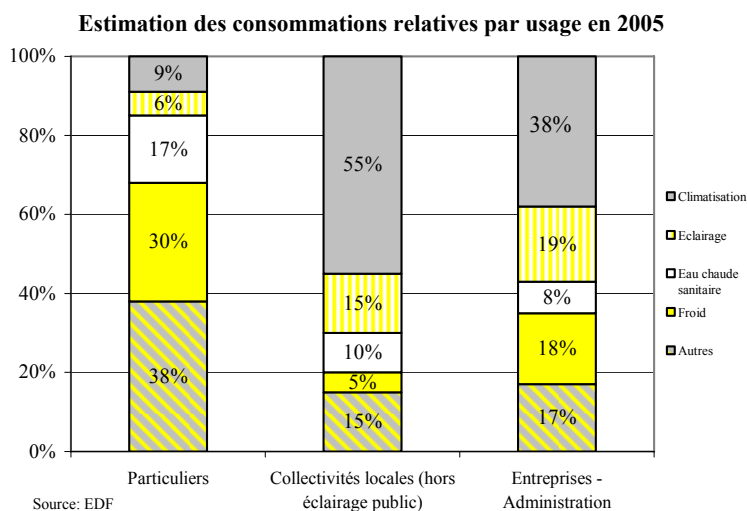
¹ Cf. annexe 1, article 5 de la loi du 10 février 2000, et annexe 2.

² En effet, seules les batteries permettent le stockage de l'énergie électrique mais leur usage est relativement limité compte tenu de leur puissance (maximum 5 MW) et de leur durée (5 à 6 heures).

³ Par exemple, en comparant avec la Guadeloupe, il est relevé : croissance démographique entre 1985-2005 : Guadeloupe : 29,3% contre 10,8 % en métropole ; Décohabitation apparente : Guadeloupe : 1990 : 3,8 pers./ménage – 1999 : 2,9 pers./ménage contre en métropole : 1990 : 2,7 pers./ménage – 1999 : 2,4 pers./ménage ; Développement économique : taux de croissance annuel moyen du PIB en valeur entre 1985 et 2004 : 7,7 %/an à la Guadeloupe et 4,5 %/an en France.

En terme d'usages, selon les estimations d'EDF, près du tiers de l'électricité consommée par les particuliers serait allouée au froid (réfrigérateur/congélateur) tandis que la climatisation représenterait 9 % de cette consommation. Ce dernier usage compte cependant pour 55 % et 38 % du total de la consommation des collectivités territoriales et des entreprises/administrations.

Exemple à la Martinique des usages de la consommation d'énergie électrique par type d'abonnés



1.3.2 Bilan de la production par DCOM en 2005

La source la plus utilisée pour la production d'électricité dans les DCOM sont les hydrocarbures¹. La production totale d'électricité à partir de fuel (soit plus de 59 %) illustre la dépendance des économies insulaires vis-à-vis de l'extérieur. La société anonyme qui assure le raffinage des produits pétroliers dans les Antilles est sous-capacitaire et doit importer des produits déjà raffinés afin de faire face à l'augmentation de la demande globale d'hydrocarbures, tandis que les stocks de sécurité peuvent s'avérer insuffisants, accroissant la vulnérabilité en cas de rupture des approvisionnements.

Le charbon occupe également une part non négligeable, contribuant pour 18 % à la production d'énergie électrique en 2005.

En terme d'évolution, la part du fuel dans la production totale devrait rester constante (ou continuer de croître mais peut-être à un rythme moins soutenu). Cette source d'énergie, pour laquelle il est possible de maîtriser son débit en stockant les quantités de fuel, est considérée comme indispensable à la fourniture d'électricité dans les DCOM. Le coût de production de l'énergie d'origine thermique reste pour l'instant relativement moins élevé, pour une production d'électricité donnée.

La part des énergies renouvelables (EnR) représente en 2005, 22,6 % de la production d'électricité dans l'ensemble des DCOM. Ce taux fluctue suivant les années en fonction des aléas climatiques (en particulier pour l'hydraulique, la cogénération et la récolte cannière) et suivant le département ou la collectivité.

¹ Dans la région Antilles-Guyane, la SARA (Société anonyme de raffinerie des Antilles) approvisionne EDF pour ses centrales thermiques fonctionnant à partir de moteurs Diesel et de turbines à combustion. Elle dispose d'une raffinerie à la Martinique, et de dépôts à la Guadeloupe et en Guyane.

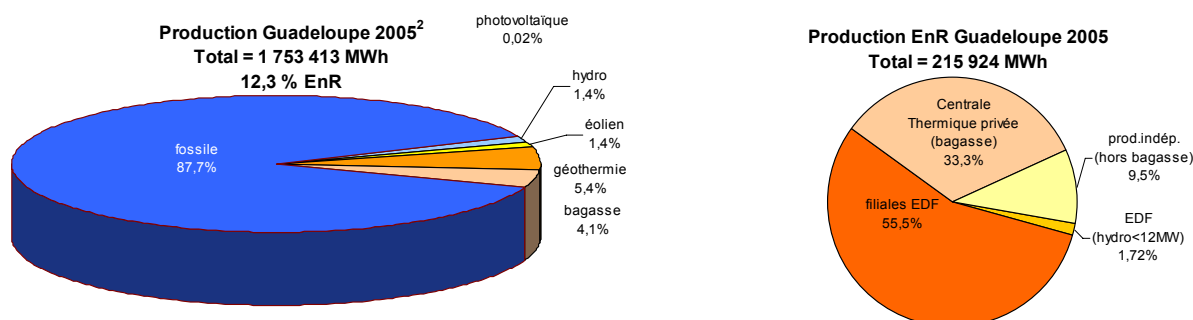
Contribution par type d'énergie à la production totale livrée en 2005 dans l'ensemble des DCOM (y compris les achats)

	MWh	%
Production totale livrée au réseau	6 385 562,11	100%
Fuel	3 789 854	59,4%
Charbon	1 150 708	18,0%
Hydraulique	960 160	15,0%
Bagasse	332 955	5,2%
Géothermie	95 282	1,5%
Incineration (UIOM)	28 932	0,5%
Eolien	26 416	0,4%
Photovoltaïque	1 255	0,0%

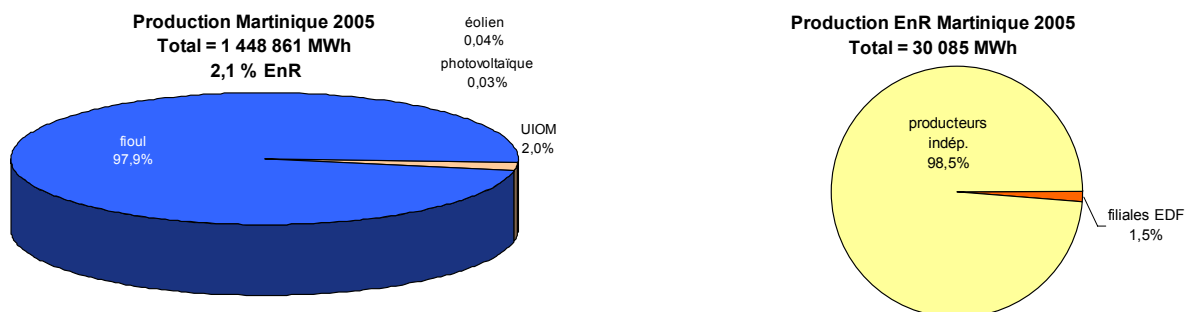
UIOM : Usine d'incération pour les ordures ménagères
Source : EDF

Un bilan détaillé peut être décliné par région¹.

A la Guadeloupe, 12,3 % de la production d'électricité est basé, en 2005, sur les énergies renouvelables (contre 2 % en 1997). Ce département recueille un éventail large et diversifié de sources d'énergie, avec une part non négligeable résultant de la combustion du charbon (14,5 % contre 73,2 % pour le fioul).



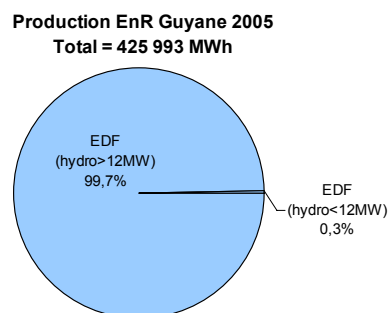
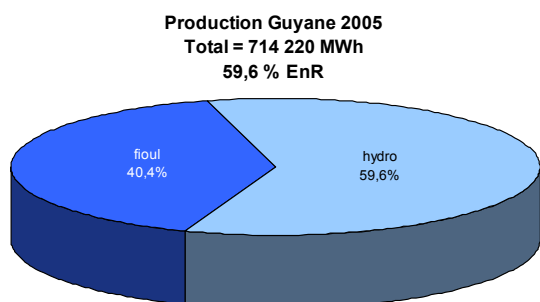
La Martinique comporte quant à elle une part relativement faible d'énergies renouvelables.



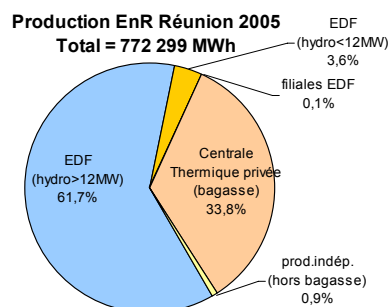
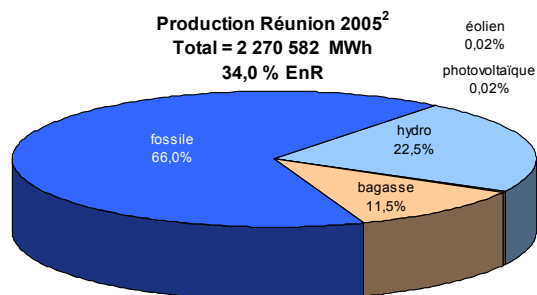
¹ Cf. annexe 4 pour le détail par DCOM.

² Rappel : L'énergie d'origine fossile regroupe le fioul et le charbon.

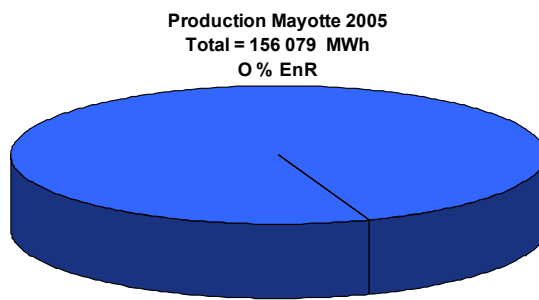
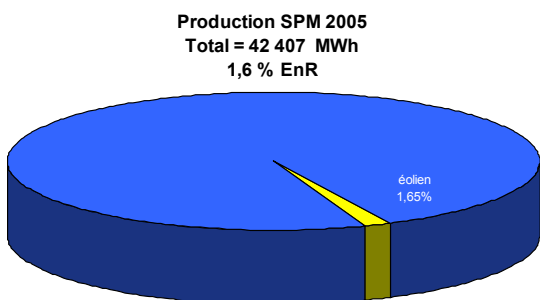
La Guyane est le seul département à bénéficier d'une contribution dominante des énergies renouvelables. En 2005, compte tenu de la faible pluviométrie, la part de l'énergie hydraulique dans la production d'électricité ne s'est élevée qu'à 60 % (contre près de 80 % estimés pour 2006).



La Réunion a la production la plus élevée des DCOM en MWh, en liaison notamment avec son poids démographique. Elle enregistre une hausse sensible de l'énergie produite par les centrales mixtes résultant de la mise en service en fin 2004 d'une nouvelle unité de production au bagasse-charbon sur le site de Bois Rouge. Ainsi, un moindre recours aux moyens fonctionnant au fioul a été observé en 2005¹. L'utilisation d'autres sources d'électricité (énergie solaire, énergie éolienne, etc.) demeure encore marginale, tandis que la valorisation du potentiel géothermique reste pour l'instant à l'état de projet.



Pour **Saint-Pierre-et-Miquelon**, les éoliennes de Miquelon constituent la seule énergie renouvelable, alors qu'à **Mayotte**, la production est uniquement issue du fioul.



Sources : EDF /EDM

¹ La part du fioul comme source d'énergie représente 26,4 % de la production d'électricité en 2005, contre 39,5 % pour le charbon.
² Rappel : L'énergie d'origine fossile regroupe le fioul et le charbon.

2. LES SPECIFICITES DE LA POLITIQUE ENERGETIQUE DANS LES DCOM

2.1. Une évolution nécessaire...

2.1.1 Une demande d'électricité croissante

Les besoins en énergie restent conséquents dans les DCOM. En terme d'accès à l'électricité, quelques retards sont à noter en Guyane et à Mayotte. En Guyane, d'après les chiffres du Schéma départemental d'électrification rurale (décembre 2003), 15 % de la population sur le littoral et 35 % de la population à l'intérieur n'avaient pas accès à l'électricité. A Mayotte, selon l'INSEE, près de 24 % des foyers n'étaient pas encore raccordés au réseau électrique d'EDM en 2002.

