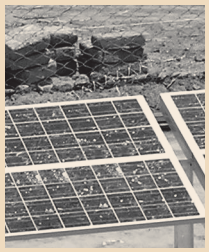
n° 03
septembre 2007

Série Évaluation et capitalisation

exPost



Cartographie du portefeuille

des projets d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables du groupe AFD et du FFEM

Koulm GUILLAUMIE

avec la collaboration de Claude BRIAND et Alain RIES

Département de la Recherche

Division Évaluation et capitalisation

Agence Française de Développement
5, rue Roland Barthes 75012 Paris < France
www.afd.fr

Liste des sigles

ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (France)
AFD	Agence Française de Développement
AIE	Agence internationale de l'énergie
ANME	Agence nationale pour la maîtrise de l'énergie (Tunisie)
CCNUCC	Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques
CIRAD	Centre de coopération internationale en recherche agronomique pour le développement (France)
CIS	Cadre d'intervention sectoriel
CNRS	Centre national de la recherche scientifique (France)
DDP	Document descriptif de projet
EE	Efficacité énergétique
ER	Énergies renouvelables
ERD	Électrification rurale décentralisée
ESCO	Energy Saving Service Company
FEM	Fonds pour l'environnement mondial
FFEM	Fonds français pour l'environnement mondial
GES	Gaz à effet de serre
IEPE	Institut d'économie et de politique de l'énergie (France)
IFREMER	Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer
IRD	Institut de recherche pour le développement (France)
LEPII-EREN	Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale-Énergie, ressources, environnement et négociations (France)
M	Million(s)
MAE	Ministère des Affaires étrangères (France)
MDP	Mécanisme de développement propre
PDU	Plan de déplacement urbain
PMA	Pays moins avancés
PNUE	Programme des Nations unies pour l'environnement
PROPARCO	Promotion et participation pour la coopération économique
t eq CO_2	Tonne équivalent de dioxyde de carbone
tep	Tonne-équivalent pétrole

SOMMAIRE

	Présentation et résumé	**5**
	Introduction	**9**
1.	**Cartographie des projets de maîtrise de l'énergie**	**10**
	1.1 Découpage par secteur	10
	1.2 Analyse par intervenant	12
	1.3 Evolution temporelle	13
	1.4 Analyse par type de financement	14
	1.5 Analyse par zone géographique	16
2.	**Conditions de démarrage des projets « maîtrise de l'énergie »**	**17**
	2.1 Cadre législatif	17
	2.2 Conditions économiques	18
	2.3 Financements	18
	2.4 Facteurs sociaux et environnementaux	21
	2.5 Facteurs techniques	22
3.	**Conclusion**	**23**
	Bibliographie	**24**
	Annexes	**25**

Présentation et résumé

La maîtrise de l'énergie regroupe le développement des énergies renouvelables (ER) et l'efficacité énergétique (EE) ; elle constitue un axe majeur d'intervention du groupe AFD (Agence Française de Développement et Proparco – Promotion et participation pour la coopération économique) et du Fonds français pour l'environnement mondial (FFEM) dans la lutte contre le changement climatique. Pour le groupe AFD, ce secteur est au cœur de la stratégie de protection des biens communs de l'humanité dans les pays émergents.

La division Évaluation et capitalisation de l'AFD a mené une cartographie des 98 projets financés entre 1994 et 2006. Générale et visant à présenter un état des lieux à une date donnée, cette cartographie devra être remise à jour régulièrement.

La présente capitalisation, relative au portefeuille de projets d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, est accompagnée de deux documents distincts sur deux questions évaluatives : « Quel usage des prêts bonifiés ? » et « Comment mesurer l'impact climatique d'un projet ? ».

Cartographie des projets de maîtrise de l'énergie

Les projets ont été classés dans une base de données spécifique, selon une typologie définie par les départements techniques de l'AFD. Des fiches par secteur technique les répertorient et analysent les facteurs de freins et de succès. Des opérations statistiques réalisées sur ce portefeuille de projets permettent d'analyser leur répartition par filière technique, par bailleur financeur et par type de financement mais aussi de suivre leur évolution temporelle.

Les projets sont inégalement répartis dans les différents types de secteurs. La majorité des projets se situe dans le secteur de la distribution électrique (23), des transports collectifs et des déplacements (14), de l'aménagement urbain et de l'habitat (12), des combustibles (11), de l'hydroélectricité (10) et de l'éolien (9).

Les projets de développement d'ER restent plus nombreux que les projets visant à l'EE, ces derniers étant en outre plus particulièrement financés par le FFEM. Celui-ci a ainsi financé depuis 1994 des projets d'EE dans la construction, les transports, l'industrie ainsi que des projets de développement des ER : électrification rurale photovoltaïque et filière bois-énergie. Après avoir soutenu de nombreux projets d'électrification rurale décentralisée (ERD), le portefeuille de projets de l'AFD s'est diversifié vers des secteurs nouveaux (biocarburants, cogénération…). En dehors d'une participation dans un fonds d'investissement en Asie, le portefeuille de Proparco concentre des projets de production d'ER, à partir de l'énergie éolienne essentiellement mais également de l'hydroélectricité et de la combustion de biogaz.

Le nombre de projets du FFEM financés chaque année est resté sensiblement stable au cours de la décennie précédente (environ 3 nouveaux projets par an), ce qui n'est pas le cas des projets de l'AFD et de Proparco, qui ont fortement augmenté à partir de 2003, ce qui s'est traduit par une hausse importante des engagements : de 50 M€ entre 1995 et 2001 à plus de 250 M€ en 2004 et plus de 450 M€ en 2006. Par ailleurs, la faiblesse des cours du pétrole en 1998-99 et 2001-2002 a entraîné, un an après, une baisse des engagements du groupe AFD et du FFEM dans le portefeuille de maîtrise de l'énergie.

La moitié des projets du portefeuille de maîtrise de l'énergie a fait l'objet de subventions (seul outil du FFEM). Un tiers des projets a bénéficié de prêts bonifiés alors que 13 % ont obtenu des prêts non bonifiés. Dans 5 % des cas, ces projets sont des lignes de crédit à taux d'intérêt bonifiés mises en place par l'AFD et accordées à des banques qui prêtent à leur tour à des projets de maîtrise de l'énergie. Les prêts non bonifiés concernent quasi exclusivement le secteur des énergies renouvelables.

Conditions de démarrage des projets de maîtrise de l'énergie

Un état des lieux des projets de maîtrise de l'énergie constituant le portefeuille permet de dégager des conditions communes favorisant le succès de ce type d'opérations mais aussi les freins aux projets. Ces facteurs propices et ces obstacles sont détaillés dans dix fiches techniques, présentées en annexe :

1. grands barrages ;
2. mini-hydroélectricité ;
3. éolien ;
4. cogénération/biomasse/biogaz ;
5. biocarburants ;
6. ERD à partir d'énergies renouvelables ;
7. transports collectifs et efficacité énergétique dans les transports ;
8. développement de partenariats et appui institutionnel ;
9. outils multisectoriels d'investissement ;
10. marché du carbone.

Les quatre premières fiches permettent de lister les conditions nécessaires au développement des énergies renouvelables. Elles sont favorisées par une obligation de rachat à des tarifs garantis de l'électricité produite par des sources renouvelables, dans la mesure où l'acquéreur est solvable. Mais le caractère intermittent de l'énergie éolienne ou hydroélectrique oblige à construire des capacités thermiques de production de réserve pour garantir la continuité de la fourniture, augmentant ainsi le coût de revient du projet. Ces caractéristiques limitent également la part que peuvent constituer ces énergies dans le mix électrique d'un pays.

La fiche « Biocarburants » montre la nécessité d'un bilan climatique approfondi de chaque projet, ce qui exige d'accéder à des données souvent peu accessibles. Ce bilan peut remettre en cause l'intérêt du projet, lequel peut par ailleurs présenter des externalités environnementales négatives.

La fiche « Transports collectifs et efficacité énergétique dans les transports » montre l'enjeu de la diminution des gaz à effet de serre (GES) dans ce secteur. La consommation énergétique des transports dépend plus des formes urbaines que du niveau de vie des habitants. Un financement des infrastructures de transport en commun sur rail peut permettre d'orienter les villes vers un modèle à mobilité durable, à condition que ce financement soit associé à des politiques publiques de limitation économique, et non plus seulement spatiale, de l'automobile et à une réflexion sur la planification urbaine.

La fiche « Développement de partenariats et appui institutionnel » insiste sur le fait que la présence de normes règlementaires contraignantes, associées à des incitations fiscales, est un facteur de développement des ER et favorise les économies d'énergie. Une labellisation obligatoire de la performance énergétique des équipements ou des bâtiments permet une mise en place contrôlée d'une réglementation. Les labels encouragent le comportement vertueux d'acteurs souhaitant aller au-delà des normes et l'élimination progressive des classes les moins performantes. Les projets présentés dans cette fiche sont souvent des opérations pilotes dans un secteur marqué par l'absence d'initiatives et de capacités techniques locales. Ils permettent de faire connaître une technologie ou un montage innovant, de montrer sa faisabilité technique et institutionnelle et de prouver son intérêt économique ; ils conditionnent le développement ultérieur de la filière.

La fiche « Marché du carbone » liste les projets d'efficacité énergétique bénéficiant du mécanisme de développement propre (MDP) mis en place dans le cadre du protocole de Kyoto. Elle fait apparaître la difficulté d'enregistrement de projets innovants en l'absence de méthodologie de comptabilisation des réductions d'émissions de GES. Des projets ont été financés par l'AFD et le FFEM pour prendre en charge une partie de ces coûts d'apprentissage. Le renouvellement du protocole de Kyoto en 2012 devrait permettre d'orienter le MDP vers un financement sectoriel de programmes plutôt que de projets, ce qui permettrait de diminuer les coûts de gestion et de suivi du mécanisme et de faciliter des projets dans des secteurs pratiquement absents aujourd'hui, comme l'habitat et le transport. ■

Introduction

Depuis une dizaine d'années, l'AFD a lancé des projets se situant au carrefour de deux enjeux prioritaires du groupe AFD – la lutte contre le changement climatique et l'efficacité énergétique. Le changement climatique est également un axe majeur d'intervention du FFEM, dont le secrétariat est basé à l'AFD. Le FFEM est par ailleurs composé d'un comité de pilotage[1] et d'un comité scientifique et technique[2].

Malgré l'intersection entre ces deux domaines, ils ne se recouvrent pas totalement. Ainsi, la séquestration du carbone pour réduire la quantité de GES dans l'atmosphère fait partie de la stratégie « climat » mais pas de la stratégie « énergie ». De même, le financement de centrales thermiques afin de faire face à la demande accrue d'énergie rentre dans la stratégie « énergie » mais non dans la stratégie « climat ».

Les projets de maîtrise de l'énergie se situent au cœur de la nouvelle mission de l'AFD de « protection des biens communs de l'humanité » et de sa stratégie « pays émergents ». Deux documents-cadres – les cadres d'intervention sectoriels (CIS) – portant respectivement sur le climat et l'énergie ont été rédigés ou sont en cours de rédaction, afin de développer la prise en compte de ces domaines prioritaires. Le montage et le financement de ce type de projets mettent en œuvre dans un certain nombre de cas des mécanismes innovants.

La maîtrise de l'énergie est un secteur porteur au plan international, innovant et complexe. Elle associe plusieurs types d'intervention : la mobilisation des énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse, biogaz, petite hydraulique…), l'efficacité énergétique (bâtiments, équipements, processus de production et transports économes en énergie) mais aussi la mise en place de cadres législatifs et réglementaires appropriés (normes de construction, tarifs incitatifs, fiscalité adaptée…).

Dans un contexte de croissance très rapide des engagements et face à l'intérêt manifesté par plusieurs départements, la division de l'Évaluation et la capitalisation de l'AFD a mené une cartographie des projets réalisés ou en cours de réalisation du groupe AFD et du FFEM. Cette cartographie, effectuée selon l'angle des filières techniques, contient l'ensemble des 98 projets du portefeuille de maîtrise de l'énergie ayant donné lieu à décision de financement entre 1994 et 2006. Du fait de ce choix de dates, cette capitalisation est amenée à juxtaposer des projets très peu comparables puisque se situant à différents stades de progression. En particulier, très peu de projets du portefeuille sont achevés et considérés comme pouvant être évalués a posteriori[3]. Cette capitalisation vise à présenter un état des lieux à une date donnée mais elle devra être remise à jour en fonction de la progression des différents projets du groupe AFD et du FFEM. De caractère très général, elle s'adresse à tout le personnel des départements opérationnels plus qu'aux spécialistes.

Cette capitalisation est accompagnée de deux notes distinctes sur deux questions évaluatives : l'une aborde l'usage des prêts bonifiés, en accordant une attention particulière aux lignes de crédit « maîtrise de l'énergie » ; et l'autre s'attache à la mesure de l'impact climatique. ■

[1] Ce comité réunit les institutions suivantes : ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie ; ministère des Affaires étrangères ; ministère de l'Écologie et du Développement durable ; ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche ; et AFD.

[2] Composé de dix membres de l'ADEME, du CIRAD, du CNRS, de l'IEPE (LEPII-EREN), de l'IRD, de l'IFREMER.

[3] Cependant, plusieurs projets d'ERD ou de grands barrages de l'AFD ont fait l'objet d'évaluations rétrospectives conduites pas la division évaluation et capitalisation.

1. Cartographie des projets de maîtrise de l'énergie

La cartographie a consisté à classer les différents projets concernés selon une typologie mise au point par les départements techniques de l'AFD et à les répertorier dans une base de données sous Excel. Des fiches par filière technique (cf. Annexes) décrivent les projets concernés et établissent un constat des facteurs de frein et de succès de ces projets.

Des calculs statistiques réalisés sur la base de données du portefeuille de maîtrise de l'énergie permettent d'analyser la répartition des projets par filière technique, par bailleur financeur et par type de financement mais aussi de suivre leur évolution temporelle.

1.1 Découpage par secteurs

Les projets sont inégalement répartis dans les différents types de secteurs (tableau 1).

Par ailleurs, de nombreux sous-secteurs répertoriés dans la typologie (Annexe 1) ne font l'objet d'aucun projet : production d'énergie renouvelable à partir de la géothermie, développement de productions locales de biens énergétiquement efficaces (réfrigérateurs…) ou prise en considération des déplacements non ou peu motorisés. Enfin, certains secteurs comme la mise à niveau énergétique des industries consommatrices ou la régulation de la demande électrique en réseau ne font l'objet que d'un seul projet-pilote.

Il faut toutefois souligner que la base de données réalisée dans le cadre de cette capitalisation ne regroupe que les projets dont la finalité principale est l'EE ou le développement d'un projet d'ER. De nombreux projets présentant une petite composante d'EE sont ainsi exclus de cette étude. C'est le cas par exemple pour le projet de la Régie des eaux de Phnom Penh (PPWSA) d'investissement en eau potable au Cambodge[4]. Ce projet comprend un volet de réduction des fuites d'eau du réseau et d'amélioration des pompes, ce qui se traduit par une diminution des consommations d'énergie du

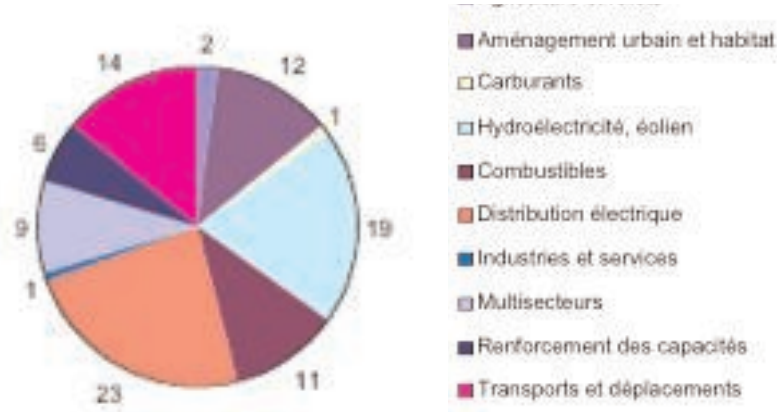


Figure 1

Interventions par secteur

[4] Voir sur les interventions de l'AFD auprès de la PPWSA : « *La régie des eaux de Phnom Penh : un modèle de gestion efficace* », Document de travail n°40, Aymeric Blanc et Alain Ries, AFD, mai 2007.

Tableau 1

Répartition des projets par secteur

SECTEUR	SOUS SECTEUR	NOMBRE	TOTAL
Agriculture et forêts	Schémas d'aménagement des forêts à des fins énergétiques et régulation de leur exploitation	2	2
Aménagement urbain et habitat	Programmes de construction d'habitat climatique performant et équipements d'usage efficaces	9	2
	Renforcement de la composante énergie dans la planification urbaine et dans les plans de déplacement urbains (PDU)	1	
	Valorisation organique ou énergétique des déchets ménagers	2	
Centrales sobres réparties sur le réseau électrique	Éolien	9	19
	Grande hydraulique (pm)	7	
	Minihydraulique	3	
Carburants	Développement des filières de biocarburants	1	
Combustibles	Modernisation des filières de combustibles traditionnels (cuisson et chauffage)	3	11
	Procédés industriels de conversion en énergie de la biomasse par carbonisation, gazéification et polycombustion	7	
	Valorisation énergétique des déchets agroindustriels	1	
Distribution électrique	Électrification rurale durable	18	23
	Réduction des pertes de distribution	4	
	Régulation de la demande en réseau	1	
Industries et services	Mise à niveau énergétique des industries consommatrices (aciérie, pétrochimie...)	1	1
Multisectoriel	Fonds d'efficacité énergétique	3	9
	Ligne de crédit	6	
Renforcement des capacités locales	Renforcement des capacités locales (appui au montage des projets y compris MDP, assistance technique, etc.)	6	6
Transports et déplacements	Rationalisation de la gestion d'énergie dans les flottes de transport	6	14
	Relance des transports collectifs urbains sobres en énergie	5	
	Renforcement de la composante énergétique des plans de transport	3	
		98	98

réseau d'eau potable. Des projets de soutien aux collectivités locales présentent également une composante de maîtrise de l'énergie.

Les opérations les plus anciennes se situent dans le secteur de la production et de la distribution d'énergie : centrales hydroélectriques, ERD à base d'ER et valorisation énergétique des résidus issus de l'agriculture et de l'agroindustrie ainsi que des déchets urbains (cogénération et centrales de biomasse). Les projets de développement d'ER restent plus nombreux que les projets visant à l'EE, ces derniers étant en outre plus particulièrement financés par le FFEM.

1.2 Analyse par intervenant

Le portefeuille de maîtrise de l'énergie de l'AFD a beaucoup évolué depuis 1994. Après avoir financé de nombreux projets d'ERD, en partie à partir d'ER et de centrales de production d'ER (barrages, fermes éoliennes), l'AFD s'oriente de plus en plus vers la lutte contre le changement climatique. Des projets plus diversifiés ont vu le jour (biocarburants, cogénération) ainsi que de nombreux projets d'infrastructures de transports collectifs (construction ou amélioration de l'efficacité énergétique). Enfin, de nombreuses lignes de crédit de maîtrise de l'énergie ont été octroyées dernièrement dans plusieurs pays émergents, qui visent à accélérer l'action de l'AFD dans plusieurs secteurs.

Proparco est impliquée de manière croissante dans le secteur de la maîtrise de l'énergie. Une participation a ainsi été prise dans le fonds d'investissement FE Clean Energy Asia, qui intervient dans des projets d'ER ou de réduction de consommation d'énergie. En dehors de cette participation, le portefeuille de concours s'est développé dans le secteur de la production d'ER, essentiellement à partir de l'énergie éolienne mais également de l'hydroélectricité et de la combustion de biogaz (tableau 2).

De son côté, le FFEM a engagé ses premiers projets dans le secteur de la maîtrise de l'énergie dès sa création, en 1994, avec une forte concentration dans le domaine de la construction (Afghanistan, Chine, Liban et Tunisie). Le FFEM a également mis en place des projets dans le secteur industriel (Europe de l'Est, Maroc), des transports (Vietnam), de l'électrification rurale photovoltaïque et de la filière bois-énergie.

Tableau 2

Répartition sectorielle du portefeuille des intervenants

SECTEUR	AFD	FFEM	PROPARCO	TOTAL
Agriculture et forêts		2		2
Aménagement urbain et habitat	3	9		12
Carburants	1			1
Centrales sobres réparties sur le réseau électrique	10	1	8	19
Combustibles	4	6	1	11
Distribution électrique	17	6		23
Industries et services		1		1
Multisecteurs	6	2	1	9
Renforcement des capacités locales et appuis	2	4		6
Transports et déplacements	10	4		14
Total	**53**	**35**	**10**	**98**

1.3 Évolution temporelle

Le portefeuille de concours de l'AFD dans le secteur de la maîtrise de l'énergie est en croissance rapide : il est passé d'un seul projet en 2002 à 17 projets en 2006. Avant 2002, le nombre de projets fluctuait autour de six par an (Figure 2).

Le montant des engagements, qui tournait autour de 50 M€ par an entre 1995 et 2001, a fortement augmenté pour atteindre plus de 250 M€ en 2004 et plus de 450 M€ en 2006. Un net repli des engagements a été observé en 2000, 2002 et 2003, reflétant l'évolution des cours du baril de pétrole brut (Figure 4).

Les faibles prix du pétrole en 1998-99 et 2001-02 ont été suivis un an après par une baisse des engagements du groupe AFD et du FFEM dans le portefeuille de maîtrise de l'énergie (Figure 3).

Le nombre de projets du FFEM liés au portefeuille considéré est resté sensiblement stable au cours de la décennie précédente, même si le montant de ses engagements a nettement augmenté, atteignant plus de 6 M€ (Figures 5 et 7). Le nombre de projets de l'AFD et de Proparco concernant la maîtrise de l'énergie a fortement augmenté à partir de 2003. Cette progression se traduit par une augmentation des engagements aussi bien de l'AFD que de Proparco (Figures 5 et 6).

Figure 2

Évolution du nombre de projets du portefeuille de maîtrise de l'énergie du groupe AFD et du FFEM entre 1995 et 2006

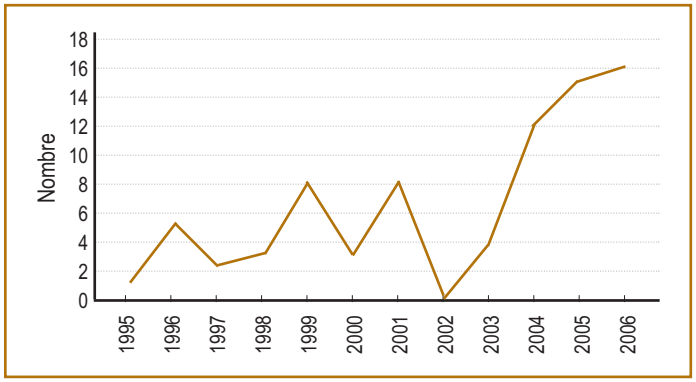


Figure 3

Évolution du montant des engagements du groupe AFD. La majorité des montants octroyés sont ceux de l'AFD, la part des engagements de Proparco et du FFEM étant plus faible

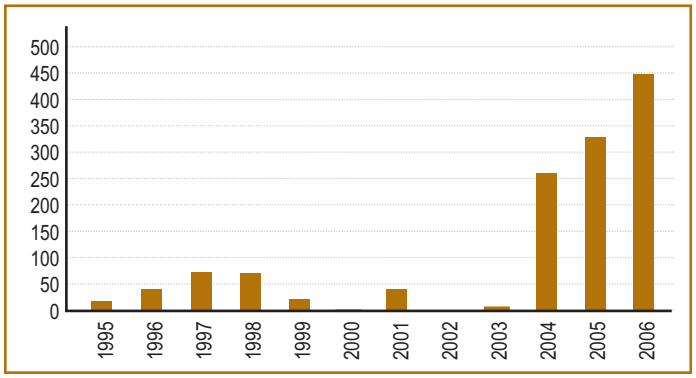
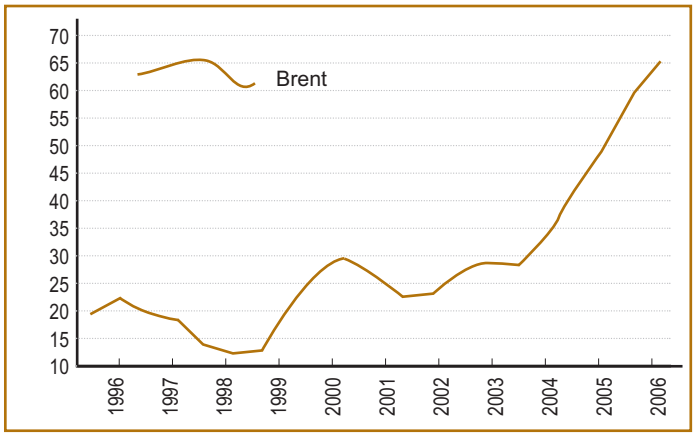


Figure 4

Évolution du prix du pétrole brut entre 1996 et 2006



Source : Oil and Gas Journal (www.mazout.ch/doc/480846583919072006.pdf).

Figure 5

Évolution du nombre de projets du portefeuille « maîtrise de l'énergie » du groupe AFD et du FFEM

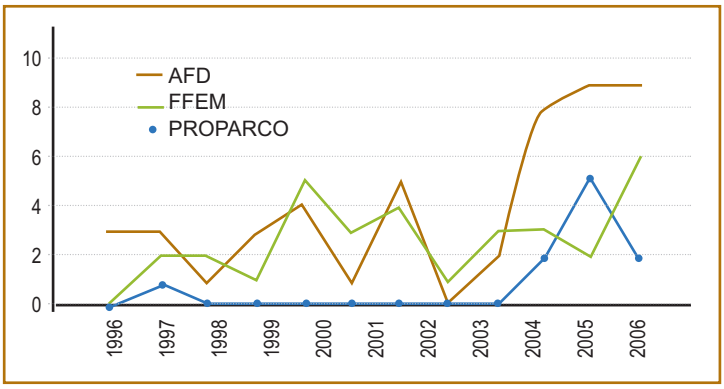


Figure 6

Évolution du montant des engagements du groupe AFD

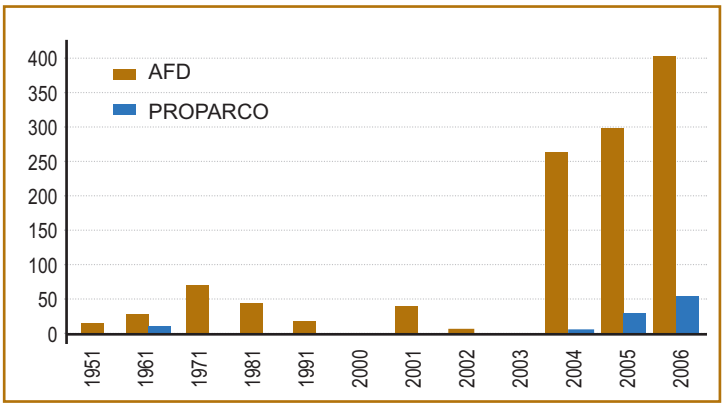
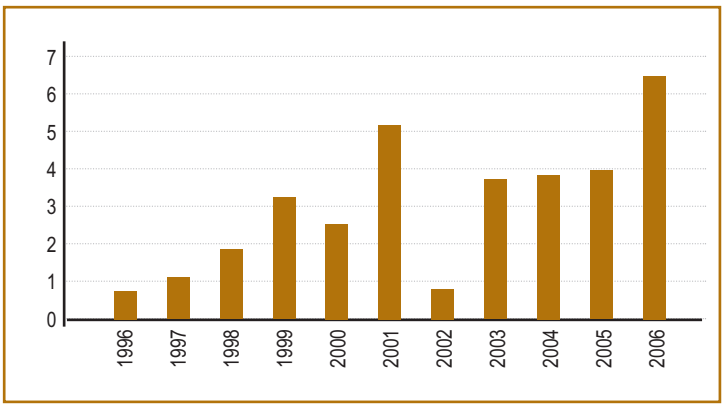


Figure 7

Évolution du montant des engagements du groupe FFEM



1.4 Analyse par type de financement

La moitié des projets du portefeuille de maîtrise de l'énergie a fait l'objet de subventions, ce qui correspond à 6 % des engagements totaux. Un tiers des projets a bénéficié de prêts bonifiés pour un montant total de 763 M€, alors que 13 % ont obtenu des prêts non bonifiés pour un montant de 208 M€. Les lignes de crédit à taux d'intérêt bonifiés (5 % des projets, correspondant à 21 % des engagements totaux) sont accordées à des banques qui prêtent à leur tour à des projets de maîtrise de l'énergie, qui peuvent être de petite envergure. L'ensemble des entreprises concernées peut en bénéficier (Figure 8).

Les outils financiers dépendent également du type d'institution (Figure 9). Le FFEM pratique uniquement les subventions alors que Proparco n'accorde que des prêts aux conditions du marché ou intervient sous forme de participation dans un fonds d'investissement et de garantie de prêts en monnaie locale[5]. L'AFD peut utiliser toute la gamme des produits financiers, à l'exception de l'octroi de subventions dans les pays émergents[6].

L'observation des instruments financiers en fonction des secteurs considérés montre que les prêts non bonifiés concernent quasi exclusivement le secteur des énergies renouvelables (tableau 3). Les secteurs innovants comportant peu de projets (comme les biocarburants, l'efficacité énergétique dans l'industrie ou le renforcement des capacités locales) ont quasi exclusivement bénéficié de subventions. Il est en de même pour le secteur de

[5] Voir le projet de génération énergétique à partir des effluents des industries de transformation du manioc en Thaïlande.

[6] Un projet de recherche sur la réhabilitation des bâtiments en Chine est toutefois financé en partie sur le budget propre de l'AFD (Annexe 9).

l'aménagement urbain et de l'habitat et, plus généralement, pour tous les secteurs de l'efficacité énergétique qui nécessitent souvent la mise en place de cadres législatifs et réglementaires appropriés. Ces interventions institutionnelles peuvent difficilement être financées autrement que par des subventions. L'AFD et Proparco ont donc un important effort à faire pour développer des projets d'efficacité énergétique à partir d'outils de prêts classiques, bonifiés ou non.

Figure 8

Type d'outils financiers par nombre de projets

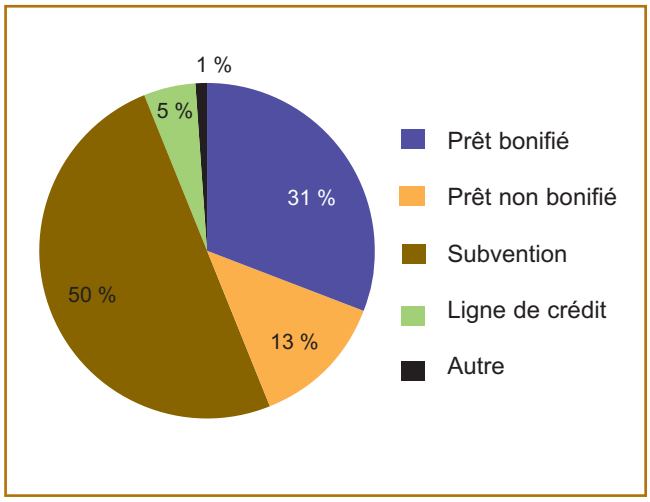


Figure 9

Type d'outils financiers par montant d'engagements

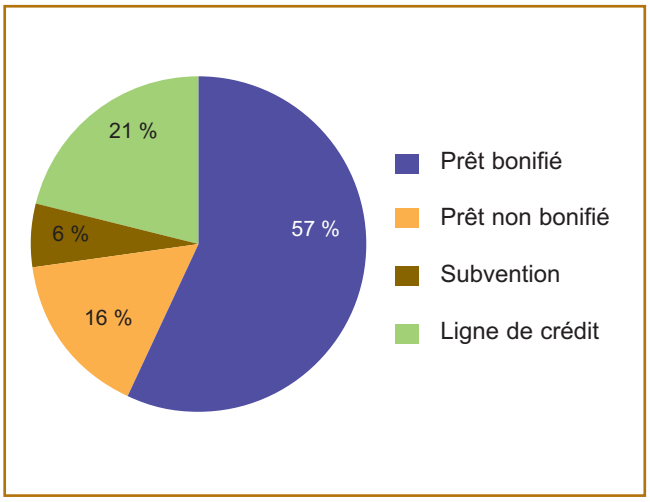


Tableau 3

Type d'outils financiers en fonction du secteur considéré

	Prêt bonifié	Prêt non bonifié	Subvention	Ligne de crédit	Autre	Total
Agriculture et forêts	1		2			3
Aménagement urbain et habitat	2		10		1	13
Carburants	1		1			2
Centrales sobres réparties sur le réseau électrique	5	12	4			21
Combustibles	4		6			10
Distribution électrique	10		13			23
Industries et services			1			1
Multisecteurs	1		3	5	1	10
Renforcement des capacités locales et appuis			6			6
Transports et déplacements	8	1	6			15
Total	**32**	**13**	**52**	**5**	**2**	**104**

Note : certains projets peuvent bénéficier de deux outils (prêt + subvention) et sont donc comptabilisés deux fois.

