

CHAPITRE 6

MODELISATION ET SCENARIOS

6.1 Introduction

Dans les chapitres précédents, trois filières énergétiques ont été étudiées et pour chacune d'elles, les analyses économiques et environnementales ont été réalisées séparément à partir des études de cas. L'analyse coût-bénéfice visant à étudier les conditions de rentabilité d'une action a le plus souvent été le principal guide des problèmes de planification en général, et dans le secteur énergétique en particulier. Cette approche présuppose que tous les problèmes traités sont unidimensionnels, c'est-à-dire que les systèmes peuvent être décrits par une fonction dont l'unique variable est capable de représenter les opinions des décideurs impliqués dans la procédure d'évaluation. La seule unité de mesure est monétaire et l'objectif principal est la maximisation des bénéfices.

Les méthodes d'évaluation multicritère (MEM) s'appliquent généralement dans les domaines impliquant des interactions entre les sciences de l'ingénieur et l'environnement, tels l'énergie, le transport, etc... . L'analyse multicritère est vivement souhaitée lorsqu'une décision doit être prise en tenant compte de plusieurs objectifs. Roy et al (1986) les ont appliquées pour choisir laquelle des stations de métro devait être rénovée à Paris, Hokkanen et Salminen (1997) pour choisir le système de traitement de déchets solides pour le district de Oulu au nord de la Finlande. L'application dans la planification énergétique notamment comme outil d'évaluation en matière d'énergie renouvelable n'est pas nouvelle (Siskos et Hubert, 1983 ; Lootsma et al, 1990; Huang et al, 1995; Polatidis et al. 2002). Ces méthodes permettent aux décideurs de choisir entre différentes options en considérant des priorités conflictuelles voire contradictoires.

Plusieurs approches ont été développées dans le monde pour l'évaluation multicritère sans que l'on puisse affirmer que l'une supplante les autres (Roy et Vincke, 1981; Zeleny 1982 ; Nijkamp et al, 1990; Vincke, 1992, Korhonen et al, 1992). Par contre, certains outils s'adaptent mieux à des situations particulières. Ces outils se différencient principalement par la façon d'agréger les informations et ont pour caractéristique commune la définition explicite d'un certain nombre de critères. Par conséquent, les impacts sont exprimés en plusieurs unités de mesure reflétant au mieux la nature des critères définis. Chaque critère est ensuite pondéré en fonction de son importance relative dans le processus de décision. Différents outils appliqués au même problème, c'est-à-dire aux mêmes données, fournissent donc des résultats différents, du fait de facteurs de pondération différents. Ces facteurs de pondération sont subjectifs et reflètent les différentes opinions exprimées. Ils constituent pour chaque alternative un vecteur, l'ensemble de ces vecteurs ainsi constitués composant la matrice de décision. Les résultats qui en découlent sont dès lors conditionnels car ils dépendent des points de vue exprimés « subjectivement ».

En général, les outils d'analyses multicritères peuvent être classés en 2 catégories : les méthodes d'agrégation et l'approche dite de surclassement. Le principe général de la première catégorie est la combinaison des critères en un critère de synthèse, en leur attribuant d'éventuels poids (Roy, 1985; Vincke, 1989). On suppose que toutes les opinions sont commensurables. Cette approche a comme inconvénients :

- des effets compensatoires pas toujours réalistes,

- un nombre élevé d'informations à recueillir pour définir le critère de synthèse de manière efficace,
- la disparition formelle du caractère multicritère du problème qui rend difficile les analyses de sensibilité sur les critères initiaux.

La deuxième catégorie est basée sur le principe de comparaison par paire de critères qui dépendent de la structure de préférence du décideur tout en se concentrant sur les aspects les moins discutables et limitant la quantité de données nécessaires (Siskos et al, 1983 cité par Ben Mena, 2000). Elle reste plus proche de la nature multicritère initiale du problème.

Dans le cadre de ce travail, l'approche multicritère est nécessaire car pour tout projet ou programme d'électrification, les objectifs à atteindre pour soutenir le développement durable sont multiples : la protection du biotope, la limitation des émissions de gaz à effet de serre, l'amélioration du taux d'accès à l'électricité, la création d'emplois et d'activités génératrices de revenus, la réduction du coût du kWh et l'amélioration du bilan financier du secteur électrique. Le modèle retenu emprunte aux deux catégories d'approches citées plus haut leurs avantages en évitant dans la mesure du possible leurs inconvénients. Se focalisant sur la limitation des émissions de gaz à effet de serre, sur le coût du kWh et sur le bilan financier du secteur électrique, il utilise d'une part le principe de combinaison de critères en représentant les facteurs d'émission de CH₄ et N₂O par leur équivalent CO₂ et intègre d'autre part le principe de la comparaison par paire de critères en intégrant dans une analyse globale le coût de production et les émissions spécifiques de chaque filière. L'approche consiste :

- à établir les scénarios d'évolution de la demande en électricité jusqu'en 2025,
- à développer les scénarios de contribution des énergies renouvelables à la couverture de cette demande en tenant compte des potentiels estimés dans les chapitres précédents,
- à évaluer les impacts sur les réductions d'émissions de gaz à effet de serre, sur les recettes ainsi que sur le bilan financier du secteur électrique camerounais en tenant compte des éventuelles primes et taxes CO₂ comme instruments de politique énergétique.

Cette approche macro permet de se fixer des objectifs de taux d'accès à l'électricité dans le pays (indice de développement social) et à intégrer dans le processus de décision les avantages environnementaux et économiques. Cette intégration passe par une agrégation des critères environnementaux selon les lois physiques et les particularités de chacune des filières technologiques de production d'électricité. Ainsi, le résultat permet une visibilité globale de l'évolution du secteur électrique et de ses impacts, ce qui est susceptible d'orienter l'utilisation des outils d'analyse multicritère lors d'une approche micro à l'échelle des projets d'électrification, la contribution à l'atteinte des objectifs macro devenant un critère supplémentaire. En effet, avec ou sans instrument financier, l'application du modèle donne le bilan financier qui permet une hiérarchisation des options technologiques surtout lorsque différentes ressources renouvelables sont disponibles sur le même site. Pour les sites avec plusieurs types de ressources, plusieurs filières de production sont envisageables en dehors de la filière classique de production d'électricité à partir de groupes diesel, les critères de choix de la ou les filières renouvelables étant fonction de la demande, de la disponibilité et du potentiel à long terme des ressources sur le site ou la région concernée, du coût de revient actualisé du kWh, du potentiel de réduction des émissions et de création d'emplois. L'attribution des poids est la partie la plus délicate de l'analyse, le niveau de chaque poids traduisant la préférence du décideur (Maystre et al, 1994).

Pour des projets basés sur une même technologie mais sur différents sites, on peut y ajouter des critères spécifiques à la technologie envisagée. Par exemple, lors du traitement des déchets ménagers, certains critères spécifiques tels le taux de recyclage, le taux de valorisation (rapport entre la quantité de déchets valorisés sur les déchets disponibles, donnant une indication sur la quantité mise en décharge) ou encore la distance parcourue par tonne de déchets collectée sont utilisés.

6.2. Description du modèle

Le modèle est un logiciel développé sous forme de combinaison de feuilles EXCEL qui simule les impacts de la pénétration des énergies renouvelables dans le parc de production d'électricité d'une région ou d'un pays par rapport à un parc de référence sans valorisation des sources d'énergies renouvelables.

Les données nécessaires au modèle sont :

- un scénario d'évolution de la demande en électricité d'un pays ou d'une région,
- un scénario de développement du parc de production d'électricité pour satisfaire cette demande par les moyens classiques,
- un scénario incluant la pénétration des énergies renouvelables dans le parc de production,
- le coût de revient de l'électricité pour chaque filière de production envisagée,
- les valeurs d'émissions spécifiques pour chaque filière de production envisagée,
- le potentiel de ressources dans la région ou le pays

Les résultats du modèle sont :

- le potentiel de réduction de gaz à effet de serre du scénario avec pénétration des énergies renouvelables,
- le bilan financier du secteur électrique,
- l'impact de l'introduction éventuelle des taxes et subsides liés au CO₂ sur l'évolution du bilan du secteur électrique ou la simulation du niveau de taxe ou subside pour s'assurer un bilan différentiel en faveur du scénario incluant la pénétration des énergies renouvelables.

Calcul des recettes du secteur électrique

Quel que soit le scénario d'évolution du parc électrique, les recettes de base proviennent de la vente d'électricité. Alors qu'en Europe et dans d'autres pays industrialisés il existe une série d'instruments visant à améliorer la pénétration de l'électricité renouvelable dans le marché – prix d'achat garanti, exonération de taxes, mesures directes (prêts, subventions) et indirectes (projets pilotes, recherche et développement) – très peu d'initiatives ont été prises en ce sens dans les pays en développement. Les études de cas des chapitres précédents montrent qu'à court et moyen terme, la production d'électricité renouvelable coûtera dans bien de cas plus cher que la production à partir des groupes électrogènes alimentés au gazole. Notamment pour l'électrification rurale, les technologies renouvelables concurrenceront difficilement les économies d'échelle résultant de nombreuses années de subsides des outils de production classique. Il existe des raisons d'envisager une discrimination positive en faveur des technologies renouvelables, c'est-à-dire un besoin d'action coordonnée et uniforme qui assure un accès équitable de l'électricité renouvelable au marché. La question est : comment aborder

les décisions concernant le développement des énergies renouvelables au Cameroun? Quelles méthodes pourraient constituer la base d'une telle approche ?

Dans les scénarios intégrant la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables, des recettes supplémentaires liées aux réductions d'émissions de gaz à effet de serre sont envisageables. Ainsi, dans l'optique d'un financement du secteur par les fonds provenant du MDP ou tout autre fond encourageant la substitution des énergies fossiles, cette recette supplémentaire est proportionnelle à la quantité d'émissions réduites certifiées. Le coefficient de proportionnalité est le prix de la tonne du CO₂ qui peut être accordé sous forme de subvention annuelle en fonction de la production d'électricité verte. Chacune des trois filières vertes envisagées dans ce travail a un facteur d'émission différent, dont dépend la subvention au kilowattheure d'électricité verte.

Si p_{CO_2} est la subvention accordée à la tonne de CO₂ évitée, cette subvention se traduit en p_{kWh} par unité énergétique produite par la filière par la relation :

$$p_{kWh} = p_{CO_2} \cdot (F_{ref} - F) \quad (6.1)$$

où F_{ref} et F désignent respectivement les facteurs d'émission de la filière de référence et de la filière considérée.

La recette globale pour l'année i peut être exprimée par,

$$R_i = E_i \cdot p_v + p_{CO_2} \sum_j (F_{ref} - F_j) \cdot E_j \quad (6.2)$$

où p_v est le prix moyen de vente du kWh,
 E_i l'électricité produite par le parc dans l'année i
 E_j la contribution de la filière renouvelable j à la couverture de la demande électrique E_i pendant l'année i .