En tenant compte des croissances historiques et des programmes d'actions de maîtrise de la demande en électricité, les scénarios de demande retenus dans la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour 2006 sont les suivants :

Scénarios de demande retenus dans la PPI 2006

	Taux de croissance annuelle moyen		Puissance de pointe moyenne (MW)		
	2005-2010	2010-2015	2005	2010	2015
Réunion	4,40%	3,10%	389	480	563
Guadeloupe	3,50%	2,60%	234	273	311
Martinique	3,50%	2,60%	227	269	306
Guyane		3,70%	106	127	152
Mayotte	9,10%	5,70%	22	34	45

Source : PPI, Rapport du Parlement (9 juin 2006)

Compte tenu de ces taux de croissance de la demande, de nouveaux besoins en terme de moyens de production vont également devenir incontournables dans toutes les géographies. Les situations de la **Réunion** et de **Mayotte** apparaissent comme les plus problématiques selon la PPI, dans la mesure où les besoins y sont urgents.

La Réunion est le département d'Outre-mer ayant la plus forte croissance énergétique tout en présentant en 2005 le niveau de consommation le plus élevé, ce qui implique d'importants besoins à satisfaire dans le futur. Malgré la mise en service d'une unité de production au Gol en 2006, le bilan prévisionnel de la PPI met en évidence un besoin en terme de moyens de production conséquent et très urgent : dans un des scénarios de la PPI, 280MW doivent être construits d'ici 2013 alors que les premiers besoins apparaissent dès 2008.

Mayotte présente une croissance de la demande également très importante alors qu'aucune action d'envergure de maîtrise de la demande n'a été réellement engagée à ce jour. L'archipel doit également faire face au déséquilibre existant entre les localisations de la production et de la consommation¹.

2.1.2 Des contraintes environnementales

Le parc électrique des DCOM doit répondre à des normes environnementales. En particulier, comme pour la Corse, certains moteurs diesel dans les DOM devront fermer à fin 2010 s'ils ne respectent pas les valeurs limites d'émission d'oxydes d'azote, en application de l'arrêté du 11 août 1999 relatif à la réduction des émissions polluantes². Compte tenu de l'importance des moteurs diesel dans les parcs de production insulaires, la préparation des déclassements de ces moteurs est un sujet fondamental dans tous les sites. Par ailleurs, les besoins en terme de renouvellement de ce parc impliquent des perspectives d'investissements importants dans ce domaine, avec la nécessité de trouver des modes de financement.

¹ Le parc de production est composé d'une seule centrale, se trouvant sur Petite Terre alors que 98 % de la consommation a lieu sur Grande Terre. L'électricité transite par trois câbles sous-marins qui apparaissent en limite de capacité. Ce plafond impose donc la mise en service d'une centrale en Grande Terre à l'horizon 2007 (projet en cours de réalisation).

² Mayotte n'entre pas dans le champ d'application de cet arrêté.

2.2. ...vers le développement des énergies renouvelables et la maîtrise de la demande

Le développement des énergies renouvelables est une des solutions requises pour faire face à la croissance des besoins en matière énergétique dans les DCOM.

En effet, compte tenu des fortes hausses du prix du pétrole (+ 42,2 % de croissance moyenne en 2005 du cours du Brent¹), cette ressource, qui est épuisable, deviendra dans les années à venir moins rentable en terme de coûts de production par rapport aux énergies renouvelables. Malgré la baisse des cours depuis le milieu de l'année 2006, engendrée par une réduction des tensions sur le marché, le prix du pétrole, qui est surveillé par les membres de l'OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole), reste toutefois à un niveau élevé.

Par ailleurs, les énergies renouvelables contribuent sensiblement à la réduction des problèmes environnementaux liés à l'utilisation de l'énergie fossile (émissions de CO₂, recommandations du protocole de Kyoto).

Enfin, elles permettent également de contribuer à l'indépendance énergétique et ainsi, modestement (compte tenu de la taille des DCOM), aux objectifs nationaux en terme de politique énergétique.

L'autre solution mise en oeuvre conjointement par l'Etat, les collectivités et les partenaires concernés, réside dans la rationalisation de la consommation d'énergie à travers une politique de maîtrise de la demande.

2.2.1 Evolution de la tarification spéciale de rachat de l'électricité d'origine renouvelable

L'article 10 de la loi du 10 février 2000, fait obligation à EDF d'acheter l'électricité d'origine renouvelable produite sur le réseau à un tarif réglementé, fixé par le Ministère de l'Industrie. A ce titre, EDF reçoit une compensation financière dans le cadre du mécanisme de la CSPE. Des contrats sont ainsi signés avec des producteurs privés sur la base de ces tarifs de rachat.

Concernant les énergies fossiles, des contrats sont passés de gré à gré, les prix étant négociés et confidentiels.

Exemple de la Guadeloupe : coût de revient et tarif de rachat en 2005

Contrat	Coût de revient estimé pour les producteurs, hors subvention (€/kWh)	Tarif de rachat (€/kWh)
Photovoltaïque	De 0,35 à 0,55	0,29
Eolien	Environ 0,08	0,092
Géothermie	Non disponible	0,085
Hydraulique	Environ 0,06	0,068
Cogénération (bagasse)	Non disponible	0,095

A titre comparatif, les coûts de revient au niveau national pour le nucléaire et le gaz sont respectivement de 0,027 €/kWh et 0,035 €/kWh en 2005.

Source : EDF

Ces tarifs n'apparaissent néanmoins pas suffisamment incitatifs pour le développement de la production d'énergies renouvelables. Ainsi, par arrêté en date du 10 juillet 2006, le Ministère de l'Industrie a décidé d'augmenter le tarif de rachat des énergies renouvelables dans les DCOM, en particulier pour l'énergie photovoltaïque.

¹ Les prix d'achat du carburant sont négociés par EDF pour l'ensemble des Antilles et de la Guyane, en tenant compte de l'évolution du prix du baril de pétrole.

Nouveaux tarifs de rachat pour les énergies renouvelables

Filière	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les nouvelles installations
Energie éolienne	15 ans (pour le terrestre) et 20 ans (pour la mer)	- métropole : éolien terrestre : 0,082 €/kWh pendant 10 ans, puis entre 0,028 et 0,082 €/kWh pendant 5 ans selon les sites. Eolien en mer : 0,13 €/kWh pendant 10 ans, puis entre 0,03 et 0,13 €/kWh pendant 10 ans selon les sites. - DOM : 0,11€/kWh
Energie photovoltaïque	20 ans	- métropole : 0,30 €/kWh, + prime d'intégration au bâti de 0,25 €/kWh. - DOM, Mayotte : 0,40 €/kWh, + prime d'intégration au bâti de 0,15 €/kWh.
Géothermie	15 ans	- métropole : 0,12 €/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh. - DOM : 0,10 €/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh.

Source : Journal Officiel de la République française du 26 juillet 2006

La production d'énergies renouvelables par des opérateurs privés devient de ce fait plus intéressante.

Par ailleurs, dans le cadre du mécanisme de la CSPE, l'arrêté du 23 mars 2006 a revalorisé le taux utilisé pour calculer le montant de la compensation pour les surcoûts d'investissement des installations dans les zones non interconnectées. Ainsi, afin de favoriser de nouveaux investissements de production, ce taux est désormais fixé à 11 % (contre 6,5 % puis 7,25 % depuis le 1^{er} janvier 2006). Cette compensation s'applique sur la rémunération du capital immobilisé par EDF sur les investissements liés : i) à la création de moyens de productions nouveaux ; ii) à l'augmentation de capacités de production existantes ; iii) à la mise aux normes environnementales de capacités de production existantes ; iv) aux rénovations de capacités de productions existantes.

A ces revalorisations, viennent également s'ajouter d'autres mécanismes incitatifs, mis en place par les pouvoirs publics tels que des subventions ou des dispositifs de défiscalisation.

2.2.2 Différents outils en faveur du développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de la demande

Les actions menées par les pouvoirs publics dans les DCOM afin de maîtriser la demande d'énergie et de diversifier la production à travers les énergies renouvelables, sont orientées par plusieurs documents directeurs, notamment le Plan énergétique régional (PER)¹ et le Schéma régional de développement économique (SRDE)².

Le **PER** définit sur une période de vingt ans le contenu d'une politique de demande et d'offre énergétique centrée sur l'amélioration de l'efficacité énergétique et la valorisation des énergies disponibles. Il donne ainsi un état des lieux de la situation énergétique de la Région et permet d'établir le bilan énergétique à 20 ans.

Le **SRDE** définit quant à lui les orientations stratégiques de la Région en matière économique, en appuyant son rôle de pilotage en ce qui concerne les aides aux entreprises et autres outils financiers disponibles pour le développement économique. Concernant le secteur énergétique, des actions sont proposées. Par exemple en Guyane, il est prévu de développer la production d'énergies renouvelables pour l'électricité, ainsi que les biocarburants et les transports propres pour réduire la dépendance énergétique de la Guyane vis-à-vis de l'extérieur.

¹ Pour la Réunion, le PREPURE (Plan régional des énergies renouvelables) a été mis en place.

² Pour la Martinique, le SRDE est en cours d'élaboration. A la Réunion, le SAR (Schéma d'aménagement régional) ne dispose pas encore de volet énergétique.

Afin de mettre en place les orientations identifiées par ces documents, les acteurs du secteur disposent d'une série d'outils et de contributions suivants :

- **le Programme régional de maîtrise de l'énergie (PRME)¹**

Plusieurs actions ont été mises en place dans le cadre des PRME des différentes régions pour agir sur la rationalisation du comportement de la population. Dans le but de maîtriser la demande énergétique, des campagnes de communication et de formation ont ainsi été réalisées. Pour améliorer l'efficacité énergétique du matériel existant, le recours aux lampes basse consommation, aux chauffe-eau solaires, à l'utilisation de biocarburants, au renforcement de l'isolation des bâtiments a été fortement plébiscité. Cependant, les politiques d'utilisation rationnelle de l'énergie se heurtent à l'absence de certification spécifique aux DOM. Le concept de Haute Qualité Environnementale des bâtiments (HQE)², reconnu et utilisé en France, ne répond pas aux spécificités de l'Outre-mer. Il existe, toutefois, plusieurs outils tels que les labels expérimentaux Ecodom (logements résidentiels), Sikodom (bâtiments scolaires) et Rehadom (réhabilitation) qui engagent les constructeurs à respecter certaines prescriptions de construction, consignées dans un cahier des charges³. Ecodom est une opération suivie par le PRME mais n'a que deux financeurs à part égale (EDF et l'Ademe). Sikodom et Rehadom sont des programmes entièrement gérés et financés par l'Ademe. L'Ademe de Guyane souhaite donc établir une démarche propre à ce département sous le concept de Qualité Environnementale Amazonienne (QEA), qui permettrait de donner des prescriptions pour la construction, adaptées au climat amazonien.

- **les fonds européens et leurs contreparties nationales**

Dans le Document unique de programmation (DOCUP) 2000-2006⁴, différentes mesures concernent le développement du secteur énergétique. En Guyane, des mesures ont été entreprises pour le développement des infrastructures et des énergies en milieu rural et urbain, avec une contribution prévue sur la période 2000-2006 de 6,6 et de 3,4 millions d'euros pour le FEOGA (Fonds européen d'orientation et de garantie agricole) et le FEDER (Fonds européen de développement régional).

- **les Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ)**

Le FACÉ⁵ représente une aide aux collectivités maîtres d'ouvrage pour le financement des travaux d'électrification rurale. L'attribution et le suivi des aides du FACÉ s'effectuent par un comité de pilotage composé notamment de la DAF (ou de SIDELEC pour la Réunion) qui est responsable de la maîtrise d'œuvre du fonds, d'EDF et du Conseil général. Pour 2005, le montant des travaux pris en compte par ce fonds s'élève en Guyane à 3,7 millions d'euros, et à 6,5 millions d'euros pour la Réunion.

¹ Le PRME est défini dans un accord cadre concernant la maîtrise de l'énergie et les infrastructures liés à la production et au développement des énergies (notamment renouvelables), signé pour une période de quatre ans, dans le cadre du Contrat de plan Etat-Région, associant l'Ademe, la Région, le Département, l'Etat et EDF. Chaque année, les partenaires signent une convention annuelle qui propose une orientation au PRME pour l'année ainsi qu'une répartition financière prévisionnelle par programme. La gestion de ces aides financières est déléguée à l'Ademe. Cf annexe 6 sur l'état financier du PRME Guyane 2003-2006.

² Ce concept ne fait pas l'objet d'une réglementation ni d'une labellisation, mais réside en une démarche volontaire de management de la qualité environnementale des opérations de construction ou de réhabilitation de bâtiment.

³ En Guyane, depuis 1997 (date de la mise en place d'Ecodom) à 2004, sur 415 logements sociaux et 54 projets individuels présentés, seulement 246 logements sociaux et 20 maisons individuelles ont été aidés. Sikodom est en cours de création et Rehadom n'est pas employé en Guyane. A la Guadeloupe, 14 demandes ont été validées en 2005 (contre 2 en 2000). Mis en place à la Martinique depuis 1996, peu de labels ont été délivrés. Enfin à la Réunion, près de 300 logements ont été concernées par le label Ecodom entre 2000 et 2004. Depuis 2005, ce label Ecodom a été remplacé par des opérations PEREN.

⁴ La prochaine programmation des fonds européens pour la période 2007-2013, intitulée Programmes opérationnels (PO), est en cours d'élaboration. Elle prévoit d'ores et déjà de soutenir le développement du secteur énergétique notamment par l'introduction des biocarburants.