1.5 Analyse par zone géographique

Les projets sont bien répartis en nombre entre les différents secteurs géographiques d'intervention de l'AFD. Si les projets en Europe de l'Est sont tous financés par le FFEM, près de la moitié des engagements du portefeuille de maîtrise de l'énergie sont concentrés dans la zone Maghreb et Moyen-Orient et un tiers en Asie.

Les collectivités locales d'Outre-mer (COM) et l'Afrique subsaharienne bénéficient d'une contribution plus restreinte, expliquée par le plus grand nombre de subventions (Figures 10 et 11).

Figure 10

Nombre de projets par zone géographique

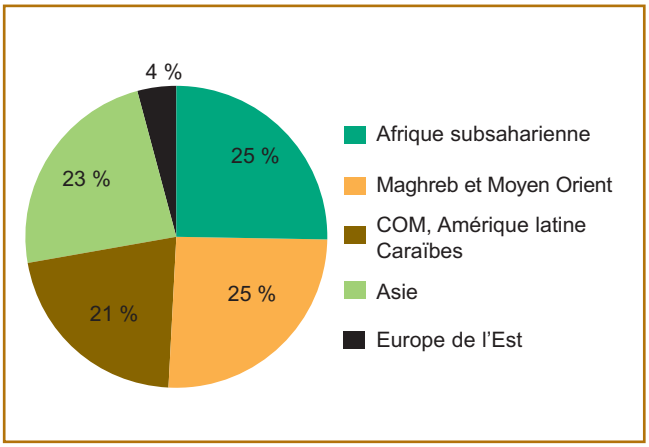
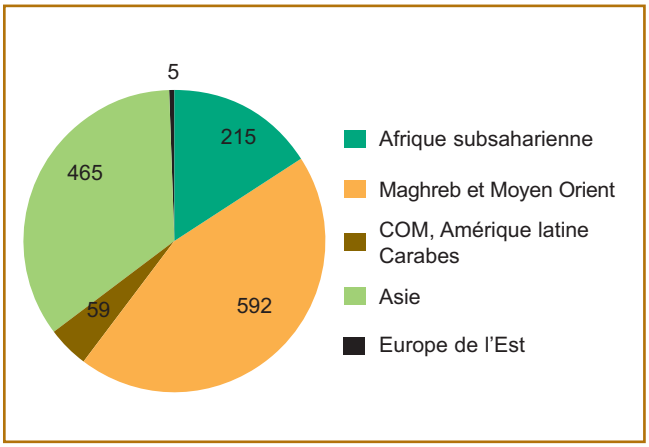


Figure 11

Montant des engagements par zone géographique (M€)



2. Conditions de démarrage des projets « maîtrise de l'énergie »

Dans le cadre de cette capitalisation, l'état des lieux des projets de maîtrise de l'énergie permet de dégager des conditions communes favorisant le succès de ce type d'opérations. Les facteurs de réussite ou les freins aux projets sont détaillés par filière technique dans les fiches en annexe (Annexes 2 à 11).

2.1 Cadre législatif

2.1.1 Volonté politique

Une volonté politique de développer les ER et l'EE renforce les chances de succès de projets de maîtrise de l'énergie. Ces derniers doivent être intégrés à la stratégie globale d'économie d'énergie du pays.

Ainsi en Tunisie, le soutien politique – y compris au plus haut niveau de l'État – est particulièrement net depuis le troisième choc pétrolier, en 2004. Il a permis la mise en place d'un programme global et cohérent de maîtrise de l'énergie et de promotion des énergies renouvelables, accompagné d'un dispositif législatif et financier et soutenu par une agence publique dotée des moyens nécessaires, l'Agence nationale pour la maîtrise de l'énergie (ANME)[7].

La synergie des programmes de maîtrise de l'énergie permet par ailleurs de mutualiser les campagnes de communication vers et l'administration, renforçant ainsi l'impact positif du projet.

2.1.2 Tarification de l'électricité, des biocarburants ou des transports en commun

Trois facteurs favorisent le développement des projets d'énergie renouvelable :

– une obligation de rachat de l'électricité produite par des sources renouvelables ;

– des tarifs fixes d'achat de l'électricité pendant dix à 20 ans, éventuellement subventionnés ;

– des crédits carbone obtenus par le MDP.

En l'absence de tarifs fixes, les ER sont difficilement rentables si les tarifs de l'énergie conventionnelle ne reflètent pas le coût d'achat des produits pétroliers. Le seuil de rentabilité dépend alors des alternatives énergétiques existantes et fluctue beaucoup en fonction des cours mondiaux du pétrole.

L'utilisation de centrales thermiques au diesel à faible rendement énergétique peut rendre des ER comme l'éolien compétitives. Tel a été le cas au Sénégal, par exemple. Quant à la rentabilité des grands barrages, elle est plus facile à assurer vu le coût de revient de la grande hydroélectricité, généralement plus faible. De la même manière, la rentabilité de la filière des biocarburants est extrêmement tributaire du prix du pétrole et nécessite donc la garantie par l'État de prix d'achat fixes et, éventuellement, subventionnés.

[7] Voir, dans le cadre de cette capitalisation, la note consacrée à la Tunisie.

La promotion de l'utilisation des transports collectifs nécessite également des subventions à l'investissement et/ou des tarifs aidés pour les usagers. Leur développement est favorisé dans les pays et dans les collectivités locales bénéficiant d'autorités régulatrices des transports.

2.1.3 Normes réglementaires

La présence de normes règlementaires contraignantes est un facteur de développement des ER qui favorise les économies d'énergie. Ainsi en France, il existe une obligation de capter le méthane issu des décharges. Le pays doit toutefois bénéficier d'un environnement réglementaire stable, pour favoriser la confiance. La réglementation doit par ailleurs être adaptée aux contraintes nationales. L'Inde, la Thaïlande et plusieurs autres pays ont ainsi imposé l'incorporation progressive d'un pourcentage d'éthanol dans l'essence. Or, l'insuffisance de la production d'éthanol sur le marché intérieur n'a pas permis le respect des règlementations, qui n'avaient pas été coordonnées avec le développement des agroindustries. Ce respect de la réglementation est un facteur important. Il est ainsi recommandé que la mise en place de normes soit accompagnée d'un travail de renforcement des capacités des différents acteurs et principalement, des futurs contrôleurs.

La labellisation de la performance énergétique des équipements électroménagers, de l'habitat ou des moteurs permet la mise en place contrôlée d'une réglementation. Une interdiction progressive des classes les moins performantes peut être imposée, laissant aux industriels et aux différents acteurs la possibilité de s'adapter à la future réglementation. Les labels encouragent par ailleurs le comportement vertueux d'acteurs qui souhaitent aller au-delà des normes. Une telle démarche a été mise en place par l'ANME tunisienne pour les réfrigérateurs, avec beaucoup de succès. Pour assurer la réussite d'un projet, la labellisation doit être rendue obligatoire pour tous les équipements ciblés.

2.2 Conditions économiques

L'ouverture du marché national de l'électricité facilite l'accès de nouveaux producteurs d'électricité. Si le contexte institutionnel et tarifaire le permet, le développement des ER peut ainsi s'en trouver facilité. Alors qu'aujourd'hui, les financements disponibles pour le développement des ER sont nombreux, les financeurs ont du mal à trouver des projets présentant des garanties suffisantes en matière de vente de l'électricité.

Ce problème est particulièrement sensible dans les pays moins avancés (PMA), où la faiblesse des tarifs de l'électricité et l'importance des impayés interdisent aux sociétés de distribution de l'électricité de parvenir à l'équilibre financier.

2.3 Financements

2.3.1 État et collectivités locales

Afin de renforcer l'action réglementaire, notamment dans les pays à faible capacité de contrôle, la politique de maîtrise de l'énergie bénéficie fortement de la présence d'incitations fiscales, pour les industriels comme pour les particuliers. Les subventions des tarifs des énergies électriques ou les subventions à l'investissement pour des centrales, des systèmes de transport ou des équipements plus efficaces énergétiquement constituent avant tout un coût pour l'État. Ce manque à gagner fiscal peut toutefois être en partie compensé par une diminu-

tion de la part du budget de l'État permettant la subvention de tarifs de l'électricité produite à partir d'hydrocarbures ou de gaz. Par ailleurs, les subventions fiscales peuvent prendre la forme d'une redistribution de taxes prélevées sur la consommation d'énergie ou sur des produits fortement consommateurs (voitures, avions, industries à efficacité énergétique faible, climatiseurs…).

Pour les particuliers, des mécanismes financiers originaux peuvent être introduits pour aider les consommateurs à investir dans des biens énergétiquement efficaces. Ainsi en Tunisie, le programme PROSOL de mise en place de chauffe-eau solaires permet aux particuliers d'acheter ce type de chauffe-eau en bénéficiant d'une subvention de 20 % à crédit. Les sommes à rembourser correspondent aux économies d'énergie réalisées et sont donc déduites de la facture de la compagnie nationale d'électricité.

2.3.2 Banques locales

Un élément de blocage majeur des projets de maîtrise de l'énergie peut provenir de la difficulté à obtenir des financements. Les banques hésitent à financer de tels projets, car elles méconnaissent les technologies d'énergies renouvelables ou d'efficacité énergétique innovantes (centrale de trigénération, centrales de combustion de biomasse…) et n'ont pas la capacité d'évaluer rationnellement les risques et les bénéfices.

Par ailleurs, les sociétés promotrices du projet ont parfois du mal à prouver leur solvabilité ou la viabilité économique du projet. Elles peuvent aussi avoir des difficultés à apporter des garanties suffisantes à leur banquier.

Enfin, les maîtres d'ouvrage cherchent des prêts de longue durée, correspondant à l'amortissement des installations financées. Cet avantage est, sans doute, plus valorisé qu'une bonification du taux d'intérêt. Les banques locales rechignent souvent à octroyer ce type de prêt.

2.3.3 Bailleurs de fonds

De nombreux projets de petite taille ne parviennent pas à attirer les bailleurs du fait de la faiblesse de l'investissement envisagé. Des financements innovants comme les lignes de crédit environnementales mises en place ces dernières années pourraient permettre de lever ce blocage.

En outre, les fonds d'investissement auxquels certains bailleurs apportent une participation financière peuvent s'intéresser à des projets de plus faible taille. Proparco a ainsi investi dans le fonds FE Clean Energy Asia. Ces fonds présentent également l'avantage pour le bailleur de fonds de prendre pied sur le terrain de manière plus souple. Ainsi, deux projets financés en capital par le fonds FE Clean Energy Asia ont également bénéficié de l'octroi d'un prêt par Proparco.

Enfin, les maîtres d'ouvrage ne souhaitent pas emprunter pour financer les études de la phase amont du projet. Le développement de fonds permettant d'octroyer des subventions pour le lancement de projets permettrait de lever ce frein.

2.3.4 Financement MDP

Le MDP apparaît comme une ressource financière additionnelle pouvant influer favorablement sur la décision d'investissement de l'investisseur/opérateur public. Cette source de revenu est totalement différente de celles d'un bailleur de fonds, puisque les crédits ne sont obtenus qu'après la réalisation du projet et que les revenus dépendent du cours du marché de la tonne de CO_2.

La Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC)[8] a développé de nombreuses méthodologies pour valider les projets de réduction des émissions de GES éligibles au MDP, en s'appuyant sur trois concepts fondamentaux : le scénario de référence, l'additionnalité du projet ainsi que le plan de suivi du projet[9]. L'élaboration et l'ap-

[8] Voir http://unfccc.int/

[9] Voir, dans le cadre de cette capitalisation, la note relative à l'impact climatique, qui traite de cette question de manière plus approfondie.

plication d'une méthodologie type MDP est une démarche très lourde mais ce processus est le principal garant de la crédibilité du mécanisme. Les coûts d'accès sont donc très élevés pour un maître d'ouvrage souhaitant enregistrer un projet innovant où aucune méthodologie n'est au point. Le plus fort taux de rejet de méthodologies a été observé dans la catégorie de l'efficacité énergétique. Seuls 4 % des projets approuvés ont pour but d'augmenter l'EE et ces derniers sont concentrés à 80 % dans l'industrie et majoritairement en Inde[10] (Annexe 12). En outre, il n'est pas évident que les revenus liés à la vente des crédits carbone couvrent les frais réels de l'enregistrement au titre du MDP et de l'investissement initial. Dans le secteur des transports, l'approbation d'une méthodologie pour les bus rapides de transit (AM0031) est un grand progrès (un projet à ce jour). Toutefois, la méthodologie est tellement restrictive qu'elle ne pourra considérer que très peu de projets de transport en commun (Annexe 12).

Aider les pays en développement à mettre en place des méthodologies MDP dans des secteurs innovants constitue donc un effet de levier majeur. Des projets similaires dans le monde entier pourront en effet en bénéficier par la suite. De premières actions ont été réalisées par l'AFD et le FFEM dans ce sens (Annexe 11). Il en va ainsi du programme Africa Assist, qui vise à favoriser l'essor de projets MDP en Afrique, laquelle ne comptabilise actuellement que 2,77 % des projets (contre 58,7 % pour l'Asie). Un autre projet entend mettre en place quatre programmes MDP en Chine centrés sur le charbon (efficacité énergétique et charbon propre), la petite hydraulique, la biomasse et l'assainissement municipal liquide et solide. Enfin, le FFEM s'associe au Programme de Nations unies pour l'environnement (PNUE) pour aider à promouvoir l'éligibilité au MDP des projets forestiers dans les pays d'Afrique.

Dans le cadre de la mise en œuvre de son parc éolien à Tétouan (10 MW), intégré à sa cimenterie, Lafarge Maroc a demandé au FFEM de l'appuyer pour développer un projet MDP qui pourra servir de référence pour de nombreux industriels dans le montage de tels projets – depuis l'élaboration du document descriptif du projet (DDP) jusqu'au transfert des crédits carbone liés à cet investissement. À part le dernier projet, on constate toutefois que les soutiens ne visent pas actuellement des secteurs innovants non encore enregistrés au MDP, mais plutôt des géographies spécifiques.

Dans la pratique, les investisseurs des pays développés à la recherche de crédits carbone se portent en priorité sur les projets MDP, pour lesquels la mobilisation de crédits est la plus simple : centrales de combustion du biogaz des déchets, énergies renouvelables et réduction des émissions des gaz fluorés et azotés (HFC et N2O). Un projet financé par l'AFD a bénéficié de crédits carbone du MDP. Il s'agit d'un projet de valorisation du méthane issu des décharges, à Durban en Afrique du Sud (Annexe 5).

Enfin, le développement des financements MDP est conditionné par le renouvellement du protocole de Kyoto – dont la première phase s'achève en 2012. La deuxième phase du MDP devrait s'orienter vers un financement sectoriel de programmes plutôt que de projets. Ce changement d'orientation devrait permettre de diminuer les coûts de gestion et de suivi du mécanisme et de faciliter l'accréditation MDP de projets dans des secteurs presque absents aujourd'hui, comme l'habitat et le transport (Annexe 12). Une ébauche du MDP programmatique a déjà été mise en place en décembre 2005. Ainsi, l'adoption d'une réglementation conduisant à des réductions d'émissions de GES ne peut être soumise au MDP. Toutefois, les activités aboutissant à la mise en place de cette réglementation (mesures incitatives) peuvent être soumises comme un projet unique. Les méthodologies restent à élaborer. Une méthodologie (NM0159-rev) visant à inclure des programmes encourageant le respect de réglementations a été rejetée[11]. Dans le cadre d'une réglementation thermique accompagnée de subventions incitatives, les financements MDP pourraient permettre de ré-abonder les fonds de subvention du pays.

[10] Niederberger (2007).

[11] Niederberger (2007).

2.3.5 Développement des ESCO

Les ESCO (Energy Saving Service Company) sont des sociétés de services énergétiques proposant à des clients industriels des diagnostics pour réduire leurs dépenses énergétiques. L'ESCO se rémunère en partageant les économies de fonctionnement générées avec le client. Ces sociétés ont l'avantage de gérer l'ensemble du projet : conception, recherche de financements, montage du projet, réalisation et exploitation. Elles ont par ailleurs la capacité de mobiliser l'ensemble des acteurs de la filière et de financer des projets de toute taille.

Rares sont les projets associés à des ESCO à figurer dans le portefeuille du groupe AFD et du FFEM. Le FFEM a apporté une subvention en 1999 pour accompagner la mise en œuvre d'un fonds d'efficacité énergétique dans les pays de l'Europe de l'Est. Ce fonds a investi dans des ESCO de façon à démultiplier son action, en intervenant dans des projets de montants plus limités ou des groupes de projets spécifiques. Proparco a investi dans un fonds du même type, FE Clean Energy Group, qui monte des projets d'efficacité énergétique en partenariat avec des ESCO. Le FFEM a également accordé une subvention pour le développement et la concrétisation d'une ESCO finançant le développement de la petite hydroélectricité en zone rurale en Indonésie.

Deux freins au plein développement des activités des ESCO sont le manque de compétences sur les technologies innovantes et le manque de capitaux. La mise en place des lignes de crédit par l'AFD pourrait permettre de parer au manque de moyens de ces sociétés d'ingénierie.

2.4 Facteurs sociaux et environnementaux

2.4.1 Impacts environnementaux et sociaux

Les impacts environnementaux et sociaux négatifs sont toujours un frein au montage des projets de développement, quels qu'ils soient. Ce constat est particulièrement d'actualité pour les projets du portefeuille d'EE et d'ER qui concentrent de nombreux projets d'infrastructures de grande taille : grands barrages, lignes de chemins de fer, centrales de cogénération…

Les impacts environnementaux positifs de la réduction des émissions de GES rentrent bien évidemment dans la balance mais ils ne doivent pas faire oublier les déplacements de population majeurs pouvant être induits par les projets de grandes infrastructures. De leur côté, les projets d'agroindustrie tels que le développement des biocarburants introduisent un conflit d'utilisation des sols avec les cultures à usage alimentaire et peuvent entraîner une pollution des sols et des eaux de surface. Enfin, à petite échelle, un parc éolien entraîne une pollution visuelle et sonore limitant l'extension de ce procédé.

Une étude d'impact environnemental et social sérieuse, accompagnée d'un plan de gestion environnemental et social et, le cas échéant, d'un plan de déplacement des populations visé par un sociologue, doit permettre de garantir le bon déroulement de ces projets.

2.4.2 Impact climatique réel

L'impact climatique d'un projet est souvent très complexe à mesurer et nécessite des données souvent peu ou non accessibles. Ce manque d'information peut devenir fâcheux dans le cas de projets a priori intéressants et qui, dans les faits, ne le sont pas. Il en va ainsi, par exemple, des filières de biocarburant : celles-ci ont un rendement énergétique très faible qui ne justifie pas les externalités négatives liées à leur mise en place.

Le bilan carbone absolu en cours de mise au point à l'AFD permettra d'homogénéiser les méthodes et les données de base (facteurs d'émissions, sources d'émissions à considérer…) des bilans climatiques du groupe AFD.

2.5 Facteurs techniques

2.5.1 Initiatives et capacité technique

Les porteurs potentiels de projets, souvent des PME ou des collectivités, ne connaissent pas suffisamment l'existence de filières techniques spécifiques et les économies d'énergie qui pourraient être induites. Ainsi dans les pays en développement, le développement du photovoltaïque est limité par la faiblesse du savoir-faire technique local et l'absence d'acteurs privés de taille appropriée.

La mise en place de projets pilotes subventionnés, puis la capitalisation des résultats, permet de faire connaître une technologie ou un montage innovant, de montrer sa faisabilité technique et institutionnelle et de souligner son intérêt économique. Ces projets pilotes sont une condition nécessaire au développement ultérieur de la filière et doivent faire l'objet de présentations dans des séminaires nationaux et internationaux.

Par effet de contagion notamment par l'intermédiaire des décideurs publics (autorités nationales et locales) et des financiers internationaux (banques de développement), ces projets pilotes peuvent alors s'étendre à l'ensemble du pays, de la sous-région ou même plus largement. Cette extension est soumise à une condition : que les freins liés à des effets de seuil ou de masse critique soient levés.

2.5.2 Caractère intermittent de certaines énergies renouvelables

Le caractère intermittent de l'énergie éolienne ou hydroélectrique oblige à construire des capacités thermiques de production de réserve pour garantir la continuité de la fourniture, augmentant ainsi le coût de revient du projet. Ces caractéristiques limitent également la part potentielle de ces énergies dans le mix électrique d'un pays. ■

3. Conclusion

Un cadre législatif adéquat et une forte volonté politique favorisent le développement des ER et de l'EE. Une stratégie globale de maîtrise de l'énergie rend possibles des synergies entre programmes et une mutualisation des campagnes de communication. Parallèlement à un cadre institutionnel favorable, les projets d'EE et d'ER ont besoin de pouvoir s'appuyer sur des capacités techniques locales mais aussi obtenir des financements adaptés de longue durée, correspondant à l'amortissement des installations financées.

Bibliographie

AFD (à paraître), *Chine : investir dans la maîtrise de l'énergie.* Actes du séminaire franco-chinois, Chengdu, 6-7 avril 2006, Agence Française de Développement, Paris.

Birner, S. et E. Martinot (2002), *The GEF Energy-efficient Product Portfolio: Emerging Experience and Lessons, Monitoring and Evaluation Working Paper 9*, Fonds pour l'environnement mondial, Washington, D.C., juin
www.gefweb.org/Working_Paper__9.pdf

CCNUCC (2007), *Project Search* : disponible sur http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html, juin.

Geller, H. et A. Attali (2005), *The experience with energy efficiency policies and programmes in IEA countries- Learning from the Critics*, Agence internationale de l'énergie, Paris, août.

Guillaumie, K. (2007), *Comment mesurer l'impact climatique ?*, Expost, Série Evaluatuion et capitalisation n° 5, Agence Française de Développement, Paris, septembre.

Guillaumie, K. et A. Ries (2007), *Évaluation rétrospective du projet FFEM d'efficacité énergétique dans la construction en Tunisie*, Expost, Série Evaluatuion et capitalisation n° 6, Agence Française de Développement, Paris.

Moffatt, S. (2007), *Urban efficiency case study*, atelier "Scaling-up energy efficiency: bridging the action gap", Consensus Institute, Agence internationale de l'énergie, Paris, avril.

Le Monde (2007), « Les émissions de CO_2 entre 2000 et 2004 ont augmenté à un rythme supérieur à celui des années 1990 », 22 mai : www.lemonde.fr/web/article/0,1-0@2-3244,36-913144@51-853716,0.html

Niederberger A.-A. (2007), *Seminar Issue Paper: Energy efficiency projects in Clean Development Mechanism and Joint Implementation*, UNIDO/CTI/UK Trade & Investment Seminar, 19-20 mars, Vienne.

Ries, A. (2007), *Quel usage des prêts bonifiés ?*, Expost, Série Evaluatuion et capitalisation n° 4, Agence Française de Développement, Paris, septembre.

Waide, P. (2007), *The scale of economy: global energy efficiency potentials, opportunities and conditions for success*, atelier "Scaling-up energy efficiency: bridging the action gap", Agence internationale de l'énergie, Paris, avril.

ANNEXES

Annexe 1. Typologie des projets de maîtrise de l'énergie

Annexe 2. Fiche technique : grands barrages

Annexe 3. Fiche technique : mini-hydroélectricité

Annexe 4. Fiche technique : éolien

Annexe 5. Fiche technique : cogénération/biomasse/biogaz

Annexe 6. Fiche technique : biocarburants

Annexe 7. Fiche technique : électrification rurale décentralisée (ERD) à partir d'énergies renouvelables

Annexe 8. Fiche technique : transport collectifs et efficacité énergétique dans les transports

Annexe 9. Fiche technique : habitat résidentiel et tertiaire

Annexe 10. Fiche technique : développement de partenariats et appui institutionnel

Annexe 11. Fiche technique : lignes de crédit et fonds multisectoriels d'investissement

Annexe 12. Fiche technique : mécanisme de développement propre

Annexe 13. Projets d'efficacité énergétique enregistrés au titre du MDP

Annexe 1. Typologie des projets de maîtrise de l'énergie

La maîtrise de l'énergie regroupe le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique dans différents domaines d'application : production et distribution d'énergie, industries et services, transports et mobilité, aménagement urbain et habitat, agriculture et forêts.

Les financements octroyés peuvent être soit en lien direct avec un domaine d'application soit multisectoriels (lignes de crédit et fonds d'investissement spécialisés dans la maîtrise de l'énergie).

Production et distribution d'énergie

Centrales sobres réparties sur le réseau électrique :

– Grande hydraulique (pm)
– Mini-hydraulique
– Eolien
– Géothermie

Combustibles

– Modernisation des filières de combustibles traditionnels (cuisson et chauffage).
– Procédés industriels de conversion en énergie (chaleur et électricité) de la biomasse[1] par carbonisation, gazéification[2] et polycombustion[3].

[1] La biomasse désigne la fraction biodégradable des résidus issus de l'agriculture et des productions connexes ainsi que des déchets municipaux, industriels, de l'hôtellerie et de la restauration.

[2] Le biogaz utilisé dans les centrales de production d'énergie provient soit de la décomposition naturelle des déchets municipaux (décharges) et des effluents (stations d'épuration), soit de leur fermentation dans des méthaniseurs (digestion).

[3] La cogénération concerne les installations de production d'énergie (électricité et/ou chaleur), à partir de combustibles fossiles (gaz, GPL, diesel) et de biomasse ou de biogaz. Dans le secteur industriel, elle a pour objectif principal l'autoproduction d'électricité et de chaleur.

Carburants

– Développement des filières biocarburants (sucre/éthanol et huile/biodiesel).

Distribution électrique

– Régulation de la demande en réseau (plan de gestion de la demande électrique et tarification incitative).
– Réduction des pertes de distribution.
– Electrification rurale durable (photovoltaïque ou réseaux locaux autonomes).

Industries et services

– Mise à niveau énergétique des industries consommatrices (aciérie, pétrochimie, métallurgie, textile…).
– Usines de productions d'équipements efficaces (moteurs, réfrigérateurs, lampes, modules solaires…).
– Régulation de l'énergie dans le tertiaire (bureaux, commerces, hôtellerie, hôpitaux,…).
– Promotion des sociétés de services énergétiques.
– Valorisation énergétique des déchets agro industriels.

Transports et déplacements

– Renforcement de la composante énergétique des plans de transport (personnes ou marchandises).
– Rationalisation de la gestion de l'énergie dans les flottes de transports formelles et informelles (bus, minibus, taxis…).
– Relance des transports collectifs sobres en énergie (rail, métros, …).
– Prise en considération des déplacements non ou peu motorisés (vélos, piétons).

Aménagement urbain et habitat

– Renforcement de la composante énergie dans la planification urbaine et dans les plans de déplacement urbains.
– Maîtrise des consommations d'énergie des collectivités locales et des équipements publics.
– Programmes de construction d'habitat climatique performant (construction neuve et réhabilitations) et équipements d'usage efficaces (chauffe eau solaire domestique, appareils électroménagers efficaces).
– Valorisation organique ou énergétique des déchets ménagers.

Agriculture et forêts

– Schémas d'aménagement des forêts à des fins énergétiques et régulation de leur exploitation.
– Plans territoriaux de gestion et de valorisation énergétique de la biomasse d'origine agricole.
– Productions agricoles et agro industrielles à finalité énergétique (sucre, huile…).
– Développement d'une irrigation sobre en énergie (et en eau).

Renforcement des capacités locales et appuis

– Renforcement des capacités locales (appui au montage de projets y/c MDP[4], assistance technique, formation de cadres techniques et bancaires, information et sensibilisation des professionnels, études).
– Mise en place d'un système de suivi et évaluation des projets financés par l'AFD.

[4] Mécanisme pour un développement propre.

Annexe 2. Fiche technique : grands barrages

Nombre de projets : 7	Date d'octroi : 1995, 1997 1999, 2005 et 2006	Notations qualité
AFD : 4 Proparco : 3 FFEM : 0	Evaluation : 1 SRAP : 1 (projet CPF1052) Prêts bonifiés : 2 Prêts non bonifiés : 5 Subventions : 2 (en plus de prêts non bonifiés)	A : 1 B : 1 C : 1 D : 0 N.C. : 4

1. Description synthétique de la filière

Selon la Commission internationale des grands barrages (CIGB), un grand barrage a les caractéristiques suivantes :

– hauteur de 15 m ou plus au-dessus de la surface générale des fondations ;

– hauteur de 5 à 15 m avec un réservoir supérieur à 3 millions de m^3.

Selon cette définition, il existe 45 000 grands barrages dans le monde. Les quatre principaux pays constructeurs de barrages en comptent les trois quarts : 45 % en Chine, 14 % aux Etats-Unis, 9 % en Inde et 6 % au Japon. La France compte 569 grands barrages, soit 1 % du total mondial.

Les trois principales zones de construction de barrages aujourd'hui sont l'Asie du Sud-Est (Chine, Vietnam, Laos), l'Amérique du Sud (Brésil) et le Proche-Orient (Turquie).

Un autre critère permet de classer parmi les grands barrages tout projet qui présente des impacts environnementaux et sociaux majeurs.

2. Expériences existantes

2.1. Barrage hydroélectrique de Garafiri en Guinée

Ce projet a fait l'objet d'une évaluation rétrospective en décembre 2005 par la division pour l'évaluation et la capitalisation de l'AFD.

En juin 1986, l'AFD a cofinancé avec la Banque mondiale des études confiées en mars 1987 au groupement EDF/COYNE & BELLIER. Un plan de financement est arrêté en avril 1994 par les bailleurs de fonds suite aux positions guinéennes de libéralisation progressive du secteur électrique. A la suite du retrait de la Banque mondiale en 1995 et de la BAD, d'autres bailleurs ont été mobilisés pour boucler la totalité du financement et sept bailleurs ont finalement participé au budget.

Le montant total des financements AFD a été de 39,635 M€ pour un coût total du projet de 199,5 M.USD. Les travaux se sont déroulés, hors route d'accès, de mars 1996 à février 2000.

L'usine hydroélectrique présente une puissance unitaire installée totale de 75 MW. Vingt-deux villages totalisant 2 143 personnes qui ont dû être réinstallées à la suite de la création du lac-réservoir. L'indice de satisfaction de ces personnes est

relativement bon en raison notamment de l'amélioration sensible des conditions de vie (accès à l'eau potable, aux soins, amélioration de l'habitat) et de la scolarisation des enfants. Le traitement des populations, en aval du barrage, n'a été en revanche que très peu pris en compte, alors que 20 villages et près de 3 000 personnes ont été concernés.