Dans le cas de notre analyse, j prend les valeurs 1, 2 et 3, respectivement pour les filières gazéification, biométhanisation et microhydraulique et la somme des E_j représente la contribution des énergies renouvelables à l'année i .

Le prix moyen utilisé dans les scénarios a été calculé à partir des données de ventes de AES SONEL pour 2002. Ces données sont résumées dans le tableau 6.1.

	% Electricité vendue	% Recettes totales	Prix moyen de vente
Basse Tension*	25 %	54 %	60 FCFA/kWh
Moyenne Tension*	27 %	30 %	52 FCFA/kWh
Haute Tension**	48 %	16 %	16 FCFA/kWh

Tableau 6.1 : Données de ventes de AES-SONEL en 2002
 (* : données relevées ; ** : données calculées à partir des premières)

Il vient pour 2002 :

$$p_v = 40 \text{ FCFA} / kWh \approx 61\text{€} / MWh$$

Le *bilan financier du secteur électrique* inclut :

- les dépenses courantes résumées pour chaque filière par le coût de revient de production du kilowattheure,
- les recettes issues de la vente d'électricité,
- les recettes supplémentaires liées aux crédits d'émissions résultant de l'intégration des énergies renouvelables dans le parc de production,
- éventuellement les dépenses liées à une taxe CO₂ sur l'utilisation des combustibles fossiles très polluants, tels le gazole et le fuel lourd.

Si t_{CO_2} désigne le montant de la taxe CO₂, le bilan financier de la filière j peut être exprimée par :

$$BF_j = (p_v + p_{CO_2}(F_{ref} - F_j) - CR_j - t_{CO_2} \cdot F_j) \cdot E_j \quad (6.3)$$

Pour le secteur électrique global, le bilan financier de l'année i est donnée par l'expression :

$$BF_i = E_i \cdot p_v + p_{CO_2} \sum_j (F_{ref} - F_j) \cdot E_j - \sum_{k=1}^7 CR_k \cdot E_k - t_{CO_2} (F_{gazole} \cdot E_{gazole} + F_{fuel_lourd} \cdot E_{fuel_lourd}) \quad (6.4)$$

Dans l'expression précédente, deux principales hypothèses ont été prises :

- la taxe n'est appliquée qu'au fuel lourd et au gazole,
- la prime CO₂ n'est appliquée qu'aux énergies renouvelables, ici la biométhanisation, la gazéification et la micro- et petite hydroélectricité dans le but de promouvoir la production décentralisée,
- les dépenses liées à la distribution sont les mêmes pour tous les scénarios.

La somme des E_k est égale à E_i pour l'année considérée alors que la somme des E_j constitue la contribution de l'ensemble des énergies renouvelables à la couverture de la demande électrique (E_i).

Dans le scénario BAU, le bilan financier pour l'année i s'écrit :

$$BF_i = E_i \cdot p_v - \sum_{k=4}^7 CR_k \cdot E_k - t_{CO_2} (F_{gazole} \cdot E_{gazole} + F_{fuel_lourd} \cdot E_{fuel_lourd}) \quad (6.5)$$

Les valeurs de coût de revient (CR) pour les filières renouvelables et gazole proviennent des études de cas réalisées dans les chapitres précédents. Pour les grandes centrales hydroélectriques, la valeur utilisée provient des statistiques de la SONEI. Enfin, le coût de revient du kilowattheure produit à partir d'une centrale au fuel lourd est une moyenne des valeurs calculées par la SENELEC¹ au Sénégal et la SONABEL au Burkina Faso et celui du gaz naturel est le résultat de l'analyse économique de l'entreprise OCELO, candidate à la construction et l'exploitation d'une de ces centrales².

Filières	Grande hydraulique	Micro hydraulique	Gazole	Fuel lourd	Biométhanisation	Gaz naturel	Gaz
Coût de revient moyen [€/MWh]	22,87	93,00	125,02	76,23	137,22	45,74	99,10

¹ SENELEC, c'est la Société Nationale Sénégalaise d'électricité et SONABEL est l'équivalent au Burkina Faso

² cité dans l'étude de la SFI

Calcul du bilan différentiel

Etant donné la multiplicité des acteurs du secteur électrique qu'entraînerait la dérégulation des industries de réseaux, les bénéficiaires de la prime CO₂ et ceux qui seraient pénalisés par une taxe CO₂ sur l'utilisation des énergies fossiles ne sont pas toujours les mêmes. Ainsi, l'on peut se demander comment le régulateur pourrait fixer le niveau des primes et taxes de manière à assurer un bilan financier neutre. Il s'agit de mener une politique dynamique, qui pour un scénario de production donné, fixe annuellement le couple (p_{CO_2}, t_{CO_2}) de manière à s'assurer que le bilan financier reste meilleur pour le scénario incluant les énergies renouvelables. Les expressions données ci-dessus pour le bilan financier aussi bien pour le scénario BAU que pour les scénarios intégrant la contribution des énergies renouvelables permettent de définir le bilan différentiel et d'écrire la relation entre la prime et la taxe. Le bilan différentiel est défini par l'expression :

$$\Delta BF_i = p_{CO_2} \sum_{k=5}^7 E_k \cdot (F_{ref} - F_k) - t_{CO_2} \left[F_{gazole} \cdot (E_{gazole} - E_{gazole}^*) + F_{fuel-lourd} \cdot (E_{fuel-lourd} - E_{fuel-lourd}^*) \right] + \sum_{k=1}^4 CR_k \cdot (E_k - E_k^*) + \sum_{k=5}^7 CR_k \cdot E_k \quad (6.6)$$

Il prend une valeur positive pour une année donnée si et seulement si :

$$p_{CO_2} \geq \frac{t_{CO_2} \left[F_{gazole} \cdot (E_{gazole} - E_{gazole}^*) + F_{fuel-lourd} \cdot (E_{fuel-lourd} - E_{fuel-lourd}^*) \right] + \sum_{k=1}^4 CR_k \cdot (E_k - E_k^*) + \sum_{k=5}^7 CR_k \cdot E_k}{\sum_{k=5}^7 E_k \cdot (F_{ref} - F_k)}$$

E_k^* désigne la production de la filière k dans le scénario BAU,

E_k désigne la production de la filière k dans le scénario avec contribution des énergies renouvelables.

6.3. Scénarios et résultats

6.3.1. Analyse de la demande d'électricité au Cameroun

L'évolution de la demande et la croissance future du secteur électrique camerounais dépend essentiellement de 3 facteurs : la démographie, la croissance économique et le taux de croissance du réseau de distribution.

La Société Financière Internationale (SFI), organe de la Banque Mondiale, a réalisé des simulations de projection de la demande en électricité en vue de déterminer la valeur réelle de la Société Nationale d'électricité avant sa privatisation. Le tableau 6.2 donne des résultats des simulations en tenant compte de trois hypothèses de croissance pour la démographie et l'économie du Cameroun : optimiste, base et pessimiste.

Malgré les incertitudes sur les données démographiques et la baisse de croissance, l'étude montre que l'accroissement est beaucoup plus fort en ville qu'en milieu rural : 5,6% par an contre 1,6% en 1987; 4,8% par an contre 1,3% en 1997.

L'évolution de la croissance économique se chiffre en terme de PIB et repose sur les scénarios d'évolution de la population. Le tableau 6.3 résume les estimations de la croissance économique moyenne pour la période 1997-2026.

	1976	1987	1997	Hypothèses 2026		
				pessimiste	base	optimiste
Fécondité	6		5,1	2,1	2,5	2,9
Espérance de vie à la naissance hommes			57	68.5	66.5	70.5
Espérance de vie à la naissance femmes			61	73.2	71.2	75.2
Taux d'accroissement net annuel	2,80%	2,94%	2,59%	1,65%	1,99%	2,36%
Population (millions)	7,7	10,4	13,9	22,3	24,6	27,9

Tableau 6.2 : Evolution de la population camerounaise [Source : SFI].

Scénario de développement	Bas	Moyen	Haut
PIB global	2.86	3.41	4.03
PIB par habitant	0.5	1.42	2.38

Tableau 6.3 : Scénarios de croissance économique

[Source : DSCN/DP, Banque Mondiale, SFI]

La demande en électricité en basse tension requiert une attention particulière car c'est à ce niveau que les énergies renouvelables s'intègrent le mieux dans les réseaux de distribution publique. Les hypothèses retenues pour les paramètres de croissance de la demande en basse tension portent sur :

- la population et les ménages avec l'hypothèse que la taille moyenne des ménages diminuera dans les mêmes proportions que leur nombre
- les consommations unitaires : l'élasticité à long terme par rapport au revenu est considérée égale à 1 alors que l'élasticité par rapport au prix de l'électricité est prise égale à -0,23, c'est à dire que lorsque le prix de l'électricité augmente de 10%, la consommation diminue de 2,3%.

Dans le scénario de base de la SFI, la demande électrique en basse tension quadruple sur une période de 30 ans, ce qui correspond à une croissance moyenne annuelle de 4,8%. La réduction de la cohabitation et la diminution du nombre moyen de ménages par branchement convergent vers une augmentation plus rapide (5,8% par an) du nombre de branchements qui passe de 420 473 à 2 129 343. Ce scénario considère une augmentation du taux de desserte, passant de 30,8% aujourd'hui à 55% en l'an 2026. Le tableau 6.4 donne l'évolution de la consommation d'électricité résultante et suppose une diminution importante dans les industries extractives (MT) en 1998 et 1999. Nous n'avons pas eu les données nous permettant de confirmer ou infirmer cette hypothèse.

Consommation en GWh selon le scénario de base de la SFI				
Année	Basse Tension	Moyenne Tension	Haute Tension	Total
1997	583	455	1334	2373
2007	913	676	1898	3487
2017	1511	1005	2701	5217
2026	2278	1435	3710	7423

Tableau 6.4 : Evolution de la demande d'électricité selon le scénario de base de la SFI

Cependant, selon les statistiques publiées par ENERDATA sur le site de l'IEPF³, la consommation d'électricité au Cameroun a été respectivement 2315 GWh (1996), 2516 GWh (1997), 2539 GWh (1998) et 2682 GWh (1999), soit une croissance moyenne annuelle de 5%. On note ainsi une légère sous-estimation par la SFI de la demande par rapport à la réalité. Nous avons alors réalisé une autre simulation de la demande pour la période 1996-2025 en supposant que la consommation moyenne par abonné est constante sur chaque période de 10 ans et passe de 1400 kWh (1996-2005) à 1707 kWh (2006-2015), puis à 1886 kWh (2016-2025). Le nombre de ménages par abonnement passe de 1,6 à 1,3.