⁵ Créé en 1936 pour aider les collectivités locales rurales à amortir leurs emprunts pour financer l'électrification des campagnes, le FACÉ est alimenté par une contribution, assise sur les recettes basse tension des distributeurs d'électricité, et calculée à un taux 5 fois plus élevé en zone urbaine qu'en zone rurale. Ce fonds est désormais dédié à l'équipement en énergies renouvelables des sites isolés en métropole et dans les DOM.

- **les Certificats d'économies d'énergie (CEE)**

Le principe des CEE repose, pour les fournisseurs d'énergie (comme EDF, GDF etc.), sur l'obligation de réalisation d'économies d'énergie sur une période donnée, imposée par les pouvoirs publics dans la loi de programme du 13 juillet 2005 et le décret d'application n°2006-600 du 23 mai 2006. Chaque fournisseur doit atteindre chaque année un quota de CEE, le cas échéant il doit s'acquitter d'une pénalité libératoire à verser au Trésor public. Les vendeurs d'électricité peuvent obtenir des CEE de plusieurs manières, notamment : i) en amenant leurs clients à réaliser des économies d'énergie en leur apportant des informations sur les moyens à mettre en œuvre, avec des incitations financières en relation avec des industriels ou des distributeurs, ii) en réalisant des économies d'énergie dans leurs propres bâtiments et installations, iii) en achetant des CEE auprès d'autres acteurs comme les collectivités locales ou les entreprises industrielles ou de services. Dans cette optique, EDF, en collaboration avec l'Ademe et le Conseil régional, réalisent de vastes campagnes de sensibilisation à l'utilisation de lampes basse consommation (LBC)¹.

- **la défiscalisation**

Deux mesures viennent encourager le secteur des énergies renouvelables : d'une part, une majoration supplémentaire de 4 points de défiscalisation est accordée lorsque les logements sont alimentés à partir de l'énergie solaire afin de favoriser le recours à ce type d'énergie. D'autre part, le taux de défiscalisation, de 60 % en Guyane, est majoré de 10 points lorsque les investissements concernent des projets de production d'énergies renouvelables (solaire, éolienne, géothermique).

- **le crédit d'impôt**

Depuis le 1er janvier 2005 (date de réévaluation des taux de crédit d'impôt), le crédit d'impôt concernant les dépenses réalisées pour certains travaux d'amélioration énergétique est ciblé sur les équipements les plus performants (15 à 25 %) et soutient fortement les chauffe-eau solaires (40 %) et autres équipements utilisant les énergies renouvelables.

- **les dispositions bancaires**

L'Ademe souhaite mobiliser les banques du département de la Guyane afin qu'elles proposent des prêts visant à favoriser le financement d'équipements ou la construction de logements répondant à des normes environnementales liées à la maîtrise de la consommation d'énergie. Cette action, qui en est seulement au stade de prospection et d'approche des banques de la place, s'appuie sur plusieurs exemples de produits bancaires initiés en métropole tels que le CODEVair et le PREVair du Groupe Banque populaire, le CEL environnement et divers fonds d'investissement et de placement liés aux énergies renouvelables proposés par le Crédit agricole, ou le prêt solaire du Crédit agricole de Savoie.

- **les autres outils financiers**

D'autres outils financiers existent, visant à faciliter le financement du secteur. Un exemple peut être souligné à travers le Fonds d'investissement de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (FIDEME). Ce dernier, doté de 45 millions d'euros, est destiné à promouvoir et à faciliter le financement de projets dans les secteurs de la maîtrise de l'énergie et de la valorisation de déchets. Le FIDEME a notamment participé au financement d'éoliennes à la Guadeloupe.²

¹ Par le biais d'envoi de coupons de réduction à l'achat de ces lampes, cette mesure a permis en 2005 la vente de plus de 90 000 LBC soit une économie d'environ 2 MW sur la pointe de consommation du soir en Guyane. A Mayotte, 48 000 de lampes à économies d'énergie ont été mises en vente en juin 2006 (projet financé à 40 % par le Conseil général, soit 35 000 €). A la Guadeloupe, 235 000 ampoules distribuées aurait permis l'économie journalière de 8MW, contre 239 000 lampes à la Martinique. Enfin, plus de 400 000 LBC ont été vendues en trois semaines à la Réunion en 2006.

² Par ailleurs, limité à la métropole, le Fonds de garantie des investissements de maîtrise d'énergie (FOGIME) est proposé par la BDPME (SOFARIS), l'Ademe, EDF et Charbonnages de France. Il est destiné à encourager les investissements que réalisent les PME en faveur de la maîtrise de l'énergie en garantissant les prêts qu'elles contractent auprès des banques.

- **les aides spécifiques**

Différentes aides supplémentaires ont pu être développées dans chaque département. Par exemple en Guyane, l'Ademe et EDF ont mis en place une procédure qui permet à des particuliers ou des professionnels d'obtenir une aide pour la fourniture de générateurs solaires. Cette subvention est directement versée aux entreprises, facilitant les démarches d'obtention pour les acheteurs. Dans ce montage, l'entreprise reste propriétaire du générateur, l'utilisateur en loue simplement les services. Les entreprises touchent ainsi 6 € de subvention par Watt crête vendu (100 Watt crête équivaut à environ 1 m² de panneaux solaires), composés de 4 € intégralement apportés par le FEDER, et 2 € versés par EDF.

A la Réunion, la mesure de changement des plages « horotarifaires », intervenu en 2005, a eu pour but de limiter la croissance de la puissance de pointe demandée, en déplaçant la consommation vers des plages horaires plus creuses.

Ces différentes incitations (revalorisation des tarifs de rachats, ajoutée aux subventions et aux procédures de défiscalisation) favorisent le développement de l'activité de production d'énergies renouvelables. Plusieurs projets d'installation d'unités de production électrique sont ainsi en cours de préparation.

3. LES PERSPECTIVES

3.1. Les projets de développement des énergies renouvelables

En distinguant par énergie, les projets identifiés, notamment dans le cadre de la PPI, sont les suivants :

- **Hydraulique**

Les ressources ayant déjà été valorisées dans le passé, il n'existe plus aujourd'hui de grand projet hydraulique dans les DOM. L'opération la plus importante est celle de l'extension des installations hydrauliques de Rivière de l'Est à la Réunion. On recense néanmoins des projets de petite hydraulique qui représentent un potentiel supplémentaire de l'ordre de 10 MW à la Réunion, à la Guadeloupe et en Guyane.

- **Cogénération**

L'intégralité de la bagasse étant valorisée à la Réunion et en Guadeloupe continentale, il n'y a pratiquement pas de potentiel de développement dans ces deux DOM. A Marie-Galante, la Société des sucreries et rhumerie (SASRMG) envisagerait la construction d'une unité de production d'électricité fonctionnant selon le même principe que la Centrale thermique bagasse-charbon du Moule à la Guadeloupe.

En revanche à la Martinique, il existe un projet d'installation d'une centrale bagasse-charbon fonctionnant grâce à l'excédent de bagasse généré par l'usine du Galion à l'horizon 2009-2010.

La Guyane, qui dispose d'un fort potentiel en ressources biomasse, devrait voir la mise en place de plusieurs projets dans les années à venir, fondés sur l'exploitation de déchets de scieries et de riziculture.

Enfin, à Mayotte, un projet de récupération de gaz de décharge est à l'étude (450 kW en base ou 3000 kW en pointe pendant 3 heures par jour).

- **Géothermie**

Le site de Bouillante à la Guadeloupe semble disposer d'un potentiel géothermique plus élevé que celui exploité actuellement. C'est pourquoi Géothermie Bouillante a lancé une étude de pré-faisabilité technique, économique et environnementale en vue de la construction d'une nouvelle tranche « Bouillante 3 » et une étude de reconnaissance du potentiel géothermique du secteur nord de la baie de Bouillante. Le potentiel de production de la future unité « Bouillante 3 » pourrait se situer entre 10 à 40 MW. Mais la mise en service ne devrait pas intervenir avant 2010.

A la Réunion, dans le cadre du programme de rationalisation des énergies renouvelables (PREPURE), placé sous la compétence de la Région par la LOOM, des études sont menées pour évaluer le potentiel géothermique de l'île. A la Martinique, quelques sites sont également à l'étude, en particulier dans les communes de Morne Rouge et du Diamant. Toutefois, l'état d'avancement actuel de ces projets ne permet pas d'entrevoir leur réalisation à court terme.

- **Eolien**

Le potentiel éolien est évalué en 2015 à 60 MW à la Guadeloupe, 20 MW à la Martinique, 60MW à la Réunion, contre 10 MW en Guyane. Un nouveau projet éolien doit voir le jour à horizon 2008 dans le secteur Nord Atlantique de la Martinique. Le financement de ce projet privé pourrait se faire avec le soutien de la Région et du FEDER. A Mayotte, un projet expérimental de mise en œuvre de deux éoliennes de près de 8 millions d'euros, financé par la Collectivité départementale serait à l'étude.

- **Energie solaire**

De part les caractéristiques des DOM (ensoleillement plus important et nombreux sites isolés par rapport à la métropole), la PPI retient des objectifs ambitieux pour le développement de cette énergie, soit 390 MW installés d'ici 2015. Ainsi, le PRME devrait privilégier à la Martinique le développement du photovoltaïque, voire même, comme ce secteur est en plein développement dans l'île, exporter ce savoir faire vers les pays de la Caraïbe (mais aucune action concrète n'a encore été engagée). A Mayotte, des projets de panneaux solaires sur des futurs bâtiments publics et de chauffe-eau solaires dans le parc locatif de la société immobilière mahoraise seraient à l'étude. Enfin, la Réunion abrite le plus gros projet de France en matière d'énergie photovoltaïque (soit 10 000 m² pour 1 MW). Il devrait être opérationnel début 2007.

Par ailleurs, depuis quelques années, on constate un développement de **projets de coopération régionale**. Ils pourraient jouer un rôle moteur dans le développement régional des sources d'énergies locales, en constituant un échange d'expériences, ou l'exportation de technologies ou encore de savoir faire. Par exemple, plusieurs partenariats public/privé sont à l'étude, notamment sur la géothermie à la Dominique, l'interconnexion électrique entre le Surinam et la Guyane, ou encore un projet de gazoducs entre Trinidad et les Antilles¹.

3.2. Autres extensions : les biocarburants, encore peu de développement, mais des perspectives possibles...

Dans une dynamique de diversification des filières agricoles traditionnelles, les DOM pourraient s'orienter vers le développement des biocarburants (notamment la fabrication d'éthanol pour valoriser la culture de la canne, à l'instar du Brésil). Face au déclin des activités agricoles traditionnelles (canne à sucre et banane), il s'agirait de s'adapter aux nouvelles contraintes des marchés en diversifiant ces activités (ce qui pourrait permettre de maintenir la population agricole en milieu rural). A la Réunion par exemple, la reconversion de la filière canne/sucre représenterait un enjeu majeur en terme d'emploi.

Le développement des biocarburants reste cependant très timide. Cette filière est actuellement à l'état de recherche en Guyane, visant l'identification des plantes tropicales capables de fournir de l'huile et de l'alcool (faisabilité agronomique de ces plantes, caractéristiques du produit, implantation d'un site pilote de production).

L'utilisation des biocarburants (éthanol, alcool de canne) soulève par ailleurs de nombreuses contraintes, concernant notamment la matière première : le passage à l'alcool de canne nécessite une production de canne à sucre bien plus importante que celle disponible dans certains départements, et le traitement des déchets (bagasse) serait également à organiser.

Le prix reste également un obstacle important compte tenu des coûts de production supérieurs à ceux des carburants fossiles. Selon l'Ademe, les coûts de production actuels des biocarburants, sortie usine, se situent entre 0,45 et 0,55 €/litre. A ces coûts de production, s'ajoutent les coûts liés à la distribution comprenant le stockage, le chargement et le transport, les biocarburants n'étant pas transportés par pipeline. Le prix total qui en résulte est donc aujourd'hui encore plus élevé que celui des carburants pétroliers.

¹ Cf annexe 7.

Ces coûts de production sont à comparer au cours de l'essence et du gazole qui est de l'ordre de 0,40 €/litre (prix sur le marché international de Rotterdam hors coûts de distribution). En juillet 2006, le cours du baril a dépassé les 70 \$/baril, les prix de l'essence et du gazole ont alors atteint près de 0,45 €/litre, c'est-à-dire un prix proche du coût de production des biocarburants. En l'état actuel de la production, on considère que pour l'éthanol, la rentabilité ne serait atteinte qu'à partir d'un cours stabilisé supérieur à 100 \$ du baril de pétrole. Mais cette rentabilité pourrait être améliorée avec la construction de nouvelles unités industrielles prévues en 2008. Les Etats-Unis et le Brésil, leaders mondiaux en matière d'éthanol carburant¹, s'emploient également à réduire leurs coûts grâce à une matière première meilleur marché et des usines de très grande capacité permettant des économies d'échelle.

Afin d'améliorer le bilan environnemental des transports (réduction des émissions de CO₂, l'Ademe souhaite également encourager l'utilisation de véhicules fonctionnant au GPL (Gaz de pétrole liquéfié) ou à l'électricité en important des véhicules hybrides (essence et électricité).

¹ Les Etats-Unis et le Brésil produisent à eux seuls 95 % de l'éthanol carburant dans le monde.