De nombreux problèmes affectant certains équipements ont été constatés ainsi que la difficulté d'y remédier compte tenu de l'absence totale de trésorerie au niveau de la compagnie nationale d'électricité, Electricité de Guinée (EDG). Cet état de fait reflète la situation catastrophique d'EDG pour lequel le taux de recouvrement des factures est très faible (un gros tiers).

2.2. Projets d'hydroélectricité financés par le FE Clean Energy Global Asia Fund (Fondelec Fegace) (PZZ1062)

PROPARCO a investi un montant de 5 M.USD dans un fonds d'investissement spécialisé dans le financement des énergies renouvelables en Asie. Le gestionnaire du fonds est une société américaine, FE Clean Energy Group (FECEG). Les projets d'efficacité énergétique sont montés en partenariat avec des sociétés d'ingénierie ou ESCO. Les aspects liés à la vente des crédits carbone sont confiés au cabinet NATSOURCE.

Plusieurs projets sont en cours en Chine :

– la construction d'un barrage de 79 MW à Zhongda Yanjin sur le fleuve des Eaux Blanches (White Waters River) bénéficiant également d'un prêt de Proparco (voir paragraphe 2.3). Cinq autres centrales pourraient également être financées. Un accord de vente des crédits carbone générés par le projet au Prototype Carbon Fund a été signé en 2006 à un coût de 8,75 USD la tonne pour un volume de 2,2 millions de t ;

– le financement d'un barrage hydroélectrique de 70 MW en construction à Ludian.

2.3. Zhongda (PCN1006) en Chine

Le projet porte sur la construction et l'exploitation d'un ensemble de trois grands barrages en ligne sur la rivière Bai Shui Jiang au nord de la province du Yunnan dans le comté de Yanjin, à environ 6 km de son point de confluence avec la rivière Heng. Le choix d'un ensemble de trois barrages permet de minimiser les impacts environnementaux par rapport à un projet unique plus important. L'ensemble du projet nécessite le déplacement de 475 personnes.

La hauteur de chacun des barrages est d'environ 30 mètres, les classant parmi les « grands barrages » selon la classification de la Commission internationale sur les grands barrages. PROPARCO a octroyé un prêt de 7,8 M€ à YUNNAN ZHONGDA YANJIN POWER GENERATION CO, destiné au financement de ses trois barrages d'une capacité totale de 78 MW et permettant une production annuelle moyenne de 386 GWh.

Le projet a reçu un accord formel du NPRC pour la vente de ses crédits carbone au Fonds prototype carbone de la Banque mondiale à un tarif de 8,78 USD la tonne de CO_2.

2.4. SA Coder Marama Nui : Financement partiel aménagement hydroélectrique vallée Haute-Papenoo en Polynésie (CPF1059)

Un prêt non bonifié de 17,6 M€ a été octroyé par l'AFD en 1996 à Coder Marama. Le projet fait l'objet d'un rapport d'achèvement de projet.

2.5. Energie du barrage Manantali et lignes haute tension (CZZ1027)

Un prêt de 17,6 M€ a été octroyé par l'AFD en 1997 à SOGER. Une subvention est associée à ce projet.

2.6. Secteur électrique - aménagement barrage Lom Pangar au Cameroun (CCM1122)

Un prêt de 1,2 M€ a été octroyé par l'AFD en 1999 au Cameroun pour la construction du barrage de Lom Pangar.

2.7. Barrage hydroélectrique Nam Theun 2 au Laos (PLA1002 et CLA1033)

Le projet consiste à construire un barrage hydroélectrique d'une capacité de 1070 MW dont 90 % de la production sera vendue à la Thaïlande à partir de 2009. Le Laos a accordé à

la société Nam Theun Power Company (NTPC) une concession d'une durée de 25 ans afin de construire et d'exploiter l'aménagement hydroélectrique. Le projet nécessite le déplacement de 6 200 personnes (1 120 foyers). La ville d'Oudomsouk sera partiellement submergée.

Le coût total du projet est de 1,45 M.USD. Il est financé par les fonds propres de NTPC à hauteur de 450 M.USD et à concurrence d'1 M.USD par endettement auprès de banques commerciales et de bailleurs de fonds tels que la Banque asiatique de développement (20 M.USD), la BEI[5], Nordic Investment Bank, PROPARCO (23,7 M€ en 2005 pour la première tranche) et l'AFD (28,7 M€ en 2005). Le prêt non bonifié et non souverain de l'AFD est accompagné d'une subvention de 5 M€ en faveur de la République populaire démocratique du Laos pour le financement partiel de l'apport en capital de l'Etat dans NTPC.

Une seconde tranche devrait également être financée par PROPARCO à hauteur de 30 M.USD.

2.8. Centrale hydroélectrique de Bujagali en Ouganda en 2006 et 2007 (PUG1009, CUG3002 et CUG3004)

Le projet consiste en la réalisation et en l'exploitation pendant 30 ans d'un barrage hydroélectrique d'une capacité de 250 MW à Bujagali, 8 km en aval du lac Victoria sur le Nil. L'électricité produite sera intégralement achetée par la société publique de transport d'électricité contre une somme permettant notamment d'assurer le service de la dette et un retour sur fonds propres de 19 % pour les actionnaires de la société projet.

Le coût total du projet est de 720 M.USD et serait couvert à hauteur de 25 % par des fonds propres et à 75 % par des prêts de bailleurs internationaux (dont SFI, BEI et BAfD). Le projet bénéficie d'un prêt de 30 M USD de PROPARCO et d'un prêt non souverain non concessionnel de 23 M€ de l'AFD.

L'impact environnemental est réduit car il s'agit d'un barrage « au fil de l'eau » dont la retenue sera très restreinte (85 ha de terres inondées). L'impact social est relativement important avec plus de 5 000 personnes directement touchées par le projet, dont 1 500 agriculteurs, et 85 foyers déplacés. Le montant total des mesures environnementales et sociales est de 8,4 M.USD.

3. Principaux facteurs de réussite ou de frein

3.1. Instruments financiers et complémentarité des financements

L'utilisation d'un prêt bonifié pose la question cruciale de l'additionnalité du financement . Une piste possible est l'affectation de la bonification au financement de mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux.

Les grands barrages nécessitent des financements importants sur une longue durée. Comme la capacité de prêt de PROPARCO est limitée à 30 M€ pour un projet, il y a souvent place pour un cofinancement avec un prêt non bonifié de l'AFD.

3.2. Potentiel de développement des grands barrages

Il n'existe plus en France de potentiel de développement de grands barrages.

Par contre, du fait de la politique de blocage de financement de grands barrages exercée par la Banque mondiale pendant une décennie, le potentiel reste fort dans de nombreux pays de la zone d'intervention de l'AFD.

Les bailleurs de fonds conditionnent actuellement la réalisation des grands barrages sur des fleuves internationaux à l'existence d'accord de gestion des eaux entre les pays

[5] BEI : Banque européenne d'investissement.
[6] La question de l'additionnalité est détaillée dans une note spécifique « Quel usage des prêts bonifiés ? » dans le cadre de cette capitalisation sur le portefeuille de projets d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables.

frontaliers. Les barrages sur le Tigre et l'Euphrate ne peuvent par exemple pas faire l'objet de financements internationaux.

3.3. Tarification électrique

Avec l'augmentation régulière du prix des énergies conventionnelles, la compétitivité des énergies renouvelables s'améliore. Cet avantage n'existe toutefois pas dans les pays où l'électricité bénéficie de subventions importantes de l'Etat et dont le prix de vente ne reflète pas le prix de production. Ainsi, des tarifs de l'énergie reflétant le coût d'achat des produits pétroliers ou alors des tarifs de l'électricité garantis comme en Ouganda pour le barrage de Bugajali sont des facteurs nécessaires pour assurer la rentabilité d'un barrage hydroélectrique.

Par ailleurs, étant donné le coût initial de l'investissement, le barrage ne se rentabilise qu'au bout de 20 ou 30 ans. Les banques exigent donc une garantie d'achat de l'électricité à prix fixe par un client solvable. Ceci est un frein réel dans les pays les moins avancés comme on a pu le constater pour le barrage de Garafiri en Guinée. La compagnie nationale d'électricité, Electricité de Guinée (EDG), présente des dettes financières énormes dues à un taux de recouvrement des factures inférieur à 40 %.

Le problème a été contourné sur le barrage de Nam Theun au Laos puisque l'électricité du barrage est vendue à la Thaïlande qui présente une compagnie de distribution de l'électricité financièrement saine.

3.4. Externalités environnementales négatives

Les externalités environnementales et sociales négatives peuvent être extrêmement importantes et le coût des mesures d'atténuation et de compensation peut atteindre 5 à 10 % du coût total d'investissement. Les prêts des bailleurs de fonds permettent de s'assurer que le plan de réinstallation des populations et le plan de gestion des impacts environnementaux et sociaux est réalisé selon des règles précises.

La présence de forts impacts négatifs a permis à des associations écologistes d'exercer une forte pression sur les bailleurs de fonds pour qu'ils arrêtent de financer des grands barrages. La Banque mondiale en particulier a gelé ses financements de barrages pendant la dernière décennie comme constaté sur le projet du barrage de Garafiri. Suite à la menace du changement climatique et à l'augmentation du coût des ressources pétrolières, elle recommence progressivement à financer de tels projets.

3.5. Bilan climatique

Pour des émissions absolues de construction et de fonctionnement réduites, un grand barrage hydroélectrique permet des réductions d'émissions de CO_2 majeures. L'hydroélectricité est d'ailleurs la source d'énergie renouvelable la plus répandue dans le monde après le bois. Les autres sources d'énergie renouvelables n'arrivent que loin derrière.

Une incertitude réside toutefois quant à l'évaluation prédictive des émissions de méthane d'un barrage du fait de la

Références

• AFD, (2005) division Evaluation et Capitalisation, « *Evaluation rétrospective du barrage de Garafiri (Guinée)* », décembre.

• BCEOM, Ernst & Young pour la BEI (2006) – « *Mécanisme financier pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans les pays en voie de développement* », septembre.

• Les amis de la terre, « *Qu'est-ce qu'un grand barrage ?* ». Disponible sur www.amisdelaterre.org/Qu-est-ce-qu-un-grand-barrage.html

• Prim.net « *Le risque rupture de barrage* ». Disponible sur www.prim.net/citoyen/definition_risque_majeur/dossier_risque_rupture_barrage/lerisquerupture.htm

décomposition anaérobie[7] de la masse végétale et des sols. Celles-ci ont pu même compromettre le bilan climatique positif de l'ouvrage dans le cas du barrage hydroélectrique de Petit-Saut en Guyane française. Une valorisation énergétique de la biomasse avant la mise en eau du barrage limiterait très fortement ces émissions de méthane.

3.6. Hausse du cours des matières premières

La hausse des cours des matériaux de construction des dernières années cause des augmentations fortes des coûts de projets présentant de fortes composantes de génie civil. Les grands barrages ne sont pas épargnés. Ainsi, le projet de barrage de Bugajali en Ouganda a vu le coût de son génie civil doubler.

[7] En l'absence d'O2.

Annexe 3. Fiche technique : mini-hydroélectricité

Nombre de projets : 5	Date d'octroi : 1996, 1999, 2004, 2005 et 2006	Notations qualité
AFD : 3 Proparco : 1 FFEM : 1	Evaluation : 0 SRAP : 0 Prêts bonifiés : 2 Prêts non bonifiés : 1 Subventions : 1	A : 0 B : 2 C : 0 D : 0 N.C. : 3

1. Description synthétique de la filière

Les associations professionnelles européennes distinguent différents types de centrales hydroélectriques en fonction de leur puissance :

- petites centrales (PCH) : 2 à 10 MW ;
- mini-centrales : 500 kW à 2000 kW ;
- micro-centrales : 20 à 500 kW ;
- pico-centrales : au-dessous de 20 kW.

Certaines réglementations nationales fixent des seuils sensiblement différents : par exemple les conditions de rachat spécifiques aux petites centrales en France vont jusqu'à 12 MW. Au Brésil ou en Chine, une centrale de 50 MW est classée comme petite. Au-delà de 10 MW, les investissements seront en général financés en direct par les bailleurs de fonds, notamment la BEI. Dans le cadre de cette fiche, on s'intéressera aux barrages d'une capacité inférieure à 10 MW, indépendamment de sa localité. Les grands barrages sont détaillés dans la fiche technique correspondante. Globalement, une petite centrale provoque des externalités environnementales et sociales moindres. En particulier, le nombre de personnes à déplacer est nul ou très faible.

Les PCH ou les équipements de plus petite capacité sont en général des centrales au fil de l'eau, dont le réservoir peut se remplir en deux heures. Les projets à éclusées (durée de remplissage du réservoir de stockage de 2 à 400 h) ou dotés d'un lac (remplissage en plus de 400 h) sont assez rares. Les stations de transfert d'énergie par pompage sont en général d'assez forte puissance.

Les PCH peuvent être raccordées au réseau électrique national ou bien alimenter un réseau local isolé. Si elles sont raccordées au réseau principal, les centrales au fil de l'eau sont utilisées en base, alors que les centrales avec éclusées ou lacs servent au turbinage en pointe. Les PCH ont un facteur de capacité compris entre 25 % et 40 %, et une production en partie aléatoire ; elles doivent être complétées par des centrales thermiques, notamment pour des réseaux décentralisés.

Une centrale de 1 MW produisant 5 GWh évite chaque année l'émission d'environ 5 000 t de CO_2.

2. Expériences existantes

2.1. Mini-centrale hydroélectrique Saint-Georges de l'Oyapock en 1996 (CGF1023) en Guyane

L'AFD a examiné la possibilité d'octroi d'un prêt non bonifié de 1,2 M€ à la compagnie Oyapock pour la construction d'une mini-centrale hydroélectrique. Le projet n'a pas abouti faute d'accord institutionnel.

2.2. Développement petite hydroélectricité zones rurales en 1999 (CID1001) en Indonésie

Le but du projet est de réaliser 15 petites centrales hydroélectriques (PCH) sur réseau isolé entre 0,8 et 5 MW en prévoyant trois phases :

– développement et concrétisation d'une ESCO[8], finançant les investissements pour le groupement associant Spie Enertrans et EGIS, en coopération avec le PLN[9] ;
– validation de l'approche sur deux à quatre réalisations concrètes ;
– extension à l'ensemble des sites économiquement viables.

Le montant de l'investissement est de 50 M€ qui est financé par 25 % de fonds propres, 60 % de crédits privés (BEI et banques locales) et 15 % de subventions (10 % Union européenne, 5 % FFEM). Le FFEM est intervenu pour 310 000 € dans la première phase. Faute d'acheteur de l'électricité financièrement fiable, la phase d'investissement, prévue à travers un PPP, ne s'est pas concrétisée. Les sites sont toutefois actuellement en cours d'équipement et ce projet appuyé par la PLN bénéficie d'un financement de la BAfD. Le projet économise 160 000 t eq CO_2 par an pendant 20 ans.

[8] ESCO : Energy Service Company.

[9] PLN : Société nationale d'électricité.

2.3. Petite hydroélectricité à Wuxi en 2005 (CCN3002) en Chine

Le projet consiste à réaliser au fil des rivières six petits barrages associés à six équipements hydroélectriques (capacités entre 5 MW et 20 MW) qui fourniront 60 MW et génèreront 225 GWh chaque année. Le projet a trois objectifs :

– accroître la production d'électricité d'origine renouvelable de la Province ;
– générer des revenus au profit du Comté, en valorisant une ressource naturelle ;
– créer des emplois locaux, grâce à la réalisation et à l'exploitation de petites centrales réparties dans les vallées.

Le montant du projet est estimé à 40 M€ qu'il est prévu de financer pour 8 M€ par apport de fonds propres de la compagnie Wuxi Yuanda (Wuxi Yuanda Water Conservancy and Electricity Company) et pour 32 M€ par un prêt de l'AFD. Ce prêt souverain bonifié accordé au ministère des Finances sera rétrocédé au bureau des Finances de la Province, le remboursement étant assuré par l'entreprise Wuxi Yuanda, grâce aux ventes d'électricité.

Le projet permettrait d'économiser 200 000 t eq CO_2 par an. Il pourrait donner lieu à un financement au titre du MDP par l'obtention de crédits carbone.

2.4. Projets d'hydroélectricité financés par la ligne de crédit turque secteur privé par l'intermédiaire de TSKB (CTR3000) en Turquie

Le projet consiste en l'octroi d'une ligne de crédit de 50 M€ à TSKB, affectée au refinancement de prêts de la banque. Ceux-ci doivent être consentis en priorité à des entreprises privées sélectionnées selon des critères sectoriels (secteurs de l'énergie, de l'éducation et de la santé) ou de taille. La bonification du financement de l'AFD se justifie par le fait qu'elle permettra à TSKB d'assurer la couverture du risque à moyen terme qu'elle prend dans des secteurs en pleine évolution et

qui nécessitent des ressources longues faisant défaut sur le marché turc.

Deux projets ont permis d'augmenter les capacités de production en énergie renouvelable d'origine hydroélectrique de la Turquie :

– un prêt de 2 M€ a été octroyé à Molu Insaat Enerji Yapi Endustrisi A.S. en avril 2005 pour la construction d'une unité hydroélectrique de 4 MW dans la région de Kayseri dans le Centre anatolien ;

– un prêt de 9 M€ a été à Akköy Enerji A.S. a été octroyé en septembre 2006 pour l'amélioration de la rentabilité d'un barrage hydroélectrique de 27 MW.

2.5. Projets d'hydroélectricité financés par le FE Clean Energy Global Asia Fund (Fondelec Fegace) (PZZ1062)

Le projet consiste à monter un fonds d'investissement spécialisé dans le financement des énergies renouvelables en Asie. PROPARCO a investi un montant de 5 M.USD dans ce fonds. Le gestionnaire du fonds est une société américaine, FE Clean Energy Group (FECEG). Les projets d'efficacité énergétique sont montés en partenariat avec des sociétés d'ingénierie ou ESCO. Les aspects liés à la vente des crédits carbone sont confiés au cabinet NATSOURCE.

Le fonds a détecté des opportunités d'investissement dans la mini-hydraulique en Inde. Un projet est en cours de construction avec APPL et a pu être enregistré au titre du mécanisme MDP. Un autre projet (Swasti Hydro Project) est également en cours de construction en Inde.

3. Principaux facteurs de réussite ou de frein

3.1. Freins au démarrage de ce type de projet

• Cadre réglementaire et/ou fiscal incitatif

Avec l'augmentation régulière du prix des énergies conventionnelles, la compétitivité des énergies renouvelables s'améliore. Cet avantage n'existe toutefois pas dans les pays où l'électricité bénéficie de subventions importantes par l'Etat et dont le prix de vente ne reflète pas le prix de production. Ainsi, des tarifs de l'énergie reflétant le coût d'achat des produits pétroliers est un facteur nécessaire au développement des énergies renouvelables et donc des centrales hydroélectriques de petite taille.

Les projets de mini-hydroélectricité, comme tous les projets d'énergie renouvelable sont favorisés en présence :

– d'un marché national électrique ouvert aux nouveaux producteurs ;
– d'une politique nationale de promotion des énergies renouvelables ;
– d'une obligation de rachat de l'électricité produite par des sources renouvelables ;
– de tarifs fixes d'achat de l'électricité pendant 10 à 20 ans, éventuellement subventionnés.

Il existe toutefois beaucoup plus de potentiel de développement de projets de mini hydroélectricité que de projets éoliens à des tarifs compatibles avec les tarifs non subventionnés de rachat de l'électricité de la majorité des pays en voie de développement.

• Faible solvabilité des acheteurs d'électricité

Aujourd'hui, les financements disponibles sont nombreux mais il existe une réelle difficulté pour les financeurs à trouver des projets présentant des garanties suffisantes en matière de vente de l'électricité.

Ce problème est particulièrement vrai dans les PMA où les tarifs faibles de l'électricité et l'importance des impayés ne garantissent pas l'équilibre financier des sociétés de distribution de l'électricité.

• *Conditions locales de pluviométrie*

La rentabilité d'une centrale de mini-hydroélectricité dépend de l'hydrologie du cours d'eau, de la hauteur de chute ainsi que de la pluviométrie du bassin-versant. L'étude de faisabilité nécessite la reconstitution historique de séries hydrologiques sur plus d'une dizaine d'années. Or dans de nombreux pays en voie de développement et particulièrement en Afrique, ces données sont peu nombreuses, principalement sur les petits cours d'eau.

• *Financements*

Les promoteurs cherchent des financements avec une longue durée de remboursement et cet avantage est plus valorisé qu'une bonification d'un prêt court. Les banques locales présentent des difficultés à octroyer ce type de prêt.

Les bailleurs de fonds peuvent remédier à ce manque de financement de longue durée.

Références

• BCEOM, Ernst & Young pour la BEI (2006), « *Mécanisme financier pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans les pays en voie de développement* », septembre.

• Wikipedia
http://oleocene.org/wiki/index.php/Microcentrale

3.2. Potentiel de développement

Il existe un potentiel de développement de la mini-hydraulique dans les pays à revenus intermédiaires comme la Turquie, la Chine, l'Inde et le Brésil. L'Afrique central dispose également de nombreux sites.

Annexe 4. Fiche technique : éolien

Nombre de projets : 9	Date d'octroi : entre 1995 et 2005 dont 3 en 2005	Notations qualité
AFD : 4 Proparco : 5 FFEM : 0	Evaluation : 0 SRAP : 1 (CCV1004) Prêts bonifiés : 2 Prêts non bonifiés : 6 Subventions : 1	A : 0 B : 0 C : 0 D : 0 N.C. : 9

1. Description synthétique de la filière

Les applications de l'énergie éolienne sont variées (pompage de l'eau, électrification rurale décentralisée,…) mais la plus importante consiste à fournir de l'électricité à l'échelle d'un territoire.

Les centrales éoliennes raccordées au réseau interconnecté permettent la production d'énergie électrique, en tout lieu suffisamment venté, sur terre ou en mer à proximité des côtes.

Les éoliennes utilisées en raccordement sur le réseau ont des puissances nominales allant de 250 kW à 2,5 MW en éolien terrestre et jusqu'à 4,5 MW en éolien off shore. Les tailles des parcs sont très variables en fonction des pays et des réglementations en vigueur, elles peuvent aller de 5 à 150 MW.

2. Expériences existantes

2.1. Centrale mixte éolien-diesel comprenant cinq aérogénérateurs au Cap-Vert en 1995 (CCV1004)

Une subvention de 600 000 € a été octroyée par l'AFD en 1995 à BOA VISTA pour la réalisation d'une centrale mixte éolien-diesel comprenant cinq aérogénérateurs au Cap-Vert. L'équipement insuffisamment développé n'a pas fait la preuve de l'économie apportée par la solution éolienne. De nouveaux essais devraient être réalisés avec les équipements actuels.

2.2. Compagnie éolienne du détroit : construction et exploitation d'une centrale éolienne au Maroc en 1996 (PMA1047)

Un prêt de 11,8 M€ a été octroyé par PROPARCO à la Compagnie éolienne du détroit pour la construction et l'exploitation d'une centrale éolienne. Le coût total du projet est de 49,2 M€ et est financé par autofinancement et prêts de la BEI, la CEE et la SPPC.

2.3. Financement partiel centrale électrique éolienne (Vergnet) à Saint Pierre et Miquelon en 1999 (CPM1046)

Le projet consiste en la construction et l'exploitation sur l'île de dix générateurs éoliens d'une capacité totale de 600 kW et d'une production prévue de 1,7 MWh par an. La construction est assurée par VERGNET SA et la maintenance par VERGNET Archipel.

Le coût total du projet est de 2,35 M€ financé par des fonds propres (0,91 M€), des subventions de 0,48 M€ de la part de l'ADEME et du secrétariat d'Etat à l'Outre-mer et un prêt bonifié de 0,95 M€ octroyé par l'AFD en 1999 à VERGNET.

Le projet évite l'émission de 1 250 t de CO_2 par an.

2.4. Ferme éolienne à Fonds Caraïbe en Guadeloupe en 2002 (CGP1273)

Le projet consiste en l'installation de 20 aérogénérateurs de 50 à 60 m de haut, à mâts abaissables en cas de cyclones, sur la commune de Saint-François en Guadeloupe d'une puissance de 4,4 MW pour une production nette attendue de 8,6 kWh/an.

Le coût de l'opération de 9,7 M€, est couvert par autofinancement de la SARL Eole Fonds Caraïbes à hauteur de 19 %, par l'Etat au titre de la défiscalisation à hauteur de 22 %, par l'Union européenne et la Région Guadeloupe par le biais de subventions représentant au totale environ 30 %, et par un prêt non bonifié et non souverain de 2,8 M€ octroyé en 2002 par l'AFD (29 %).

2.5. Société éolienne Sainte-Rose (installation de 23 éoliennes à la Réunion en, 2004 (PRE1003)

Le projet de ferme éolienne Sainte-Rose porte sur la construction 'clés en main' par VERGNET SA et l'exploitation, pendant une durée de 15 ans, d'une ferme éolienne d'une puissance globale de 6,325 MW, composée de 23 aérogénérateurs rabattables en cas d'alerte cyclonique.

Ce projet est initié par SIIF Energies outremer SA, filiale de SIIF Energies SA. La ferme appartient à la SNC éolienne Sainte-Rose, constituée pour les besoins du montage en défiscalisation. SIIF Antilles Services, filiale de SIIF Energies SA également, loue et exploite la ferme pendant 15 ans et assure les opérations de maintenance et de réparation nécessaires à son bon fonctionnement, cette activité étant en fait sous-traitée à la société VERGNET SA.

Le montant total du projet s'élève à 12 M€ hors taxes. Le financement de cet investissement est assuré par un apport en fonds propres de la SNC Eolienne Sainte-Rose (4,2 M€), un prêt de 5,5 M€ sur 15 ans pour lequel PROPARCO est sollicité pour un montant de 2,5 M€ en cofinancement avec la Caisse régionale de crédit agricole mutuelle de la Réunion (octroyé en 2004), et une subvention FEDER de 2,3 M€. Le remboursement de la dette est assuré par les revenus des loyers payés à la SNC éolienne Sainte-Rose par l'exploitant.

Le projet n'a pas encore été mis en exploitation suite à des problèmes fonciers et sociaux qui n'ont pas encore pu être résolus.

2.6. Eolienne Aerowatt en Guadeloupe et à la Réunion, 2005 (PGP1004, PGP1005, PRE1004)

Le projet porte sur la construction et l'exploitation de trois fermes éoliennes, devant être mises en service fin 2005 : l'une à la Réunion sur la commune de Sainte-Suzanne, composée de 14 éoliennes d'une puissance totale de 3,85 MW ; une deuxième à la Guadeloupe sur la commune de Petit-Canal, composée de neuf éoliennes pour une puissance totale de 2,47 MW ; et la troisième également à la Guadeloupe sur la commune de Terre-de-Bas, composée de sept éoliennes pour une puissance totale de 1,92 MW.

La société AEROWATT est l'initiateur du projet et en assure la maîtrise d'œuvre. La société VERGNET assure la mise en place des centrales éoliennes, la réalisation des études techniques, l'exploitation et la maintenance.

Chacune des fermes éoliennes est détenue par une SARL à qui PROPARCO prête. Le coût total de chacun des projets est compris entre 3,8 et 7,3 M€. Les fonds propres en représentent entre 9,1 % et 16,2 %, les dispositifs de défiscalisation entre 46,7 % et 51,3 % et le prêt PROPARCO entre 36,2 % et 42 %.

Le montant du prêt de PROPARCO s'élève à 1,9 M€ en faveur de la société Eole Grand-Maison, à 1,5 M€ en faveur de la société Eole Terre-de-Bas et à 2,65 M€ en faveur de la société Eole La Perrière (Réunion).

Le projet évite l'émission de 6 200 t eq CO_2 par an, 108 t de NO_x et 90 t de SO_2. Les sources éoliennes sont aussi une source de revenu fiscal pour les collectivités locales.

2.7. Production d'énergie d'origine éolienne dans la vallée du fleuve Sénégal au Sénégal, 2006 (CSN6027)

Le projet prévoit l'installation et l'exploitation d'un parc de 18 éoliennes sur la zone côtière entre les communes de Mpal et Gandon dans la région de Saint-Louis au Sénégal. Le parc éolien aurait une puissance installée de 15 MW et permettrait la production annuelle nette de 29 GWh d'électricité, soit 2,8 % de la capacité sénégalaise. Le projet constituerait le deuxième projet de parc éolien en Afrique subsaharienne compte tenu de l'expérience sud-africaine.

Le prix de vente à la Société nationale d'électricité (SENELEC) est fixé par la Commission de régulation du secteur de l'électricité et devrait permettre à l'énergie éolienne d'être compétitive.

Le coût du projet est de 17,4 M€. Il serait financé par autofinancement des bénéficiaires finaux à hauteur de 3,5 M€. Il est envisagé une participation du groupe AFD qui pourrait prendre une ou plusieurs des formes suivantes : participation en fonds propres ou quasi fonds propres de PROPARCO, prêt senior de PROPARCO, prêt bonifié de l'AFD (si une bonification s'avère indispensable suite à l'étude de faisabilité). Une subvention pourrait être accordée à l'Etat du Sénégal pour l'accompagnement d'une politique de développement de l'énergie renouvelable.

2.8. Projets éoliens financés par la ligne de crédit turque secteur privé par l'intermédiaire de TSKB, 2005 (CTR3000)

L'AFD a octroyé une ligne de crédit de 50 M€ à TSKB, affectée au refinancement de prêts de la banque. Ceux-ci doivent être consentis en priorité à des entreprises privées sélectionnées selon des critères sectoriels (secteurs de l'énergie, de l'éducation et de la santé) ou de taille. La bonification du financement de l'AFD se justifie par le fait qu'elle permettra à TSKB d'assurer la couverture du risque à moyen terme qu'elle prend dans des secteurs en pleine évolution et qui nécessitent des ressources longues faisant défaut sur le marché turc.

Un prêt légèrement bonifié de 7 M€ pour une durée de 5 ans a été octroyé en 2005 à Bares Elektrik Uretimi pour la construction de vingt éoliennes d'une puissance maximale de 30 MW dans la région de Bandirma - Balikesir.

3. Principaux facteurs de réussite ou de frein

3.1. Rentabilité financière très variable selon le projet

La rentabilité d'un projet éolien est principalement fonction de quatre facteurs :

– les sources alternatives d'électricité existantes ;
– la qualité du gisement de vent ;
– le prix de l'équipement éolien ;
– la tarification de l'électricité.

• Les sources alternatives d'électricité existantes

Dans les pays où les prix de l'électricité éolienne ne sont pas subventionnés, la rentabilité du projet dépend des alternatives énergétiques existantes. Les quatre exemples suivants représentent des contextes totalement différents :

Ainsi, au Sénégal où l'alternative à l'éolien correspond à des centrales thermiques au diesel à faible rendement énergétique, le coût de l'énergie éolienne est vite compétitive par rap-

port au mix énergétique du pays. Le seuil de rentabilité du projet éolien fluctue en revanche beaucoup selon les cours mondiaux du pétrole.

Au Brésil, le très faible prix de revient de l'hydroélectricité contrecarre la rentabilité des projets éoliens dans beaucoup de régions. Comme l'hydroélectricité est également une énergie renouvelable, ce frein n'est pas gênant du point de vue de la protection du climat.

En Afrique du Sud, l'électricité est produite à partir de centrales électriques au charbon, extrait dans les mines du pays. Le coût de revient de l'électricité est très faible et les projets d'éoliens ont des difficultés à voir le jour, malgré des gisements de vent exceptionnels.

Enfin, la Côte d'Ivoire possède des centrales thermiques utilisent les gisements de gaz naturel nationaux non valorisables à l'export du fait de leur petite taille[10]. Les faibles tarifs sont ici associés à de faibles gisements éoliens ce qui fait que le pays ne présente pas un bon potentiel de développement de ce type d'énergie.