Dans le scénario de base, la demande totale atteint 8620 GWh en 2025, soit plus du triple de la consommation de l'année 2000 alors que la demande en Basse Tension est quintuplée dans la même période, atteignant 3475 GWh en 2025. En supposant une utilisation moyenne des centrales à 4380 heures par an, c'est-à-dire un taux d'utilisation du parc de 50%, la puissance moyenne appelée évolue de 531 MW en 1996 à 1968 MW en 2025. Dans la même période, la consommation d'électricité par habitant varie de 166 kWh à 346 kWh, expression de l'augmentation du niveau de vie de la population.

Dans les deux autres scénarios, les hypothèses propres au secteur électrique sont identiques mais la différence des résultats découle de l'évolution de la population. On obtient ainsi pour le scénario pessimiste une demande globale en électricité d'environ 8300 GWh en 2025 et en basse tension de 3145 GWh et respectivement environ 9000 GWh et 3845 GWh dans le scénario optimiste. Le caractère « *optimiste* » ou « *pessimiste* » du scénario exprime le fait que l'évolution de la demande d'électricité traduit celle du taux d'accès à l'électricité, qui est une expression du niveau de développement du secteur électrique et des populations dans un pays en développement. Il est vrai que sur le plan environnemental, plus de consommation implique plus de pollution, mais cet effet peut être atténué par un choix judicieux des moyens de production, analyse qui fait l'objet de ce travail.

Le tableau 6.5 résume les données caractéristiques de la demande en basse tension pour les deux scénarios en 2025 et l'évolution de la demande totale d'électricité (tableau 6.6) qui s'ensuit est représentée à la figure 6.1.

	Scénario pessimiste	Scénario optimiste
Nombre d'abonnés	1 843 032	2 255 561
Ménages électrifiés	2 395 941	2 931 839
Population desservie	11 260 923	13 779 643

Tableau 6.5 : Données caractéristiques de la demande résidentielle en 2025

Année	Consommation Basse Tension en GWh			Moyenne Tension en GWh	Haute tension en GWh	Total en GWh		
	pessimiste	base	optimiste			pessimiste	base	optimiste
1997	562	564	566	473	1382	2417	2419	2421
2000	643	652	661	533	1536	2712	2721	2730
2005	869	896	925	650	1832	3351	3378	3407
2010	1344	1410	1481	792	2186	4322	4388	4459
2015	1812	1934	2068	966	2607	5385	5507	5641
2020	2481	2695	2933	1177	3110	6769	6982	7220
2025	3145	3475	3849	1435	3710	8290	8620	8994

Tableau 6.6 : Simulation de la demande d'électricité au Cameroun de 1996 à 2025.

³ Institut de l'Energie et de l'Environnement de la Francophonie , www.iepf.org

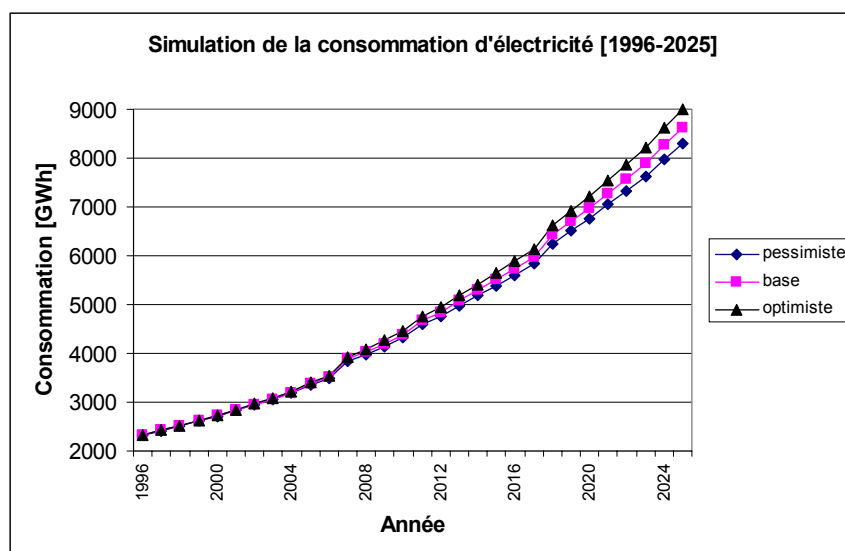


Figure 6.1. Evolution de la consommation d'électricité au Cameroun [1996 - 2025]

6.3.2. Scénarios de production d'électricité

Pour satisfaire cette demande de base, nous avons simulé l'évolution du parc de production en fonction des informations sur les prévisions d'investissements obtenues chez AES SONEL et au Ministère des mines, de l'eau et de l'énergie (Cas *Business as Usual*, BAU). Deux autres variantes d'évolution du parc sont ensuite envisagées, caractérisées par l'intégration progressive des centrales électriques basées sur les énergies renouvelables. Ils traduisent des objectifs de politique énergétique, selon que les décideurs ou le gouvernement soient « moyennement » ou « très » en faveur des énergies renouvelables. Il peut aussi arriver que dans la phase 2 du protocole de Kyoto, les pays en développement soient assignés à atteindre un certain niveau de réduction des gaz à effet de serre qui se traduisent pour le Cameroun par des scénarios analogues.

- Scénario 1 : l'objectif est d'atteindre en 2025 que 7,5% des besoins électriques soient couverts par de l'électricité renouvelable,
- Scénario 2 : 10% de la demande en électricité en 2025 sont satisfaits par de l'électricité renouvelable.

Les scénarios développés ici tiennent compte du potentiel disponible en ressources renouvelables et de leur répartition. Même dans le scénario 2, les sources d'énergie renouvelable utilisées ne représentent en 2025 qu'environ 50% du potentiel minimal disponible dans le pays. La répartition géographique des ressources renouvelables est un frein à leur développement massif pour deux raisons essentielles :

- l'adéquation avec la présence locale d'une demande suffisante afin d'éviter le transport de l'énergie électrique sur de longues distances,
- le coût élevé de production à partir d'un certain seuil de valorisation. Ceci est particulièrement vrai pour la biomasse sèche car selon le tableau 3.28, le coût du combustible à l'entrée du gazogène est très élevé pour les filières valorisant les résidus forestiers ou du bois provenant des cultures énergétiques.

Les valeurs retenues ne sont pas démesurées car la rareté des capitaux constitue une contrainte importante, ce qui entrave le déploiement massif des énergies renouvelables étant donné le surcoût d'investissement.

Scénario Business As Usual (BAU)

La figure 6.2 montre la contribution des différentes sources d'énergie à la satisfaction des besoins électriques, sans aucune contribution des énergies renouvelables. L'évolution de la demande électrique correspond au scénario de base.

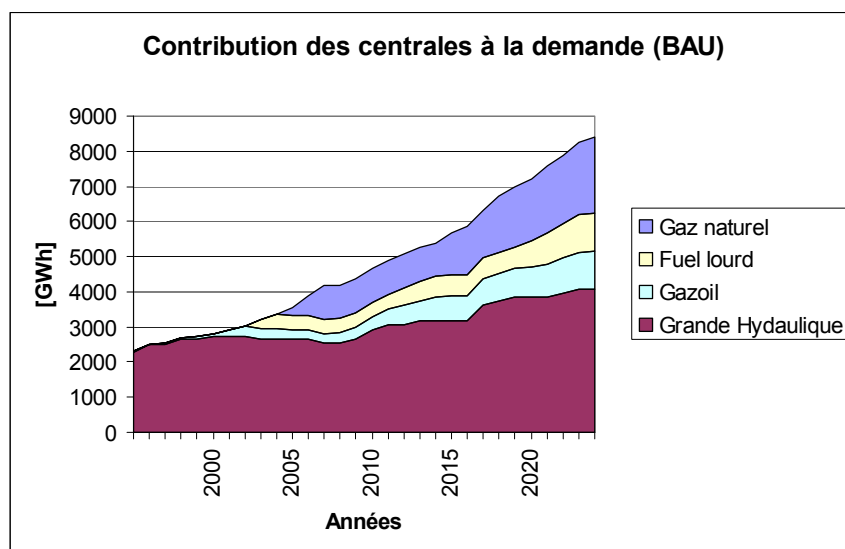


Figure 6.2. Scénario de production d'électricité (BAU)

De nouveaux investissements sont prévus, notamment pour la construction de nouvelles centrales thermiques (gazole et gaz naturel) et les centrales hydroélectriques de Lom Pangar (170 MW) et de Nachtigal (225 MW). Seules la centrale thermique au fuel lourd de Limbé (82 MW) et la turbine à gaz de Kribi (120 MW) ont pour le moment des dates précises de mise en service, respectivement en 2004 et 2005. Nous pouvons supposer que les grandes centrales hydroélectriques seront mises en service respectivement en 2011 et 2018. Deux centrales au fuel lourd pourraient aussi voir le jour dans l'une des grandes métropoles (Yaoundé, Douala, Bafoussam, Garoua ou Bertoua) en 2021 (40 MW) et en 2023 (20 MW). Le reste de la production serait assurée par les petites centrales et les centrales de pointe alimentées par du gazole, dont la part s'accroîtrait ainsi progressivement pour atteindre 1100 GWh en 2023, soit près de quinze fois la contribution de l'an 2000 et environ 13% de la demande globale. En tenant compte des valeurs moyennes des coûts spécifiques de chaque filière technologique (tableau 6.7), le besoin en financement pour réaliser ces investissements est estimé à 956 millions d'euros sur toute la période.

Gazéification	Biométhanisation	Micro et petite hydraulique	Fuel lourd	Grande hydraulique	Gaz naturel	Gazole
2000-3000	3000-5000	2000-4000	1000-2000	600-1000	800-1200	500-1000

Tableau 6.7 : Coût d'investissement spécifique en €/kW de différentes centrales

Scénario 1 : objectif 7,5% d'électricité renouvelable en 2025

La figure 6.3 montre la contribution des différentes centrales dans le scénario 1 visant la contribution des renouvelables à la couverture des besoins électriques à hauteur de 7,5% en 2025. Ce scénario se caractérise par la mise en service :

- dès 2007 de 7 MW de systèmes gazo-électrogènes et une augmentation progressive des unités du même type pour atteindre 90 MW en 2025,

- dès 2009 d'unités de biométhanisation de puissance 7 MW, puis 3 MW en 2010, 4 MW en 2015 et ainsi de suite pour atteindre 35 MW en 2024,
- dès 2010 de petites centrales hydroélectriques de puissance totale 2 MW, puis 2 MW en 2014, 2 MW en 2020 et 8 MW en 2022, soit au total 14 MW.