CONCLUSION

L'énergie électrique dans les DCOM : une réponse plurielle

La programmation pluriannuelle des investissements de production électrique a montré des besoins énergétiques croissants dans les DCOM pour les années à venir, aussi bien en terme de consommation, qu'en moyens de production. Par exemple en Guyane, EDF a calculé qu'en 2011, le réseau sur le littoral aura une insuffisance de 20 MW de puissance.

Afin de faire face à ces enjeux, plusieurs démarches sont développées simultanément.

En premier lieu, les protagonistes essayent de limiter la croissance de la consommation d'énergie en pratiquant une politique d'utilisation rationnelle (éviter les gaspillages énergétiques et améliorer l'efficacité énergétique du matériel existant). Pour cela, l'Ademe, les conseils régionaux et généraux se sont associés avec EDF pour mettre en place des plans régionaux de maîtrise de l'énergie.

La deuxième démarche vise à favoriser l'utilisation d'énergies renouvelables, compte tenu du fort potentiel diversifié des DOM dans ce domaine. L'Etat accompagne notamment les efforts des producteurs avec une politique incitative basée sur des compensations et des mesures fiscales.

Ainsi, la Guadeloupe et la Réunion font appel pour une grande part à des systèmes mixtes bagasse-charbon et à l'hydraulique pour la Réunion et la Guyane. Les énergies éoliennes et solaires, qui sont aujourd'hui largement sous-exploitées en dépit de conditions naturelles favorables, vont être amenées à se développer.

Mais ce potentiel apparaît bien disparate : la Réunion a elle seule assure 50 % des énergies renouvelables des DCOM, a contrario de la Martinique ou de Mayotte où la quasi-totalité de l'électricité est d'origine thermique fossile.

Enfin, une ouverture semble cependant se faire en direction de la coopération régionale, qui pourrait être une réponse supplémentaire à la croissance de la demande énergétique. Plusieurs projets ont donc été ainsi identifiés mais n'auraient pas encore connu d'application concrète à ce jour compte tenu de nombreuses contraintes (techniques, politiques et économiques).

Ceci étant, une part importante de l'énergie électrique continuera d'être produite dans l'avenir à partir de l'énergie fossile, compte tenu de l'ampleur des besoins à couvrir et des meilleurs rendements obtenus à partir de cette énergie.

ANNEXES

QUELQUES REFERENCES LEGISLATIVES POUR LE SECTEUR ENERGETIQUE

Loi du 4 février 1995 d'orientation pour l'aménagement et le développement du territoire

Cette loi, modifiée par la loi du 25 juin 1999, instaure le Schéma de Services Collectifs de l'Énergie (SSCE) dont l'objectif est de faciliter et de valoriser la contribution des collectivités territoriales à la politique nationale de l'énergie et au développement durable du territoire. Ce document est destiné à définir des objectifs dans une perspective à vingt ans, en matière d'exploitation des ressources locales d'énergie renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie. Le SSCE représente pour les collectivités territoriales un outil d'orientation et de planification locale sur l'énergie.

Il a été élaboré par la Délégation à l'aménagement du territoire et à l'action régionale en avril 2000 et souligne le fort potentiel des DOM pour l'utilisation d'énergies renouvelables et les encourage à poursuivre l'utilisation des dispositifs législatifs, et des incitations aux investissements de production à base d'énergies renouvelables. Il suggère par ailleurs, le développement d'une politique de maîtrise et d'utilisation rationnelle de l'énergie.

Directive européenne du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

Cette directive énonce les règles générales d'organisation du secteur électrique pour l'ensemble des Etats membres. L'article 3 impose l'ouverture et la mise en concurrence des opérateurs sur les marchés de l'électricité : « Les États membres, sur la base de leur organisation institutionnelle et dans le respect du principe de subsidiarité, veillent à ce que les entreprises d'électricité, (...), soient exploitées conformément aux principes de la présente directive, dans la perspective d'un marché de l'électricité concurrentiel et compétitif, et s'abstiennent de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations de ces entreprises. ».

Sa transposition en droit français remet en cause le quasi-monopole d'EDF et nécessite donc une série de mesures pour encadrer réglementairement l'ouverture du marché. La loi du 10 février 2000 modifiée dans un premier temps par celle du 3 janvier 2003 répond à cette exigence.

Loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

La loi du 10 février 2000 régleme la mise en concurrence sur le marché de l'électricité et l'organisation du secteur. Elle effectue une distinction entre les activités du secteur :

- la production : la loi ouvre désormais cette activité à la concurrence ;
- le transport : la loi maintient la compétence de l'Etat sur cette activité qui reste donc publique et monopolistique. Elle a conduit à la création, le 1er juillet 2000, de RTE (Réseau de transport d'électricité) qui a pour mission d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport d'électricité ;
- la distribution : cette activité a toujours été une compétence communale, dont la gestion est déléguée à EDF (qui en a le monopole) ;
- la commercialisation.

Dans les DOM, RTE n'existe pas, et c'est EDF qui remplit son rôle.

Pour mettre en place cette nouvelle organisation, la loi du 10 février 2000 a défini et mis en place une série de dispositifs dont les principaux sont présentés dans ses articles 5, 6, 7, 8, et 10.

Loi 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

Après deux ans d'ouverture du marché de l'électricité, certaines mesures de la loi du 10 février 2000 ont été adaptées et modifiées par la loi du 3 janvier 2003. Les principales dispositions concernées portent sur l'éligibilité, le mécanisme de compensation des charges de service public et sur la définition de la notion de site de production pour les installations bénéficiant de l'obligation d'achat. Par ailleurs, créée par les articles 28 et suiv. de la loi du 10 février 2000, la Commission de régulation de l'électricité, autorité administrative indépendante, est devenue Commission de régulation de l'énergie, et ses pouvoirs ont été élargis à la production et à la distribution de gaz naturel.

Les articles 5, 6, 7, 8, et 10 de loi du 10 février 2000, présentés ci-après, définissent les principaux mécanismes et intègrent les modifications adoptées par la loi du 3 janvier 2003.

Art. 5 : Cet article institue le mécanisme de compensation des charges de service public de l'électricité (CSPE). Ce dernier a été révisé par la loi du 3 janvier 2003, article 37, et par le décret n°2004-90 du 28 janvier 2004.

Ce mécanisme se compose des contributions des clients dont l'assiette est basée sur la consommation finale. Elles sont directement prélevées sur leur facture d'électricité par les fournisseurs qui les reversent dans un compte spécifique géré par la Caisse des dépôts et consignations. Cette taxe sur l'électricité, qui est séparée du prix de vente, ne peut dépasser 7 % du tarif au kWh (hors abonnement et hors autre taxe) correspondant à une puissance souscrite de 6kVA.

Depuis 2004, la contribution unitaire à la CSPE est fixée à 0,45 c€ par kWh facturé (contre 0,33 c€ en 2003).

Ces contributions sont ensuite allouées aux producteurs d'électricité (EDF et EDM), après évaluation ex-post des montants concernés, afin de compenser :

- les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de l'électricité produite par certains types d'installations (éoliennes, photovoltaïque, cogénération etc.) ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées telles que les DOM (surcoût d'exploitation et surcoût d'investissement) ;
- les pertes de recettes et les coûts résultant de la mise en œuvre du tarif électrique « produit de première nécessité », et ceux supportés par les organismes de fourniture d'électricité en raison de leur participation financière au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

Art. 6 : Cet article présente l'organisation de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production électrique et ses conditions d'exercice.

La PPI était auparavant assurée par EDF sous le contrôle de l'Etat. L'article 6 de la loi sur 10 février 2000 confie désormais cette prérogative au Ministre chargé de l'énergie. La PPI a pour objet d'identifier les investissements nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité sur le territoire français. Elle « fixe ainsi les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique ».

« Dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements, les nouvelles installations de production sont exploitées par toute personne, (...), dès lors que cette personne est titulaire d'une autorisation d'exploiter obtenue selon la procédure prévue à l'article 7, le cas échéant au terme d'un appel d'offres tel que prévu à l'article 8. Toutefois, les installations dont la puissance installée par site de production est inférieure ou égale à 4,5 mégawatts sont réputées autorisées sur

simple déclaration préalable adressée au ministre chargé de l'énergie, qui en vérifie la conformité avec les dispositions de la présente loi. Sont également considérées comme nouvelles installations de production au sens du présent article les installations qui remplacent une installation existante ou en augmentent la puissance installée d'au moins 10 % ainsi que les installations dont la source d'énergie primaire change. »

Par les objectifs qu'elle fixe, la PPI délimite également les initiatives d'installation ou d'élargissement des unités de production. En effet, la DRIRE (Direction régionale de l'industrie et de la Recherche) décerne uniquement des autorisations d'exploiter aux unités de production d'électricité qui rentrent dans le champ des objectifs de la PPI.

Les articles 7, 8 et 10 précisent les procédures réglementant la mise en œuvre de la PPI tout en respectant la libre concurrence des entreprises sur le marché désormais ouvert de l'électricité.

Art. 7 : Cet article institue les autorisations d'exploitation délivrées par le Ministre chargé de l'énergie dans le cadre de l'installation d'une nouvelle unité de production d'électricité. Le ministère de l'énergie vérifie que cette implantation s'inscrit bien dans la PPI et assure ainsi la transparence de la programmation.

Art. 8 : Cet article précise la procédure dans le cas d'une décision par le Ministre chargé de l'énergie de recourir à un appel d'offres lorsqu'il évalue que les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la PPI. Ces appels d'offres sont organisés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur la base de critères fixés par le Ministre.

Art. 10 : Cet article institue une obligation d'achat, par EDF et les distributeurs non nationalisés, de l'électricité produite par certaines installations utilisant des énergies renouvelables à un tarif réglementé. Cette obligation d'achat est réservée à certaines catégories d'installations (hydraulique, éolien, photovoltaïque, biomasse, biogaz, géothermie et cogénération) dans des limites de puissance fixées par décret du 6 décembre 2000 (inférieures à 12 MW). Elle est encadrée par la PPI dans la mesure où la loi prévoit que le Ministre chargé de l'énergie peut suspendre l'obligation d'achat lorsqu'elle ne répond plus aux objectifs de la PPI.

OBJECTIFS ET FONCTIONNEMENT DE LA CSPE

(source : Commission de régulation de l'énergie)

Instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) vise à financer et à compenser aux opérateurs qui les supportent :

- les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables (articles 8, 10 et 50 de la loi du 10 février 2000) et les surcoûts résultant des contrats 'appel modulable' (art 48) ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental, dus à la péréquation tarifaire nationale (Corse, départements d'outre-mer, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein) ;
- les pertes de recettes et les coûts que les fournisseurs supportent en raison de la mise en oeuvre de la tarification spéciale 'produit de première nécessité' (décret 2004-325 du 8 avril 2004) et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (arrêté du 24 novembre 2005).

EDF, pour l'essentiel, Electricité de Mayotte (EDM) et les entreprises locales de distribution (ELD) supportent de telles charges.

Chaque année n, sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le gouvernement arrête le montant des charges à compenser pour l'année n+1 et la contribution unitaire par kWh consommé en France (la CSPE). Les charges de l'année n+1 sont égales aux charges prévisionnelles de l'année n+1 augmentées de l'écart entre les charges constatées pour l'année n-1 et les contributions recouvrées pour cette même année.

La proposition de la Commission est établie à partir de la déclaration de charges pour l'année n-1 effectuée par les opérateurs supportant des charges, basée sur les règles de la comptabilité appropriée définies par la CRE.

La contribution est due par tous les consommateurs finals d'électricité au prorata des kWh consommés (y compris les auto-producteurs). Les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs d'électricité redevables doivent verser les montants recouvrés au titre de la CSPE à la Caisse des dépôts et consignations. Toutefois, l'électricité produite par un producteur pour son propre usage ou achetée pour son propre usage par un consommateur final à un tiers exploitant une installation de production sur le site de consommation n'est prise en compte pour le calcul de la contribution qu'à partir de 240 GWh par an et par site de production. Le montant de la contribution due est plafonné à 500 000 euros par an et par site de consommation (déterminé par son numéro SIRET).

L'article 67 de la loi du 13 juillet 2005 a instauré un nouveau plafonnement de la CSPE pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh. Ce plafonnement est égal à 0,5% de la valeur ajoutée de la société. Pour la société bénéficiant de ce plafonnement, le remboursement (adressé à la CRE et effectué par la Caisse des dépôts et consignations) est égal à la différence entre le montant de la CSPE acquittée par l'ensemble des sites de consommation de la société et 0,5% de la valeur ajoutée de la société.

**LES PRINCIPAUX ACTEURS PUBLICS NATIONAUX ET LOCAUX
INTERVENANT DANS LES DCOM EN MATIERE ENERGETIQUE**

Les intervenants publics nationaux :

- **La CRE** (Commission de régulation de l'énergie) : elle contrôle l'organisation du secteur énergétique. Les missions de la CRE peuvent se scinder en deux parties : l'accès aux réseaux publics et la régulation des marchés.