• Gisements de vent

La rentabilité du projet dépend fortement du gisement du vent présent dans la zone, de la puissance du vent mais surtout de sa régularité. Il existe de très bons gisements en particulier dans la région du Nordeste au Brésil, en Afrique australe, au nord du Maroc…

L'étude de faisabilité d'un projet éolien nécessite la reconstitution historique des données du vent sur une dizaine d'années au moins. Cette reconstitution est rendue très difficile dans les pays en voie de développement qui ne bénéficient pas de données météorologiques précises et anciennes. Des nouvelles approches sont développées par les équipes de recherche après avoir mesuré le vent sur le site du projet pendant un an afin d'établir des corrélations entre le vent et la pluviométrie. Ces corrélations peuvent alors être extrapolées avec les données de pluviométrie des stations météorologiques sur 10-20 ans, plus fréquentes que les données de vent. En Afrique, ces données pluviométriques sont également très peu nombreuses.

Des mesures palliatives doivent être développées en particulier dans les PMA pour les projets éoliens. Des projets de renforcement des mesures météorologiques auraient un impact positif sur le développement de l'énergie éolienne et hydraulique.

• Coûts des infrastructures éoliennes

Du fait de l'augmentation forte de la demande pour l'énergie éolienne particulièrement en Europe et aux Etats-Unis, les carnets de commande des industriels fabricants d'éoliennes sont très chargés.

Cette situation est conjoncturelle et devrait disparaître lorsque les industriels auront adapté leurs chaînes de production.

Le cours des matières premières comme l'acier n'influe toutefois qu'à la marge les coûts des centrales éoliennes.

• Tarification de l'électricité

L'électricité fournie par l'énergie éolienne est souvent plus coûteuse que le tarif moyen de l'électricité du mix énergétique du pays (sauf dans certains pays où il existe des centrales thermiques extrêmement anciennes). Le développement de l'énergie éolienne nécessite donc une péréquation tarifaire entre différents modes de production électriques justifiée par une politique de développement des énergies renouvelables. Cette péréquation peut être assurée à travers des tarifs de ventes subventionnées ou une subvention à l'investissement. Ceci n'est possible que dans les pays suffisamment riches.

Le portefeuille de projets de PROPARCO et de l'AFD comprend une majorité de projets dans les DOM où les projets bénéficient à la fois d'une subvention à l'investissement à travers la défiscalisation et d'un tarif subventionné fixé par l'arrêté du 8 juin 2001 (8,38 centimes d'euro pendant 5 ans). Par ailleurs, le décret du 6 décembre 2000 rend obligatoire l'achat de l'électricité éolienne.

[10] Le gaz ne peut être liquéfié.

La Turquie a également fixé un tarif de revente de l'énergie renouvelable à 5 centimes d'euro/kWh mais ce seuil est un peu faible pour rentabiliser les projets éoliens.

Dans les pays comme par exemple la Chine où l'électricité renouvelable est vendue au prix du marché, les tarifs de revente de l'électricité sur le marché sont négociés au cas par cas à l'issue d'un appel d'offre.

3.2. Autres freins au démarrage de ce type de projet

• Faible solvabilité des acheteurs d'électricité

Aujourd'hui, les financements sont nombreux mais il existe une réelle difficulté pour les financeurs à trouver des projets présentant des garanties suffisantes en matière de vente de l'électricité.

En Inde par exemple, les distributeurs d'électricité sont faiblement bancables et réduisent le potentiel de projets. La région du Nordeste au Brésil présente un potentiel éolien intéressant mais les acheteurs d'électricité sont situés dans la région de São Paulo.

Ce problème est particulièrement vrai dans les PMA où les tarifs faibles de l'électricité ne garantissent pas l'équilibre financier des sociétés de distribution de l'électricité.

• Freins sociaux et environnementaux

Les externalités environnementales des éoliennes sont un frein à leur développement dans les pays européens en particulier. Le bruit a été réduit considérablement par les progrès techniques. En revanche, la saturation visuelle peut constituer un frein à leur développement.

Dans les DOM existent des problèmes de compétition pour le foncier. Certains projets n'ont pas pu voir le jour pour cause de problèmes sociopolitiques (Sainte-Rose à la Réunion).

• Freins techniques

Le parc éolien présente des risques particuliers dans les zones de risque cyclonique. Le fabricant VERGNET propose des éoliennes à mâts rabattables qui permettent de contrer ce risque mais ceci cause des surcoûts.

Du fait de la variabilité imprévisible de la production d'électricité éolienne en injection directe sur le réseau, il n'est pas possible de fournir en l'état actuel des connaissances plus de 20 % de l'électricité par la production éolienne. Ce niveau n'est atteint que dans un pays, le Danemark. Ce seuil est limitatif pour les réseaux des petites géographies isolées.

Le caractère intermittent de l'énergie éolienne oblige à construire des capacités thermiques de production de réserve pour garantir la continuité de la fourniture. Ceci augmente le coût de revient du projet.

3.3. Facteurs favorisant les projets

• Financement MDP

L'enregistrement d'un projet à l'UNFCCC afin de bénéficier de crédits carbone pouvant être vendus sur le marché permet d'améliorer sensiblement la rentabilité d'un projet. Ainsi, les cimenteries Lafarge au Maroc ont bénéficié d'une aide du FFEM pour la mise en place d'une méthodologie pour l'enregistrement de leur projet éolien (10 MW) au MDP. Il s'agit du premier projet MDP enregistré en Afrique francophone.

La baisse forte des cours de la tonne de CO_2 sur les marchés européens n'a été répercutée que très faiblement sur l'achat des crédits carbone des projets MDP où les acheteurs ont une vision à moyen-long termes.

• Ouverture du marché national de l'électricité

L'ouverture du marché national de l'électricité, concrétisée par des facilités d'accès pour les nouveaux entrants et le lancement par le pays hôte d'appels d'offre internationaux pour le développement de parcs éoliens facilite le développement des projets éoliens.

3.4. Mode de financement : additionnalité du projet

Le mode de financement des projets éoliens, comme de tous les projets d'énergie renouvelables, est soumis à débat. Le prêt bonifié n'est justifié qu'en cas d'additionnalité du prêt[11], c'est-à-dire dans les pays où le projet ne se ferait pas sans cette aide supplémentaire.

Pour les pays où il n'existe aucun cadre réglementaire de développement des énergies renouvelables, une subvention pour développer ce cadre peut être un atout essentiel de réussite du projet.

Dans les DOM-TOM, les prêts de l'AFD sont non bonifiés. Ils sont toutefois accompagnés de mesures de défiscalisation des équipements et de tarifs de rachat de l'électricité éolienne subventionnés.

[11] La question de l'additionnalité est détaillée dans une note spécifique dans le cadre de cette capitalisation sur le portefeuille de projets d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables.

Références

• BCEOM, Ernst & Young pour la BEI, (2006) – « *Mécanisme financier pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans les pays en voie de développement* », septembre.

• Entretiens avec PROPARCO : Jérôme BERTRAND-HARDY et Manuelle AIT SAHLIA.

• Wikipedia, articles « éolienne », « énergie éolienne » :
http://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89olienne
http://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_%C3%A9olienne

Annexe 5. Fiche technique : cogénération/biomasse/biogaz

Nombre de projets : 10	Date d'octroi : : 1 en 1999, 8 de 2001 à 2006 dont 3 projets abandonnés, 1 dont la convention est non signée et 1 où aucun décaissement n'a été fait	Notations qualité
AFD : 5 Proparco : 1 FFEM : 4	Evaluation : 0 SRAP : 0 Prêts bonifiés : 5 Prêts non bonifiés : 1 Subventions : 4	A : 0 B : 2 C : 2 D : 0 N.C. : 4

1. Description synthétique de la filière

La cogénération consiste à produire simultanément de l'électricité et de la chaleur, à partir de combustibles fossiles (gaz, GPL, diesel), de biomasse (valorisation directe) ou de biogaz (valorisation indirecte). En revanche, le bois, utilisé comme combustible traditionnel pour la cuisson et le chauffage, n'est pas inclus dans le périmètre de cette filière.

La biomasse désigne la fraction biodégradable des résidus issus de l'agriculture et des productions connexes ainsi que des déchets municipaux, industriels, de l'hôtellerie et de la restauration.

On appelle biogaz les effluents gazeux, méthane essentiellement, issus de la fermentation de matières organiques contenues dans les décharges, les stations d'épuration ou issus de la fermentation de ces déchets dans un méthaniseur (digestion). La filière gazéification et pyrolyse pourrait également être développée Le méthane est un puissant gaz à effet de serre mais il constitue également une ressource énergétique. Sa combustion rejette du CO_2 dans l'atmosphère, au facteur d'émission plus faible que le méthane.

Les centrales de cogénération peuvent être développées par les industriels afin de posséder une alimentation sécurisée et autonome en électricité et chaleur pour leur site industriel, notamment dans des pays où les coupures et chutes de tensions sont fréquentes. Si leur production électrique est supplémentaire à leurs besoins, ils peuvent la vendre aux distributeurs d'électricité qui bénéficient alors d'un apport électrique supplémentaire notamment en période de pointes de demande.

La cogénération est un système de production d'énergie à haut rendement, en général compris entre 80 % et 90 % et permet une réduction des émissions de CO_2 par rapport aux centrales thermiques classiques.

Les technologies existantes sont les suivantes : turbines à gaz (GPL, gaz naturel et biogaz), moteurs (gaz et diesel), turbines à vapeur, package units (type container).

Sont également intégrées dans cette note les centrales qui utilisent la biomasse ou le biogaz pour ne produire que de l'électricité.

2. Expériences existantes

2.1. Projets financés par le FE Clean Energy Global Asia Fund (Fondelec Fegace) (PZZ1062)

PROPARCO a investi un montant de 5 M.USD dans un fonds d'investissement spécialisé dans le financement des énergies renouvelables en Asie. Le gestionnaire du fonds est une société américaine, FE Clean Energy Group (FECEG). Les projets d'efficacité énergétique sont montés en partenariat avec des sociétés d'ingénierie ou ESCO. Les aspects liés à la vente des crédits carbone sont confiés au cabinet NATSOURCE.

De nombreux projets concernant ce secteur ont été financés par FE Clean dans trois secteurs :
– projets de centrale électrique biomasse ou biogaz ;
– projets de cogénération à partir de biomasse ou de biogaz ;
– projets de cogénération à partir d'énergies fossile.

Pays	Entreprise bénéficiaire	Puissance électrique (MW)	Puissance vendue (MW	Vapeur (t/h)	Combustible	Prêt (M.USD)	Coût tout projet (M.USD)	Type
Thaïlande	Sahasin	?		oui	Biogaz produit à partir de la fermentation du manioc			Cogénération renouvelable
Thaïlande	TRM	8	6	non	Enveloppe de riz	3	8	Biomasse
Philippines	Bronzeoak TBI	35	oui	80	Bagasse et résidus canne à sucre	6,5		Cogénération renouvelable
Singapour	IUT					6		

2.2. Centrale Bagasse-Charbon Belle-Vue à l'Ile Maurice en 1999 (CMU1012)

Le projet consiste à installer une centrale bagasse-charbon de 70 MW à proximité de la sucrerie de Belle-Vue, située à 20 km au nord de Port-Louis, pour alimenter le réseau électrique mauricien et pour fournir de la vapeur et de l'électricité à la sucrerie. La production de l'unité est estimée à 325 GWh/an, dont environ un tiers à partir de la bagasse (pendant la campagne sucrière) et deux tiers à partir du charbon.

L'opération est du type BOO (Build, Own, Operate), la CTBV étant liée par deux contrats :
– l'un avec le CEB (Central Electricity Board) qui prévoit une garantie de rachat de 325 GWh /an au prix de 0,06 €/kWh ;
– l'autre avec la sucrerie qui stipule la fourniture de toute sa bagasse à la CTBV en échange d'une énergie gratuite (vapeur et électricité).

Le coût du projet est évalué à 100,9 M€. Le projet étant rentable, il est financé par des fonds propres à hauteur de 25,4 M€ et en emprunts aux conditions du marché : crédits acheteur garantis par la COFACE (29,2 M€), BEI (15 M€) et banques locales (28,9 M€).

Le FFEM apporte un concours additionnel de 0,5 M€ afin de renforcer l'intégration locale du projet, la capitalisation des savoir-faire et la diffusion de la technologie après évaluation de ses performances en exploitation. Le FFEM participe aussi au financement de la formation du personnel d'exploitation et de suivi/évaluation des performances.

Le projet permet une économie de CO_2 de l'ordre de 20 000 t/an soit sur la durée de vie du projet (25 ans) une réduction de 0,5 Mt de CO_2. La centrale est susceptible d'être recensée au titre des mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto (le projet précède la mise en œuvre du MDP).

2.3. Construction d'un centre de valorisation énergétique des déchets du nord-est de la Réunion en 2001 (CRE1338)

Un prêt bonifié de 7,6 M€ a été octroyé par l'AFD en 2001 à la SYVED pour la construction d'un centre de valorisation énergétique des déchets, pour un coût total du projet de 53,4 M€.

Le projet a été abandonné pour deux raisons :

– des raisons politiques qui ont entraîné la dissolution de la communauté de communes porteuse du projet ;

– un problème de rentabilité du centre de tri des déchets en amont.

2.4. Accompagnement de la mise en exploitation d'une usine d'incinération des ordures ménagères en Chine (UIOM) (CCN1005)

Ce projet de subvention au PUDONG DEVELOPMENT GROUP devait permettre l'accompagnement de la mise en exploitation d'une usine d'incinération des ordures ménagères en Chine. Ce projet a finalement été mise en œuvre directement par la partie chinoise, sans appui du FFEM.

2.5. Cogénération au gaz et distribution de chaleur à Hankou en Chine (Wuhan-Province du Hubei) (CCN3004)

Localisée à Hankou, le projet consiste à réaliser une centrale de « trigénération » à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel et à aménager autour un réseau de chaleur. D'une capacité de 202 MW d'électricité et 120 t/h de vapeur, la centrale comprend deux turbines de gaz, de 76 MW chacune, couplées à une turbine à vapeur de 50 MW. Le réseau de chaleur sera également utilisé pour produire du froid par adjonction de machines thermiques, utilisées pour la climatisation ou la réfrigération commerciale.

Le coût du projet s'élève à 106 M€ dont 100 M€ pour la réalisation de la centrale et 6 M€ pour la première phase du réseau de chaleur. Le plan de financement agréé par la partie chinoise mobilise 26 M€ d'autofinancement de WGHG, 40 M€ de prêts locaux et 40 M€ de prêt souverain bonifié de l'AFD. Le plan de financement n'est pas encore figé. La répartition entre l'autofinancement et le prêt de la Banque chinoise pourra être ajustée lors de la négociation finale du plan de financement.

Le projet permet la réduction de 500 000 t de CO_2 chaque année. La convention de financement n'a pas encore été signée. La hausse du prix du gaz naturel a augmenté le différentiel de coût entre les centrales thermiques au gaz et au charbon, diminuant la rentabilité du projet.

2.6. Projet MDP de la municipalité de Durban en Afrique du Sud (CZA3009)

Le projet consiste à financer les investissements d'un projet de récupération et de valorisation du méthane issu de la fermentation des déchets dans les décharges de la municipalité. Des puits de captage du méthane alimenteront une centrale qui produira de l'électricité (7 MW) à partir de ce gaz. Le projet est géré par Durban Solid Waste, la régie municipale chargée de la collecte et de la gestion des déchets. Le coût total du projet est estimé à 6 M€ et est intégralement financé par le crédit non souverain et faiblement bonifié octroyé par l'AFD à la municipalité.

Les réductions de GES sont estimées à 3,8 Mt de CO_2 sur 12 ans soit une réduction d'environ 300 000 t de CO_2 par an.

La vente d'électricité produite par le projet ne permet pas d'équilibrer l'exploitation compte tenu du faible coût de l'électricité, produit à partir de charbon peu cher. Cependant la vente de crédits carbone au fond prototype carbone (PCF) géré par la Banque mondiale permet de rentabiliser le projet. Il s'agit du premier projet de l'AFD sur le financement d'opérations éligibles au MDP. Pour ce faire, la municipalité de Durban, appuyée par le PCF, a soumis une méthodologie au Comité exécutif du MDP qui a été approuvée en 2003.

2.7. Développement d'une filière de carbonisation des résidus végétaux (balle et paille de riz) en Mauritanie en 2001 (CMR1113)

Le projet mise en œuvre par DAGRIS vise à :

– confirmer les performances du prototype industriel de carboniseur à l'INA Grignon et mettre au point la cogénération d'électricité (développement soutenu par l'ADEME) ;
– valider en endurance les performances d'une unité similaire de présérie qui fonctionnera dans les contraintes d'exploitation d'une rizerie et établir les procédures de fabrication des charbons végétaux à base des différents résidus disponibles ;
– développer le marché du charbon végétal dans le contexte mauritanien, en visant une substitution du charbon de bois auprès de certaines catégories de ménages urbains et d'artisans.

Les coûts d'investissement et de fonctionnement du programme évalués sur trois ans s'élèvent à 1,9 M€. Le FFEM participe par une subvention de 0,6 M€. Le reste du financement est apporté par DAGRIS.

Le projet permet l'économie de 60 000 t d'émissions de CO_2 annuellement. Le projet a été lent à démarrer puisque le projet a été octroyé en 2001 et la convention de financement signée uniquement en 2006. Le décaissement est commencé.

2.8. Thaï Biogaz Energy Company en Thaïlande - (PTH1003)

Le projet porte sur la construction et l'exploitation selon un schéma Build Own Opérate and Transfer (BOOT) de sept centrales de production de biogaz et d'électricité, à partir de la digestion anaérobie des boues résiduelles du processus de fabrication de l'amidon de manioc. L'ensemble des centrales sont détenues par Thaï Biogas Energy Company Limited (TBEC).

Trois projets en cours d'achèvement ont déjà été financés sur fonds propres. PROPARCO a été sollicité pour financer quatre nouveaux projets en cours d'identification et refinancer partiellement les trois premiers projets. Le coût total des investissements est estimé à environ 11,3 M€, dont la moitié est financée par les fonds propres des promoteurs, 10 % par la trésorerie d'exploitation dégagée en 2005 et 2006 par les trois projets en cours d'achèvement, et le restant par un prêt à long terme apporté par CAYLON BANGKOK ou une autre banque locale de renommée internationale. PROPARCO apporte une garantie d'un montant maximum de 6,5 M€ sur ce dernier prêt. La convention a été signée mais aucun décaissement n'a été réalisé et le projet est à l'arrêt du fait de problèmes techniques (problème de coordination du paramétrage des tiges de manioc).

Le projet permettrait une réduction des émissions de 485 000 t eq CO_2 par an sur l'ensemble des sept centrales. TBEC engagera la démarche pour pouvoir bénéficier du mécanisme de développement propre prévu au Protocole de Kyoto sur ses projets ce qui devrait en faire un des touts premiers projets approuvés en Thaïlande.

2.9. Amélioration de la gestion des déchets solides de Mombasa et Nakuru au Kenya (CKE3000)

Le projet proposé vise à la mise en place d'un système de collecte et de traitement des déchets ménagers à Mombasa et à Nakuru au Kenya. Le projet financera des investissements relatifs à la fermeture, à l'aménagement et à l'ouverture de décharges, à la réalisation de stations de transfert ainsi qu'à l'amélioration des accès des quartiers spontanés et non équipés dans chacune des deux villes. Par la mise en place d'une combustion des émanations de méthane au niveau de la décharge, le projet participe à la lutte contre les émissions de GES puisque le méthane a un pouvoir réchauffant 21 fois plus élevé que le CO_2. Avec l'appui du FFEM, un dossier doit être présenté au Community Development Carbon Fund, CDCF, géré par la Banque mondiale dans le cadre du MDP.

Ce projet a fait l'objet d'un prêt souverain concessionnel de 17 M€ de l'AFD pour un coût total du projet de 23,6 M€. Le financement complémentaire est assuré par les deux communes qui apportent les emprises foncières nécessaires et par l'Etat qui prend en charge les taxes et droits divers. L'octroi a été réalisé en 2004 mais la convention n'a été signée qu'en juin 2006. Aucun montant n'a été décaissé à ce jour.

Une mission de supervision a été envoyée en décembre 2006 pour une relance du projet. La commune de Nakuru est très mobilisée mais le processus est plus lent à Mombasa.

2.10. Appui à la mise en place d'une station d'épuration à Fès au Maroc avec valorisation énergétique du Biogaz en 2006 (CMA1095, CMA6019)

La régie autonome de distribution d'eau et d'électricité de Fès (RADEEF) souhaite investir dans une station d'épuration (STEP) à boues activées avec valorisation énergétique du méthane, sous-produit de l'épuration des boues. Cette station permettrait une dépollution de l'oued Sebou qui pénalise les populations et les activités agricoles de la plaine du Moyen Sebou, qui s'étend de Fès jusqu'à l'océan Atlantique.

Le coût du projet d'appui à la mise en place d'une station d'épuration à Fès avec valorisation énergétique du biogaz s'élève à 3,67 M€. Le projet est financé à hauteur de 0,5 M€ par la BEI et l'AFD, 0,3 M€ par le FASEP[12], 1,89 M€ par le FEMIP[13] et 0,9 M€ par le FFEM. La subvention du FFEM accordée en 2006 porte essentiellement sur la mise en œuvre du programme de dépollution industrielle, nécessaire au bon fonctionnement de la station et à la valorisation du biogaz, et sur la capitalisation et la diffusion de l'expérience.

Le projet d'appui fait partie du projet global de STEP dont le coût total est de 65,82 M€ financé par un prêt souverain et bonifié de l'AFD octroyé en 2005 (20 M€), par la BEI (20 M€), par la RADEEF (12,62 M€), par l'Etat marocain (5,52 M€) et par l'agence de bassin hydraulique, le fonds de dépollution industrielle et les industriels (4,6 M€).

La composante amélioration de l'eau potable, qui vise à économiser 15 millions de m^3 par an, est financée par un prêt bonifié de l'AFD (10 M€) et par la RADEEF (11 M€). Cette composante porte sur la réhabilitation du réseau d'alimentation en eau potable de Fès de manière à réduire les fuites et à améliorer le rendement du réseau.

La réduction des émissions de GES est estimée à 220 230 t eq CO_2 par an. Le FASEP apporte une subvention de 300 000 € pour la mise au point d'une méthodologie en vue d'une présentation du projet au Comité exécutif du MDP pour que la RADEEF bénéficie des crédits carbone. Il n'existe en effet pas de méthodologie approuvée à ce jour relative à la création de STEP.

2.11. Ligne de crédit environnementale interbancaire et non souveraine en Tunisie, 2006 (CTN6010)

Une ligne de crédit interbancaire de 40 M€ a été également octroyée en juin 2006 par l'AFD auprès de trois banques privées tunisiennes pour le financement d'investissements bénéfiques pour l'environnement. La marge des banques est plafonnée après couverture du risque de change.

L'étude de faisabilité de la ligne de crédit a identifié une trentaine d'entreprises susceptibles d'être intéressées à court ou à moyen terme par la réalisation d'installations de cogénération. Ceci représente un potentiel de près de 100 MW électrique pour un montant d'investissement de 64 M€ et des économies d'émissions de CO_2 de l'ordre de 200 000 t/an.

3. Principaux facteurs de réussite ou de frein

3.1. Facteurs favorisant le développement de la filière

• Elaboration d'un cadre législatif favorable

Le développement d'une filière de cogénération nécessite un cadre législatif incitatif : études de potentiel de développement, stratégie, objectifs, conventions pour le rachat de l'électricité, appels à projets…

Ainsi, l'accès au marché de nouveaux producteurs d'électricité doit être possible afin que les industriels ou collectivités locales investissant dans une centrale à biomasse ou biogaz puissent la rentabiliser en vendant leur surplus d'électricité sur le réseau national.

[12] FASEP : Fonds d'étude et d'aide au secteur privé.

[13] FEMIP : Facilité euro-méditerranéenne d'investissement et de partenariat.

Ainsi en Tunisie, le décret réglementant la vente de l'électricité produite par des centrales de cogénération n'est pas suffisamment attractif pour stimuler le développement de la filière. Seule, une installation de 5 MW (Carthago Céramic) a vu le jour. Ce décret impose un rendement minimum de la centrale de 60 % et limite le pourcentage d'électricité vendu à la société de distribution, la STEG[14], à 50 % pour les installations dont la puissance est supérieure à 3 MW et à 66 % pour les installations dont la puissance est inférieure à 3 MW. Afin de relancer la filière, une mission regroupant les différentes parties prenantes a proposé des mesures pour améliorer le cadre réglementaire :

– fixation du tarif moyen de cession de l'électricité avec une possibilité d'indexation au tarif du gaz naturel,
– subvention de 20 % sur l'apport en fonds propre et de 10 % sur les crédits pour les projets de cogénération dans le cadre du programme de mise à niveau.

La présence de normes règlementaires contraignantes est un facteur de développement de ces filières à condition que le pays veille à leur respect. Ainsi, il existe en France une obligation de capter le méthane issu des décharges. Sans aller jusque là, la labellisation des équipements est une première étape pour stimuler la demande.

• Tarification de l'électricité

Avec l'augmentation régulière du prix des énergies conventionnelles, la compétitivité des énergies renouvelables s'améliore. Cet avantage n'existe toutefois pas dans les pays où l'électricité bénéficie de subventions importantes de l'Etat et dont le prix de vente ne reflète pas le prix de production. Ainsi, des tarifs de l'énergie reflétant le coût d'achat des produits pétroliers est un facteur nécessaire au développement des énergies renouvelables et donc des centrales de cogénération et de biomasse-biogaz.

L'obligation de rachat à des tarifs bonifiés de l'électricité produite par les centrales de cogénération ou de biomasse-biogaz constitue un élément favorable au développement de ces projets.

Les conditions de rachat de l'électricité sont fonction de la puissance produite. Certains pays comme le Maroc ne mettent en place des tarifs de rachat bonifiés qu'à partir d'un certain seuil de production ce qui empêche les petites entreprises et collectivités de rentabiliser leur investissement.

Dans les pays de l'OCDE, l'électricité produite à partir du biogaz bénéficie d'un tarif de cession privilégié pour faciliter la concrétisation des investissements. Ce tarif est un paramètre déterminant pour promouvoir ces investissements auprès des collectivités locales.

Le biogaz peut aussi être injecté sur le réseau de gaz naturel. Cette solution offre le meilleur rendement énergétique, si le réseau est assez proche du point de production, mais se heurte aux réticences des groupes gaziers, comme l'a été l'injection d'électricité renouvelable pour EDF.

De 2000 à 2003, en l'absence de législation claire concernant les conditions de rachat par EDF, pratiquement aucun projet de cogénération n'a vu le jour en France. La directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie, et l'envolée du coût des énergies fossiles, permettent de supposer que la cogénération prendra plus d'importance en France dans les années à venir.

• Développement d'ESCO

Les ESCO sont des sociétés de service énergétiques proposant à des clients industriels des diagnostics pour réduire leurs dépenses énergétiques. L'ESCO se rémunère en partageant les économies de fonctionnement générées avec le client. Ces sociétés ont l'avantage de gérer l'ensemble du projet : conception, recherche de financements, montage du projet, réalisation et exploitation. Elles ont par ailleurs la capacité de mobiliser l'ensemble des acteurs de la filière et de financer des projets aussi bien de grande que de petite taille.

Le développement des compétences sur la cogénération, les centrales à biomasse et biogaz, chez les ESCO permettrait sans doute d'augmenter le nombre de projets.

[14] STEG : Société tunisienne de l'électricité et du gaz.

• *Projets pilotes*

La mise en place de projets pilotes subventionnés ou profitant de prêts à des conditions avantageuses permet de faire connaître la technologie, de montrer sa faisabilité technique et son intérêt économique. Ils sont une condition nécessaire au développement ultérieur de la filière.

3.2. Financement MDP

Les centrales de cogénération ou de production à partir de biomasse-biogaz permettent des réductions d'émissions de GES. Elles sont donc éligibles à l'obtention de crédits carbone par l'intermédiaire du mécanisme de développement propre (MDP) du Protocole de Kyoto[15]. Ces crédits carbone peuvent être vendus sur le marché afin d'obtenir des revenus supplémentaires et améliorer la rentabilité du projet.

Des méthodologies MDP existent pour les projets de valorisation de la biomasse et du biogaz ainsi que pour les projets de cogénération. La difficulté réside dans la démonstration de l'additionnalité du projet qui dépend fortement des sources d'énergie alternatives existantes. Ainsi, au Brésil où la source principale d'électricité provient de l'hydroélectricité, les centrales de biomasse ne permettent pas d'économies de CO_2 importantes. Les économies de GES sont plus évidentes dans des pays où l'électricité est produite majoritairement à partir de charbon.

L'additionnalité est facile à démontrer pour les projets qui valorisent des déchets non utilisés en l'absence de projets comme les déchets urbains ou les déjections d'élevage.

3.3. Freins au développement de ces projets

• *Initiatives et capacité technique*

Les porteurs potentiels de projets, souvent des PME ou des collectivités, ne connaissent souvent pas suffisamment l'existence de telles filières techniques et les économies d'énergie qui pourraient être induites. Il est donc nécessaire d'apporter une assistance technique externe au porteur du projet et de capitaliser les résultats du projet afin de faire profiter le secteur du savoir-faire acquis.

• *Complexité technique des projets biogaz*

La valorisation indirecte des déchets agricoles ou ménagers par fermentation pour la production de biogaz (méthane) est un processus industriel complexe.

Le processus de fermentation se produit naturellement (dans les marais) ou spontanément dans les décharges contenant des déchets organiques, mais on peut aussi la provoquer artificiellement dans des digesteurs à l'aide de bactéries en conditions anaérobies (en l'absence d'oxygène). Le paramétrage du procédé industriel peut poser problème.

La valorisation des déchets des décharges se heurte à un problème de collecte de déchets en amont, particulièrement en Afrique subsaharienne. Des subventions aux collectivités territoriales d'assistance technique pour mettre en place une filière de gestion des déchets pourrait favoriser le développement de tels projets.

• *Valorisation des matières agricoles*

Les projets biomasse se heurtent parfois à une compétition pour l'achat des matières premières, en particulier pour les projets valorisant des balles de riz ou du manioc.

En revanche, il n'existe pas de compétition d'utilisation de la biomasse pour l'électricité avec le développement des biocarburants. Ces deux filières sont même complémentaires. Pour la filière de la canne à sucre par exemple, la mélasse, sous-produit de la fabrication du sucre, peut être valorisée en bioéthanol. La bagasse peut être brûlée dans des centrales thermiques de cogénération d'électricité et de chaleur.

• *Financement des bailleurs de fonds*

Un élément de blocage majeur de ce type de projets vient de la difficulté à obtenir des financements. Le risque est perçu

[15] Pour plus de détails, consulter la note « *Rapport sur la mesure de l'impact climatique » dans le projet de « capitalisation du portefeuille de projets d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables* » du groupe AFD.

comme élevé par les banques car celles-ci connaissent encore peu la technologie de la cogénération. Par ailleurs les sociétés promotrices du projet ont des difficultés pour prouver leur solvabilité ou la viabilité économique du projet.

De nombreux projets de petite taille ne parviennent pas à attirer les fonds des bailleurs du fait du faible montant de l'investissement. Les lignes de crédit environnementales mises en place ces dernières années par les bailleurs pourraient permettre de lever ce blocage tout comme les fonds d'investissement comme FE Clean.

Les entreprises ne souhaitent pas emprunter pour financer les études de la phase amont du projet. Le développement de fonds permettant d'octroyer des subventions pour le lancement de projets permettrait de lever ce frein.

Références

• BCEOM, Ernst & Young pour la BEI (2006), « *Mécanisme financier pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans les pays en voie de développement* », septembre.