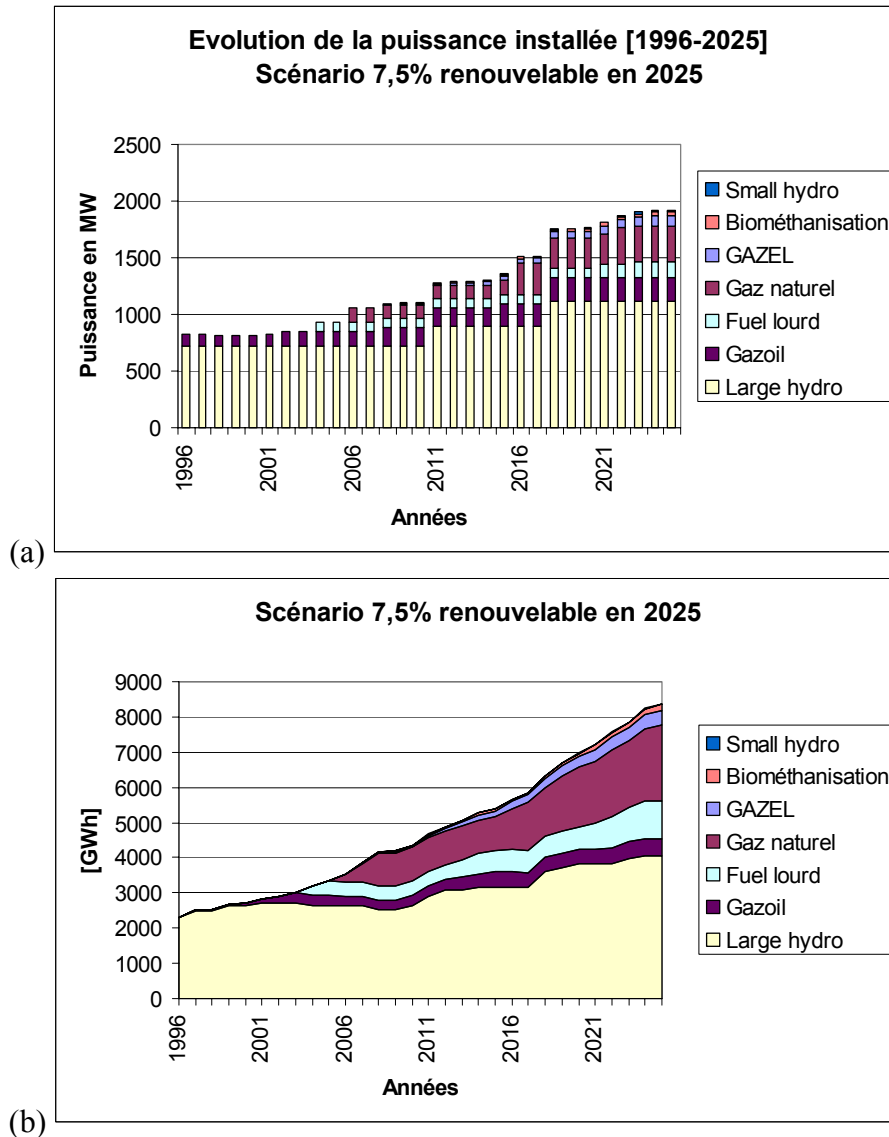


Figure 6.3. Contribution des différentes sources à la production d'électricité (Scénario 1).

Les centrales aux sources renouvelables totaliseraient alors en 2025 une puissance d'environ 140 MW. On note dès 2007 une diminution de la contribution des centrales au gazole, qui dans les grands centres jouent essentiellement le rôle de centrales de pointe. La diminution de leur rôle serait progressive et leur contribution n'atteindrait plus que 480 GWh en 2025 au lieu des 1100 GWh prévus sans renouvelable. Les autres centrales conservent le même niveau de production que dans le scénario BAU.

Ce scénario nécessite un investissement de 1293 millions d'euros, soit un surcoût d'environ 337 millions d'euros par rapport au scénario sans électricité renouvelable. Ce surcoût de l'ordre de 30% est le prix de l'efficacité environnementale mesurée ici par l'ampleur des réductions globales de gaz à effet de serre. L'intégration du MDP ou de toute autre source de

financement semblable dans la politique énergétique peut évidemment favoriser l'adoption d'objectifs environnementaux encore plus ambitieux.

Scénario 2 : objectif 10% d'électricité renouvelable en 2025

Ce scénario est caractérisé par un doublement à partir de 2012 de la capacité de production des unités de biométhanisation et un triplement de celle des petites et microcentrales hydroélectriques par rapport au scénario 1. Ce scénario prévoit la mise en service en 2012 d'une centrale valorisant les troncs et feuilles de bananiers, de 20 MW de puissance nominale dans les bananeraies de Njombé-Penja pour renforcer le réseau HT tout en permettant d'équilibrer le flux Littoral-Ouest et de limiter les pertes en réseau. De même, les centrales de type gazo-électrogènes participent plus à la couverture de la demande, par l'installation dès 2010 de 5 MW supplémentaires par rapport au scénario 1, entraînant une forte réduction de la contribution des centrales thermiques alimentées au fuel lourd et au gazole, aussi bien en puissance qu'en énergie. La puissance installée en renouvelable atteint 197 MW en 2023 (figure 6.4a).

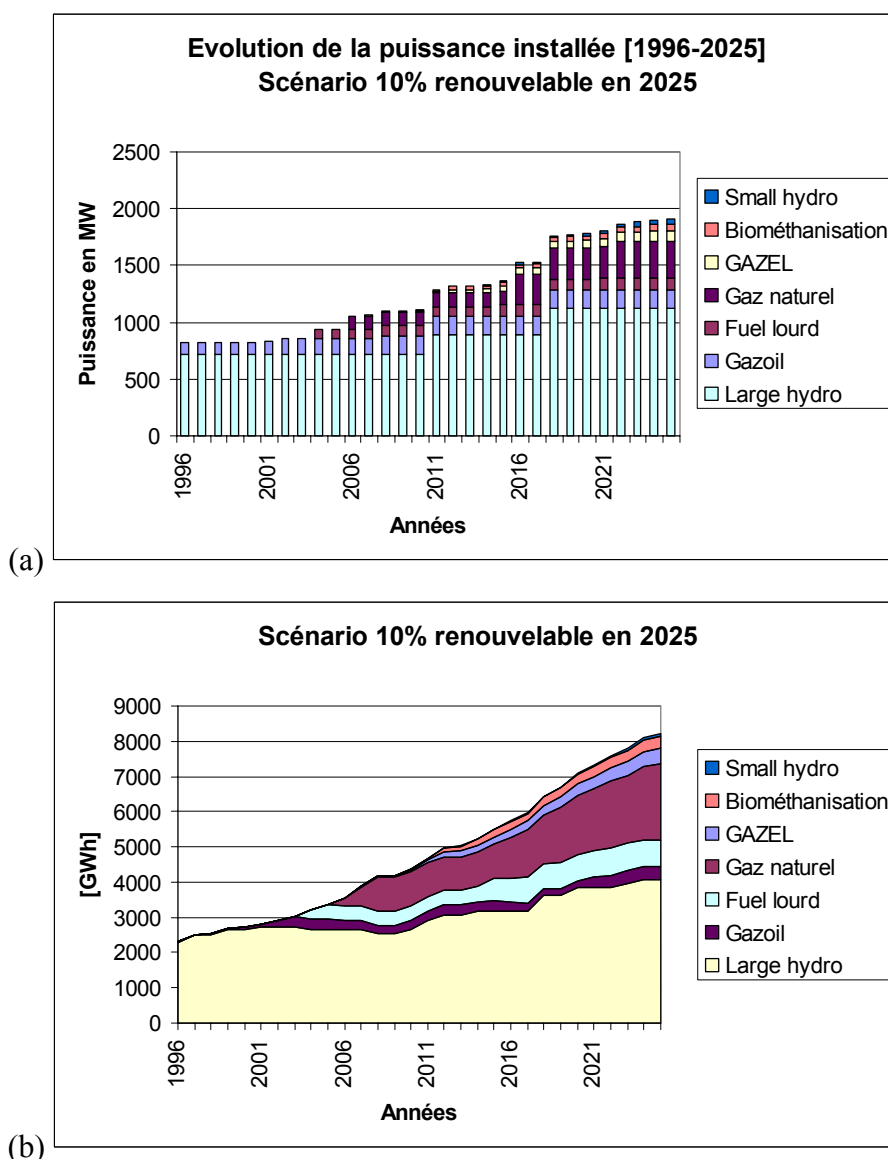


Figure 6.4. Contribution des différentes sources à la production d'électricité (Scénario 2).

Le résultat des simulations est représenté à la figure 6.4b, avec une contribution des énergies renouvelables atteignant 865 GWh en 2025, soit plus du triple de leur contribution en 2012.

Ce scénario nécessite un investissement de 1404 millions d'euros sur la période 2005-2025, soit un surcoût d'environ 458 millions d'euros par rapport au scénario sans électricité renouvelable.

6.3.3. Impact sur les émissions du secteur électrique

La figure 6.5 montre l'impact de l'introduction des énergies renouvelables sur les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique. Dans le scénario BAU, le secteur électrique camerounais émet en 2005 près d'un million de tonnes d'équivalent CO₂ et atteint près de 4 millions de tonnes en 2025. Pour calculer les émissions du secteur électrique, on a tenu compte des valeurs moyennes d'émissions spécifiques de différentes filières de production d'électricité. Elles sont soit reprises des chapitres précédents pour la biométhanisation, la petite hydraulique et la gazéification, soit adaptées d'autres études.

Valeurs moyennes d'émission de CO ₂ équiv. [kgCO ₂ équiv/MWh]						
GAZEL	Gaz naturel	Large hydro	Fuel lourd	Gazoil	Biométhanisation	Small hydro
142	450	63	1000	1120	200	75

Tableau 6.8.

Le scénario 1 entraîne dès 2005 une réduction croissante d'émissions de CO₂ équivalent qui atteint 659 mille tonnes en 2025. En cumulant, on obtient une réduction d'émissions sur la période 2005-2025 de 5,7 millions de tonnes de CO₂ équivalent.

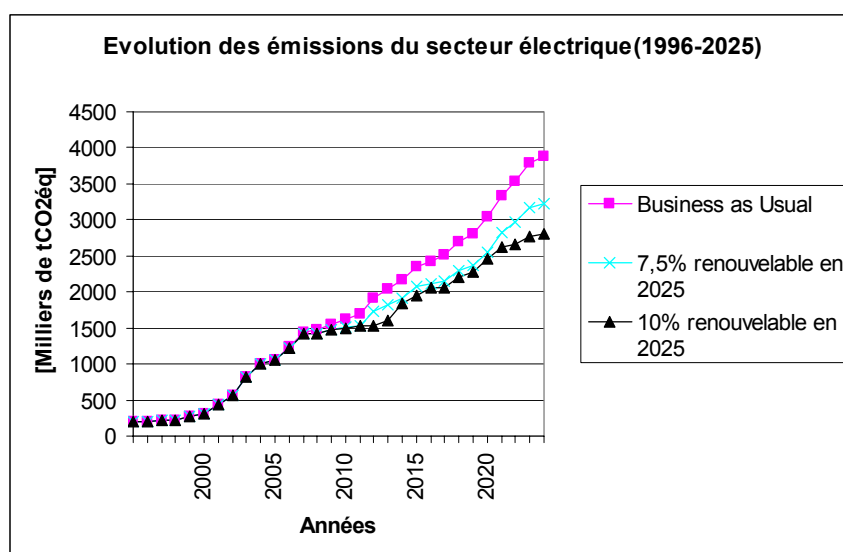


Figure 6.5. Emissions brutes du secteur électrique en fonction des scénarios [en CO₂ équiv].