D'une part, la CRE est garante du droit d'accès aux réseaux publics, elle propose notamment les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ; elle veille également au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures et garantit l'indépendance des gestionnaires de réseaux (la gestion des réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel doit être assurée par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité. D'autre part, la loi confie à la CRE la mission de veiller au bon fonctionnement des marchés électrique et gazier. A ce titre, elle évalue le montant des charges imputables aux missions de service public qui font l'objet d'une compensation intégrale dans les conditions prévues à l'article 5 de la loi du 10 février 2000.

- **La DIDEME** (Direction de la demande et des marchés énergétiques) : elle est rattachée au Ministère en charge de l'Industrie. Ses principales missions ont été définies par l'article 4 du décret n°2001-1048 du 12 novembre 2001. Ces missions consistent notamment à : i) veiller au bon fonctionnement des services publics de l'électricité et du gaz et de la distribution collective de chaleur ; ii) définir la politique concernant l'électricité, le transport et la distribution de gaz combustibles, de produits pétroliers et combustibles solides ; iii) proposer des mesures favorisant le bon fonctionnement des marchés, la maîtrise de la demande et de la diversification des énergies et le recours aux énergies renouvelables ; iv) élaborer la réglementation et l'animation du contrôle technique applicables aux ouvrages et installations ; v) traiter les problèmes statutaires et sociaux des entreprises électriques et gazières.

Les intervenants publics locaux :

- **Le Conseil régional** : La LOOM (Loi d'Orientation pour l'Outre mer – 13 décembre 2000 – article 50) lui accorde la compétence dans le domaine de la planification énergétique au travers de la réalisation du plan énergétique régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie. Il peut également financer des actions.
- **Le Conseil général** : Il est en charge des services de transports et des programmes d'équipement rural, soit pour le secteur de l'énergie, de l'électrification du territoire. Il peut proposer une planification mais la décision reste communale. Il peut également apporter un soutien logistique et financier.
- **Les Communes et les Communautés de communes** : Les communes ont, lorsqu'elles ne sont pas connectées au réseau électrique, en charge la production et la distribution de l'électricité. Sur ces communes ou communautés de communes, les installations de production sont assimilées, pour leurs investissements, à des équipements de distribution et pour leur fonctionnement, à de la production. Les communes financent donc aussi bien les ouvrages de distribution (réseaux) que ceux de production (centrales diesel, photovoltaïques etc.). Elles bénéficient, à ce titre, de fonds européens (FEOGA, Fonds européen d'orientation et de garantie agricole) et des aides du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ). Certaines communes peuvent confier la gestion de leurs équipements à EDF à travers un contrat de concession de distribution (ex : en Guyane).

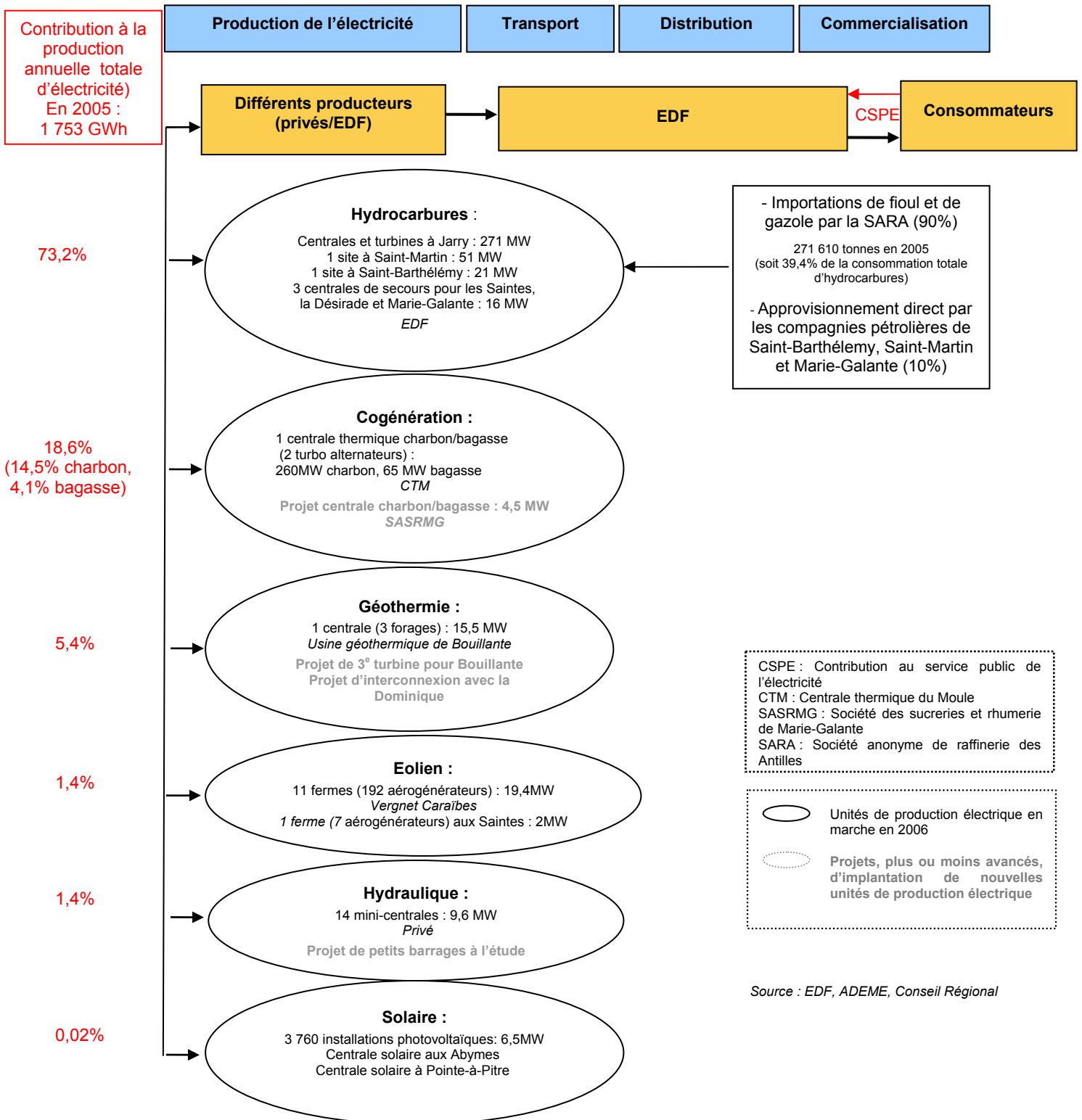
- **La DRIRE** (Direction régionale de l'industrie et de la Recherche) : Elle intervient sous l'autorité du Préfet en tant que service instructeur ou chargé du contrôle pour les installations de production et de transport de l'électricité. Ses missions ont alors pour objet la sûreté des ouvrages et le contrôle du respect des dispositions législatives et réglementaires pour l'établissement et l'exploitation des ouvrages de production et de transport de l'électricité.
- **La DIREN** (Direction régionale de l'environnement) : Elle met en œuvre la réglementation en terme d'environnement et contrôle son application. Elle gère les fonds FEDER alloués aux infrastructures liées à la production et au développement des énergies, notamment renouvelables, en milieu urbain.
- **La DDE** (Direction départementale de l'équipement) : Elle intervient dans le secteur de l'énergie par l'intermédiaire des programmes d'infrastructure, de construction de logements et d'aménagement du territoire ainsi que lors du contrôle des normes techniques.
- **La DAF** (Direction de l'agriculture et de la forêt) : Elle exerce la responsabilité de l'établissement de projets pour le compte du Conseil régional et de l'attribution aux communes des financements FACÉ dans les opérations d'électrification rurale dont elle a la maîtrise d'œuvre. Elle gère également les fonds du FEOGA alloués pour les infrastructures liées à la production et au développement des énergies, notamment renouvelables, en milieu rural.
- **L'ADEME** (Agence de l'environnement et la maîtrise de l'énergie) : L'ADEME est un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) dont les missions principales sont :
 - le renforcement de la maîtrise de l'énergie par la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables,
 - la protection de l'environnement,
 - la gestion des déchets.

Elles consistent essentiellement en assistance technique (expertise et conseil) et prospectives dans une démarche de développement durable.

L'agence gère également les ressources du Programme régional de maîtrise de l'énergie (PRME) sous contrôle du Comité de Gestion et participe à l'instruction des projets éligibles au financement des fonds européens (DOCUP).

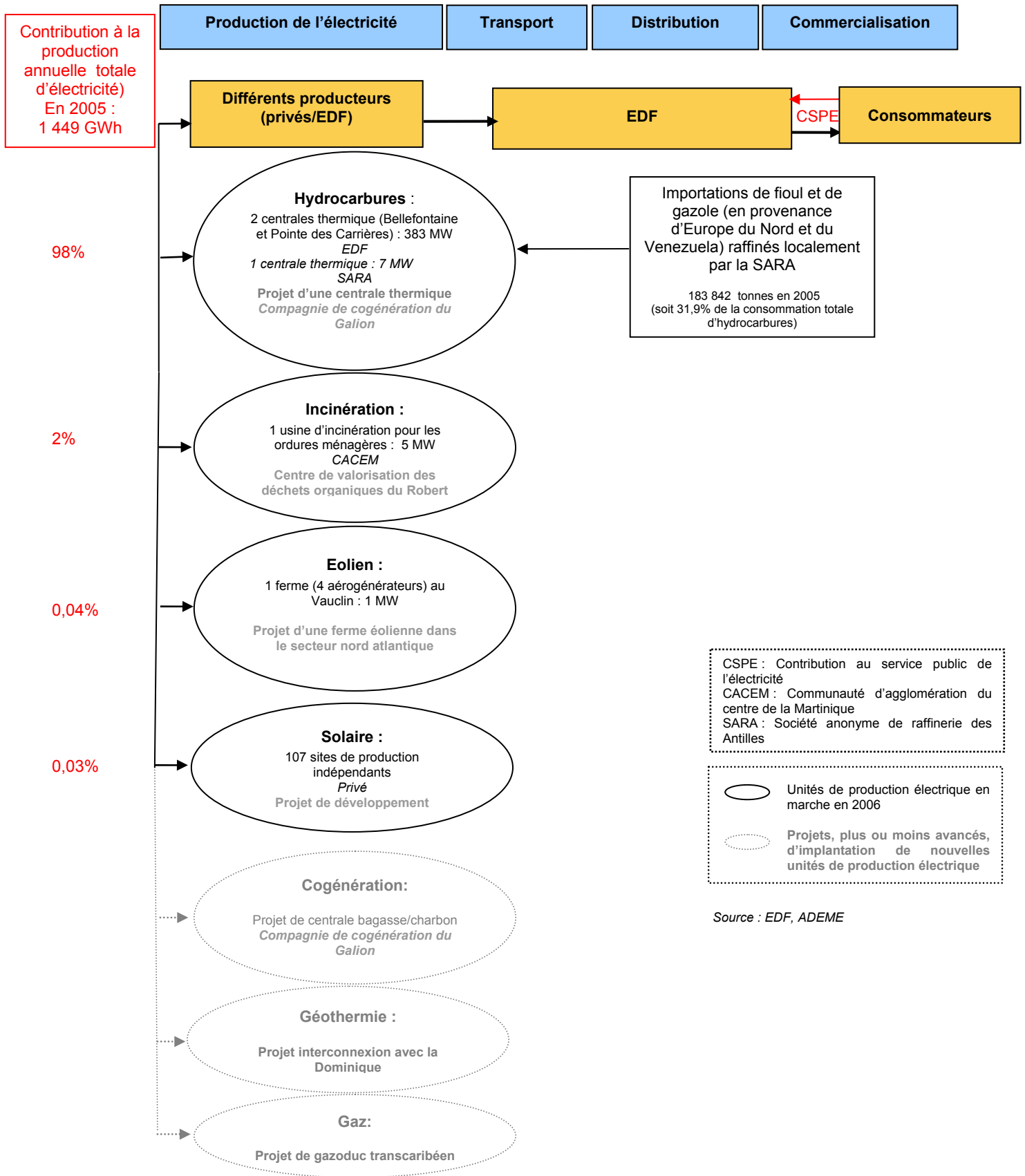
LES CIRCUITS DE RESEAU ELECTRIQUE INTERCONNECTE DANS CHAQUE DCOM

A – Le circuit guadeloupéen : puissance électrique par type d'énergie (en MW)