• Wikipedia, articles « cogénération », « biomasse » et « biogaz ».
http://fr.wikipedia.org/wiki/Biogaz
http://fr.wikipedia.org/wiki/Biomasse
http://fr.wikipedia.org/wiki/Cog%C3%A9n%C3%A9ration

Annexe 6. Fiche technique : biocarburants

Nombre de projets : 3	**Date d'octroi : pas encore** (approbation de la FIP le 4/07/06) Comité de projet le 09/02/07
AFD : 1 Proparco : 1 FFEM : 1	Evaluation : non SRAP : non

1. Description synthétique de la filière

Face à l'envolée des cours du pétrole et aux problèmes environnementaux croissants liés au secteur du transport (pollution locale et changement climatique), les biocarburants suscitent un intérêt accru de la part de la communauté internationale. Il faut distinguer deux filières de biocarburants distinctes : le bioéthanol et le biodiesel. Au vu de la tendance structurelle à la hausse des cours du pétrole, les biocarburants sont susceptibles de devenir des carburants de substitution rentable.

Les objectifs des pays en voie de développement pour développer la filière de biocarburant sont de deux ordres :
– réduire la dépendance énergétique du pays ;
– soutien aux filières agricoles en leur allouant des ressources autrement destinées à des importations de produits pétroliers.

Le premier producteur mondial de bioéthanol est le Brésil avec, en 2003, 52 % de la production mondiale. L'éthanol est alors produit à partir de canne à sucre.

2. Expériences existantes

2.1. Production d'éthanol par la Compagnie sucrière sénégalaise (CSN6025)

L'objet du projet est de développer une filière de biocarburant au Sénégal en valorisant la mélasse issue de la canne à sucre de la Compagnie sucrière sénégalaise (CSS) pour la transformer en éthanol. L'emprunteur est la Compagnie sucrière sénégalaise et le bénéficiaire du don est la République du Sénégal.

Au Sénégal, à travers une politique commune de l'UEMOA, un Comité technique interministériel sur les biocarburants cherche à créer un cadre réglementaire et législatif adapté à l'utilisation des biocarburants.

Les réalisations du projet s'articulent autour de trois grandes composantes :
– le développement industriel de valorisation de la mélasse en éthanol au sein de la CSS ;
– une assistance technique aux acteurs publics et privés du Sénégal afin de doter cette filière d'un cadre institutionnel et réglementaire pérenne ;

– le traitement des effluents gazeux de la CSS dans une logique de mise à niveau.

Une estimation très sommaire des émissions de GES évitées par an serait de 20 000 t eq CO_2 par an.

Le projet est pour l'instant au point mort. L'AFD a exigé une mise en conformité avec les normes environnementales de l'usine du groupe Mimran, préalablement à la poursuite de l'instruction du projet. Le groupe ne souhaite par ailleurs pas de prêts en devise.

2.2. Projet Impress Technology Co LTD en Thaïlande de Proparco, février 2007

Le projet consiste en la construction et l'exploitation d'une usine de production d'éthanol d'une capacité de 200 000 L/jour en Thaïlande. Le concours sollicité est un prêt subordonné en monnaie locale (THB) d'un montant maximum équivalent à 8 M€ dont 2,5 tranches de stand-by pour la construction et l'exploitation de l'usine. Le coût total du projet s'élève à 1 727 M€.

L'éthanol sera produit à partir de cossettes de manioc séchées et destiné en priorité au marché domestique pour la production de biocarburant par les compagnies pétrolières thaïlandaises. Le projet s'inscrit dans le cadre de la politique de promotion des biocarburants mise en œuvre par le gouvernement thaïlandais à travers un cadre réglementaire favorable. Il sera en effet obligatoire d'incorporer 10 % d'éthanol dans l'essence.

Les promoteurs du projet sont le fonds FE CLEAN GLOBAL ASIA (FE CLEAN), dont PROPARCO est actionnaire, qui finance 10 M.USD, et IMPRESS TECHNOLOGY CO THAILAND (IMPRESS), bureau de conseil thaïlandais spécialiste des biocarburants et des énergies renouvelables. Le projet sera détenu par IMPRESS.

2.3. Projets de biocarburants financés par le FE Clean Energy Global Asia Fund (Fondelec Fegace) (PZZ1062)

PROPARCO a investi un montant de 5 M.USD dans un fonds d'investissement spécialisé dans le financement des énergies renouvelables en Asie. Le gestionnaire du fonds est une société américaine, FE Clean Energy Group (FECEG).

En plus du projet Impress Technology faisant par ailleurs l'objet d'un prêt supplémentaire de PROPARCO, le fonds FE CLEAN a prévu de verser 7 M.USD pour un projet de production d'éthanol à partir de manioc acheté au Cambodge. Ce projet serait effectué par la société Sahasin en Thaïlande.

Un investissement de 8-10 M.USD est en cours dans un projet de production de bioéthanol à partir de la mélasse de la canne à sucre aux Philippines avec la société Bronzeoak. Cette centrale pourrait être alimentée en électricité par une centrale de cogénération alimentée par la bagasse de la cane à sucre.

Le fonds prévoit également d'investir dans les biocarburants en Inde où le biodiesel produit à partir de jatropha est le secteur le plus porteur.

2.4. Projet FFEM de bio ester au Burkina Faso

Le projet vise à développer la filière de production de biodiesel à partir de graines de coton non transformées (sous-produit de l'agriculture) au Burkina Faso.

Compte tenu de l'intérêt économique et environnemental de la transformation de l'huile de coton en biocarburants, il apparaît que cette filière offre des perspectives très favorables.

Afin de résoudre progressivement ces différentes incertitudes, le développement de la production de biodiesel au Burkina Faso est envisagé selon deux étapes :

– une unité pilote d'une capacité de 7 000 t d'ester par an ;
– une huilerie de capacité 120 000 t de graines par an et une unité d'estérification de 20 000 t d'ester par an.

La requête présentée concerne le financement de l'unité pilote ainsi que les études de faisabilité du projet afin d'initier un projet précurseur qui pourra servir de référence et ouvrir la voie à d'autres projets similaires dans la sous-région. L'étude de faisabilité étudiera comment réviser la réglementation et la taxation des produits pétroliers afin d'établir un cadre spécifique à la production, à la distribution et à l'utilisation de biodiesel.

Le coût du projet est estimé à 4,5 M€. Le FFEM apporte une subvention de 1,2 M€. Le recours de la société productrice sera limité à 30 % du montant de l'investissement. Le solde sera complété par d'autres subventions.

Le pilote industriel permettra d'éviter l'émission de 20 200 t eq CO_2 par an. A terme, dans son extension maximale, le projet réduirait les émissions de CO_2 de plus de 77 000 t eq CO_2 par an.

3 Principaux facteurs de réussite ou de frein

Les projets de biocarburant bénéficient d'un intérêt croissant à l'AFD. Toutefois, aucun projet n'a encore vu le jour.

3.1. Un cadre réglementaire et/ou fiscal incitatif

Le développement d'une filière de biocarburants nécessite un cadre réglementaire et/ou fiscal incitatif pour la production et l'utilisation de l'éthanol ou des huiles estérifiées.

La réglementation doit être adaptée aux contraintes du pays. Par exemple, la Thaïlande a rendu obligatoire l'incorporation progressive d'un pourcentage d'éthanol dans l'essence (10 % dans un premier temps). Par ailleurs, la mise en place du cadre réglementaire doit être en phase avec le développement des agro-industries. Par exemple, en Thaïlande, l'insuffisance de la production d'éthanol dans le marché intérieur n'a pas permis le respect des règlementations.

L'utilisation des biocarburants peut être subventionnée par des exonérations fiscales, principalement des taxes sur les produits pétroliers (afin d'internaliser les externalités sociales et environnementales comme la réduction de la pollution induite). Ceci conduit à une externalité financière négative pour l'Etat du fait d'un manque à gagner fiscal. Ce manque à gagner peut être compensé par une amélioration de la balance des paiements liée à la diminution des importations de produits pétroliers.

3.2. Un cadre économique et agronomique favorable

Le développement d'une filière de biocarburant rentable exige des coûts de production réduits associés à des rendements agricoles élevés. Une main d'œuvre bon marché, un climat favorable et la disponibilité de grandes surfaces comme au Brésil, ont permis un bon développement de la filière. La possible utilisation des sous-produits végétaux pour produire de l'électricité et de la chaleur en cogénération augmentent encore la rentabilité. Pour la production d'éthanol, le rendement du processus de fermentation est un facteur important.

Il peut être également intéressant de produire des biocarburants à partir des sous-produits de la transformation agro-alimentaire : éthanol à partir de la mélasse, sous-produit de la production de sucre à partir de la canne à sucre, par exemple. Les huiles végétales peuvent être extraites de graines de coton produites en excès mais également à partir d'huiles de friture ou de graisses animales.

3.3. Bilan du point de vue énergétique et climatique

Les biocarburants n'ont d'intérêt pour l'écologie et pour la protection du climat que s'ils permettent effectivement de réduire les émissions de gaz à effet de serre et se substituent au pétrole. Ils sont donc confrontés à deux limites :

– la production de biocarburants ne doit pas se faire au prix de la destruction d'écosystèmes précieux ou d'une déforestation massive ;
– l'usage des biocarburants ne dispense pas de rechercher avant tout les économies d'énergie, c'est-à-dire la plus faible consommation possible pour un même service rendu.

Les biocarburants produisent du CO_2, l'un des principaux gaz à effet de serre mais en cycle fermé. Ils émettent autant

que les plantes ont absorbé durant leur croissance. Si le sol cultivé pour les biocarburants ne perdait pas de carbone et que les végétaux absorbaient autant de CO_2, que tout celui produit par la chaîne de fabrication, le bilan serait idéalement nul. En réalité, le bilan est positif du fait d'étapes supplémentaires du cycle de fabrication :

– le CO_2 émis à la fabrication et lors du conditionnement, transport et épandage des pesticides et des engrais, fabriqués à partir de pétrole ;
– l'énergie nécessaire sous forme de produits pétroliers à la fabrication des outils agricoles et des biocarburants eux-mêmes ;
– l'énergie liée au drainage et à l'irrigation.

Toutes les filières de biocarburants ne sont pas égales en termes de bilan économique et environnemental[16]. Les réductions de GES induites par la filière éthanol varient par exemple de 17 % pour l'éthanol ex blé à 95 % pour l'éthanol ex canne à sucre qui est le substitut renouvelable au carburant fossile le plus attractif. Les huiles végétales, pures, estérifiées ou mélangées, permettent des réductions de GES de 50 à 80 % et apparaissent donc globalement plus convaincantes que certains éthanols.

Ces différences proviennent entre autres des rendements énergétiques qui diffèrent énormément d'une filière à l'autre (pour produire 1 l d'éthanol de blé il faut brûler 0,8 l d'essence par exemple). Le bon rendement de la filière canne à sucre s'explique entre autres par l'utilisation de la bagasse en cogénération pour produire l'électricité et la chaleur nécessaires au fonctionnement des usines de transformation.

Ainsi plusieurs filières ont un rendement énergétique très faible qui ne justifie pas les externalités liées à leur mise en place. Il convient d'analyser de manière détaillée les propositions des projets qui prennent rarement en compte les rendements énergétiques complets et calculer un bilan carbone absolu et relatif par rapport au scénario de référence.

[16] Rapport sur les biocarburants et leur potentiel d'application en Afrique – J. Rodriguez, stage TEN de six mois (contact AFD : DK), rapport de 184 p. + résumé de 4 p.

Le bon rendement de la filière canne à sucre s'explique entre autres par l'utilisation de la bagasse en cogénération pour produire l'électricité et la chaleur nécessaires au fonctionnement des usines de transformation.

3.4. Initiatives

Il existe un fort nombre d'initiatives de développement de filières de biocarburants en Asie et en Amérique latine. Par contre, les initiatives sont très faibles en Afrique. Les initiatives proviennent surtout de pays où le cadre réglementaire est favorable à la filière, ce qui n'est pas le cas en Afrique.

Des projets sur subvention pourraient être accordés par l'AFD ou le FFEM aux pays africains pour mettre en œuvre un cadre institutionnel favorable. Une ligne de crédit pourrait être accordée pour le développement des agroindustriels dans le pays en parallèle.

3.5. Externalités environnementales négatives

• Conflit d'usage des sols

Dans certains pays en voie de développement, le développement des cultures destinées à la production de biocarburants réduirait d'autant les cultures destinées à la production alimentaire. Ceci pourrait contribuer à accentuer la faim et la sous-alimentation, d'autant plus que le développement de la valorisation des matières alimentaires en biocarburants a pour risque de faire augmenter le cours des matières premières (observé pour le sucre). Le développement des biocarburants ne doit pas être accompagné d'une déforestation sous peine de rendre caduque toute amélioration du bilan carbone du projet. Dans les pays où des terres sont disponibles, le risque porte sur une compétition pour l'eau d'irrigation entre les usages énergétiques et alimentaires.

Pour remplacer totalement la consommation de carburants fossiles par des biocarburants, il faudrait plusieurs fois la surface terrestre. Le développement des biocarburants est donc limité.

Pour résoudre ce conflit, il faudra passer à la deuxième génération de biocarburants. Il pourrait s'agir de valoriser la partie « lignocellulosique » des végétaux (tiges, troncs, feuilles…) cependant leur exploitation massive priverait le sol de leur richesse nutritionnelle. La filière la plus prometteuse consisterait à produire des biocarburants à partir d'algues cultivées[17].

• *Pollution des sols et de l'eau*

La production de biocarburants peut aussi s'avérer non « écologique » ou non durable, si les matières premières sont produites grâce à une agriculture intensive qui entraîne un épuisement des nappes phréatiques et une pollution des eaux par l'usage d'engrais et de pesticides.

• *Pollution de l'air*

En ce qui concerne les gaz émis lors de la combustion des biocarburants, la comparaison avec le pétrole reste nuancée. Les biocarburants produisent généralement moins de SO_x, mais parfois plus de NO_x.

3.6 Rentabilité financière

La rentabilité des filières de biocarburants est extrêmement tributaire du cours du pétrole. L'éthanol à base de canne à sucre produit actuellement au Brésil devient compétitif quand le pétrole s'échange au-delà de 30 USD le baril. En tant que premier producteur d'éthanol au monde, le Brésil bénéficie d'économies d'échelles importantes et d'une bonne intégration de la filière ; il est donc probable que le seuil de rentabilité de l'éthanol générique par rapport à l'essence se situe à un prix du baril de pétrole supérieur à 30 USD dans d'autres pays. Ainsi aux Etats-Unis, le seuil de rentabilité correspond à un baril à 60 USD.

La rentabilité dépend également du prix de vente du bioéthanol. Celui-ci doit être contrôle par l'Etat afin de permettre la viabilité de tous les acteurs de la filière. Cependant les compagnies pétrolières exercent une pression élevée pour réduire les marges.

Par ailleurs, la rentabilité des biocarburants est assurée pour un prix donné de matières premières (blé / maïs / sucre / huile) et est donc très sensible aux facteurs modifiant les prix comme la disponibilité, les sécheresses[18]. Si le prix de ces produits augmente, comme cela a été constaté fin 2006/début 2007, le coût de revient des biocarburants augmente en proportion, réduisant leur compétitivité vis-à-vis des carburants pétroliers. Il faut alors que l'Etat augmente les déductions fiscales pour que la compétitivité soit assurée.

3.7. Débouchés

En cas de tarif intérieur garanti, le développement des filières biocarburant est moins risqué quand la production peut être absorbée par le marché national plutôt que tourné vers l'export. Actuellement, le bioéthanol chinois et indien et une grande partie du bioéthanol brésilien sont destinés à leurs marchés intérieurs.

L'éthanol utilisé à faible teneur (5 à 10 %) est interchangeable avec l'essence. Au-delà, les véhicules doivent être adaptés de moteurs spécialement conçus.

3.8. Conditions de développement économique et technique de la filière

Beaucoup de projets de biocarburant ne voient pas le jour du fait du manque d'expérience des promoteurs. Ainsi plusieurs projets bioéthanol ont été bloqués en Thaïlande du fait de difficultés techniques, du non respect de normes environnemen-

[17] Oléocène.org, « *Biocarburant : les algues sont-elles la solution ?* », septembre 2006, http://oleocene.org/index.php?page=que_faire&section=algues

National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-580-24190, "*A Look Back at the U.S. Department of Energy's Aquatic Species Program–Biodiesel from Algae*", juillet 1998.

http://www1.eere.energy.gov/biomass/pdfs/biodiesel_from_algae.pdf

[18] La production d'huile végétale à partir d'une culture de jatropha, qui pousse dans des sols pauvres et dont l'huile n'est pas valorisable pour un usage alimentaire, permet de s'affranchir en partie de la variation de prix sur les marchés internationaux.

tales, du manque de matières premières (mélasse) ou d'un manque de financement.

3.9. Financement du bailleur

Les projets de biocarburants constituent des projets d'agro-industrie, mis en place par des entreprises privées. L'attribution de prêts bonifiés à des entreprises privées pose problème car il faut prouver l'additionnalité du projet. Le prêt doit s'inscrire dans l'accompagnement d'une politique publique.

Il peut être souhaitable de privilégier la mutualisation de la concessionnalité via des lignes de crédit ou la création de fonds en faveur du secteur privé plutôt que de subventionner individuellement des entreprises.

L'additionnalité peut se justifier comme aide à l'innovation dans des pays où le projet constituerait un projet pilote. L'élément de libéralité permettrait de couvrir le risque lié à un investissement pilote à caractère expérimental avec un risque de marché non nul. Ceci est particulièrement vrai en Afrique.

L'additionnalité environnementale peut également justifier un prêt bonifié et/ou une demande de financement MDP[19]. Le risque en effet est que l'éthanol produit soit vendu comme alcool de bouche plutôt que comme biocarburant, principalement si le cadre réglementaire du pays n'est pas favorable.

[19] MDP : Mécanisme de développement propre.

Références

• Rodriguez J. (2006), *Rapport sur les biocarburants et leur potentiel d'application en Afrique*, – stage TEN de six mois (contact AFD : DK) – Rapport 184 p. + résumé 4 p.

• Wikipédia : http://fr.wikipedia.org/wiki/Biocarburant

• National Renewable Energy Laboratory, (1998), NREL/TP-580-24190, "*A Look Back at the U.S. Department of Energy's Aquatic Species Program – Biodiesel from Algae*", juillet. www1.eere.energy.gov/biomass/pdfs/biodiesel_from_algae.pdf

• Oléocène.org (2006), « *Biocarburant : les algues sont-elles la solution ?* », septembre. http://oleocene.org/index.php?page=que_faire&section=algues

Annexe 7. Fiche technique : électrification rurale décentralisée (ERD) à partir d'énergies renouvelables

Nombre de projets : 18	Date d'octroi : projets répartis entre 1995 et 2006, ralentissement depuis 2001	Notations qualité
AFD : 12 Proparco : 6 FFEM : 0	Evaluation : Oui pour 5 projets (Maroc, Vanuatu, Burkina, Mauritanie, Cameroun) SRAP : 3 Prêts bonifiés : 12 Subventions : 10	A : 5 B : 1 C : 2 D : 0 N.C. : 10

1. Description synthétique de la filière

Compte tenu des coûts d'investissement des extensions du réseau et de leur manque de rentabilité lorsque la densité d'abonnés est trop faible, notamment en milieu rural, il est préférable dans certains cas d'avoir recours à de petites sources d'électricité décentralisées. Les sources d'énergie peuvent être d'origine fossiles (groupes électrogènes) ou renouvelables (solaire photovoltaïque, éolien, micro hydraulique, biomasse), individuelles ou bien concentrées en un lieu puis distribuées (collectives).

L'électrification rurale décentralisée répond à des besoins qui concernent, en priorité, de faibles quantités d'électricité destinées à l'éclairage, au pompage de l'eau… L'électrification rurale décentralisée à partir d'énergies renouvelables permet de valoriser les ressources énergétiques locales et limite les coûts de fonctionnement. L'investissement initial est toutefois assez élevé (même si inférieur au coût d'une extension de réseau dans ces zones d'habitat dispersé), la production d'énergie peut être inadaptée à certains usages et, enfin, la production est en partie aléatoire.

Le montant des projets est important mais seule une partie du financement correspond à de l'électrification à partir d'énergie renouvelable. Le plus souvent, la majeure partie de l'ERD correspond à une extension des réseaux électriques qui ne fait pas partie du portefeuille « efficacité énergétique et développement des énergies renouvelables » étudié ici. Seule la partie ERD, à partir d'énergie renouvelable, est traitée dans cette fiche.

2. Expériences existantes

A signaler pour mémoire trois projets d'ERD au Vietnam et au Kenya qui ne font par partie du portefeuille étudié car il s'agit d'extension de réseaux électriques. Le projet d'ERD en Cisjordanie est également un projet d'extension de réseau, cependant il présente une composante de réduction de perte en ligne du réseau basse tension qui le classe dans le portefeuille efficacité énergétique dans le sous-secteur « Réduction des pertes de distribution » (voir annexe 1).

2.1. Programme d'électrification rurale globale, AFD, Maroc

Pour répondre à la forte demande croissante en électricité, l'Office national de l'électricité (ONE) a lancé en janvier 1996 le Programme d'électrification rurale globale (PERG). Sa réalisation repose sur deux modes d'électrification : le raccordement au réseau interconnecté pour la majorité des villages et l'ERD principalement par équipement photovoltaïque pour les zones éloignées du réseau ou à habitat dispersé. Cinq programmes ont été financés par l'AFD ainsi que deux projets d'accompagnement par le FFEM (voir tableau ci-après). Mis à part le projet PERG-2, 5 % du financement de l'AFD sont consacrés au volet photovoltaïque et 100 % du financement du FFEM. Le montant total financé contribuant à ce volet d'ERD durable est de 15,5 M€.

A l'achèvement du PERG fixé en 2007, l'ONE prévoit un taux d'accès à l'électricité rurale par raccordement au réseau de 90 % (1,8 million de foyers) et par équipement photovoltaïque de 7 % (140 000 foyers). Ce programme a permis de porter le taux d'électrification rurale global au niveau national de 18 % en 1995 à 72 % fin 2004.

Identité Projet	Libellé du projet	Date d'octroi (projet)	Montant global projet (M€)	Engagements nets (M€)	Versements (M€)	Prod. Fin.	Libellé bénéfice final	Libellé cofinancier	Note qualité	Part ERD durable
AFD CMA1020	Programme d'électrification rurale globale - 1ère phase	1996	48,8	30,5	30,5	Prêt bonifié	ONE	Autofinancement	nc	1,5
AFD CMA1038	Programme d'électrification rurale globale - 2e phase	1998	149,0	45,7	45,7	Prêt bonifié	ONE	Autofinancement OEC Fund	A	0
AFD CMA1066	Programme d'électrification rurale globale - 3e phase	2001	372,0	38,0	38,0	Prêt bonifié	ONE	JICA-BID	A	1,9[20] (?)
FFEM CMA1080	Electrification décentralisée et pompage solaire en gestion déléguée avec investissement partagé	2001	19,4	1,6	1,2	Subvention	Total Energie Lyon	AFD	B	1,6
AFD CMA6003	Programme d'électrification rurale globale - 4e phase	2004	200,0	50,0	38,7	Prêt bonifié	ONE	Autofinancement BID-FADES	A	5
FFEM CMA1091	Appui au pilotage et à la consolidation des PPP par ONE sur volet électrification rurale décentralisée	2004	50,5	0,5	0,0	Subvention	ONE		nc	0,5
AFD CMA6033	Financement partiel de la deuxième phase du PERG 4	2006	500,0	45,0	10,0	Prêt bonifié	ONE	Autofinancement Ets fin. Jap. BEI-BID-KFW-Fonds Koweit	A	5

[20] Note du conseil de surveillance non disponible. Contribution à l'ERD photovoltaïque estimée à 5 % comme pour les projets précédents (sauf PERG-2 où elle est de 0 %).

Le volet photovoltaïque a pris de l'ampleur en 2003 après la conclusion d'un contrat de PPP entre l'ONE et TEMASOL[21]. Entre 2003 et 2004, le nombre d'installations a été multiplié par 1,9, équivalent à 7 950 nouveaux foyers équipés ce qui a permis d'équiper 100 000 foyers depuis le lancement du programme.

La gestion de l'ERD est originale dans la mesure où elle repose sur une gestion déléguée avec investissement partagé entre l'État et le secteur privé. Cette implication du secteur privé est soutenue par des encouragements fiscaux accordés aux sociétés qui investissent dans le développement des énergies renouvelables.

Le montage institutionnel choisi par l'ONE est le suivant :
– l'opérateur achète et installe les systèmes photovoltaïques, en bénéficiant d'une subvention (identique pour chaque système installé) ;
– à la mise en service, l'ONE devient propriétaire de l'installation ; le client est considéré comme un client de l'ONE ; l'opérateur exploite et entretient les systèmes (y compris le renouvellement), collecte les redevances mensuelles, les verse à l'ONE, qui les lui rétrocède ;
– à l'issue de 10 ans, les installations deviennent la propriété du client. Comme les installations sont réalisées sur une période de quatre ans, la durée totale du projet est de 14 ans.

Le financement de l'électrification est réparti de manière équilibrée entre le client, les collectivités locales et l'ONE, ce qui permet, d'une part, de mobiliser le maximum de ressources financières disponibles et, d'autre part, de responsabiliser les différentes parties prenantes : bénéficiaires, gestionnaires locaux et acteurs nationaux.

Un financement MDP est envisagé pour la deuxième phase du PERG 4. Seuls les projets de 1996 et 1998 ont fait l'objet d'un rapport d'achèvement de projet.

2.2. Programme d'électrification rurale photovoltaïque en Nouvelle-Calédonie (CNC1237 en 1995, CNC1355 en 1998 et CNC1627 en 2003).

Un prêt bonifié de 35 000 € de l'AFD a été octroyé en 1995 à la commune de Yaté pour l'électrification photovoltaïque de tribus de la commune de Yaté en Nouvelle-Calédonie pour un coût total du projet de 95 000 €.

Un deuxième prêt bonifié de 84 000 € a été octroyé en 1998 à la commune de Lifou pour l'électrification solaire de Tiga-Lifou.

Enfin un prêt bonifié de 135 000 €, octroyé en 2003 à la ville de Koumac, participe au programme 2002 d'électrification rurale photovoltaïque.

2.3. Programme d'électrification photovoltaïque au Vanuatu en 1996 (CVU1018 et CVU1028)

Ce projet d'électrification photovoltaïque est le premier projet d'ERD à avoir bénéficié d'un appui du FFEM de 470 000 €. L'AFD a versé une subvention de 91 000 €.

Le projet comprenait trois volets complémentaires :
– La fourniture et l'installation de systèmes photovoltaïques dans cinq îles et une vingtaine de villages pour la satisfaction des demandes communautaires de base dans le domaine de l'éducation et la santé ;
– une assistance pour la mise en œuvre et pour l'exploitation de ces systèmes décentralisés ;
– un appui pour la programmation de l'électrification décentralisée. Il s'agissait de répondre aux besoins d'autres secteurs que la santé et l'éducation en les identifiant précisément et en définissant des solutions économiquement viables avec l'appui du ministère des Finances.

Le projet a fait l'objet d'un SRAP et d'une évaluation en avril 2004.

[21] TEMASOL : consortium associant Total énergie, Total Maroc et EDF

2.4. Programme d'ERD au Burkina-Faso en 1999 (CBF1147)

Le projet s'inscrit dans un programme de développement local mis en œuvre dans la province du Ganzourgou avec un appui de l'AFD. Il vise à tester et à valider différents modes de financement, de tarification et d'exploitation de services électriques décentralisés dans la province.

Deux configurations sont testées :

– les kits solaires principalement domestiques pour les villages à habitat dispersé ;
– les mini-réseaux associés à l'utilisation rationnelle de l'énergie et à des petits groupes thermiques, pour les bourgs à habitat regroupé. Ils donnent lieu à un système d'affermage avec un opérateur privé.

Le projet est positif sur l'environnement global puisqu'il promeut l'utilisation de l'énergie solaire et une réduction de consommation d'électricité d'origine thermique dans les bourgs.

Il a bénéficié d'une subvention de 100 000 € du FFEM pour financer la maîtrise d'œuvre, le suivi et les incitations. Il a été cofinancé par les usagers et le PADL (concours AFD).

2.5. Programme d'ERD en Mauritanie : CMR1098 en 1997, CMR1102 en 1998 et CMR3009 en 2005 (FIP)

Le projet ALER1 (Alizé-Electrification rurale) a bénéficié d'une subvention de 762 000 € du FFEM afin de mettre en place un processus d'électrification rurale décentralisée (ERD). Il s'inscrivait dans le prolongement d'une opération pilote lancée en 1995 avec un financement PNUD/FEM. Le projet de 4,3 M€ est cofinancé par l'Etat (3,4 M€), l'AFD à travers une subvention de 2,2 M€ et les bénéficiaires (0,3 M€).

Le projet visait à électrifier environ 150 villages et 7 500 familles en partie à partir de l'énergie éolienne (aérogénérateur) et solaire. Il avait pour but également de structurer le secteur de l'ERD et de renforcer les capacités locales aux niveaux de l'Etat, des collectivités locales et des opérateurs privés, en incluant la mise au point d'outils techniques, financiers et juridiques.

Dans le cadre du projet ALER, l'AFD a financé une étude de faisabilité pour l'électrification par mini réseaux de huit autres localités. Cet investissement est à la base de l'identification d'un nouveau projet pour créer un effet d'ERD de masse et pour ouvrir de nouvelles perspectives institutionnelles en matière d'ERD. La subvention de l'AFD prévue est de 7 M€ pour un coût total de 18 M€.

La FIP a été créée en septembre 2005. Ce projet est toujours en cours d'instruction, avec des études préalables en cours. Il est prévu de le finaliser début 2008.

2.6. Programme d'ERD au Brésil en 1999 (CBR1006)

Le projet se propose d'introduire un mécanisme de gestion déléguée, en s'appuyant sur un opérateur privé, pour un programme d'ERD photovoltaïque dans l'Etat de Bahia, portant sur environ 500 villages regroupant 50 000 familles pour un montant d'investissement de l'ordre de 15 M€.

Le FFEM a apporté une subvention de 350 000 € (1,9 M€ prévu au départ) en appui au lancement et à l'accompagnement du processus d'investissement, au titre de la participation aux coûts d'apprentissage. Le reste est financé pour un tiers par fonds propres, pour un tiers par l'Etat de Bahia et pour un tiers par un crédit concessionnel du MINEFI à l'Etat, rétrocédé à l'opérateur. Le projet ne s'est pas concrétisé, faute d'accord institutionnel. Les acquis des études réalisées ont été réutilisés pour le PERG au Maroc.

2.7. Programme d'ERD en République dominicaine en 2001 (CDO1003)

Un prêt bonifié de 17 M€ a été octroyé en 2001 par l'AFD pour un projet d'alimentation en eau potable et en énergie de populations rurales dispersées en République dominicaine. Les difficultés institutionnelles du pays et en particulier du secteur électrique n'ont pas permis de concrétiser le projet.

3. Principaux facteurs de réussite ou de frein

Plusieurs projets d'ERD ont fait l'objet d'évaluations rétrospectives détaillées : programme PERG au Maroc, projets en Mauritanie, au Cameroun, au Vanuatu et au Burkina Faso. Cette fiche ne détaille pas les facteurs de réussite ou de frein décrits dans les rapports d'évaluations mais se contente de préciser quelques points.

3.1. Contraintes techniques

Le développement du photovoltaïque est limité dans les pays en voie de développement par la faiblesse du savoir-faire technique local et l'absence d'acteurs privés de taille appropriée : industriels et installeurs de la technologie. Un encouragement financier initial est donc nécessaire pour permettre l'émergence d'un marché local.

Par ailleurs, les kits solaires utilisés dans les programmes d'ERD ne permettent pas une consommation électrique aussi importante qu'avec le réseau. Les familles préfèrent donc un raccordement au réseau électrique à des panneaux photovoltaïques ce qui peut également limiter l'extension du marché.