La réduction est plus importante pour le scénario 2, surtout à partir de 2020 où l'on anticipe une éventuelle importation de produits pétroliers pour l'approvisionnement des centrales électriques. En effet, d'après les statistiques de BP Energy publiées en juin 2003, les réserves en pétrole étaient au Cameroun en fin 2002 de 100 millions de tonnes. Le ratio Réserves sur Production était égal à 15,2, ce qui implique que sans découverte de nouveaux gisements, le Cameroun risque d'être importateur de pétrole dès 2020. On ne manquera pas de noter qu'au delà de l'effet sur les émissions de CO₂, l'alourdissement de la facture énergétique qui en résulte est un argument en faveur d'un effort accru dans l'utilisation de combustibles

alternatifs locaux pour la production d'électricité. En accord avec le scénario 2, en 2025, la réduction dépasse un million de tonnes de CO₂ (figure 6.6) et cumulée sur la période 2005-2025, elle atteint 8 millions de tonnes.

L'analyse faite ci-dessus suppose que les facteurs d'émission des différentes filières sont constants dans le temps. En réalité, il est à espérer que les technologies vont évoluer, ce qui implique une variation de ces facteurs d'émission et par conséquent donnera une dimension dynamique aux résultats des figures 6.6 et 6.5.

Etant donné le caractère incertain, l'évolution de l'impact des énergies renouvelables sur les émissions du secteur électrique camerounais n'est pas facilement chiffrable avec certitude à ce stade bien que prévisible. Une approche a priori simplificatrice considérant la moyenne du parc est une approche « projet » qui ne permet pas une évaluation macro-environnementale des politiques d'investissement dans le secteur électrique. Elle est plus adaptée à l'évaluation d'un projet et s'apparente aux marges définies par l'organe exécutif du MDP, qu'elles soient opérationnelles (*operating margin*) ou récemment construites (*build margin*) ou encore une combinaison des deux.

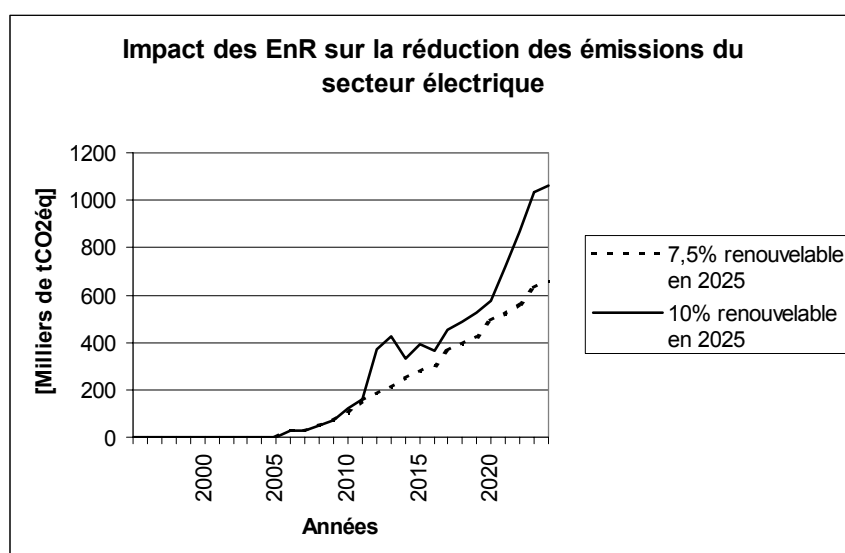


Figure 6.6. Bilan des réductions d'émissions selon les scénarios envisagés.

6.3.4. Impact sur les recettes du secteur électrique

La figure 6.7 montre l'évolution des recettes calculées selon l'équation 6.1, dans le cas où la tonne de CO₂ évité est rétribuée au producteur à 5 €. Aucune différence significative n'est visible sur ce graphique étant donné le niveau d'échelle de l'axe des ordonnées. En effet, même en année 2025 où la recette supplémentaire est maximale, elle est d'environ 2 millions d'Euros pour le scénario 2 et un peu moins d'un million d'Euros pour le scénario 1. Seules les émissions évitées par les trois filières vertes envisagées ont été considérées et au fur et à mesure qu'elles contribuent à la couverture de la demande. Cette recette serait plus importante si les grandes centrales hydrauliques et les turbines à gaz étaient comptabilisées comme contribuant à la réduction des émissions par rapport aux centrales au fuel lourd, ce qui déplacerait la filière de référence.

Une meilleure visualisation consiste, comme à la figure 6.8, à représenter uniquement les revenus supplémentaires issus des crédits CO₂. Elle permet aux décideurs de budgétiser les

dépenses en vue de promouvoir le développement des énergies renouvelables et de mieux jouer son rôle d'interlocuteur avec les bailleurs de fonds internationaux.

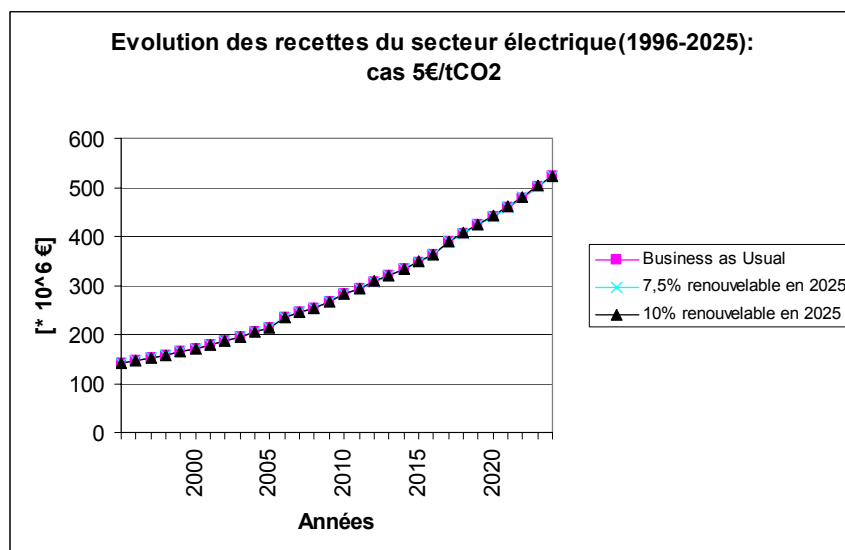


Figure 6.7. Evolution des recettes du secteur électrique avec rétribution du CO₂ évité.

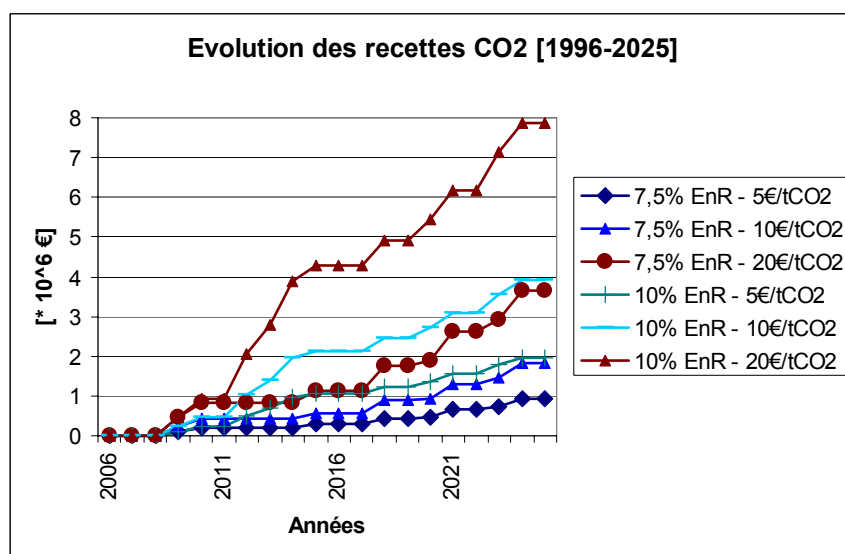


Figure 6.8. Scénarios d'évolution des recettes liées aux crédits d'émissions.

L'analyse de sensibilité sur la valeur de la tonne de CO₂ évité montre l'importance et l'évolution des recettes liées aux crédits CO₂. La valeur minimale considérée est 5 €/tCO₂ et correspond au prix actuellement payé par le PCF. Ici aussi, il a été supposé pour chaque courbe une valeur statique alors qu'il est raisonnablement envisageable que la valeur de la tonne de CO₂ fluctue à la hausse sous la pression du marché des émissions. Cette tendance est confirmée par le prix de 7 \$/tCO₂ visé par le fond « Community Development Carbon Fund (CDCF) » en création et destinée au financement des petits projets d'énergies renouvelables et de capture de méthane. La figure 6.9 indique l'évolution de la valeur du CO₂ sur le marché de Londres avec des valeurs atteignant 19 € la tonne en fin 2002 avant de redescendre à 5 € en mars 2003.

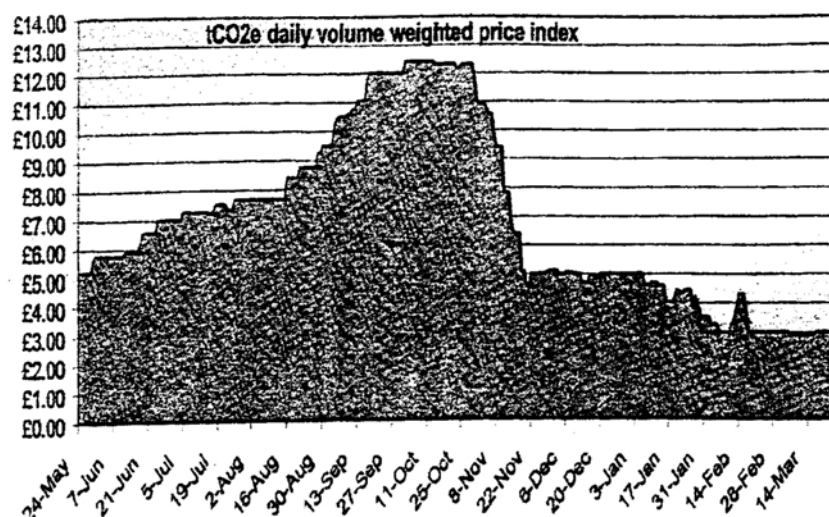


Figure 6.9. Cours du CO₂ à la bourse de Londres [Source : Cappe, 2003].