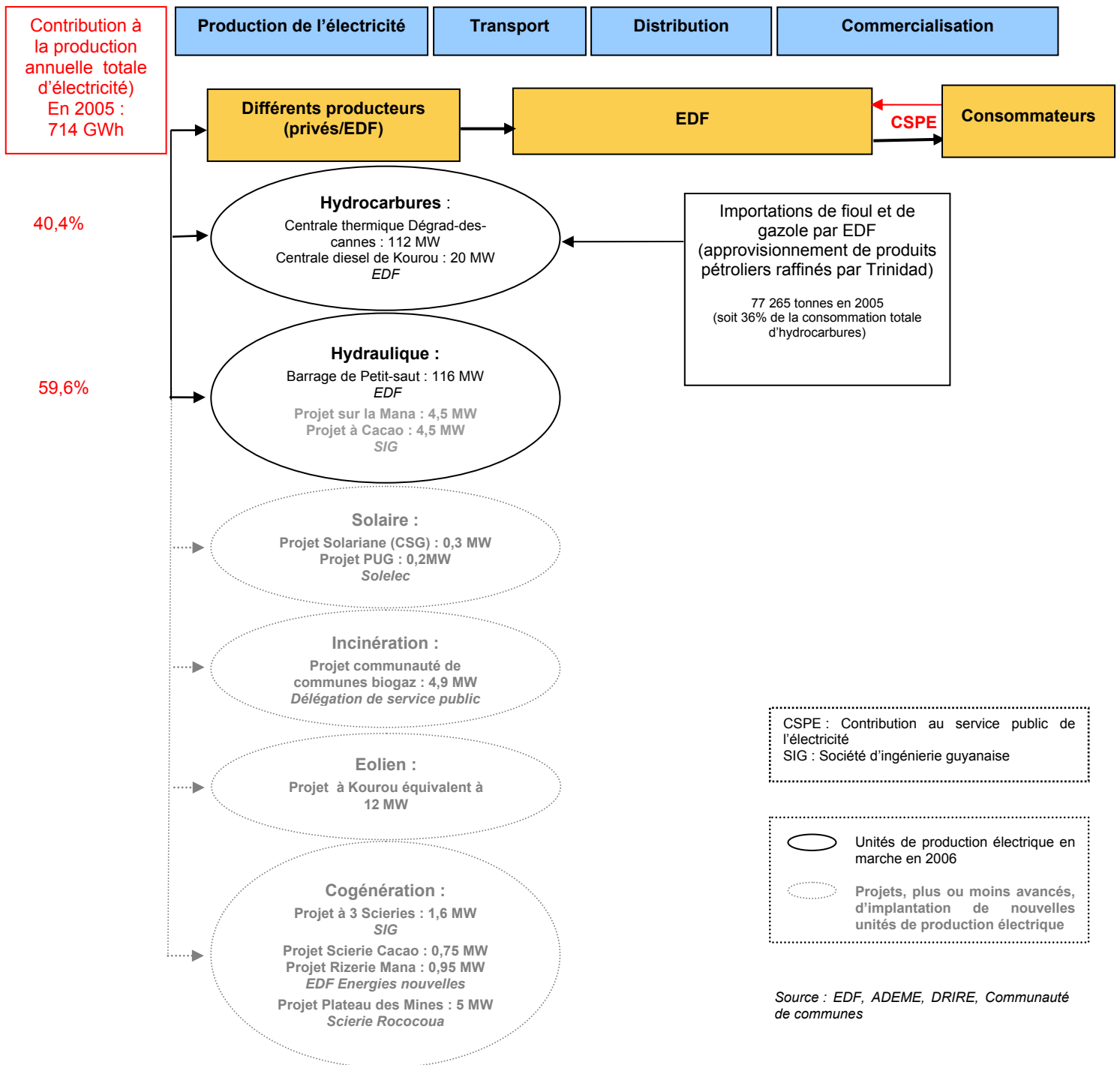


NB : La puissance installée est théorique (suppose une disponibilité totale à pleine puissance).

B – Le circuit martiniquais : puissance électrique par type d'énergie (en MW)

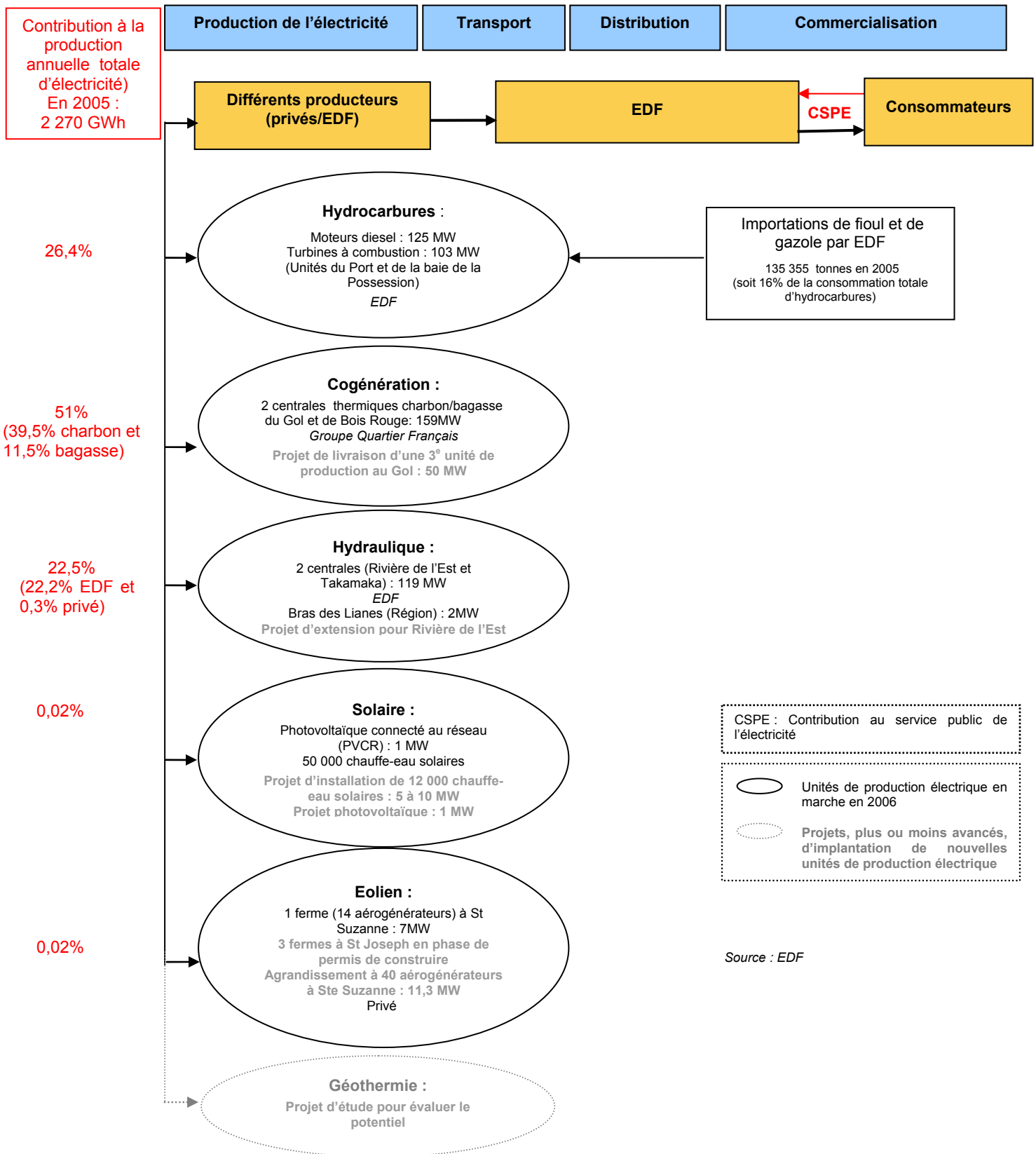


C – Le circuit guyanais : puissance électrique par type d'énergie (en MW)

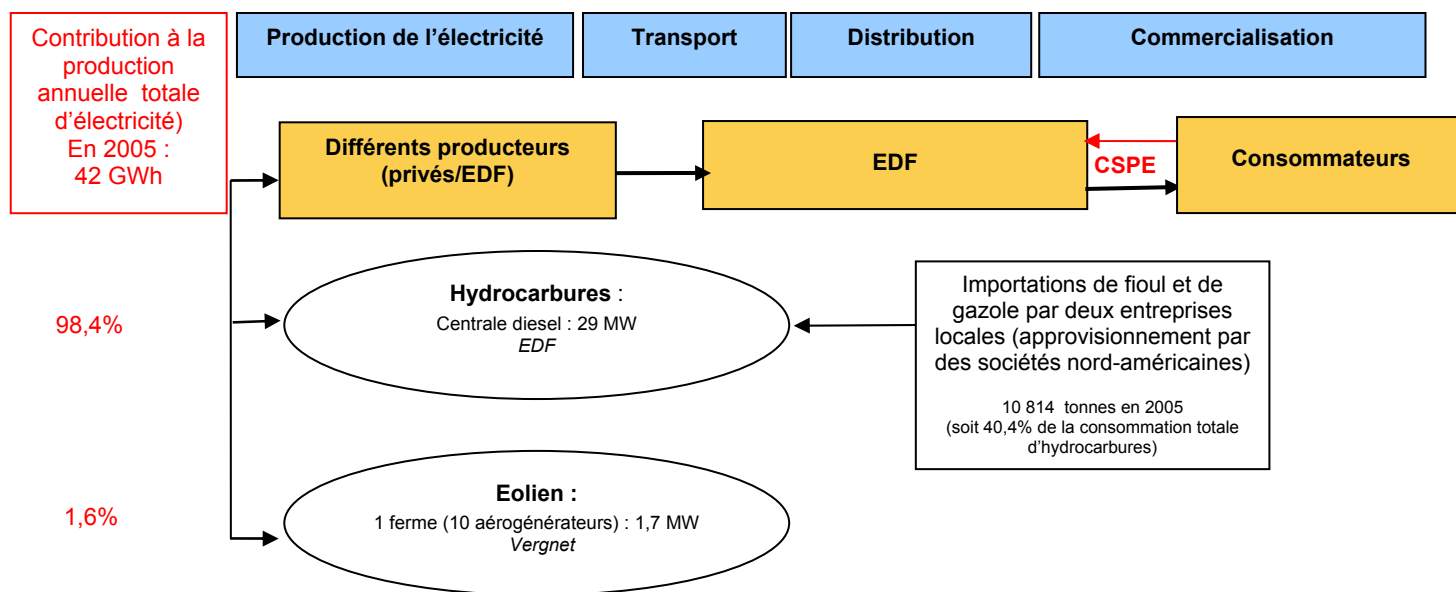


Sur les 22 communes de la Guyane, 12 ne sont pas raccordées au réseau EDF. EDF a alors répertorié dix sites isolés alimentés par neuf petites unités diesel, une unité hydraulique (Saint-Georges avec la micro centrale hydraulique de Saut Maripa d'une puissance de 1,3 MW), et deux unités photovoltaïques (Saül et Kaw).

D – Le circuit réunionnais : puissance électrique par type d'énergie (en MW)



E – Le circuit de Saint-Pierre-et-Miquelon : puissance électrique par type d'énergie (en MW)



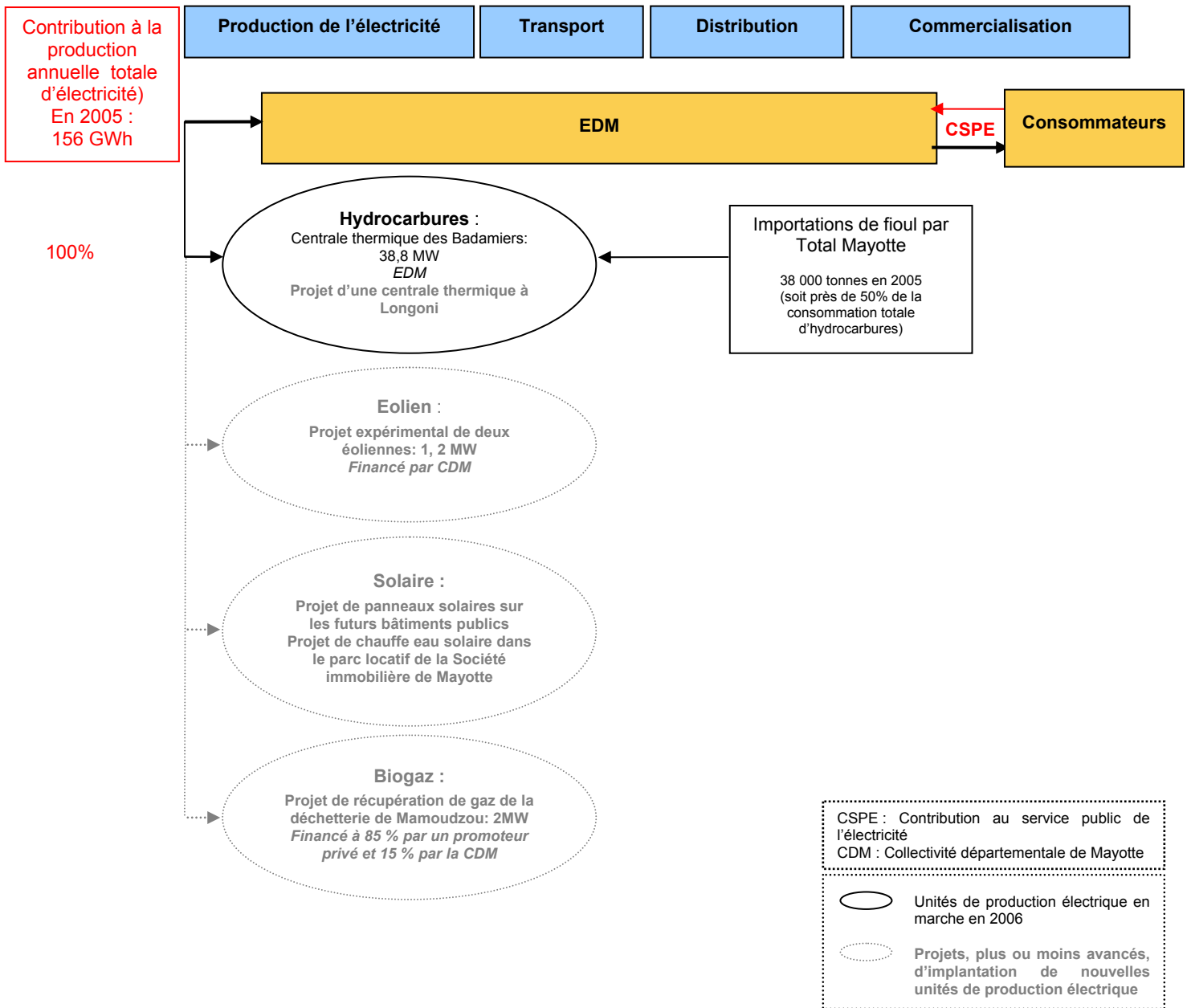
CSPE : Contribution au service public de l'électricité