3.2. Rentabilité financière

Les projets d'ERD ne sont pas rentables financièrement uniquement avec les contributions des usagers. Ils nécessitent une tarification électrique bénéficiant d'une péréquation entre usagers proches ou éloignés du réseau, telle qu'elle est réalisée en France. Or cette péréquation est impossible à réaliser dans les PMA.

L'ERD ne peut être généralisée avec succès que dans les PRI où il existe une stratégie politique d'accès à l'électricité pour tous comme en Afrique du Sud ou au Maroc.

3.3. Objectifs du millénaire

L'électrification de tous ne fait pas partie des objectifs du millénaire au contraire de l'accès à l'eau, l'assainissement, la santé et l'éducation. Les bailleurs de fonds réduisent leurs financements pour l'ERD car cette partie de l'APD ne contribue pas à atteindre les objectifs du millénaire.

Cet oubli est regrettable puisque l'électrification est un facteur primordial de lutte contre la pauvreté et facilité l'accès à la santé (fonctionnement des équipements) et à l'éducation (éclairage en fin de journée ou par mauvais temps).

3.4. Impact climatique des projets d'ERD

Plusieurs éléments sont à prendre en compte pour déterminer l'empreinte climatique d'un projet d'ERD : le recours à des véhicules motorisés (4x4 le plus souvent) pour assurer l'installation et surtout la maintenance et la collecte des paiements, l'impact de la filière de production des équipements solaires (fabrication de panneaux de silicium est énergivore…).

1. *En consommations d'énergie directe*, les kits solaires permettent des économies de CO_2 avant tout par les économies d'énergie qu'elles génèrent auprès des usagers. Ainsi un éclairage à partir de l'énergie photovoltaïque consomme 25 kWh/an à comparer avec les 200 kWh/an d'une lampe à incandescence. Une famille bénéficiant du kit solaire du programme PERG consomme 10 000 t eq CO_2 par rapport à une famille bénéficiant de l'électricité en réseau.

2. *En énergie fossile grise* (= énergie fossile nécessaire à la fabrication du matériel d'où l'on peut déduire « le CO_2 gris intégré »). L'énergie solaire photovoltaïque émet 0,048 kg eq CO_2 par kWh produit en tenant compte du cycle amont de fabrication. Le bilan énergétique est sans doute à l'avantage de la ligne électrique par comparaison au kit solaire. Cependant, l'énergie grise est faible ou négligeable par rapport aux consommations totales énergétiques sur la durée de vie des investissements.

3. *En émissions indirectes induites*, il faut comparer les émissions liées au recouvrement des factures et à la gestion du matériel dans le cas de l'énergie solaire et du réseau élec-

trique classique. Comme les kits solaires sont implantés dans les zones isolées à habitat dispersé, les émissions indirectes induites par les déplacements doivent être plus élevées. Si on considère l'utilisation de 5 voitures pour 30 000 abonnés à raison de 20 000 km parcourus par voiture par an, on aboutit à des émissions de l'ordre de 15 t eq CO_2.

Ces émissions indirectes sont négligeables par rapport aux économies directes. Elles représentent moins de 2 pour mille de l'économie de CO_2 générée par le différentiel d'émissions des familles en et hors réseau

Référence

BCEOM, Ernst & Young pour la BEI (2006), « *Mécanisme financier pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans les pays en voie de développement* », septembre.

Annexe 8. Fiche technique : transport collectifs et efficacité énergétique dans les transports

Nombre de projets : 14	Date d'octroi : de 2000 à 2006 dont 1 projet annulé (CRE1275)	Notations qualité
AFD : 10 Proparco : 0 FFEM : 4	Evaluation : 0 SRAP : 0 Prêts bonifiés : 8 Prêts non bonifiés : 1 (PN3-PN4) Subventions : 6 (dont 1 en plus d'un prêt bonifié)	A : 0 B : 4 C : 1 D : 0 N.C. : 8

1. Description synthétique de la filière

Une augmentation majeure de la mobilité a été constatée dans le monde en un siècle et demi puisque la mobilité des personnes est passée de 1 500 km/an par habitant en 1850 à 4 500 km/an. Les modes doux tels que la marche à pied ou la bicyclette ont diminué alors qu'une explosion du transport automobile a été observée. Le transport des marchandises est passé de 10 t*km/an à 10 000 t*km/an par habitant dans cette même période.

Deux tendances lourdes sont observées dans le monde : le report vers les modes les plus rapides (de la voiture vers l'avion) et l'individualisation des modes de transport (du bus vers la voiture puis vers la voiture particulière).

L'augmentation croissante de la consommation énergétique du secteur des transports dans les pays en voie de développement est liée à l'exode rural et à l'accroissement de la demande en transports motorisés. Le secteur des transports correspond globalement à un tiers de la demande énergétique des pays en transition tout comme le secteur de l'habitat et le secteur de l'industrie. Il correspond à plus de 20 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES) basé à 90 % sur le pétrole. Ces données varient cependant fortement d'un pays à un autre.

Les émissions de GES (CO_2, NO_x et protoxyde d'azote N_2O), la consommation énergétique ainsi que la pollution locale induite (CO_2, NO_x, ozone…) justifient le financement de programmes de décongestion du trafic, d'efficacité énergétique des véhicules et de développement de transports collectifs.

L'enjeu de l'investissement dans les transports collectifs lourds ou légers est de favoriser un transfert modal des modes de transport routiers vers le collectif afin de permettre une réelle diminution de l'émission des gaz à effet de serre. Du fait de la mobilité croissante, le développement de transports en commun se traduit également par un effet rebond de croissance du trafic routier rendant extrêmement difficile la quantification des réductions d'émissions de CO_2 permises et de ce fait l'obtention d'un financement au titre du MDP.

2. Expériences existantes

2.1. Financement partiel de l'opération TCSP (Transports en Commun en Site Propre) (CRE1275), La Réunion, 2000

Ce projet de l'AFD a été annulé. Il devait faire l'objet d'un prêt concessionnel de 1,8 M€.

2.2. Projet de conversion de véhicules au gaz naturel dans le district fédéral de Mexico en 2000 (CMX1000), Mexique

Le FFEM a apporté son concours pour lancer un programme de conversion au Gaz Naturel Comprimé (GNC) des minibus fonctionnant à l'essence. Le projet s'applique aux véhicules existants mais disposant de moteurs récents ou réhabilités. Les opérations de conversion sont financées par les propriétaires, au travers d'un mécanisme financier adapté, l'investissement étant principalement remboursé par le différentiel existant entre l'essence et le gaz naturel.

Le coût du programme de conversion des 860 premiers véhicules a été évalué à 5 M€ dont 1,4 M€ apporté par le FFEM. Les économies de CO_2 ont été estimées à 50 000 t pour la première tranche de conversion indiquée dans ce projet.

2.3. Amélioration de la fluidité du trafic à Dakar au Sénégal (aménagement carrefours) en 2001 (CSN1177)

Dans le cadre du Projet d'amélioration de la mobilité urbaine (PAMU) initié par la Banque mondiale en 2000, l'AFD a lancé un projet en 2001 ayant pour objectif l'amélioration de la fluidité du trafic automobile dans Dakar par :

– l'aménagement des carrefours les plus engorgés ;

– la réfection des tronçons de voirie les plus dégradés ;

– l'aménagement de passages à niveau.

Une première tranche d'aménagement de quatre carrefours a été retenue qui consiste en l'installation de sens giratoires avec priorité à l'anneau, complétés par des ouvrages d'art permettant une dénivellation du trafic pour les carrefours les plus chargés. Les tronçons les plus dégradés de la voirie adjacente sont entièrement refaits.

Le coût total de la première phase est estimé à 9,8 M€, y compris le coût des études détaillées (APD), la surveillance des travaux, les coûts divers d'aménagement de l'environnement et les imprévus.

Sur le court terme, l'amélioration des carrefours et voiries réduit les nuisances sonores, les émissions des véhicules et le nombre d'accidents de la circulation. Sur le long terme, l'impact positif est à relativiser dans la mesure où une meilleure fluidité du trafic induit généralement une hausse de ce trafic et donc des pollutions qui y sont liées.

2.4. Programme de véhicules au gaz naturel dans le district fédéral de Mexico et dans l'Etat de Mexico en 2003 (CMX1001), Mexique

La seconde phase du programme ci-dessus devait permettre de consolider la filière GNV mise en place, dans un contexte plus général de réorganisation des transports de surface dans le cadre du projet du Fonds pour l'environnement mondial (FEM) de transport durable.

Le coût total du programme était estimé à 3,4 M€ et devait bénéficier d'une subvention de 1,3 M€ du FFEM. Ce projet n'a pas fait l'objet d'une signature de convention de financement et a été abandonné, en partie du fait de l'augmentation du prix du gaz naturel qui a diminué la rentabilité du projet.

2.5. Construction d'une ligne de chemin de fer de 166 km entre Dali et Lijiang en 2004 (CCN6000), Chine

Le projet prévoit la construction d'une ligne de chemin de fer de 167 km entre les villes de Dali et Lijiang, l'augmentation de la capacité d'une ligne connexe ainsi que la construction de gares et l'acquisition du matériel roulant et d'équipements pour l'exploitation de la liaison.

Le coût total du projet est estimé à 457 M€. La Banque asiatique de développement (BAsD), principal instructeur du pro-

jet, finance le projet d'ensemble pour 180 M.USD. L'AFD contribue, par le biais d'un prêt souverain bonifié de 33,5 M€ rétrocédé par le ministère des Finances à la société publique WYRC, au financement de la composante génie civil. Le complément du financement du projet et les dépassements éventuels sont pris en charge par le ministère du Chemin de fer et le gouvernement provincial du Yunnan.

La solution ferroviaire est moins nocive que le transport routier en matière d'émissions de GES. Par ailleurs, 680 habitations abritant 3 075 personnes doivent être détruites et relogées pour un coût de 17 M.USD.

2.6. Développement des services ferroviaires voyageurs de la banlieue d'Alger en 2004 (CDZ3005), Algérie

Les objectifs spécifiques du projet sont d'offrir des services ferroviaires performants en banlieue d'Alger, de réduire les encombrements et l'émission de GES imputables à la circulation routière.

L'investissement nécessaire au projet est estimé à 609 M€. La première étape (105 M€) porte sur l'électrification et est financée par un crédit souverain bonifié de l'AFD à l'Etat (80 M€) et des crédits budgétaires. Le crédit de l'AFD finance aussi des prestations d'ingénierie préparant la seconde étape : études techniques, montage d'une société d'exploitation. Cette seconde étape de 504 M€ (matériel roulant, gares d'échange, installations fixes) est financée par l'Etat, vraisemblablement pour partie sur emprunts extérieurs à long terme. Le maître d'ouvrage est la Société nationale des transports ferroviaires (SNTF).

L'étude d'impact environnemental estime les réductions d'émissions de GES à 115 000 t de CO_2 sur 15 ans soit des réductions d'environ 8 000 t/an.

2.7. Electrification de la voie ferrée Luoyang – Zhangjiajie en 2005 (CCN3006), Chine

Le projet a pour objectif l'amélioration de l'efficacité énergétique de la ligne Luoyang-Zhangjiajie grâce à son électrification qui permettra également d'augmenter la vitesse commerciale des trains, d'augmenter la capacité de la ligne et d'améliorer le service aux usagers.

Son coût est évalué à 567 M€. Le prêt souverain bonifié de 80 M€ de l'AFD est rétrocédé par le ministère des Finances au ministère des Chemins de fer. La gestion du crédit est confiée à une banque de la place.

Sur le plan énergétique, et par rapport à une solution équivalente diesel, la traction électrique nécessite, à moyen terme, de l'ordre de 40 % d'énergie en moins et permet d'éviter l'émission annuelle d'environ 500 000 t de CO_2.

2.8. Financement partiel du programme de développement du réseau du métro léger de Tunis en 2005 (CTN6011), Tunisie

Le projet s'inscrit dans la politique volontariste de promotion des transports collectifs en Tunisie et est accompagné des réformes institutionnelles mises en œuvre en 2003 et 2004.

Le programme d'extension et de modernisation du réseau de métro léger de Tunis a débuté en 2003. Des études d'extension du réseau sont entreprises depuis. Des prêts ont déjà été octroyés par la BEI en 2000, la Banque mondiale en 2003 et le MINEFI en 2003-2004. Le concours proposé par l'AFD est un prêt bonifié PS2 de 40 M€ à l'Etat tunisien, propriétaire des infrastructures de métro, et vise à compléter le financement de l'ensemble des projets d'infrastructures, dont le coût, hors matériel roulant, atteint 155,55 M€.

2.9. Projet d'appui au passage au quatre-temps des « Zémidjans » de Cotonou (CBJ1135), Bénin, 2006

Le projet consiste d'un part à éliminer les motos-taxis ou *zémidjans* les plus polluants à hauteur de 10 000 motocyclettes (ayant des moteurs deux-temps) et d'autre part à favoriser le passage du parc au quatre temps moins polluant et moins émetteur de gaz à effet de serre. Le projet cherche également à s'intégrer plus largement dans un raisonnement à plus long terme sur l'aménagement des transports urbains et la mise en œuvre de plans de transports réduisant les émissions de GES.

Le budget total de l'opération est de 2,1 M€ avec une subvention de 1 M€ du FFEM et de 1,1 M€ de l'AFD dont 1,5 M€ sont destinés au versement d'une prime incitative.

Le projet doit permettre des réductions d'émissions de GES de près de 15 000 t/an.

2.10. Projet de gaz naturel véhicule pour les bus et les taxis de Changsha (CCN3013), Chine, 2006

Le projet vise la mise en place des infrastructures de distribution de gaz naturel pour les véhicules collectifs de la ville. Grâce au développement de l'utilisation du gaz naturel, le projet a pour finalité d'améliorer l'efficacité énergétique des transports publics de Changsha, et de permettre à la ville de satisfaire la demande de transport d'une façon durable. Le projet contribue à réduire la pollution, tant locale que mondiale.

Les outils de pilotage de la croissance et des transports urbains sont en place à Changsha, sur les questions tant de la politique des transports (Plan de développement urbain, plan des transports urbains) que de celle de leur gestion (cadre réglementaire récemment mis à jour).

Le coût total du projet est de 28,6 M€ financé par la Changsha Liquefied Petroleum Gas Corporation (CLC) à hauteur de 3,6 M€ et par un prêt souverain bonifié de l'AFD de 25 M€. Le prêt de l'AFD concerne principalement la construction de trois stations primaires de stockage du gaz naturel compressé et de 28 stations-service qui ravitailleront les véhicules ainsi que l'achat des véhicules de transport qui assureront la distribution du gaz compressé des stations primaires vers les stations services.

2.11. Projet de transports collectifs, intégré et durable, du Grand Hanoï (CVN1091, (CVN3001), Vietnam,2006

Le projet consiste à mettre en place un programme de développement intégré des transports collectifs d' Hanoï :

– un plan de déplacement des populations ;
– des aménagements visant à améliorer les stations d'échanges de la ligne de métro, notamment les circulations et les espaces reliant les infrastructures des différents modes de transport public, avec une préoccupation particulière pour les usagers les plus vulnérables ;
– la mise en place d'une structure durable d'exploitation et de maintenance de la ligne de métro et la négociation de contrats équilibrés entre cette structure et la future autorité des transports publics ;
– la mise en place d'une politique coordonnée de l'ensemble des transports urbains d' Hanoï, tous modes de transport confondus (privés et publics, individuels et collectifs, de personnes et de marchandises), conciliant les objectifs de développement économique, d'équité sociale et de préservation de l'environnement urbain.

Le coût total du projet est de 465 M€. Un prêt souverain concessionnel de 80 M€ a été octroyé par l'AFD pour la réalisation des infrastructures de la ligne-pilote de métro léger. Une subvention complémentaire du FFEM de 500 000 € est affectée à un appui institutionnel à la ville d'Hanoï, maître d'ouvrage du programme. L'appui de la France a également été sollicité auprès du MINEFI (2 M€ sur FASEP, 200 M€ sur RPE) auquel s'ajoutent les actions de coopération décentralisée menées par la Région Ile-de-France, depuis le début des années 2000, à travers deux programmes successifs soutenus par le MAE et l'Union européenne.

Les réductions des émissions de gaz à effet de serre –comparées à une situation sans projet– totaliseront près de 200 000 t eq CO_2 sur la période 2010-2030 ce qui permet d'envisager un financement MDP au niveau de l'ensemble du réseau de Hanoï, toutes lignes de transports collectifs confondues.

2.12. Programme de transports urbains d'Istanbul en Turquie (CTR6001), Turquie, 2006

Le programme d'investissement à horizon 2010/2011 est réalisé sous la maîtrise d'ouvrage de la municipalité métropolitaine d'Istanbul (MMI). Il comprend principalement (i) l'interconnexion avec le réseau de transport ferré en site propre de la ligne de métro située sur la rive européenne d'Istanbul, (ii) les extensions nord et sud de cette ligne pour une longueur

totale de 14,4 km, (iii) ainsi qu'une nouvelle ligne de métro léger (LRT) de 16 km sur la rive asiatique d'Istanbul.

L'approche proposée est une approche programme à travers laquelle le financement de l'AFD sera affecté au budget d'investissement de la ville, qui s'engage en contrepartie à réaliser le programme d'investissement d'en respectant certains engagements pris à l'égard de l'AFD.

L'intervention de l'AFD en faveur de la ville d'Istanbul est en risque sous-souverain : l'AFD ne bénéficiera pas de la garantie du Trésor Turc. L'intervention se compose d'une part d'un prêt direct bonifié à la municipalité métropolitaine d'Istanbul (PN3 de 60 M€), et d'autre part d'une garantie d'un prêt de 60 M€ de la BEI à la MMI portant uniquement sur le risque commercial (le risque politique est pris par la BEI). Le coût total du projet est de 1 487 M€ dont 688 M€ pour la partie génie civil.

En excluant la phase de construction, le projet devrait permettre d'éviter l'émission d'environ 800 000 t de CO_2 sur une période de 20 ans. L'incertitude sur les valeurs avancées est grande car des données tangibles en matière de fréquentation n'existent que pour l'extension envisagée vers le nord. Le résultat est de plus fortement dépendant (i) des caractéristiques de consommation des véhicules (métro et véhicules routiers en circulation, pour lesquels des valeurs par défaut de leur consommation de carburant/d'électricité ont été utilisées) et (ii) de l'évolution du mode de production de l'électricité. Le projet ne peut pas bénéficier d'un financement de type MDP puisque la Turquie n'a pas ratifié le Protocole de Kyoto.

2.13. Financement de deux lignes de tramway sur rail en site propre (Rabat et Salé) au Maroc, 2006 (CMA6040)

Ce projet, identifié en 2006, consiste en la réalisation de deux lignes de tramway sur rail en site propre, d'une longueur totale de 18 à 20 km, comprenant 39 stations, fonctionnant avec 51 rames, impliquant la construction d'un nouveau pont pour le franchissement du fleuve Bouregreg (330 m, 19 m de hauteur).

Le maître d'ouvrage est l'agence pour l'aménagement de la vallée du Bouregreg, établissement public doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière placée sous la tutelle de l'Etat. Le coût total du projet est estimé à 255 M€ et l'AFD pourrait octroyer un prêt souverain bonifié de 30 M€.

3. Principaux facteurs caractérisant ces projets

3.1. Options pour réduire la consommation énergétique et les émissions de GES dans le secteur des transports

Quatre paramètres permettent d'influer sur les émissions de GES liées à la mobilité (cf. figure 1) :
– la quantité de transport et le nombre de déplacements ;
– la part modale des secteurs les plus énergivores (automobile, avion) ;
– l'intensité énergétique des véhicules, des moteurs ;
– le type de carburant utilisé.

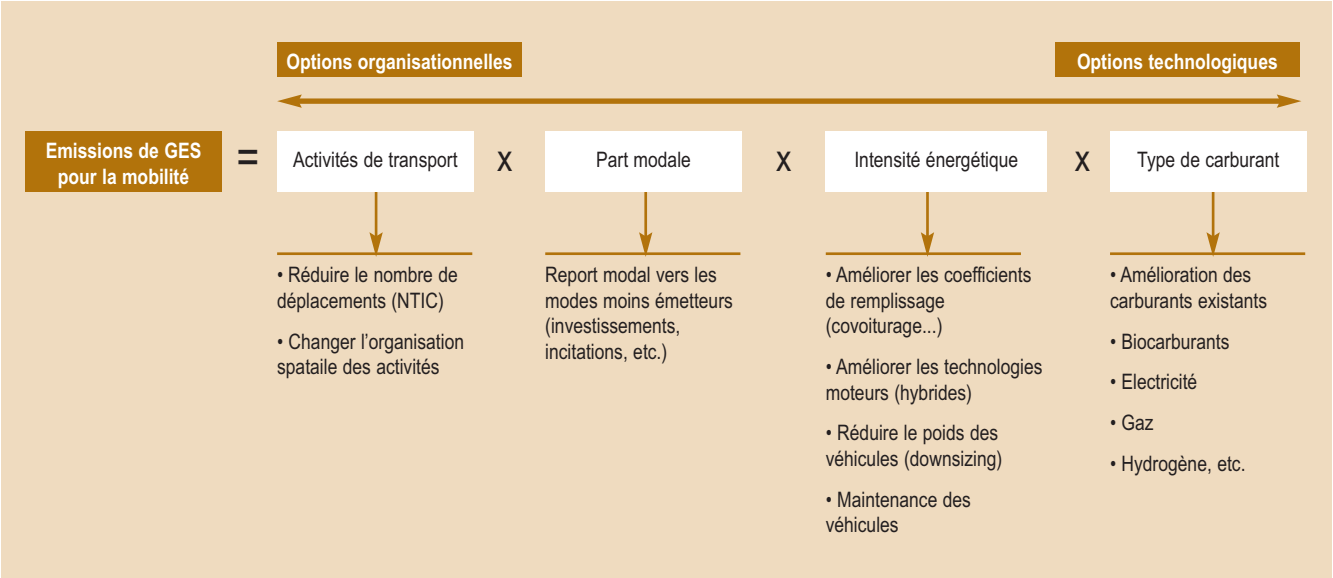
Il est ainsi souhaitable de jouer sur la totalité de ces paramètres pour favoriser une mobilité durable des villes.

3.2. Congestion et politique de déplacement dans les villes du Sud

Les villes du Sud ont connu un développement démographique accéléré qui ne leur a pas permis de développer un réseau de rail urbain. Le bus et les modes de transport doux (piéton, deux-roues) ont longtemps dominé. L'accroissement rapide du taux de transports motorisés privés amène à une saturation rapide des infrastructures urbaines et à des phénomènes de congestion car la ville ne parvient pas à se transformer au rythme de la croissance du parc automobile (cf. figure 2, page 44). La voiture attire car elle est un signe extérieur de richesse et une démonstration de pouvoir.

Figure 1

Options envisagées pour réduire les émissions de CO_2 dans le secteur des transports



Source : Allaire, J. (LEPII – CNRS), Conférence internationale sur le financement de la maîtrise de l'énergie à Hammamet *(24-25 avril 2007).*

La congestion est un facteur limitatif naturel du développement des transports mais ne peut être utilisé comme facteur de réduction du parc automobile et des émissions de GES. La congestion provoque en effet des problèmes de pollution locale majeurs néfastes en termes de santé publique et pénalise paradoxalement en priorité les utilisateurs de transport en commun. En effet, dans les embouteillages, la vitesse des transports en commun de type bus et tramway étant plus faible que celles des automobiles, la solution la plus avantageuse pour augmenter sa vitesse est de devenir automobiliste ou motocycliste.

Les villes du Sud subissent également une insuffisance en capital qui limite l'investissement en infrastructures. Un financement par l'aide publique au développement des infrastructures de transport en commun sur rail peut permettre d'orienter ces villes vers le modèle d'une ville à mobilité durable. Ce financement doit cependant être associé à des politiques publiques de limitation économique et non plus seulement spatiale de l'automobile.

3.3. Formes urbaines et consommation énergétique dans le secteur des transports

Par ailleurs, les plans de déplacement urbain (PDU) s'intègrent dans une logique urbaine globale. La cohérence territoriale nécessite une articulation entre la planification urbaine et les politiques de déplacements. La localisation des emplois, des employés, la mixité des activités dans l'espace (habiter, produire consommer) et la densité de la ville prédéterminent en effet la politique des transports. Il est absolument nécessaire d'inscrire la politique des transports dans une politique globale des déplacements urbains, en particulier en ce qui concerne le financement des infrastructures lourdes de transport (métro d'Istanbul, de Tunis, électrification de voies ferrées en Chine).

La consommation énergétique du secteur est extrêmement bien corrélée à la densité urbaine (figure 3). Elle dépend donc plus des formes urbaines que du niveau de vie des habitants. La part du budget consacrée au déplacement et le temps de

Figure 2

Modélisation schématique de la place nécessaire pour transporter un nombre donné de personnes par différents modes de transport (piéton, bus, voiture individuelle).

*Source : Gong, H. (2007) "*Transportation Energy Efficiency Programs in China*", atelier "*Scaling-up Energy Efficiency: Bridging the Action Gap*" à l'Agence internationale de l'énergie, 2-3 avril.*

transport ne dépend en effet pas du niveau de revenu ou du mode de déplacement. Un transport plus rapide et une augmentation de revenu permet uniquement de gagner en distance et de se localiser plus loin.

Une faible densité urbaine favorise le développement de l'automobile puisqu'une densité importante est nécessaire pour le développement d'infrastructures de transport en commun lourdes. Une organisation de la vie économique, politique et sociale autour du quartier, la présence de petits commerces plutôt qu'un hypermarché permettent au contraire de diminuer la mobilité et de favoriser les modes de transport doux.

Pour maîtriser la consommation d'énergie dans les transports, l'évolution des modes de transport (coûts, efficacité énergétique, etc.) n'est pas suffisante et il est donc nécessaire de revoir la planification des villes. En plus des plans de déplacement urbains doivent être établis des schémas directeurs afin de limiter la mobilité individuelle motorisée. Une maîtrise de la politique foncière permet également de limiter l'expansion diffuse des zones urbaines et la péri-urbanisation.

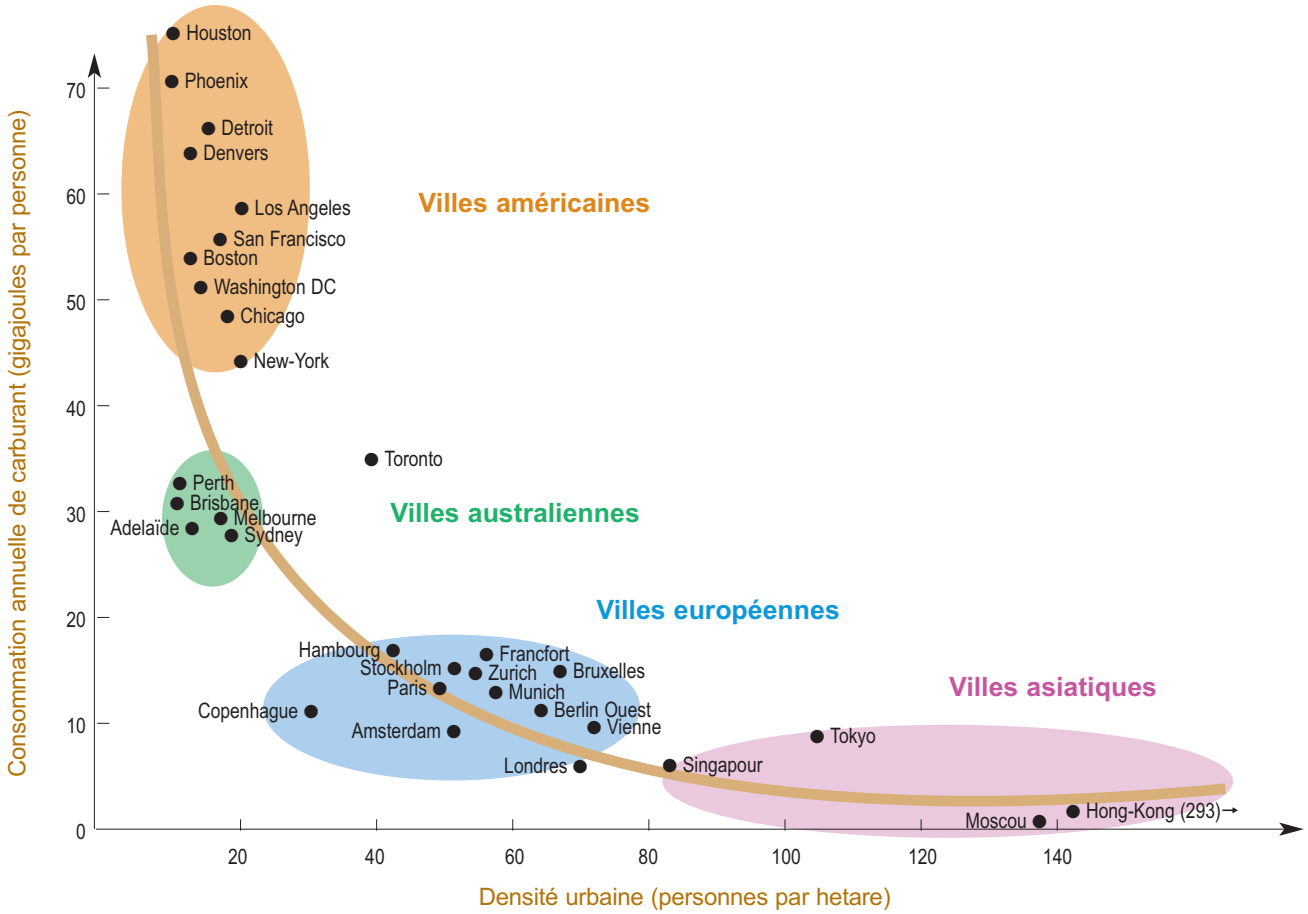
3.4. Elaboration d'un cadre réglementaire favorable

Le financement d'une infrastructure de transport collectif doit s'insérer dans un plan d'aménagement et de déplacement urbain (PDU) à moyen-long terme pour garantir un développement efficient de la ville. Ainsi, un plan de transport a été mis en place à Dakar par la Banque mondiale en 2000 (PAMU) qui vise à accentuer l'appui institutionnel et la réhabilitation des infrastructures routières et de transport collectif. Un aménagement de la rue en faveur des modes de transport doux (piétons, bicyclettes, deux-roues) peut être favorisé par un PDU.

L'agglomération doit être ainsi dotée d'une autorité organisatrice des transports publics avec une autorité juridique qui puisse réguler les tarifs, définir une politique de subvention des transports publics visant à stimuler l'offre de transport collectif, et mettre en œuvre une politique de stationnement cohérente. Une taxation de l'usage et/ou la propriété de l'automobile peut permettre par exemple de financer les autres modes de transport.

Figure 3

Corrélation entre la densité urbaine (personnes/ha) et la consommation annuelle de carburant par personne (Gigajoules/habitant)



Source : Newman et Kenworthy (1989) adapté par Allaire J. (LEPII – CNRS).