Cette baisse est probablement due à l'incertitude que connaît la mise en place des mécanismes de financement. Il est à noter que certaines entreprises des pays de l'annexe I pourraient payer des primes plus élevées à condition qu'elles restent en deçà des pénalités à payer dans leur pays en cas de non respect des quotas de réduction d'émissions qui leur sont imposés. Cette pénalité est aujourd'hui en Région Wallonne de Belgique de 75 € par certificat vert manquant dans la période transitoire et atteindra 100 €, le certificat vert étant équivalent à une réduction de 456 kg CO₂, soit la quantité de CO₂ émise par une turbine gaz-vapeur (TGV) à 55% de rendement pour produire 1 MWh d'électricité. Ce qui revient à une pénalité en Région Wallonne de 150 à 200 € par tonne de CO₂ non réduite. Lorsque le marché des certificats verts sera élargi au monde entier, il serait donc intéressant pour les entreprises de l'annexe I de s'approvisionner par exemple au Cameroun plutôt que payer la pénalité. Le tableau 6.9 donne quelques informations sur le mode d'attribution des certificats verts dans quelques pays européens et des pénalités à payer en cas de non respect du quota imposé.

	Demand driver	CV	Penalty	Non-eligibility
B-RF	Suppliers and grid operators	1MWh	100€ 2003, 125€ 2004	Waste, >10MW hydro
B-RW	Suppliers and grid operators	1MWh/CO ₂ reduction factor	100€/CV	Waste, >20MW hydro and CHP
Italy	Big producers +importers	100MWh	•150% of CV average price •Restricted market access	Pumped storage
Netherlands	Voluntary with tax cut	10MWh	-	Waste, hydro>15MW
Sweden	End users	1MWh	150% of CV average price	Waste, hydro>1.5MW
UK	Suppliers	1MWh	4€ct /kWh	Waste, hydro>20MW

Tableau 6.9 : Marché des certificats verts dans quelques pays européens
(B-RF : Région Flamande de Belgique ; B-RW : Région Wallonne de Belgique).

6.3.5. Impact sur le bilan financier du secteur électrique

Comme illustré à la figure 6.10, on constate que même en l'absence d'incitants financiers, le scénario 1 présente un bilan financier plus intéressant que le scénario BAU. Sur toute la période considérée, le scénario 1 donne lieu malgré un surinvestissement de 340 Millions d'euros, à une amélioration de 90 millions d'euros, amortissement inclus. Cela s'explique par le fait que la production d'électricité à partir des sources renouvelables se substitue exclusivement à l'électricité issue des centrales au gazole dans le scénario BAU. Or si l'on excepte les systèmes de biométhanisation non rétribués pour le traitement des déchets, le coût de revient de l'électricité issue des centrales vertes est moins élevé que celui de l'électricité produite à partir du gazole. Le scénario 2 qui incorpore de façon importante les systèmes de biométhanisation ne recevant aucune rétribution pour le traitement des déchets ne procure sur toute sur toute la période qu'une amélioration du bilan financier de 15 Millions d'euros pour un surcoût d'investissement d'environ 460 Millions d'euros. Si les unités de biométhanisation étaient considérées à juste titre comme moyens de traitement de déchets et par conséquent l'énergie produite comme un sous-produit, le bilan financier du secteur électrique serait forcément meilleur parce qu'il ne tiendrait compte que des coûts liés à la conversion énergétique du biogaz et non ceux liés à la production de ce biogaz.

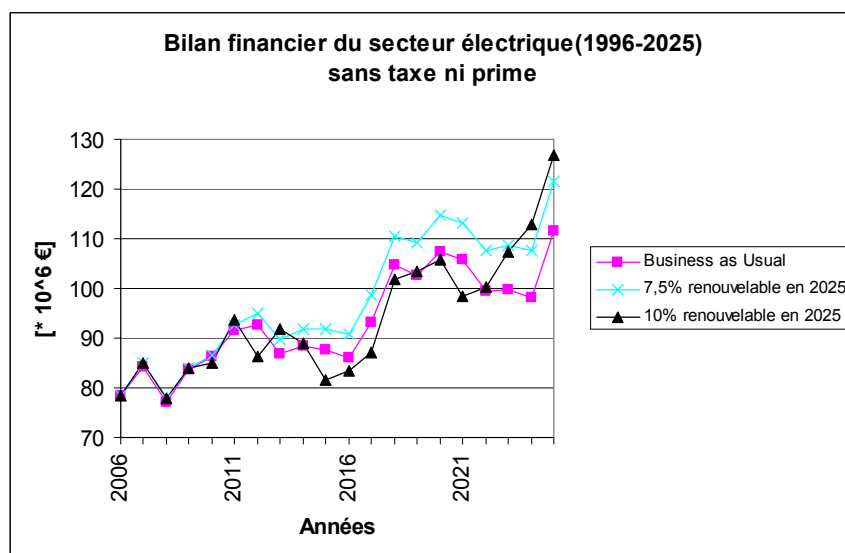


Figure 6.10. Bilan financier du secteur électrique, sans taxe, ni prime.

Une variante du scénario 2 consisterait à garder le même objectif de contribution de l'électricité verte à la satisfaction de la demande mais en optant plutôt pour un renforcement des unités de gazéification, valorisant l'entièreté des résidus des scieries et la moitié du potentiel minimal des résidus agricoles. Il viendrait par rapport au scénario 1 une puissance additionnelle :

- en gazéification de 5 MW dès 2009, puis 20 MW dès 2012 et ensuite 5 MW dès 2022, soit une puissance installée de 120 MW en 2025,
- en biométhanisation de 9 MW dès 2012.

La puissance installée en renouvelable atteindrait alors 206 MW. Cette variante du scénario 2 donnerait lieu à un surcoût d'investissement de 394 Millions d'euros et le bilan financier serait amélioré de 71 Millions d'euros, amortissement compris. Par ailleurs, 100 000 tCO₂ en plus sont réduites sur la période 2006-2025. Cette variante illustre bien comment le bilan financier et la réduction des émissions peuvent être utilisés comme critères de classement.

Par contre, comme l'illustre le bilan financier du scénario 2 à fort impact de la biométhanisation non rétribuée pour le traitement de déchets, si l'électricité verte se substitue même en partie par rapport au scénario BAU à une source dont le coût de revient est moins élevé, le bilan financier du secteur s'en trouve affecté et ne peut être amélioré qu'avec la mise en place des incitants financiers comme les taxes et primes liées respectivement au CO₂ émis ou évité.

La figure 6.11 présente les résultats pour les trois scénarios d'évolution du parc électrique pour le cas où la taxe est de 10 €/tonne de CO₂ émis alors que la subvention accordée aux énergies renouvelables est 5 € la tonne de CO₂ évité. Elle montre qu'en général, les filières renouvelables améliorent la rentabilité du secteur électrique dès que l'on introduit une taxe CO₂ sur les énergies fossiles. Ces résultats confirment l'impact du choix des filières renouvelables et leur contribution sur le niveau du bilan financier du secteur électrique. En effet, le scénario 2 ne devient avantageux par rapport au scénario 1 qu'à partir de 2022. Le scénario 2 est pénalisé par la contribution importante de la filière biométhanisation qu'il implique. Le coût de production du kilowattheure est très élevé en cas d'absence d'une rétribution par tonne de déchets ou résidus valorisé et n'est envisageable en absence d'une telle rétribution que si une augmentation de la taxe CO₂ et de la subvention accordée à la tonne de CO₂ réduite permet d'améliorer les résultats (figure 6.12).

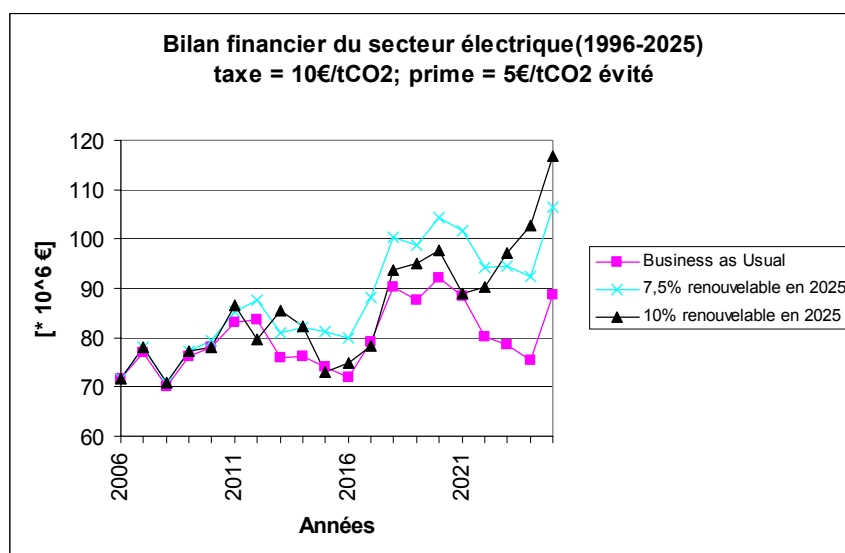


Figure 6.11. Bilan financier du secteur électrique (Taxe : 10€/tCO₂ ; Prime : 5€/tCO₂).

Une analyse de sensibilité a été réalisée en faisant varier la prime de 0 à 65 € la tonne de CO₂ évité et la taxe de 0 à 100 € la tonne de CO₂ émis par les centrales utilisant les énergies fossiles. Il vient que pour s'assurer un bilan différentiel supérieur chaque année à un million d'euros et ce pendant toute la période considérée (2006 – 2025), il faudrait pour le scénario 1 que la prime soit supérieure ou égale à 15 €/tCO₂ et pour le scénario 2 que la prime (resp. la taxe) soit au moins égale à 35 €/tCO₂ (resp. 40 €/tCO₂). Les tableaux donnant les résultats de cette simulation sont données année par année en annexe. Dans le scénario 1, pour une prime inférieure ou égale à 15 €/tCO₂, il faudrait introduire une taxe supérieure ou égale à 10 € pour que le différentiel atteigne le million d'euros. Dans le scénario 2, si la prime est inférieure à 5 €/tCO₂, il faudra en 2010 fixer une taxe minimale de 25 €/tCO₂, en 2012 40 €/tCO₂, en 2015 20 €/tCO₂. Par contre une taxe inférieure ou égale à 30 €/tCO₂ nécessite le paiement en 2012 d'une prime supérieure à 10 €/tCO₂. S'il n'y a pas du tout de taxe, il faudrait s'assurer

une prime d'au moins 15 €/tCO₂ qui ne pourra être financé dans un premier temps que par des budgets extérieurs au secteur électrique, par exemple certains financements internationaux.