○ Unités de production électrique en marche en 2006

○ Projets, plus ou moins avancés, d'implantation de nouvelles unités de production électrique

Source : EDF

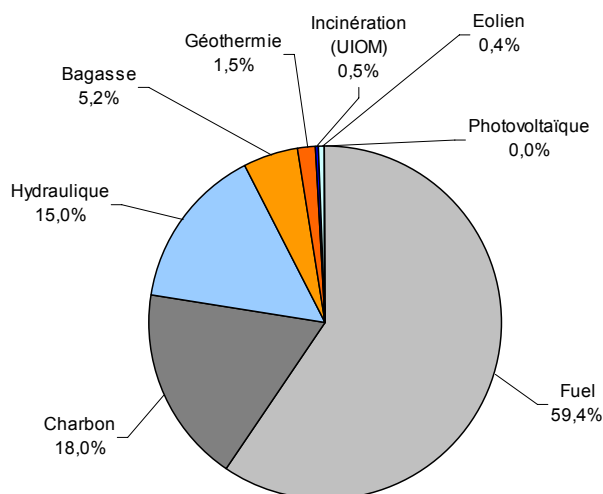
F – Le circuit mahorais : puissance électrique installée par type d'énergie (en MW)



Source : EDM

G - Bilan dans les DCOM : la dominance du fuel et une part variable selon les géographies des énergies renouvelables

Contribution par type d'énergie dans l'ensemble des DCOM à la production totale livrée en 2005



Part des énergies renouvelables dans la production totale en 2005

DCOM	%	Hydraulique	Bagasse	Géothermie	Incinération	Eolien	Photovoltaïque
GUADELOUPE	12,3						
MARTINIQUE	2,1						
GUYANE	59,6						
REUNION	34						
SPM	1,6						
MAYOTTE	0						

Source : EDF

Les différentes sources d'énergies utilisées dans les DCOM :

➤ Les hydrocarbures

Dans la région Antilles-Guyane, la SARA (Société anonyme de raffinerie des Antilles¹) approvisionne EDF pour ses centrales thermiques fonctionnant à partir de moteurs diesel et de turbines à combustion.

L'acheminement des hydrocarbures est assuré par des camions citerne via les réseaux locaux de distribution, des pipelines et des sealines pour des transferts maritimes sortant de la raffinerie. La SARA doit en outre faire face à une réglementation drastique, en particulier les normes européennes SEVESO relatives à la sécurité et à la protection de l'environnement.

¹ La SARA dispose d'une raffinerie à la Martinique, et d'un dépôt à la Guadeloupe et en Guyane. Son actionnariat est composé en premier lieu de Total (50 %), Shell Antilles et Guyane française- rachetée en septembre 2005 par le groupe Rubis - (24 %), Exxon Mobil (14,5 %), et Texaco (11,5 %).

La SARA cherche à accroître sa capacité de stockage en Guadeloupe et en Martinique afin de faire face à l'augmentation régulière de la demande. Actuellement, les Antilles possèdent une autonomie en hydrocarbures de 54 jours. Afin d'accroître cette autonomie, quatre nouveaux bacs de 7 500 m³ vont être construits fin 2006 à la Martinique. Par ailleurs, la SARA a amélioré son outil de production en installant une nouvelle colonne de fractionnement des essences.

En Guyane, l'utilisation de fioul et de gazole par EDF représente en 2005 près de 36 % de la consommation totale en hydrocarbures. Son niveau varie fortement d'une année sur l'autre suivant le recours plus ou moins intensif à l'énergie thermique pour produire de l'électricité.

A Saint-Pierre-et-Miquelon, il n'y a pas d'activité de raffinage dans l'archipel. Les besoins en hydrocarbures sont importants en raison des nécessités de chauffage. Au recensement de 1999, 84,6 % des foyers étaient équipés de chauffages au fioul, suite à une politique incitative mise en place au début des années 90.

A Mayotte, EDM dispose d'une centrale thermique d'une puissance totale installée de 38,8 MW en 2005, répartie sur deux halls de production (Badamiers 1 et 2). La consommation d'EDM en produits pétroliers représente près de 50 % de la consommation totale d'hydrocarbures en 2005.

➤ **L'hydraulique**

Les ressources hydrauliques sont très variables suivant les DOM. Ainsi en Guyane, le barrage de Petit Saut assure, selon les années, entre 50 et 100% de la production de l'année alors qu'il n'existe aucune ressource hydraulique valorisable pour l'électricité en Martinique.

En Guadeloupe, l'électricité d'origine hydraulique est produite par 14 mini centrales, basée essentiellement sur les rivières de Basse-Terre, mais représente moins de 2 % de la production totale d'énergie (contre plus de 20 % pour les rivières à la Réunion).

➤ **L'éolien**

Etant donnée la taille limitée des systèmes énergétiques insulaires, l'éolien ne peut bénéficier dans les DOM d'un phénomène de foisonnement identique à celui rencontré en métropole. Cette source, relativement autonome dans son mode de fonctionnement, dépend des aléas climatiques, notamment des cyclones, engendrant le développement spécifique d'éoliennes rabattables. Son taux de rendement serait seulement de 30 % en Guadeloupe, avec des délais de rentabilisation relativement élevés (environ une quinzaine d'années). Le véritable coût des éoliennes résiderait dans les coûts d'installation. Par exemple, pour quatre éoliennes en Martinique, le montant se chiffrerait à 2,52 M€ (HT).

La Guadeloupe compte onze fermes éoliennes (la première ferme a été installée en 1993 sur l'île de la Désirade). Ce département a en effet comme atout, contrairement à la Martinique, un relief dégagé avec peu d'habitations sur la côte Est où frappent des vents dominants. L'archipel des Saintes est également équipé d'une ferme comportant sept éoliennes conçues pour résister aux cyclones et aux séismes.

En Martinique, le développement de cette source d'énergie reste limité. Cependant, le potentiel global de la Martinique est estimé à 100 MW, mais seulement 20 MW seraient réellement accessibles à un équipement concret lorsqu'on a retiré tous les sites frappés par des contraintes fortes liées à la réglementation des sols.

A Saint-Pierre-et-Miquelon, une centrale éolienne a été mise en place en 2000 pour subvenir aux besoins supplémentaires de l'île de Miquelon. Mais cette énergie rencontre quelques interruptions d'exploitation suite notamment aux conditions climatiques difficiles.

➤ **La géothermie**

A ce jour, la Guadeloupe est le seul DOM à avoir révélé un potentiel géothermique exploitable pour la production d'électricité. La centrale géothermique de Bouillante exploite ce gisement, sa puissance a été portée de 4,7 à 15 MW en 2004. Avec des émissions gazeuses relativement réduites, cette source est indépendante des conditions climatiques, et offre un taux de disponibilité potentielle le plus élevé des énergies renouvelables (entre 80 % et 90 % en Guadeloupe). Cependant, elle comprend néanmoins un risque géologique important suite à la réalisation de forages aux résultats parfois aléatoires, et sa mise en valeur requiert des délais importants¹.

A la Martinique, des forages de recherche réalisés dans la plaine du Lamentin en 2000 et 2001 ont mis en évidence une ressource de moyenne température, insuffisamment chaude pour produire de l'électricité mais pouvant être utilisée comme simple source de chaleur.

➤ **La co-génération² : bagasse et biomasse**

La bagasse est aujourd'hui bien valorisée dans les DOM où la ressource est disponible. Ce sont ainsi près de 12 % de l'électricité annuelle de la Réunion (et 4 % à la Guadeloupe) qui sont produits à partir de bagasse.

A la Martinique, l'usine d'incinération mise en service en 2002, fournit 2 % de la production d'électricité de l'île. Pour l'instant, seul ce département utilise la valorisation de ses déchets en terme énergétique, avec une capacité de traitement annuel de 112 000 tonnes (principalement constitué des ordures ménagères des communes de la Communauté d'agglomération du centre de la Martinique, soit près de 45 % des déchets de l'île).

➤ **L'énergie solaire photovoltaïque**

Elle transforme directement une partie du rayonnement solaire en électricité. Les DOM constituent des territoires privilégiés au développement de cette énergie. Ceci est justifié par deux éléments principaux : le coût moins important du kWh photovoltaïque en raison du plus grand ensoleillement et la pertinence énergétique par rapport aux sites isolés et au couplage possible avec l'hydroélectricité.

Deux cas de figure se présentent pour l'utilisation de cette énergie. Pour les foyers non raccordés au réseau EDF, cette énergie est autoconsommée³. Dans le cas où le client est raccordé au réseau, la totalité de l'électricité produite est revendue à EDF. Dans ce deuxième cas, l'installation est soit exploitée directement par le propriétaire du toit, soit mise en location auprès d'un systémier sur une durée de 8 à 10 ans (en échange d'une redevance mensuelle de 30 à 130 € selon la taille de l'installation). L'électricité est vendue à EDF à un prix fixé par décret (0,29 euro/kWh en 2005) largement supérieur au tarif de l'électricité payé par le consommateur (proche de 0,10 euro/kWh), le surcoût pour EDF étant financé par la CSPE.

A la Martinique, ce secteur est en développement. La rentabilité de ce système a ainsi permis de faire passer le nombre d'installations équipées de panneaux solaires et raccordées au réseau électrique de 30 en 2004 à plus de 100 en 2005.

¹ Le début de l'exploration et des sondages thermométriques en Guadeloupe s'est effectué en 1963, alors que l'exploitation a débuté en 1986.

² La cogénération est la production simultanée d'électricité et de chaleur à partir d'une seule source d'énergie primaire.

³ L'équipement en panneau solaires des habitations isolées (distantes de plus de 800 mètres d'un point de raccordement) permet de réduire l'extension du réseau et les coûts récurrents ultérieurs (maintenance). Pour ces habitations, l'installation des panneaux solaires est prise en charge jusqu'à 95% par le FACE (Fonds d'amortissement des charges d'électrification) et le PRME (Programme régional de maîtrise de l'énergie).

A la Guadeloupe, le nombre d'installations photovoltaïques avoisine les 3 800 unités (contre 81 en 1985). En juin 2006, la deuxième centrale photovoltaïque, la plus grande des Antilles-Guyane, a été mise en service à Pointe-à-Pitre. La production de ces centrales est directement achetée par EDF pour alimenter le réseau local.

En Guyane, il existe environ 300 installations en fonctionnement dans les communes de l'intérieur (non interconnectées au réseau) et l'Ademe en estime environ 500 sur le littoral.

➤ **L'énergie solaire thermique**

Elle consiste à utiliser la chaleur produite par le rayonnement solaire (ex : les chauffe-eau solaires). Selon l'Ademe, il existerait environ 100 installations en fonctionnement en Guyane permettant une consommation d'environ 88,2 MWh par an. Ce type d'énergie dans les DOM et à Mayotte est amené à fortement se développer dans le cadre des actions entreprises pour la maîtrise de l'énergie.

NOMBRE DE CLIENTS ET COMPOSITION DU PRIX DE VENTE DE L'ELECTRICITE

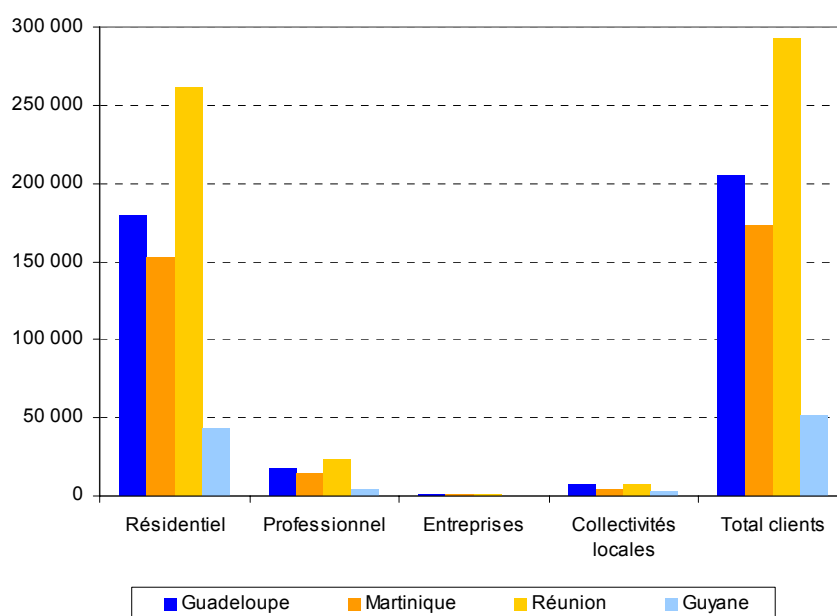
Clients réseau EDF

Nombre de clients en 2005

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Ensemble DOM
Résidentiel	179 360	152 959	261 039	43 492	636 850
Professionnel	17 309	14 477	23 122	4 037	58 945
Entreprises	628	838	1 396	469	3 331
Collectivités locales	6 996	4 505	7 517	3 052	22 070
Total clients	204 293	172 779	293 074	51 050	721 196
Variation /2004	2,1%	-8,3%	2,7%	2,2%	-0,4%

Source : EDF

Répartition des clients par catégorie et par DOM en 2005



Source : EDF

Prix de vente de l'électricité

Le prix de vente de l'électricité est un tarif fixé par le gouvernement, il est ainsi le même sur tout le territoire national.