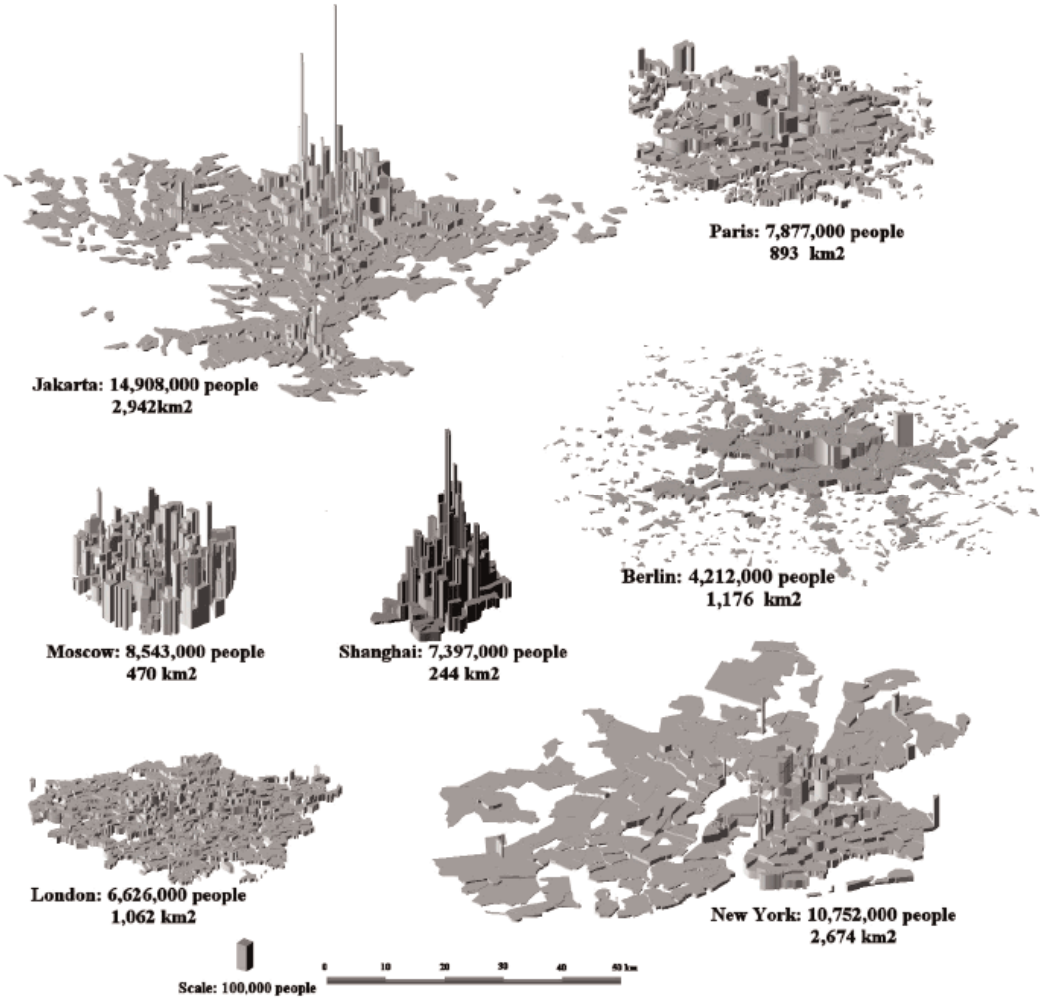
Des politiques publiques volontaristes au niveau de l'Etat ou de la ville peuvent également favoriser une politique publique en faveur de l'utilisation de moteurs plus efficients (Cotonou), de l'utilisation de carburants propres tels que le gaz naturel ou les biocarburants (projet de Changsha, Mexico). Les mécanismes financiers utilisés peuvent être des incitations fiscales, des subventions à l'investissement, une mise en place de microcrédits…

3.5. Déplacements et prix de l'énergie

La mobilité est très peu élastique à une variation du prix de l'énergie ce qui montre que la mobilité correspond à un besoin vital. L'usage de l'automobile et de l'avion en particulier induit une forte vulnérabilité à l'augmentation des prix du pétrole. Il est donc très important de tenir compte d'une augmentation massive des prix du carburant dans le calcul économique de rentabilité des infrastructures routières et aéroportuaires des pays en voie de développement.

Figure 4

Mesure de l'organisation spatiale de sept grandes métropoles



Source : Bertaud, A., 2001, Metropolis: "A measure of the Spatial Organization of 7 large cities".

Une augmentation de prix des carburants plus soutenue et plus durable a toutefois un impact sur l'évolution de l'étalement urbain comme il a été constaté en Europe après les différents chocs pétroliers.

3.6. Financement MDP

L'impact climatique positif des projets de transport est difficile à établir du fait d'un manque de données prospectives concernant la mobilité, le transfert modal. Seul un projet transport de mise en place d'un réseau de bus rapide de transit (BRT) en Colombie a ainsi pu bénéficier d'un financement MDP (annexe 12). La méthodologie approuvée est très restrictive puisqu'elle n'inclut que des projets de transport collectifs sur route remplaçant d'anciens transports collectifs.

Or il est dommageable d'exclure du MDP les projets des secteurs à sources d'émissions diffuses (habitat, transport) pour lesquels il est impossible d'opérer des mesures précises pour chacune des sources mais qui présentent un fort potentiel de réduction à long terme.

Cette logique consiste à négliger l'inertie plus élevée du secteur des transports. En effet, un investissement de transport

(route, transport en site propre) ou un plan de planification urbaine sont mis en place pour une durée de 30-50 ans et peuvent avoir des conséquences quasi-irréversibles (implantation des logements, des industries). Si ces investissements sont mal ou pas faits aujourd'hui, il sera plus coûteux de réduire les émissions du secteur des transports demain.

Une tonne non émise dans le secteur des transports ou de l'habitat a donc une valeur plus importante que les réductions d'émissions dans d'autres secteurs plus flexibles. On doit donc imaginer pouvoir accepter un certain risque environnemental sur la mesure, si on considère que les gains en carbone sont nettement supérieurs au niveau d'incertitude.

L'existence d'un effet rebond dans le secteur des transports freine la diminution des émissions de GES du secteur. En effet, une meilleure fluidité du trafic associée à un investissement routier ou ferroviaire induit généralement une hausse de ce trafic et donc des pollutions qui y sont liées. Les gains d'intensité énergétique du secteur routier sont en partie ou en totalité compensés par des accessoires améliorant le confort ou la sécurité ou par une augmentation du nombre de kilomètres parcourus avec autant de carburant. Des mesures tendant à limiter l'effet rebond doivent accompagner les projets d'efficacité énergétique dans le transport, par exemple à travers des mesures spatiales et fiscales réduisant la place de la voiture individuelle.

Références

• Allaire, J. (2007), (LEPII – CNRS), « *Développement urbain et dépendance énergétique du secteur des transports- Enseignements des villes du nord pour la maîtrise de l'énergie des villes du sud* », Conférence internationale sur le financement de la maîtrise de l'énergie à Hammamet, 24-25 avril.

• Allaire, J. (2004), « *Mobilité et effet de serre : l'évolution des villes au Nord et les perspectives au Sud* », Cahier de recherche LEPII, série EPE n° 37, octobre.

• Gong, H., (2007), Transportation Energy Efficiency Programs in China, atelier "*Scaling-up Energy Efficiency: Bridging the Action Gap*" à l'Agence internationale de l'énergie, 2-3 avril..

• Guillaumie, K., (2007), « *Comment mesurer l'impact climatique ?* », note dans le cadre de cette capitalisation sur le portefeuille de projets d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables du groupe AFD et du FFEM, avril.

• Lefèvre, B. et P.-N. Giraud (2005), Cerna « *La soutenabilité environnementale des croissances urbaines au Sud - Le couple 'Transport – Urbanisme' au cœur des dynamiques urbaines* », Paris, juillet.

• Mezghani, M. (2007), « *Le financement de la maîtrise de l'énergie dans les transports urbains* », Conférence internationale sur le financement de la maîtrise de l'énergie à Hammamet, 24-25 avril.

Annexe 9. Fiche technique : habitat résidentiel et tertiaire

Nombre de projets : 7	Date d'octroi : de 1997 à 2006	Notations qualité
AFD : 1 Proparco : 0 FFEM : 6	Evaluation : 0 SRAP : 0 Prêts bonifiés : 0 Prêts non bonifiés : 0 Subventions : 7	A : 0 B : 0 C : 0 D : 0 N.C. : 7

1. Description synthétique de la filière

L'habitat présente un potentiel fort d'économies d'énergie et de CO_2 dans les pays émergents où il représente souvent un tiers de la consommation énergétique du pays. Il est important de distinguer les économies d'énergie pouvant être réalisées dans le secteur de la construction neuve ou lors de la réhabilitation de l'habitat ancien.

Du fait de la multitude des maîtres d'ouvrage, il est toutefois difficile d'agir sur ce secteur diffus, en particulier sur la réhabilitation de la construction existante, même si ce secteur présente le plus gros potentiel d'économies.

Cette fiche intègre les projets d'appui institutionnels soutenus par le FFEM dans le secteur de l'habitat au Liban, en Tunisie et en Chine. Le projet du Liban a fait l'objet d'une évaluation rétrospective en 2006. Dans le cadre de cette capitalisation, une évaluation rétrospective a également été réalisée sur le projet tunisien d'appui institutionnel à la mise en place d'une réglementation thermique. Cette démarche gagnerait à être étendue au projet chinois afin de pouvoir en tirer une synthèse sur les trois projets.

2. Expériences existantes

2.1. Amélioration de l'efficacité énergétique dans l'habitat au Liban (CBL 1009), 1998

Le ministère de l'Ecologie et du Développement durable (MEDD) a présenté au comité de pilotage du FFEM en 1997 un Projet d'efficacité énergétique dans la construction (PEEC) au Liban pour un montant de 868 959,40 €.

Ce projet consistait, à titre de démonstration, à mettre au point et en application des améliorations de conception énergétique pour l'enveloppe et les équipements de quelques bâtiments neufs, à y effectuer des mesures, puis, sur cette base, à développer au niveau national un programme d'accompagnement, visant la diffusion de meilleures pratiques pour l'efficacité énergétique dans la construction.

Plus spécifiquement, le projet devait permettre, par des séminaires, de sensibiliser les décideurs libanais et les accompagner dans la préparation d'une nouvelle politique de maîtrise de l'énergie dans le secteur de l'habitat. Il devait inciter et

contribuer à la mise au point de normes et règlements adaptés, et faciliter les transferts de technologies permettant de renforcer les économies d'énergie dans la construction.

Ce projet a fait l'objet d'une évaluation rétrospective en 2006 par la division de l'évaluation et de la capitalisation de l'AFD.

2.2. Mise en place d'une réglementation thermique et énergétique des bâtiments neufs en Tunisie en 1998 (CTN1038)

Le projet porte sur la préparation d'une réglementation thermique et énergétique des bâtiments neufs en Tunisie, conduite selon un processus original dit « d'anticipation expérimentale ». L'objectif de cette démarche est d'identifier les différentes barrières à une mise en place opérationnelle d'une réglementation et de les lever préalablement à son adoption. A cette fin, le projet comprend :

– l'identification, la conception, la construction et le suivi de 46 opérations de démonstration de l'efficacité énergétique dans les bâtiments, menées avec des professionnels publics et privés dans les secteurs résidentiel et tertiaire ;
– des actions de renforcement de capacités des acteurs du processus ainsi que la mobilisation des professionnels ;
– le développement d'outils spécifiques : guides techniques pour les professionnels et création d'un label de confort et performance énergétique des bâtiments.

Le coût total du projet a été estimé à 10,3 M€ lors de son évaluation en 1998. Le projet bénéficie de subventions du FFEM (1,9 M€) et du FEM[22] (4,4 M.USD) ainsi que de contributions de l'Etat (2,1 M.DT) et des maîtres d'ouvrages tunisiens (2,7 M.DT).

Le projet est géré par une équipe de l'Agence nationale de la maîtrise de l'énergie (ANME) qui a mis en place un comité de pilotage constitué de représentants des bailleurs de fonds, des directions des ministères concernées, d'organisations professionnelles et d'associations.

Ce projet a fait l'objet d'une évaluation rétrospective qui s'intègre dans ce processus de capitalisation sur la problématique de la maîtrise de l'énergie.

[22] FEM : Fonds pour l'environnement mondial

2.3. Programme d'efficacité énergétique dans la construction en Chine, de 1999 à 2003 (CCN1001, CCN1002, CCN1004, CCN1006)

Ce programme a consisté en quatre projets lancés en 1999, 2000, 2001 et 2003 pour améliorer l'efficacité énergétique dans la construction en Chine. Ces quatre projets ont bénéficié de subventions du FFEM de 0,6 M€, 1,3 M€, 1,4 M€ et 2,7 M€ pour un coût total du projet respectivement de 0,6 M€, 76,2 M€, 68,5 M€ et 297 M€ .

Le programme vise à définir et appliquer des mesures de maîtrise de l'énergie dans la construction, en prenant en compte les spécificités de différentes provinces en Chine : Beijing, Heilongjiang et Liaoning, se caractérisant par une période froide très rigoureuse et de fortes amplitudes saisonnières. Il comprend trois volets complémentaires :

– la diffusion de techniques sur des programmes immobiliers ;
– le renforcement ou le lancement de partenariats techniques ou industriels ;
– l'accompagnement institutionnel et financier, pour adapter le cadre réglementaire et les mécanismes d'incitation à la maîtrise de l'énergie dans la construction.

Il s'articule en trois phases :

– la première phase porte sur des études détaillées des volets supra pour arrêter les investissements et leur financement. Cette phase précise également les aspects contractuels liés aux opérations ;
– la deuxième porte sur une première tranche de réalisations ;
– la troisième porte sur une seconde tranche de travaux intégrant les acquis de la phase 2 et le résultat des actions industrielles sur l'amélioration des produits. Elle vise également à la mise en place d'une certification, de règlements et de normes nationales en coopération avec le FEM. Elle porte également sur la réalisation d'une étude « d'intelligence économique » et de guides destinés à stimuler l'offre de produits performants. Enfin, elle s'intéresse à l'étude du financement d'opérations d'efficacité énergétique par des MDP.

Les opérations de prédiffusion ont un objectif de réalisations se situant autour de 700 000 m^3. Les économies de CO_2 directement et immédiatement induites par le projet peuvent être estimées à 31 000 t/an. A moyen terme, ces économies doivent être de l'ordre de 0,33 Mt/an, soit sur la durée de vie de bâtiments environ 10 Mt de CO_2.

2.4. Diffusion des bonnes pratiques d'efficacité énergétique dans le secteur de la construction des bâtiments publics en Afghanistan en 2004 (CAF1000)

Des opérations pilotes réalisées par le Groupe énergies renouvelables, environnement et solidarités (GERES) en Afghanistan montrent qu'il est possible, en zones froides, de réduire jusqu'à 70 % les consommations d'énergie pour le chauffage, en mettant en œuvre des techniques bioclimatiques, et en améliorant l'efficacité thermique des bâtiments, tels que centres de santé et écoles.

Le projet, d'une durée de 3 ans, a pour but de mettre en œuvre des mesures d'efficacité énergétique dans les bâtiments publics faisant l'objet de programmes de construction financés par l'aide internationale. Le projet présente plusieurs composantes :

– la réalisation de 100 bâtiments publics dans les zones rurales froides ;
– le développement de productions locales de composants isolants et d'équipements performants de chauffage ;
– le développement de compétences opérationnelles chez les professionnels du secteur ;
– l'intégration des problèmes énergétiques dans les politiques sectorielles de santé et d'éducation ;
– la coordination, le pilotage et l'évaluation.

Le programme devrait permettre une économie de 118 000 t de CO_2 sur une durée de 30 ans. L'appui du FFEM est évalué à 1,35 M€ pour un programme de construction totalisant 11,76 M€ (dont environ 1,22 M€ sur l'efficacité énergétique).

2.5. Programme de recherche sur les mécanismes financiers de la réhabilitation énergétique à Wuhan dans la province de Hubei (département de la Recherche de l'AFD, 2006)

Ce programme de recherche, lancé en juin 2006, a pour ambition la mise en place d'une politique d'efficacité énergétique dans les bâtiments existants au niveau d'une capitale provinciale chinoise puis de la répliquer sur l'ensemble de la province.

Cette politique d'efficacité énergétique est abordée par le prisme des mécanismes financiers car l'ampleur d'un tel programme nécessite la mobilisation des ressources financières considérables et complexes pour palier des temps de retour sur investissements généralement au delà des critères économiques usuels. De ce fait ces ressources doivent pour l'essentiel être mobilisables localement. Sont concernés dans un premier temps les bâtiments publics et tertiaire qui représentent pour la seule ville de Wuhan un parc de 70 millions de m2.

Ce programme relaye une priorité nationale inscrite dans le XI^{e} plan quinquennal chinois (réduction de 20 % de l'intensité énergétique sur la période 2006-2010) et découle de la volonté de l'AFD de développer une coopération intellectuelle avec la Chine.

Ce programme est mis en œuvre sous la direction du Département de la recherche de l'AFD et de la Commission[23] de la construction du Hubei. Les partenaires techniques et financiers de ce programme de recherche sont pour la partie française : l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Il est prévu avec cette dernière d'entreprendre un état des lieux de l'efficacité énergétique (stratégies et politiques, contexte institutionnel, outils financiers, impacts…) dans le secteur résidentiel de plusieurs pays développés.

La Commission de la construction de Hubei a mis en place une équipe d'une trentaine de personnes composée d'expert de la commission, de praticiens issus du Bureau des économies d'énergie dans le bâtiment de la ville de Wuhan, et de chercheurs issus de l'Université de Sciences et Technologie de Huazhong.

[23] Équivalent d'un ministère provincial.

Ce programme a été développé en synergie avec les projets conduits par le FFEM sur la réhabilitation énergétique dans le résidentiel. Des synergies sont par ailleurs envisageables, à partir de ce programme, avec d'autres partenaires tels que des coopérations régionales et/ou décentralisées, des centres de recherche ou des entreprises.

L'organisation est basée sur un réel partenariat entre la partie chinoise et française, chacune des parties finançant ses équipes et travaillant sur la base d'une méthodologie définie conjointement.

Dans le cadre de ce programme, l'AFD s'est lancée dans une démarche pionnière et innovante pour un bailleur. En effet, la mise en œuvre d'une politique d'efficacité énergétique dans la durée implique une longue période préalable d'investigations qui ne peut se réaliser qu'avec des partenaires locaux et en dehors de procédures de financement de projet plus classiques et peu adaptées à cette démarche.

Ce programme permettra par ailleurs de tester la faisabilité d'une telle démarche et les conditions de sa réplication avec d'autres pays émergents dans le domaine de l'efficacité énergétique. Il contribuera d'une manière significative à l'amélioration de la connaissance du contexte chinois et pourra contribuer à l'identification éventuelle de possibilités de financements ultérieurs de projets à partir des besoins identifiés lors du programme.

Références

• Guillaumie, K. et Ries, A. (2007), « *Evaluation rétrospective du projet FFEM d'efficacité énergétique dans la construction en Tunisie (CTN 1038 02 F)* », AFD, mai.

• Ries, A. (2006), « *Evaluation rétrospective du projet FFEM d'efficacité énergétique dans la construction au Liban (CLB 1014.01 B)* », AFD, juin.

Annexe 10. Fiche technique : développement de partenariats et appui institutionnel

Nombre de projets : 2	Date d'octroi : 2006. MDP envisagé pour 2 projets	Notations qualité
AFD : 1 Proparco : 0 FFEM : 1	Evaluation : 0 SRAP : 0 Prêts bonifiés : 0 Prêts non bonifiés : 0 Subventions : 2	A : 1 B : 1 C : 1 D : 0 N.C. : 4

1. Description synthétique de la filière

En matière d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables, un des facteurs conditionnant le développement de projets est la présence d'un cadre réglementaire et fiscal incitatif. Des mesures d'incitation financière peuvent également s'avérer indispensables lorsque le temps de retour des projets sont trop élevés ou dans les pays ne disposant pas d'une forte culture réglementaire et d'une capacité de contrôle suffisante.

Par le développement de partenariats avec des pays en voie de développement, les bailleurs de fonds peuvent peser plus lourd que le montant de leurs financements octroyés à des projets précis.

Cette fiche n'intègre pas les projets dont l'objet est d'aider au montage de dossiers de financement au titre du MDP qui sont étudiés en annexe 11.

2. Expériences existantes

2.1. Appui institutionnel et appliqué à la politique climatique du Mexique en 2006 (CMX1002)

Le projet, proposé en 2006 par le FFEM, vise deux objectifs :

– aider la partie mexicaine à mieux préparer sa participation aux négociations internationales, contribuant ainsi à construire l'avenir du Protocole de Kyoto ;

– aider la partie mexicaine à se doter des outils pour élaborer concrètement sa stratégie nationale de lutte contre le changement climatique ainsi que la mise en cohérence de celle-ci avec les initiatives locales à partir du cas des transports urbains.

Le projet comporte trois modules complétés par un module d'appui pour le suivi et l'évaluation du projet réalisé par le FFEM :

– *module 1* : travail de prospective stratégique initial général et sectoriel ;

– *module 2* : travail de modélisation comportant une étude des dynamiques de croissance des secteurs selon les usages et un bouclage avec l'offre d'énergie ;

– *module 3* : étude des enjeux climatiques d'un projet de transport urbain de masse dans une ville mexicaine choisie dans le cadre de la collaboration particulière franco-mexicaine sur les transports urbains.

Le projet est placé sous l'autorité de la CICC[24]. Le coût du projet s'établit à 4,32 M€ dont 285 000 € pour le FFEM. Il est cofinancé par le Mexique à hauteur de 3,28 M€ et par la DGTPE[25] à hauteur de 750 000 €.

2.2. Assistance technique auprès du ministère des Mines et de l'Energie (DME) d'Afrique du Sud pour l'émergence de projets finançables dans les secteurs de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables en 2006 (CZA6008)

Pour concrétiser un portefeuille de projets, il apparaît nécessaire d'investir en amont, dans l'étude et le montage de programmes, ainsi que sur l'appui institutionnel, en privilégiant les secteurs qui présentent des gisements exploitables à court terme et des opportunités de projets « bancables ».

Un expert se verra assigner des objectifs quantifiés en matière d'études de faisabilité à promouvoir en vue de déboucher sur les projets dans le cadre notamment de partenariats financiers qui pourraient être noués entre des établissements financiers sud-africains et le groupe AFD.

Le budget total du projet est évalué à 750 000 € pour une période de deux ans. Le bénéficiaire primaire est Central Energy Fund.

Un projet danois Cabeere d'appui au DME a préparé le terrain dans le domaine de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables et plusieurs études sectorielles sont disponibles. L'arrêt du projet danois laisse un vide au niveau du ministère (DME) que le projet de d'assistance technique de l'AFD pourrait pour partie combler.

3. Principaux facteurs de réussite ou de frein

3.1. Engagement politique en faveur du projet

Les projets de développement de partenariats ne peuvent avoir du succès que dans les pays où il existe une volonté de mise en œuvre d'une politique d'économie d'énergie et de développement des énergies renouvelables.

Cette condition est remplie pour le programme de recherche en Chine puisqu'il rentre dans la stratégie globale d'économie d'énergie du pays. De même, le soutien politique y compris au plus haut niveau de l'Etat est particulièrement net en Tunisie depuis le troisième choc pétrolier en 2004. Il a permis la mise en place d'une stratégie globale et cohérente de maîtrise de l'énergie et de promotion des énergies renouvelables accompagnée d'un dispositif législatif et financier.

Lorsque le contexte local le permet, il est recommandé de veiller à insérer les différents projets d'efficacité énergétique dans une stratégie intégrée, y compris au niveau de la communication, de manière à développer les synergies et maximiser les impacts auprès du public. Cette cohérence des différents programmes de maîtrise de l'énergie a été développée par l'Agence nationale de maîtrise de l'énergie en Tunisie). Le graphisme du label créé pour la certification des réfrigérateurs a ainsi été conservé pour la labellisation des bâtiments (annexe 9).

3.2. Logique d'apprentissage

L'objectif des projets de renforcement des capacités locales est qu'un apprentissage puisse se faire et être étendu à l'ensemble du pays, de la sous-région ou même plus largement. Ainsi pour le projet mexicain, le but est de démontrer via un diagnostic global et aussi via des projets concrets (transport

[24] CICC : Commission interministérielle pour le changement climatique (Mexique)

[25] DGTPE : Direction générale du Trésor et de la politique économique du ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie (France).

urbain) que la lutte contre l'effet de serre n'est pas incompatible avec la prise en compte des priorités locales. Cette démonstration au Mexique vise à jouer un rôle déterminant dans les prises de position futures du pays.

Le but est que ce type de projet-pilote ait un effet sur les décideurs publics (autorités nationales et locales) et financiers internationaux (banques de développement). Ces projets doivent donc être complétés par une phase de restitution des apprentissages associant d'autres régions ou pays par exemple sous la forme d'un séminaire de restitution final. Cet échange de connaissance est une des bases du projet chinois de recherche sur les mécanismes financiers concernant la réhabilitation énergétique des bâtiments (annexe 9).

3.3. Financement

Ce type de projet peut difficilement bénéficier de financements autres que des subventions et a un coût élevé en termes de ressources humaines pour les bailleurs de fonds. Ces programmes à caractère institutionnel s'inscrivent par ailleurs généralement sur une durée plus longue que la durée conventionnelle des projets des bailleurs de fonds et sont donc généralement mal notés.

Ces projets de développement de partenariats exercent pourtant souvent un effet de levier important sur la maîtrise de l'énergie dans les pays bénéficiaires puisqu'ils permettent de lever une partie des freins notamment institutionnels. Les bailleurs souhaitant maximiser leur impact énergétique et climatique doivent donc mettre en place de nouveaux types de financement adaptés aux réalités temporelles et financières de tels projets, comme cela est le cas pour le projet en collaboration avec la Chine (annexe 9).

Pour compenser l'utilisation de subventions, les projets mexicains, sud-africains et chinois visent tous à monter ultérieurement des projets spécifiques qui pourront bénéficier de financements plus conventionnels de bailleurs de fonds.

Annexe 11. Fiche technique : lignes de crédit et fonds multisectoriels d'investissement

Nombre de projets : 8	Date d'octroi : 1 en 1999, de 2004 à 2006	Notations qualité
AFD : 6 Proparco : 1 FFEM : 1	Evaluation : 0 SRAP : 0 Prêts bonifiés : 6 Prêts non bonifiés : 0 Subventions : 2 (dont 1 en plus d'un PN2)	A : 2 B : 2 C : 1 D : 0 N.C. : 3

1. Description synthétique de la filière

Les outils multisectoriels prennent différentes formes : fonds d'investissement spécialisés, lignes de crédit, ...

La mise en place de lignes de crédit comportant un volet « maîtrise de l'énergie » est un phénomène récent mais en pleine expansion puisque cinq lignes ont été octroyées entre 2004 et 2006.

Ces lignes de crédit visent une double finalité : (i) l'efficacité énergétique et la lutte contre le changement climatique ainsi que (ii) la protection de l'environnement local, au travers principalement de la dépollution industrielle. Les lignes de crédit sont particulièrement bien adaptées aux projets d'efficacité énergétique qui sont la plupart du temps des petits projets à faibles montants pour lesquels la part des frais de transaction est trop élevée pour un bailleur de fonds. La ligne permet de confier à un intermédiaire, la banque, la gestion des multiples projets et clients en échange d'une petite rémunération.

2. Description synthétique de la filière

2.1. Fonds d'efficacité énergétique de réduction des émissions de carbone dans les pays de l'Est (CZZ1223), 1999

Le fonds, à capital fixe et à responsabilité limitée (Closes-End Limited Liability Partnership Fund), a pour vocation la prise de participation dans des entreprises publiques et privées pour des investissements d'efficacité énergétique ou d'énergies renouvelables, dans les pays où la BERD[26] intervient. Le fonds doit également investir dans les sociétés des Sociétés d'efficacité énergétique ou ESCO, permettant de démultiplier son action, en intervenant dans des projets de montants plus limités ou des groupes de projets spécifiques d'efficacité énergétique ou d'énergies renouvelables. Le fonds est prévu pour réaliser des investissements de montants unitaires de 2 à 10 M€.

Le fonds est géré par FondElec et les partenaires principaux sont la BERD (20 M€) et le DEXINT[27] (20 M€) et d'autres

[26] DEXINT : Dexia Project & Public Finance International Bank, filiale internationale de Dexia, groupe bancaire européen spécialisé dans le financement des équipements collectifs et des services financiers aux collectivités publiques.

[27] DEXINT : Dexia Project & Public Finance International Bank, filiale internationale de Dexia, groupe bancaire européen spécialisé dans le financement des équipements collectifs et des services financiers aux collectivités publiques.

investisseurs (25 M€). Le montant global du fonds doit être compris entre 60 et 150 M€.

Le FFEM est sollicité et apporte une subvention de 142 000 € pour accompagner la mise en œuvre de ce fonds et faciliter la concrétisation des engagements. Elle prend notamment en charge une partie des coûts de préparation et de transaction inhérents à ces projets décentralisés et d'un montant limité mais qui s'avèrent souvent rédhibitoires pour des investisseurs privés. La subvention permet un apprentissage de la mise en œuvre conjointe (MOC) mise en place par le Protocole de Kyoto.

2.2. FE Clean Energy Global Asia Fund (Fondelec Fegace) en 2004 (PZZ1062)

Le projet consiste à monter un fonds d'investissement spécialisé dans le financement des énergies renouvelables en en Asie. PROPARCO a investi en 2004 un montant de 5 M.USD dans ce fonds. Le gestionnaire du fonds est une société américaine, FE Clean Energy Group (FECEG). Le gestionnaire du fonds privilégie les projets pouvant générer des crédits carbone et les aspects liés à la vente des crédits carbone sont confiés au cabinet NATSOURCE.

Le fonds bénéficie du réseau et de l'expertise technique de MITSUBISHI et CHUBU ELECTRIC, qui ont une très bonne connaissance de l'Asie et du secteur des énergies renouvelables.

Le fonds investit principalement dans des projets d'économie d'énergie en partenariat avec une ESCO (Energy Service Company) et est rémunéré par les dividendes de la SPV (Special Purpose Vehicle) monté pour un ou plusieurs projets.

Il investit également dans des projets d'énergie renouvelable à travers une prise de participation minoritaire en fonds propres. La rentabilité de ces opérations pour le fonds provient de la vente d'électricité pendant la durée de vie du fonds et ensuite par la cession de sa participation dans le projet. Le repreneur du projet est souvent le promoteur.

FE Clean a investi dans des projets de bioéthanol et une centrale de cogénération à biogaz en Thaïlande, une centrale de cogénération à partir de bagasse et de résidus de canne à sucre aux Philippines, des barrages hydroélectriques en Inde et en Chine.

2.3. Ligne de crédit secteur privé intermédiée par TSKB en Turquie en 2004 (CTR3000)

La première ligne de crédit a été octroyée en octobre 2004 par l'AFD à la Turkei Sinai Kalkinma Bankasi (TSKB) pour le financement d'entreprises du secteur privé en Turquie. D'un montant de 50 M€, cette ligne privilégie le financement de certains secteurs, « dont la nature justifie une concessionnalité légère » : secteur de l'énergie (financement d'équipement en énergie renouvelable et investissements de sociétés de distribution de gaz et d'électricité) ainsi que les secteurs de l'éducation et de la santé. La note au conseil de surveillance souligne l'intérêt de ressources longues adaptées aux caractéristiques des projets.

2.4. Renforcement de capacités et appui à la mise en place d'un fonds dédié pour efficacité énergétique en Europe de l'Est en 2005 (CZZ1295)

Le FFEM a apporté en 2005 une subvention de 2 M€ afin d'aider à la mise en place d'un marché de l'efficacité énergétique et au développement de projets de réduction des gaz à effet de serre dans les économies en transition (Europe centrale et du Sud-Est, CEI) dans le cadre du programme « Energie 21 » mis en place par la Commission économique pour l'Europe des Nations unies dans le prolongement du programme efficacité énergétique 2000.

Pour répondre à ces objectifs, trois types d'actions sont envisagées :

1. la création d'outils de formation et de communication en vue de faire émerger des projets au niveau local ;

2. le renforcement des politiques en assistant à la fois les collectivités locales et les administrations centrales ;

3. la promotion des investissements dans les projets d'effica-

cité énergétique ou d'énergies renouvelables par le développement de partenariats public-privé. C'est à ce titre qu'est envisagé l'établissement d'un fonds qui doit atteindre 300 M€ pour le financement de projets.

En dehors du FFEM, les autres cofinanciers sont la Fondation des Nations unies (UNFIP/UNF) à hauteur de 2 M€ et le FEM (2 M€). Les partenaires techniques sont IXIS et l'ADEME. La participation du FFEM au fonds d'investissement lui-même est exclue et il en est de même pour le FEM et la Fondation des Nations unies.