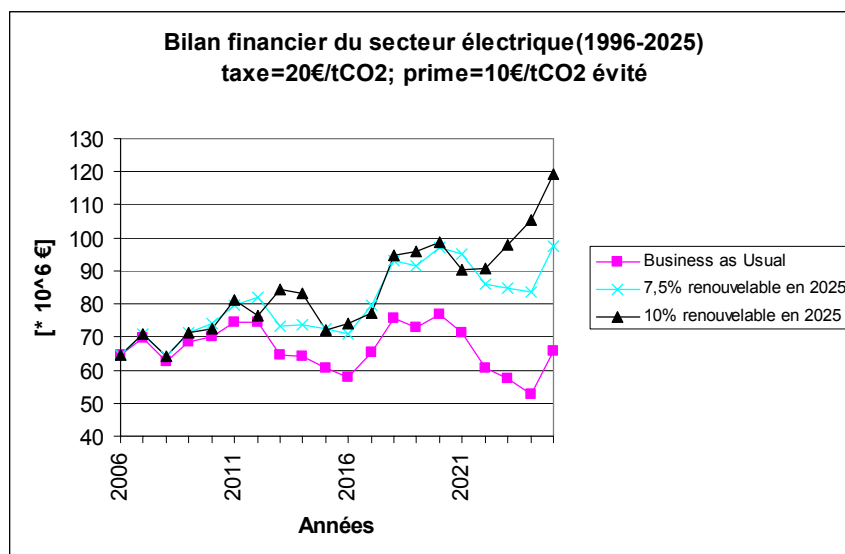


Figure 6.12. Bilan financier du secteur électrique (Taxe : 20 €/tCO₂ ; Prime : 10 €/tCO₂)

Il faut préciser qu'une amélioration du bilan financier du secteur ne signifie pas nécessairement la rentabilisation de tous les investissements dans le secteur électrique, d'où la nécessité des aides à l'investissement. Néanmoins, l'amélioration du bilan financier par l'introduction des sources d'énergies renouvelables et l'effet favorable pour l'environnement susceptible de générer des recettes supplémentaires sont de nature à améliorer les chances de réussite des appels de fonds auprès des organismes financiers.

6.4. Changements politiques nécessaires

Les énergies renouvelables contribuent à la diversification des systèmes énergétiques, mettant à la disposition de l'humanité une électricité fiable aux qualités de standard requises et participent à la lutte contre le réchauffement climatique (figures 6.5 et 6.6) ainsi qu'à la création d'emplois dans les zones rurales isolées. Toutefois, l'absence de procédure claire pour faciliter la décision en faveur de leur exploitation est un obstacle au développement des énergies renouvelables dans les pays en développement. Des changements institutionnels, politiques et économiques sont nécessaires si les aspects sociaux et environnementaux sont à prendre en considération dans la définition des politiques énergétiques. Les approches participatives obligeront les institutions actuelles à évoluer vers des pratiques transparentes et démocratiques car elles promeuvent les consultations publiques pendant lesquelles les questions socioculturelles sont débattues et les critères de décision adoptés consensuellement. Les autorités locales, le gouvernement ou l'autorité centrale, les investisseurs, les ONG, les associations locales et les habitants pourraient avoir une perception différente du problème, résultant en des priorités différentes et doivent être consultés de manière à identifier les similitudes et les différences à la suite desquelles un dialogue aboutirait à un consensus. C'est la nature même des ressources renouvelables qui entraîne l'utilisation des approches multicritères et participatives pour leur évaluation. Dans le long terme, ces types d'approches aboutissent à familiariser les personnes impliquées et les bénéficiaires avec les outils d'autodétermination et d'organisation qui pourraient influencer les structures institutionnelles actuelles.

En ce qui concerne la protection de l'environnement, la loi de décembre 1998 sur le secteur de l'électricité est claire lorsqu'elle précise que « *toutes les activités dans le cadre du secteur de l'électricité nécessitant l'obtention d'une Autorisation, d'une Licence ou d'une Concession sont évaluées par l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité par rapport à leur impact sur l'environnement en conformité avec les dispositions légales et réglementaires qui régissent la protection de l'environnement* ». Ces dispositions, résumées dans la Loi Cadre sur l'environnement de 1996, adoptent les principes de base de l'Agenda 21 qui sont : *le pollueur-payeur, le principe de précaution, la nécessité de participation publique et la délégation de la gestion environnementale.*

Taxes : Le principe du pollueur payeur implique l'introduction des taxes sur les énergies fortement émettrices de GES dans le but d'en décourager l'utilisation. Par exemple, la taxe CO₂ fut introduite en Suède (1991) et dans une moindre mesure en Finlande, aux Pays-Bas et en Norvège dans le but de réduire les émissions de CO₂ dans les systèmes de production d'énergie, en substituant les biocombustibles aux combustibles fossiles. Cette taxe, fixée en fonction de la teneur en carbone du combustible de manière à refléter le coût des mesures d'atténuation des GES, résulte des analyses ou évaluations des impacts potentiels et a permis une réduction annuelle des émissions entre 1991 et 1995 située entre 0,5 et 1,5 millions de tonnes de CO₂ (Bohlin, 2000). La taxe CO₂ peut représenter une source de revenus pour l'Etat : en effet, si le prix des combustibles fossiles varie très faiblement, leur substitution sera lente et les revenus resteront plus ou moins intacts sur une longue période, engendrant ainsi des revenus supplémentaires qui pourraient être utiles comme subventions ciblées au développement des énergies renouvelables étant donné le coût élevé des investissements. Comment introduire une telle taxe dans le contexte camerounais et comment le contrôler ? Peut-on introduire une taxe sur l'électricité produite à partir du gazole en maintenant la subvention des produits pétroliers dans le même secteur à leur niveau d'aujourd'hui ? Les études de sensibilité du chapitre 3 ont démontré une rentabilité certaine et profitabilité des filières de production d'électricité par gazéification de la biomasse à partir du moment où le prix du gazole dépassait un certain seuil. Ce seuil est aujourd'hui déjà inférieur au prix du gazole routier dans les stations services. La filière gazéification serait donc aujourd'hui profitable si l'exploitant de la centrale classique doit s'approvisionner en combustible au prix de 0,68 € le litre pratiquée à la pompe comme le font les forestiers aujourd'hui.

Subventions : Les compagnies publiques, pourtant largement subventionnées, n'ont pas réussi à accroître le taux d'accès à l'électricité dans les zones hors-réseau. Plusieurs analyses montrent qu'il existe une clientèle prête à payer durablement la fourniture d'un service électrique de faible puissance installée et on peut se demander ce que les investisseurs privés attendent. Le secteur privé ne pourra réussir ce pari que si des mécanismes appropriés de financement sont mis en place. *L'histoire nous apprend qu'il n'y a jamais eu d'électrification rurale sans politique volontariste d'appui financier aux investissements, en Europe comme aux Etats-Unis* (Massé, 1998). Si cette question relève de l'Etat, il y a nécessité de séduire les opérateurs traditionnels, nationaux et internationaux, qui peuvent contribuer fortement au lancement d'une dynamique de l'électrification décentralisée en lui apportant les capitaux nécessaires et la confiance qui lui manquent. Les mécanismes tels le crédit à l'investissement de longue durée et si possible à taux compensé doivent être mis en place, mais un assainissement du secteur bancaire est un préalable. Le taux compensé conduit à évoquer le rôle des subventions. Leur importance est indiscutable surtout lorsqu'il s'agit de supporter une partie des coûts initiaux et favoriser l'émergence des marchés d'équipements et de services électriques décentralisés, mais son usage, les modalités de son attribution et l'incidence sur la concurrence et le fonctionnement du marché constituent une question fondamentale qui n'est

pas traitée dans ce travail. Néanmoins, les résultats du paragraphe 6.3 montrent la nécessité des subventionner ne serait-ce que sur une partie de la durée de vie d'un projet.

Financement du secteur électrique

La stratégie de la Banque Mondiale (BM) pour répondre à ce changement est axée sur les technologies soucieuses de l'environnement. Elle implique qu'une bonne réforme du secteur électrique doit intégrer une politique de développement des énergies renouvelables (Barnes et al, 1998). L'électrification hors réseau doit être concédée aux entreprises privées et le secteur public sera un client comme tout autre, par exemple pour l'éclairage public. Elle envisage dès lors de nouveaux mécanismes de prêt de manière à maximiser la connaissance de ces nouvelles options énergétiques et le financement nécessaire pour leur succès. Elle a pris l'engagement d'améliorer ses méthodes d'analyse en faveur des problèmes environnementaux et de suivi des projets environnementaux.

La Banque Mondiale a créé à la fin des années 1990 de nouveaux instruments de financement afin de diminuer les coûts de transaction et les barrières à l'entrée, d'absorber et diversifier le risque lié au service énergétique en milieu rural, de développer des capacités humaines de gestion d'entreprises locales et des mécanismes de crédit (Barnes et al, 1998). Ces instruments sont :

- GEF, soutien aux projets d'investissement qui procurent des bénéfices environnementaux et de développement aux pays en développement. Dans le cadre du changement climatique, toute initiative contribuant à la diminution des gaz à effet de serre est éligible. Un des thèmes principaux est la suppression des barrières au succès des technologies basées sur les énergies renouvelables et des mesures d'efficacité énergétique.
- Solar Development Corporation (SDC) dont l'objectif à court terme est le développement d'entreprises privées viables avec pour activités la distribution, la vente et le financement des applications PV hors réseau dans les PED.
- ESMAP, programme d'assistance du secteur énergétique
- The Renewable Energy and Renewable Efficiency Fund
- The Photovoltaic Market Transformation Initiative
- The Small and Medium Scale Enterprise Program (SME)
- The Asia Alternative Energy Program (ASTAE).

Le GEF a permis la préparation, du "Prototype Carbon Fund" dont le principe est décrit ci-dessous. D'autres mécanismes sont en train d'être mis en place plus adaptés aux petits projets MDP en ce qui concerne les coûts de transaction. Il s'agit de :

- Community Development Carbon Fund (CDCF), essentiellement destiné au financement des « small scale projects » énergétiques, renouvelables et de capture de méthane. Ce fonds est financé aussi bien par le secteur public que privé et la première tranche de souscription vise un capital de 40 à 80 millions de dollars.
- Bio Carbon Fund (BCF), destiné aux petits projets de séquestration du carbone par les forêts (boisement, reboisement, et agroforesterie). Les secteurs public et privé peuvent y participer à hauteur de 2,5 millions de \$ chacun.

A. PROTOTYPE CARBON FUND

Le PCF est un fonds créé par la Banque Mondiale soucieuse de se donner une image écologique. A ce fond ont souscrit le secteur public, représenté par 6 Etats, et le secteur privé, représenté par 17 entreprises issues de huit pays. Les objectifs assignés au PCF à sa création

en juillet 1999 sont de démarrer un marché des émissions de CO₂, d'en tester les règles et de montrer que cela peut marcher avant de disparaître en 2012 pour laisser place à d'autres mécanismes. Le PCF est doté de 180 millions de dollars US destinés à une quarantaine de projets. Les acquis à ce jour sont :

- la compréhension des outils d'implémentation des deux mécanismes de flexibilité mis en place par le protocole de Kyoto (Action Conjointe et MDP),
- la facilitation d'une régulation performante du marché,
- l'effet de levier du développement durable pour les pays impliqués.