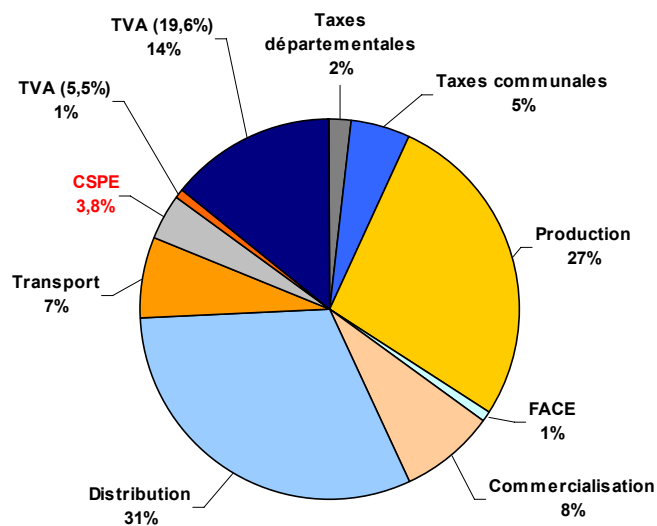
Sur la facture du consommateur, le prix de l'électricité est décomposé comme suit (selon la configuration envisagée : tarif bleu/tarif vert, heure de pointe/heure creuse, etc.) :

- contribution à la CSPE, soit 0,45 c€/kWh en 2005. Ce montant est fixé au niveau national ;
- prime fixe, équivalent à l'abonnement choisi (en € par kWh par an) ;
- redevance de location de transformateur (dans le cas des clients qui sont locataires d'une portion du poste transformateur) ;
- minoration pour les clients soumis au tarif vert (sous certaines conditions) ;
- octroi de mer (15 %) ;
- octroi de mer régional (2,5 %).

Peuvent s'ajouter à ce prix des taxes communales (pour certaines communes qui ont voté une taxe) et des taxes départementales.

Pour les fournisseurs, les composantes du prix seraient les suivantes en 2004 :

Décomposition du prix TTC de l'électricité pour un usager moyen bénéficiant du tarif bleu (en %)



FACE : Fonds d'amortissement des charges d'électrification
Source : Etude IDHE Cachan, 2004

AIDES EN FAVEUR DU DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ENERGETIQUE, EXEMPLE DE LA GUYANE¹Etat financier du PRME (Programme régional de maîtrise de l'énergie)
Guyane 2003-2006 (en euros)

Maquette du budget du PRME 2003-2006

Littoral raccordé au réseau	
utilisation rationnelle de l'énergie	
<i>bâtiment</i>	500 000
<i>secteur de la pêche</i>	50 000
<i>maîtrise de la consommation des ménages</i>	200 000
<i>économie d'énergie dans les secteurs tertiaires et industriels</i>	200 000
<i>études de l'évolution de la demande d'électricité</i>	Cf. observatoire
développement des énergies renouvelables	
<i>électrification des sites isolés (photovoltaïque en défiscalisation)</i>	0
<i>production d'électricité sur le réseau EDF (bois exclusivement)</i>	200 000
<i>consommation d'électricité évitée</i>	498 984
L'intérieur non raccordé au réseau électrique	
<i>planification territoriale</i>	100 000
<i>alimentation des bourg (micro-hydraulique, bois)</i>	300 000
<i>alimentation des écarts (pico-hydraulique, photovoltaïque)</i>	500 000
La communication	
<i>communication autour des réalisations</i>	100 000
<i>sensibilisation des décideurs</i>	100 000
<i>communication grand public</i>	100 000
L'observatoire régional de l'énergie	
<i>étude de l'évolution de la demande d'électricité (préliminaire)</i>	100 000
<i>traitement, actualisation, mise à disposition des données annuelles</i>	100 000
Total	
	3 048 984

Source : PRME

Dans le cadre du DOCUP 2000-2006 (Document unique de programmation), deux mesures ont été entreprises (mesures 11.6 et 11.7) : le développement des infrastructures liées à la production et au développement des énergies, notamment renouvelables, en milieu rural et en milieu urbain. Pour cela, le FEOGA (Fonds européen d'orientation et de garantie agricole) doit engager 6,6 millions d'euros sur la période afin de soutenir l'électrification des zones rurales (développement des réseaux, restructuration, enfouissement des lignes électriques), alors que le FEDER (Fonds européen de développement régional) doit engager 3,4 millions d'euros dans le but de soutenir des actions de sensibilisation, de promouvoir les énergies renouvelables, d'apporter des aides aux équipements, dans un cadre d'une politique dynamique de maîtrise de la demande.

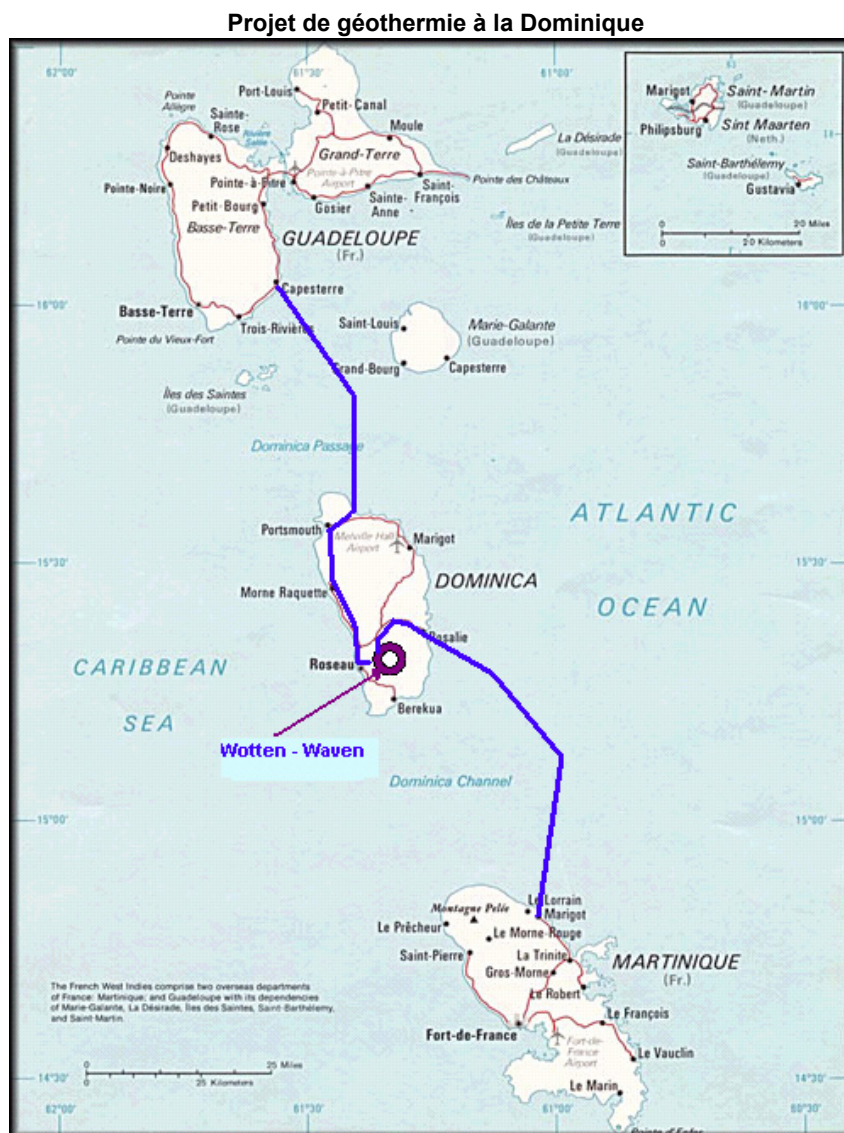
¹ Cf. Note de l'Institut d'émission : « L'énergie en Guyane » - Novembre 2006.

LES PROJETS DE COOPERATION REGIONALE EN MATIERE D'ENERGIE

La géothermie à la Dominique :

Un projet géothermique est en phase d'étude sur l'île de la Dominique. Ce projet comprendrait deux volets : la construction d'une centrale géothermique à la Dominique d'une capacité d'environ 60 MW et la réalisation d'une interconnexion sous forme de câbles sous-marins entre la Dominique, la Guadeloupe et la Martinique. L'interconnexion des systèmes électriques des îles créolophones et la production géothermique devraient avoir des effets positifs en matière d'intégration régionale des économies insulaires, de moindre dépendance vis-à-vis des fluctuations des coûts des énergies fossiles, et de préservation de l'environnement (notamment de lutte contre les émanations de CO₂ et l'effet de serre). Ce projet, qui a pour échéance 2012 au plus tôt, représenterait un investissement global de l'ordre de 235 M €.

Par ailleurs, il est à noter qu'EDF n'a pas obligation d'acheter l'énergie produite dans ce projet, et que contrairement aux DOM, le consommateur final paye le coût réel de l'électricité à la Dominique.



Etude de faisabilité pour un projet d'interconnexion électrique entre le Surinam et la Guyane :

Une étude de faisabilité pour un projet d'interconnexion électrique entre le Surinam et la Guyane est en cours. Ce projet d'une puissance de 30 MW nécessiterait toutefois la réalisation de 150 km de lignes du côté surinamais. Il vise l'optimisation de la gestion des systèmes électriques des deux territoires par : i) une meilleure utilisation de la ressource hydroélectrique constituée par les barrages d'Afobaka au Suriname et de Petit-Saut en Guyane ; ii) la réduction du recours aux moyens de production thermique et donc la réduction des consommations de combustibles fossiles importés et des émissions de gaz à effets de serre ; iii) une plus grande stabilité et une plus grande fiabilité du système électrique global.

Le but de cette interconnexion est ainsi d'éviter les coupures ou les insuffisances en électricité de part et d'autre du Maroni. En effet, tant le Surinam que la Guyane française sont fortement dépendants de la pluviométrie en matière de production électrique : 75 % de l'électricité générée au Surinam est hydraulique, le reste étant thermique (donc dépendante du fioul et du gazole). L'étude de faisabilité a été divisée en deux parties : pour la partie surinamaïse, elle est sous la responsabilité du Ministère de la planification et de la coopération pour le développement du Surinam ainsi que de la société d'électricité surinamaïse EBS (Energie Bedrijven Surinam). Elle est réalisée par la société belge Tractebel et est financée à hauteur de 290 197 € par l'AFD. Du côté guyanais, a été lancée par EDF l'étude de faisabilité d'un coût total de 314 705 €, avec l'appui financier de l'initiative communautaire Interreg III-B. Le FEDER finance cette partie à hauteur de 157 353 €. Les résultats provisoires montrent l'intérêt de cette interconnexion mais laissent apparaître un frein possible. Pour l'heure, la production à partir de l'énergie hydraulique du Surinam est en surplus mais compte tenu seulement de sa forte croissance démographique, toute son énergie hydraulique sera absorbée d'ici 2012. Une interconnexion semble donc intéressante à condition que le Surinam se dote de nouvelles unités de production d'électricité.

Projet de gazoducs reliant Trinidad aux petites Antilles :

Ce dernier doit relier Trinidad à cinq îles des petites Antilles (la Barbade, Sainte-Lucie, Martinique, Dominique, et Guadeloupe). Le gaz naturel trinidadien serait, pour la Martinique, principalement destiné à l'alimentation des centrales thermiques d'EDF ou d'autres producteurs d'électricité. Le gaz apparaît en effet comme une source d'énergie moins polluante et meilleur marché que le pétrole. Une étude de faisabilité a été réalisée en 2004. Entre la prise de décision et la mise en service, 3 ans minimum sont nécessaires à la construction. Un certain nombre de points restent cependant à consolider (sécurité de l'approvisionnement, solidité des garanties apportées par les contreparties...). Compte tenu des conséquences structurelles qu'il aura sur le paysage énergétique des Antilles et des engagements de long terme à prendre sur les quantités de gaz à enlever, un tel projet ne peut s'inscrire que dans le cadre d'un choix de politique énergétique impliquant tous les acteurs. La construction n'a pas encore été décidée. Ce projet comporte des intérêts économiques et financiers pour Trinidad, et permet de bénéficier d'une moindre pollution atmosphérique. Cependant, des contraintes existent : la dépendance énergétique vis-à-vis de la République de Trinidad et Tobago (monosource fourniture de butane), des risques techniques (sismiques et volcaniques) et les coûts d'adaptation de la clientèle au butane.

Directeur et responsable de la publication : A. VIENNEY
Rédaction : S. BOYER
Editeur et imprimeur : IEDOM – 5, rue Roland Barthes – 75598 Paris Cedex 12
Achevé d'imprimer : Décembre 2006 – Dépôt légal : Décembre 2006
ISSN 1779-2215