Cette ligne est aujourd'hui entièrement décaissée ; 36 % des imputations concernent six projets dans le secteur de l'énergie dont deux installations hydroélectriques (rehaussement d'un barrage existant et création d'un nouveau barrage), un parc d'éoliennes et la construction de réseaux de gaz naturel dans trois régions turques.

2.5. Ligne de refinancement et garantie efficacité énergétique TMB Bank en Thaïlande en 2005 (CTH3003)

Un prêt de 40M€ a été octroyé en décembre 2005 à la TMB Bank pour le financement de projets d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, ainsi que des projets environnementaux en Thaïlande. En contrepartie de l'avantage financier représenté par le prêt AFD qui est chiffré, la banque doit constituer un fonds de garantie interne pour des projets qui ne pourraient pas être financés, faute de garanties suffisantes au regard des critères de la banque. Ce dispositif répond à un obstacle majeur identifié au développement des concours, à savoir le manque de garanties pour financer des projets innovants ou des PME.

2.6. Ligne de crédit interbancaire non souveraine pour l'environnement en Egypte en 2006 (CEG3001)

Le concours de 40 M€ de l'AFD de juin 2006, en faveur de la National Bank of Egypt, vise le financement d'investissements de dépollution industrielle dans le cadre d'un *Second Pollution Abatement Project*. Il fait suite à un premier projet financé par la Banque mondiale, la BEI et le gouvernement finlandais. Les projets pré-identifiés sont pour l'essentiel des projets de dépollution classique qui sortent du champ de la présente note mais certains d'entre eux traitent également les causes de la pollution en substituant aux technologies de production polluantes des technologies assurant un meilleur rendement énergétique. Les projets financés présentent typiquement les caractéristiques suivantes : TRI très faible ou négatif, ordre de priorité bas pour les entreprises, manque de savoir-faire chez les banques et leurs clients. La combinaison de prêts bonifiés et d'assistance technique doit permettre de faire émerger et satisfaire une demande d'investissements pour atteindre les résultats escomptés. Les prêts sont au départ aux conditions du marché mais une subvention de 20 % au client final est accordée en cas de réussite du projet. Une définition précise des indicateurs d'impact et la mise en place de moyens de mesure sont donc des éléments clé du projet.

2.7. Ligne de crédit environnementale interbancaire et non souveraine en Tunisie en 2006 (CTN6010)

Une ligne de crédit interbancaire de 40 M€ a été également octroyée en juin 2006 par l'AFD auprès de trois banques privées tunisiennes pour le financement d'investissements bénéfiques pour l'environnement. Les secteurs éligibles, définis suite à une étude de marché, s'articulent autour de deux volets : maîtrise de l'énergie (installation de chauffe-eaux solaires pour les acteurs du programme PROSOL, production d'énergie éolienne, cogénération, équipements permettant de réaliser des économies substantielles d'énergie) et dépollution industrielle (traitement de l'eau et de l'air en fin de processus et instruments de contrôle de la pollution, valorisation des déchets de production). La note au conseil signale que les banques tunisiennes sont à la recherche de ressources longues adaptées au financement d'investissements dont les temps de retour peuvent être longs. Les investissements environnementaux n'étant pas prioritaires pour les clients des banques par rapport à des investissements productifs, il est important que le coût final du financement soit compétitif pour les entreprises. La marge des banques est plafonnée après couverture du risque de change.

Cette ligne de crédit est associée à une subvention de 1,26 M€ de l'AFD à la République tunisienne avec rétrocession à l'Agence nationale pour la maîtrise de l'énergie (ANME) et à l'Agence nationale de protection de l'environnement (ANPE) pour l'accompagnement des industriels, le suivi de la ligne ainsi que la diffusion des résultats et des acquis.

2.8. Ligne de crédit environnementale à TSKB en Turquie en 2006 (CTR6000)

Une deuxième ligne de crédit de 50 M€ a été accordée par l'AFD à la TSKB en juin 2006 pour le soutien aux investissements énergétiques économes en carbone et à la dépollution industrielle. Cette ligne complète des lignes de crédit dédiées de la BIRD (énergies renouvelables), de la BEI et de la KFW (dépollution industrielle). Par rapport à la première ligne, les critères généraux et sectoriels d'éligibilité ont été précisés. La marge moyenne de TSKB est limitée de manière à ce qu'une part significative de la concessionnalité aille aux bénéficiaires finaux pour des projets économiquement viables mais caractérisés par une rentabilité différée.

2.9. Programme bancaire pour l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables en Chine en 2006 (CCN3011)

Enfin, un concours de 60 M€ a été accordé par l'AFD au Gouvernement chinois en décembre 2006 avec rétrocession à trois banques pour le financement des projets d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable. Ce concours souverain s'inscrit dans un contexte de fort contrôle des banques par l'Etat. Les bénéficiaires finaux sont des entreprises publiques ou privées, des sociétés projets, des utilities nationales ou locales, des entités publiques (municipalités, provinces, …). Les modalités de rétrocession de la bonification doivent répondre aux contraintes suivantes : plafonnement de la marge d'intermédiation des banques, prise en compte du risque de change sur les crédits en monnaie locale et taux final pour le client de la banque moins élevé que le taux du marché.

Le projet prévoit le financement d'un volet d'assistance technique spécifique au profit des banques. Les conditions de financement de cette assistance technique sont en cours de stabilisation. Les banques pourraient soit verser une commission sous forme de pourcentage du concours, soit financer directement les opérations d'assistance technique. Une participation complémentaire du FFEM d'un montant équivalent à celle des banques est envisagée.

3. Principaux facteurs de réussite ou de frein

3.1. Engagement politique en faveur du projet

Les fonds d'investissement vont investir majoritairement dans des pays qui ont des politiques publiques fortes en matière énergétique. Leurs politiques sont axées vers la réalisation d'économies d'énergies, le rééquilibrage du mix énergétique au profit des énergies renouvelables, la libéralisation et la réorganisation du secteur et la mobilisation de financements à travers différentes mesures fiscales incitatives. De tels projets ne peuvent voir le jour que dans des pays qui ont une structure tarifaire de l'électricité représentative des coûts des matières premières pétrolières.

3.2. Fonds d'investissement : élargissement du portefeuille de projets et apports de capitaux

Tout comme les lignes de crédit, les fonds d'investissement permettent de financer de nombreux petits projets en réduisant les coûts de gestion et de maximiser ainsi l'impact climatique.

En Asie du Sud-Est, la demande est forte pour les services proposés par les ESCO mais celles-ci manquent de capitaux pour développer pleinement leurs activités. Le fonds FE Clean, dont PROPARCO est actionnaire, permet de lever cette barrière. Par ailleurs, le financement de ces activités permet aux gestionnaires du fonds d'acquérir des compétences

techniques ainsi qu'une bonne connaissance des pays. Ces apports permettent à leur tour aux bailleurs actionnaires d'accroître leur portefeuille de projets.

Ces fonds privilégient toutefois des investissements ayant un TRI prévisionnel élevé (entre 15 et 25 %) et permettant un amortissement et une rémunération rapide (2 à 3 ans après). Ils favorisent donc des projets d'économie d'énergie dans les industries, de centrales électriques plus efficaces, de projets éoliens, de petits projets hydrauliques au détriment de projets de transport en site propre ou de réorganisation urbaine qui présentent une rentabilité de long terme.

Il est important de réfléchir à d'autres formes de financement pour ce type de projets qui ont une faible rentabilité à long terme mais qui présentent un fort potentiel de réduction des émissions de GES.

Références

• Naudet, J.-D. et A. Ries (2007), « *Les critères d'additionnalité dans les politiques publiques* », La lettre des économistes de l'AFD, n° 16, mai.

• Ries, A. (2006) Note « *Quel usage des prêts bonifiés ?* », dans le cadre de la capitalisation sur le portefeuille de projets d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables du groupe AFD et du FFEM.

Annexe 12. Fiche technique : mécanisme de développement propre

Nombre de projets : 7	Date d'octroi : 1995, 1997 1999, 2005 et 2006	Notations qualité
AFD : 4 Proparco : 3 FFEM : 0	Evaluation : 1 SRAP : 1 (projet CPF1052) Prêts bonifiés : 2 Prêts non bonifiés : 5 Subventions : 2 (en plus de prêts non bonifiés)	A : 1 B : 1 C : 1 D : 0 N.C. : 4

1. Description synthétique

Le mécanisme de développement propre (MDP) est un mécanisme défini par le Protocole de Kyoto permettant à des pays industrialisés (secteur privé mais également public) de financer des projets qui réduisent ou évitent des émissions de GES dans des pays en voie de développement. Les pays industrialisés sont alors récompensés par l'obtention d' « unités de réduction certifiées d'émissions » (URCE) encore appelés communément crédits d'émission ou crédits carbone. Les crédits carbone obtenus peuvent être utilisés pour respecter les objectifs d'émissions de l'investisseur du pays industrialisé, peuvent être « épargnés » pour un futur usage ou alors vendus à d'autres pays industrialisés dans le système du commerce d'émissions du Protocole afin d'améliorer la rentabilité de leur projet.

L'avantage pour les pays hôtes est de bénéficier d'injections 'gratuites' de technologies avancées qui permettent à leurs usines ou leurs installations générant de l'électricité d'opérer de manière plus efficiente et donc à plus bas coût.

Dans le cas d'un financement via l'APD, il existe deux utilisations possibles des crédits carbone issus des projets bénéficiant du MDP :

– les crédits d'émission dégagés retournent au pays donateur. Dans ce cas, les crédits générés doivent être déduits dans la comptabilisation de l'APD ;

– les crédits d'émission sont donnés au pays hôte. La vente de ces crédits permet d'améliorer la rentabilité du projet financé en apportant une source additionnelle de revenus.

Les sources de revenus issues du MDP sont totalement différentes de celles d'un bailleur de fonds. D'une part, les crédits carbone ne sont obtenus qu'après la réalisation du projet et la vérification que le projet a effectivement réalisé les réductions d'émissions anticipées. Le promoteur du projet doit donc pouvoir préfinancer l'investissement. D'autre part, les revenus proviennent de la vente des crédits carbone sur le marché et sont donc très variables en fonction du cours du marché. Afin de contrer ce frein, des fonds carbone ont été mis en place par les pays développés et les bailleurs de fonds.

Le principe du fonds carbone est que le fonds investit dans un portefeuille de projets éligibles au MDP à travers des accords d'achat à terme de crédits carbone générés par ces projets. Les investisseurs sont rémunérés en crédits carbone au prorata de leur participation au fonds. Ces fonds permettent donc de lever le problème du préfinancement et garantissent un prix d'achat de la tonne de carbone.

Les règles et conditions du MDP ont été précisées par les accords de Marrakech en novembre 2001. Afin d'estimer les réductions d'émissions de GES permises par le projet, des

méthodologies ont été mises en place afin d'appliquer une démarche précise pour un projet donné.

La mise en œuvre conjointe (MOC) est proche du dispositif précédent, à la différence que les investissements sont effectués par un pays développé dans un autre pays développé où les coûts de réduction des émissions de GES sont moins élevés (Europe de l'Est…).

2. Expériences existantes

2.1. Fonds carbone

• *Prise de participation dans les fonds carbone géré par la Banque mondiale en 2004 (CZZ3010)*

L'AFD a versé en 2004 une subvention de 2,2 M€ au fonds Biocarbone géré par la Banque mondiale pour le financement de projets permettant la séquestration de carbone. Ce fonds n'est pas à confondre avec le prototype Carbon Fund mis en place en 2000 et finançant des projets dans tous les domaines d'économies d'énergie[28].

Le fonds Biocarbone comprend deux fenêtres d'investissement : la première ciblant uniquement les projets de boisement éligibles au MDP, la deuxième ciblant des projets de séquestration non éligibles au MDP pour la période 2008-2012 (gestion forestière, conservation du couvert végétal, projets agricoles augmentant le carbone des sols). Les deux fenêtres rémunèrent les investisseurs en crédits carbone mais seuls les premiers peuvent être utilisés dans le cadre des engagements du Protocole de Kyoto. La deuxième fenêtre a un objectif d'apprentissage. L'AFD a choisi d'investir dans la deuxième fenêtre car les crédits acquis au titre de ces projets n'étant pas éligibles au MDP, la totalité du financement de l'AFD sera déclarable en APD[29].

Cette subvention est associée à une collaboration active avec l'équipe carbone de la Banque mondiale afin de poursuivre deux objectifs :

1. tirer de cette collaboration l'information et la formation nécessaires pour appuyer l'instruction de projets MDP et faire évoluer la stratégie climat de l'AFD ;
2. apporter sa connaissance des pays de la zone de solidarité prioritaire (ZSP) et son portefeuille de projets pour influer sur l'affectation des financements des fonds carbone.

Dans ce cadre, un agent AFD a par ailleurs été détaché à la Banque mondiale pour suivre le montage des projets des fonds carbone.

2.2. Programmes d'aide à la mise en place de projets MDP

La mise en place de projets MDP est coûteuse car elle nécessite de mettre en place une méthodologie de mesure des réductions d'émissions de GES. Les projets ci-après visent à prendre en charge une partie des coûts d'apprentissage pour l'accès à ce type de financement.

• *Programme incubateur de projets Mécanisme de développement propre en Afrique (Africa-Assist) (CZZ1296)*

L'objectif global du programme Africa Assist développé en 2005 est de lutter à la fois contre la pauvreté et le changement climatique en créant des conditions favorables à l'émergence de projets de développement durable bénéficiant de l'effet de levier associé aux revenus additionnels générés par le MDP. Les résultats attendus sont :

[28] Le prototype Carbon Fund s'est en particulier engagé à acheter les crédits carbone du projet de Durban Solid Waste en Afrique du Sud bénéficiant d'un prêt non souverain et faiblement bonifié de 6 M€ octroyé par l'AFD.

[29] A sa réunion de Marrakech (Maroc) en 2001, la Conférence des parties à la CCNUCC est convenue des modalités et procédures du mécanisme pour un développement propre. Elle a notamment décidé que « *le financement public de projets exécutés au titre du mécanisme pour un développement propre par les parties visées à l'annexe I ne doit pas conduire à un détournement de l'aide publique au développement et doit être dissocié des obligations financières des parties visées à l'annexe I et comptabilisé séparément* ».

– la réalisation d'une quarantaine de projets MDP de référence, représentatifs des secteurs et des régions ;
– des opérateurs informés et mobilisés, promoteurs d'autres projets MDP ;
– des experts, des banques et des associations professionnelles, regroupés en réseaux, supportant la préparation des projets MDP ;
– des politiques et des cadres cohérents facilitant le développement des projets MDP mis en place ;
– des autorités nationales désignées capables de favoriser le développement des projets.

Le programme Africa Assist est réalisé par la Banque mondiale en collaboration avec l'AFD et d'autres bailleurs de fonds dans le cadre d'un effort concerté favorisant les duplications. Une équipe mixte de direction sera mise en place.

Le budget estimatif du programme Africa Assist est de 13,99 M€ sur 5 ans. Le financement est assuré par CF Assist pour 3,34 M€, le FFEM pour 2 M€, l'AFD pour 0,7 M€ (en nature), des fonds bilatéraux et multilatéraux de "capacity building " pour 1,95 M€ et enfin différents fonds de rachat de carbone gérés par la Banque mondiale ou non pour 5,55 M€. Le coût de la phase de préparation est estimé à 197 700 €.

Les points d'application du financement FFEM sont les études de prospection (37 % environ), les actions de formation au MDP, notamment pour les acteurs économiques (15 %), l'appui au montage des projets MDP, la coordination, la capitalisation et la diffusion (11 %) et les divers/imprévus (10 %).

• *Programme d'appui au montage de projets MDP dans quatre provinces de l'ouest de la Chine (CCN1008)*

L'objectif du programme est la réduction des émissions de GES en créant des conditions favorables au développement des projets MDP dans quatre provinces chinoises de l'Ouest (Guizhou, Guangxi, Sichuan et Yunnan) et l'accompagnement des premières opérations.

Les résultats attendus sont :

1. un renforcement institutionnel des municipalités et des provinces et l'adoption de schémas organisationnels favorisant l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables en s'appuyant sur l'outil MDP ;
2. la constitution d'un portefeuille d'au moins cinq projets MDP par province identifiés au stade préliminaire et d'au moins un projet MDP par province développé et accompagné jusqu'à son enregistrement par le conseil exécutif du MDP. Ces projets, à la demande du gouvernement, seront plus particulièrement centrés sur le charbon (efficacité énergétique et charbon propre), la petite hydraulique, la biomasse et l'assainissement municipal liquide et solide.

La convention de financement est signée entre le Ministry of Science and Technology et l'AFD. Le projet est estimé à 1,5 M€. La partie chinoise apporte 0,35 M€ en achat de services et en nature, l'AFD 0,4 M€ en prestations internes et achat de services et le FFEM 0,75 M€ en subvention. Le projet complète l'action passée ou en cours d'autres coopérations (Italie, Japon, Canada, Danemark, Suède, ADB, Banque mondiale, PNUD) focalisées sur d'autres provinces et généralement centrées sur le marché des réductions d'émissions de GES.

• *Mécanisme de développement propre (MDP) dans le secteur forestier : élaboration de projets éligibles en Afrique (CZZ1309)*

L'objectif global du projet mis en place en 2006 est de promouvoir conjointement la lutte contre la pauvreté et le changement climatique en améliorant les conditions nécessaires pour la présentation et l'agrément de projets forestiers au MDP dans les pays d'Afrique. Le projet prévoit la mise en œuvre des composantes suivantes :

1. réalisation d'études de cas concrets pour juger des conditions d'applicabilité du MDP face à la diversité du secteur forestier, dans plusieurs pays d'Afrique et d'Amérique latine ;
2. transfert des méthodes de montage de projets MDP forestiers au niveau national, régional et international ;
3. contribution à faire de ce secteur un des grands bénéficiaires du MDP en Afrique ;

4. contribution à l'évolution des secteurs forestiers africains et à la constitution d'un réseau d'expertise pour prendre en compte les nouvelles modalités d'appui extérieur.

Le projet prévoit un travail de terrain pour développer divers aspects de méthodologies et de procédures dans le cadre de projets concrets existants cofinancés par divers bailleurs de fonds. Ce travail débouchera sur un important effort de capitalisation, formation et communication.

La maîtrise d'ouvrage du projet est assurée par le PNUE. Le budget est estimé à 7,6 M€ sur 3 ans. La contribution du FFEM est fixée à 2,3 M€. Les sources de cofinancement prévues comprennent les partenaires publics nationaux à travers les projets partenaires qui feront l'objet des études de cas, le secteur privé pour certains études de cas, les organismes régionaux et internationaux, les organismes français (CIRAD, ONF-I, …) pour le cofinancement de certaines des activités de recherche, le Fonds Carbone de la Banque mondiale et le BioCarbon Fund.

Projet d'aide au montage d'un projet MDP pour les industriels au Maroc en 2005

Dans le cadre de la mise en œuvre de son parc éolien à Tétouan (10 MW) intégré à sa cimenterie, Lafarge Maroc a demandé au FFEM de l'appuyer pour développer un projet MDP qui pourra servir de référence pour de nombreux industriels dans le montage de tels projets depuis l'élaboration du "project design document" (PDD) jusqu'au transfert des crédits carbone liés à cet investissement.

Le parc éolien est composé de 12 aérogénérateurs de 850 kW qui fournit près de 50 % de l'électricité consommée par la nouvelle cimenterie de Tétouan (1 Mt/an). L'intégration d'un parc éolien dans une industrie lourde fonctionnant à feu continu constitue une première « technique » mondiale.

Le FFEM a apporté une subvention de 0,1 M€, pour un coût total du projet de 10 M€, au travers de la FAAEC (Facilité d'appui aux activités exécutées conjointement) dans le cadre d'un accord de partenariat FFEM - Lafarge Maroc signé le 11 février 2005.

Ce projet constitue le premier projet MDP du secteur cimentier au niveau mondial et le premier projet MDP issu d'un pays francophone. Il permet d'économiser chaque année l'émission près de 30 000 t eq CO_2. Les réductions d'émissions certifiées, générées sur une période de 21 ans, seront vendues par Lafarge Maroc, les revenus correspondants améliorant significativement le taux de rentabilité interne du projet de parc éolien.

3. Principaux facteurs de réussite ou de frein

3.1. Financement MDP

Le MDP apparaît comme une ressource financière additionnelle pouvant influer favorablement sur la décision d'investissement de l'investisseur/opérateur public. Le montage de projets MDP se heurte toutefois à des contraintes du fait que ce mécanisme implique des analyses et des montages techniques, économiques, financiers voire institutionnels nouveaux et des partenaires privés et publics, tant locaux qu'internationaux, encore peu habitués à travailler ensemble.

Du point de vue technique, le montage du projet est un processus lourd qui nécessite une évaluation précise des émissions de CO_2 évitées. Lorsqu'aucune méthodologie n'existe pour ce type de projet, les coûts et délais de mise en place d'une méthodologie sont un frein majeur.

Dans la pratique les investisseurs des pays développés à la recherche de crédits carbone se portent en priorité sur les projets MDP dont la mobilisation des crédits est la plus simple, c'est-à-dire :

– vers les secteurs d'activité où les méthodologies MDP sont déjà validées et les plus faciles à suivre (récupération de méthane sur les décharges municipales, parcs éoliens, cogénération à partir de biomasse). Les projets MDP transports ou forestiers manquent de méthodologies confirmées ;
– vers les secteurs d'activité où les volumes de CO_2 sont les plus importants ;
– vers les pays les plus dynamiques et les plus sensibilisés et dans lesquels les promoteurs se sentent concernés et intéressés (Brésil, Chine, Inde, Indonésie et Amérique centrale) ;
_ vers des pays disposant d'un cadre institutionnel et réglementaire adapté et qui n'hésitent pas, dans certains cas, à développer par eux-mêmes des projets MDP unilatéraux devenus éligibles à la suite d'une décision du conseil exécutif du MDP.

En dehors de l'Afrique du Sud et de l'Afrique du Nord, ces conditions sont rarement réunies en Afrique et les projets MDP y sont rares (deux mini-centrales hydroélectriques en Ouganda, projet Durban en RSA). Les conditions techniques sont réunies en Afrique pour le développement de ces projets mais le cadre institutionnel est plus faible et des aides doivent être apportées notamment pour la formation des cadres et l'évaluation des projets.

Enfin, le développement des financements MDP est conditionné par le renouvellement du Protocole de Kyoto dont la première phase s'achève en 2012.

3.2. Logique d'apprentissage

Le développement de projets MDP nécessite également des projets pilotes réussis dans la région et le secteur concerné. Le projet Africa Assist tente ainsi de lever cet obstacle en accompagnant concrètement des projets exemplaires tout au long du cycle MDP.

Le but est que ce type de projet-pilote ait un effet sur les décideurs publics (autorités nationales et locales) et financiers internationaux (banques de développement). Ces projets nécessitent d'être associés à des phases de communication, de partage et de restitution des connaissances associant différentes collectivités, différents pays (séminaire de restitution final).

3.3. Projets en collaboration avec d'autres bailleurs

Beaucoup de projets complètent l'action d'autres bailleurs de fonds que ce soit sur une échelle temporelle ou géographique. Cette action en synergie est un facteur d'efficacité et de réussite. Elle permet d'avoir un effet de levier plus important. Il ne s'agit toutefois pas de mettre en œuvre un programme qui ferait double emploi avec les initiatives en cours.

Ainsi, le programme Africa Assist est réalisé par la Banque mondiale en collaboration avec l'AFD et d'autres bailleurs de fonds dans le cadre d'un effort concerté favorisant les duplications. Une équipe mixte de direction sera mise en place. Le programme prévoit une complémentarité avec les fonds de rachat existants qui sont demandeurs de projets éligibles au MDP. Africa Assist travaille plutôt en amont pour générer des projets dont les crédits carbone peuvent vendus à des fonds, sans exclusivité pour un fonds donné.

Annexe 13. Projets d'efficacité énergétique enregistrés au titre du MDP

1. Projets de réduction de la demande en énergie dans l'industrie

Project ID	Title	Host Party	Sector	Methodology
Full-Size CDM Projects				
CDM0123	Energy efficiency through installation of modified CO_2 removal system in Ammonia Plant	India	Chemicals	AM0018
CDM0261	Energy efficiency through steam optimization projects at RIL, Hazira	India	Petrochemicals	AM0018
CDM0340	Reduction in steam consumption in stripper reboilers through process modifications	India	Petrochemicals	AM0018
CDM0677	Optimization of steam consumption by applying retrofit measures in blow heat recovery system	India	Paper	AM0018
CDM0679	Optimization of steam consumption at the evaporator	India	Paper	AM0018
Small-Scale CDM Projects				
CDM0255	Demand-side energy efficiency programme in the 'Humidification Towers' of Jaya Shree Textiles	India	Textiles	AMS-II.C
CDM0262	Energy efficiency projects - Steam system upgradation at the manufacturing unit of Birla Tyres	India	Petrochemicals	AMS-II.D.
CDM0445	Demand side energy conservation & reduction measures at IPCL – Gandhar Complex	India	Petrochemicals	AMS-II.D.
CDM0568	GHG Emission Reductions through Energy Efficiency Improvements	India	Cement	AMS-II.D.
CDM0582	India - Vertical Shaft Brick Kiln Cluster Project	India	Building materials	AMS-II.D.
CDM0701	Energy efficiency project in the Ramla Cement Plant in Israel through instalment of new grinding technology	India	Cement	AMS-II.D.
CDM0745	Demand side energy conservation and reduction measures at ITC Tribeni Unit	India	Paper	AMS-II.D.
CDM0757	Factory energy-efficiency improvement project in Malaysia (MAPREC, PRDM, PSCDDM, PAVCJM, PCM)	Malaysia	Manufacturing	AMS-II.D. (bundle)
CDM0759	Factory energy-efficiency improvement project in Malaysia (PHAAM, PCOM (PJ), PCOM (SA), PEDMA, MEDEM	Malaysia	Manufacturing	AMS-II.D. (bundle)
CDM0777	Energy Efficiency Improvement in Electric Arc Furnace at Indian Seamless Metal Tube Limited (ISMT), Jejuri, Maharashtra	India	Iron & steel	AMS-II.D.
CDM0806	Demand side energy efficiency programmes for specific technologies at ITC Bhadrachalam pulp and paper making facility in India	India	Paper	AMS-II.D.
CDM0850	Installation of Plate Type Heat Exchanger for preheating combustion air of primary reformer and reducing heat loss to atmosphere through flue gases at Indo Gulf Fertilisers (A Unit of Aditya Birla Group), Jagdishpur	India	Chemicals	AMS-II.D.
CDM0858	Grasim Cement: Energy efficiency by up-gradation of clinker cooler in cement manufacturing	India	Cement	AMS-II.D.
CDM0932	Energy Efficiency Measures At Paper Production Plant	India	Paper	AMS-II.D.

Source : http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html, categories: Energy Demand, Manufacturing Industries – end-use energy efficiency.
*Extrait de Niederberger A.A., "*Seminar Issue Paper: Energy efficiency projects in Clean Development Mechanism and Joint Implementation*", UNIDO/CTI/UK Trade & Investment Seminar, 19-20 mars 2007, Vienne.*

2. Projets d'efficacité énergétique dans la construction et dans le transport

Project ID	Title	Host Party	Sector	Methodology
Full-Size CDM Projects				
CDM0672	BRT Bogotá, Colombia: TransMilenio Phase II to IV [30]	Colombia	Transport	AM0031 [31]
Small-Scale CDM Projects				
CDM0079	Kuyasa low-cost urban housing energy upgrade project, Khayelitsha (Cape Town; South Africa) [32]	South Africa	Energy demand	AMS-I.C. ver. 5 AMS-II.C. ver. 5 AMS-II.E. ver. 5
CDM0159	Moldova Biomass Heating in Rural Communities (Project Design Document No. 1) [33]	Republic of Moldova	Energy demand, Housing	AMS-I.C. ver. 6 AMS-II.E. ver. 6 AMS-III.B. ver. 6
CDM0160	Moldova Biomass Heating in Rural Communities (Project Design Document No. 2	Republic of Moldova	Energy demand, Housing	AMS-I.C. ver. 6 AMS-II.E. ver. 6 AMS-III.B. ver. 6
CDM0173	Moldova Energy Conservation and Greenhouse Gases Emissions Reduction [34]	Republic of Moldova	Energy demand, Housing	AMS-II.E. ver. 6 AMS-III.B. ver. 6
CDM0686	Improvement in Energy Consumption of a Hotel [35]	India	Energy demand, Housing	AMS-II.B. ver. 7 AMS-II.E. ver. 7

Source : http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html, categories: Construction, Transport, Energy Demand – Housing, 30 mai 2007.

[30] http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/E6LUMUUAQA83IUZAPO9XWBMS6BTSAB.

[31] Methodology for Bus Rapid Transit Projects.

[32] http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FS_292989657.

[33] http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/QRPUB84Q94GBDV55M00C7C74JEB6JQ.

[34] http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/7FTZNCR5W1XBOQI0EISKVZTDTYMXQQ.

[35] http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/MO3BBHBNIEOFBY818YL0UDME8UZ51S.

2.1.. Méthodologie approuvée dans le secteur des transports

La méthodologie AM0031[36] est destinée aux projets de mise en place ou d'extension d'un réseau de bus rapide de transit (BRT). Le BRT est destiné à remplacer les transports publics collectifs conventionnels. En l'absence du projet, les nouveaux passagers utilisant le BRT auraient utilisé l'ancien transport collectif ou des véhicules individuels.

Les conditions suivantes sont nécessaires pour pouvoir appliquer cette méthodologie :

– le projet doit avoir un plan clair de réduction des capacités des transports publics existantes à travers des permis restrictifs ou des instruments économiques ;

– les véhicules doivent utiliser des carburants conventionnels et non des biocarburants ;

– la méthodologie exclut tous les projets de transport en commun sur rail, air ou eau ;

– le système BRT doit partiellement ou complètement remplacer un système de transport public traditionnel. Elle ne s'applique pas aux zones où il n'existe actuellement pas de transport en commun ;

– le maître d'ouvrage doit montrer que le scénario de référence alternatif au projet le plus probable serait un maintien du système de transport public actuel.

Les frontières du projet incluent les déplacements des passagers sur le réseau BRT avec une limite physique correspondant à la limite du territoire desservi par le nouveau réseau de transport collectif.

Les émissions à prendre en compte dans la méthodologie sont définies dans la figure5. Il est nécessaire de comptabiliser l'augmentation des émissions liées aux fuites du projet. Ainsi la décongestion du trafic provoque à la fois une augmentation des émissions du fait de l'existence d'un effet rebond et une diminution des émissions du fait d'une meilleure fluidité des véhicules et d'une diminution des cycles d'arrêt-démarrage.

[36] http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IK6BL2878HZ4NHV86V65CBJ2Y1ZBDI

Figure 5

Emissions incluses et exclues du périmètre de la méthodologie AM0031

Emission sources not considered in the methodology	Emission sources considered in the methodology	
Emissions caused by remaining transport system (taxis, cars, conventionnal public transport)	**Upstream emissions included as leakage** • Construction emmissions caused by the project • Reduced life-span of buses due to scrappage • Wel-to-thank emissions of fuels bu project and baseline	**Other emissions included as leakage** Change of baseline factors monitored during project and included as leakage : • Change of load factors of taxis provoked indirectly by project • Change of load factor of remaining conventionnal buses provoked indirectly by project
Emissions caused by freight, ship, rail and air transport	**Direct project and baseline emissions** Emissions caused by passengers transported in BRT project	
	Downstream emissions included as leakage Congestion change provoked by project resultaint in (inter alia) : • Increased vehicle speed • Rebound effect	

Source : site UNFCCC. http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IK6BL2878HZ4NHV86V65CBJ2Y1ZBDI