Etant donné que c'est le premier mécanisme mis en place, le PCF cible des projets à haute valeur de réduction d'émissions pouvant constituer un porte-feuille avec un prix moyen du CO₂ avoisinant 5,6 \$ la tonne (soit 20 \$/tC), le prix de revient au porteur du projet variant entre 3 et 4 \$/tCO₂ (soit 9 à 12 \$/tC), la différence constituant les frais administratifs et de transactions. Il faut noter que le PCF n'intervient que pour 10% de l'investissement global du projet sous forme de préfinancement et reçoit tous les crédits générés par le projet, d'où le prix de revient relativement pas de la tonne de CO₂. La figure 6.7 illustre les flux financiers d'un projet de production d'électricité à partir d'éoliennes avec une contribution du PCF ou MDP.

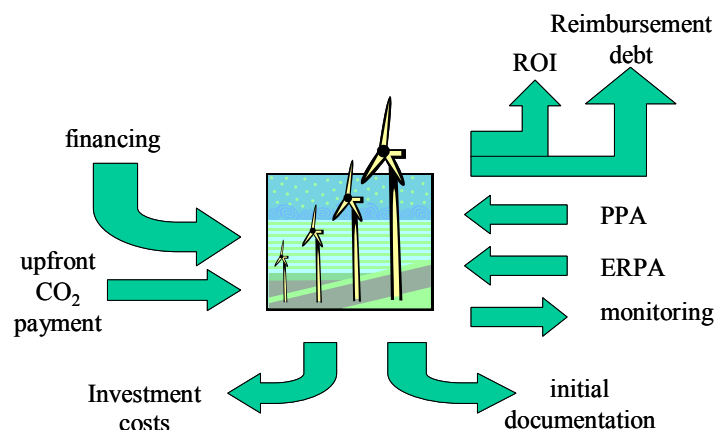


Figure 6.7. Flux monétaires dans un projet MDP ou PCF [Source : Communication du PCF].

Comme le montre la figure 6.8, le cycle d'évaluation d'un projet est long et implique des frais élevés.

B. LE MECANISME DU DEVELOPPEMENT PROPRE

Le Mécanisme du Développement Propre (MDP) a été décidé dans le cadre du protocole de Kyoto et a pour objectif d'assister les Pays en Développement (PED) dans leurs démarches vers le Développement Durable (DD) par la promotion des investissements en faveur de l'environnement à partir des Etats, industries et organismes des pays industrialisés.

Le MDP fait partie d'un ensemble de trois mécanismes de marché mis en place par le protocole de Kyoto dans le but de réduire les coûts des activités de réduction des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES). Les deux autres mécanismes sont :

- International Emissions Trading (IED) : permet le transfert d'une partie des émissions permises (« allowed emissions ») d'un pays industrialisé à l'autre,
- Joint Implementation (JI) : permet de créditer dans le pays A les réductions d'émissions résultant des investissements dans d'autres pays industrialisés, ce qui entraîne un transfert des crédits d'émissions entre les pays industrialisés.

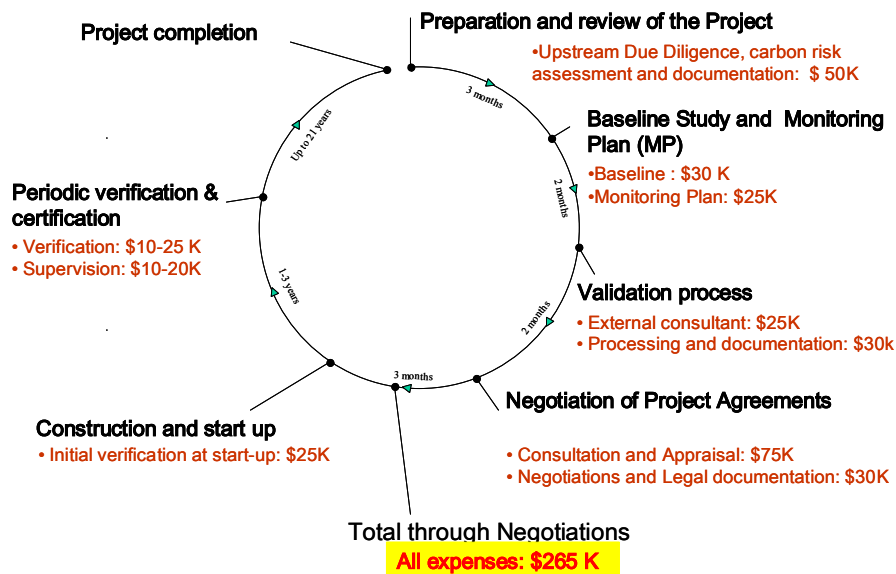


Figure 6.9. Schéma du cycle d'un projet CDM/PCF et Evaluation du coût global de transaction d'un projet (expérience du PCF).

L'idée maîtresse soutenant ces mécanismes est que le climat est insensible au lieu de réduction des émissions, alors il est économiquement plus intéressant de les réduire où cela coûte le moins et pas toujours chez l'investisseur, c'est-à-dire aux lieux du rejet d'émission dans l'atmosphère. A travers les projets contribuant à la réduction des émissions de GES, ces mécanismes pourraient stimuler les investissements internationaux et fournir des ressources essentielles pour une croissance économique plus soucieuse de l'environnement.

Ainsi le MDP (Art. 12 du protocole de Kyoto) permet aux gouvernements et organismes privés des pays industrialisés d'implémenter des projets réducteurs d'émissions dans les PED et de créditer les émissions ainsi évitées dans leur quota national. Il introduit la notion de « Certified Emissions Reduction, (CER) » et favorise ainsi le développement durable (DD) des PED tout en permettant aux pays industrialisés de contribuer à l'objectif de réduction du taux de GES dans l'atmosphère. La Convention des Nations Unies pour le Changement Climatique divise les pays en deux groupes :

- les pays industrialisés (Annex I-countries) qui historiquement ont le plus contribué à la détérioration de l'atmosphère,
- et les pays en développement (Non annex I countries).

Les principes d'équité et de responsabilité commune mais différenciée imposent aux pays de l'annexe I de réduire leurs émissions de manière à atteindre dans la période 2008-2012 le niveau équivalent à 94,8% du niveau d'émissions de 1990. La production des rapports sous forme de communications nationales détaillant les politiques et programmes en faveur de la lutte contre le changement climatique et l'inventaire des émissions de GES devient aussi une obligation.

Dans le secteur électrique, 3 types de projets sont éligibles au MDP, notamment :

- les projets d'électrification à partir des sources d'énergies renouvelables et dont la puissance nominale est inférieure à 15 MW ou équivalent,

- les projets d'amélioration de l'efficacité énergétique avec une réduction de la consommation énergétique inférieure à 15 GWh par an,
- les activités contribuant à la réduction des GES et émettant soit même moins de 15 ktCO₂/an.

Ces projets classés comme des projets de petite taille feront l'objet d'une attention particulière et la communauté internationale réunie à Bonn (COP 4, juillet 2001) a décidé de mettre en œuvre une procédure d'évaluation de ces types de projets afin de diminuer le poids du coût de transaction. Ceci concerne particulièrement les projets d'électrification dans les zones rurales sans accès au réseau électrique, qui ont la capacité de contribuer à l'amélioration des conditions socio-économiques et environnementales.

L'étude de UDI/McGraw-Hill (2000) a identifié en Afrique 512 centrales en construction ou planifiées jusqu'en 2015 dont 26% ont une puissance nominale inférieure ou égale à 5 MW et 39 % de puissance inférieure ou égale à 15 MW. Ces chiffres sont à considérer comme des minima étant donné que la base de données ne contient que rarement les projets de très petites centrales (1 à 10 kW) et des petites centrales (< 500kW). Selon la même étude, 80% des centrales électriques prévues ou en construction dans les PED et dont la puissance est inférieure à 1 MW utiliseront des produits pétroliers et principalement le diesel comme combustible (plus de la moitié). Ce pourcentage est certainement plus élevé en Afrique, traduisant ainsi un potentiel très important de réduction des GES dans le secteur de production d'électricité. Il est dès lors censé de mener une politique incitant les porteurs de ces projets basés sur le diesel à revoir leurs plans en vue de profiter des « CER » qui leur seraient attribués s'ils basaient leurs projets sur les technologies réductrices d'émissions de GES. Les coûts liés à la procédure d'approbation des projets de MDP (développement et approbation d'une référence) sont élevés et peuvent limiter l'émergence de petits projets. Des suggestions d'évaluation rapides ont été faites à Bonn (2001) pour réduire ces coûts notamment la prise en compte d'une référence par défaut. Des coûts faibles de réduction encourageant les investissements dans les petits projets MDP mais la décision d'investir dépend fortement du revenu espéré des CER engendrés pour le projet.

6.5. Conclusions

Ce chapitre donne un éclairage sur les impacts environnementaux et économiques de l'introduction des énergies renouvelables dans le secteur électrique camerounais. Les scénarios de développement du pays envisagés dans cette étude nécessitent un accroissement de la puissance installée de 867 MW en 2002 à 1930 MW en 2025. Une partie des nouvelles centrales sera nécessairement décentralisée en raison des difficultés liées à l'extension du réseau électrique national.

Les deux scénarios de contribution des énergies renouvelables envisagés à la satisfaction des besoins électriques du pays sont confrontés au scénario *Business as Usual* et il s'ensuit un meilleur développement du secteur électrique en particulier sous la contrainte de l'accroissement du nombre de ménages électrifiés, qui représente un critère de développement social. L'évolution des réductions des émissions de gaz à effet de serre qualifie les scénarios développés aux mécanismes de financement internationaux en faveur de la lutte contre le changement climatique. En effet, un objectif de pénétration progressive des énergies renouvelables au Cameroun de manière à couvrir 7,5% de la demande en électricité en 2025 nécessiterait d'après le scénario 1 une puissance installée de 140 MW en énergie renouvelable d'ici 2025. Leur production se substitue essentiellement aux centrales alimentées au gazole et

au fuel lourd et entraîne une réduction d'environ six millions de tonnes d'équivalent CO₂ sur toute la période. Mais ce scénario implique un surcoût d'investissement brut de 340 millions d'euros en substitution à l'investissement en énergie conventionnelle et donne lieu à une amélioration du bilan financier du secteur électrique de 90 millions d'euros brut, amortissement compris. Cet avantage se justifie par les coûts des combustibles plus intéressants pour les énergies renouvelables.

En visant l'objectif de contribution des énergies renouvelables à 10% en 2025, le scénario nécessite une puissance installée en renouvelables de 197 MW donne lieu à la réduction d'émissions de gaz à effet de serre qui cumulée sur la période 2006-2025 atteint huit millions de tonnes d'équivalent CO₂. Le surcoût d'investissement par rapport au scénario sans énergies renouvelables est de 460 millions d'euros mais le bilan financier n'est amélioré que de 15 millions d'euros après amortissement. Ces résultats sont nettement améliorés si les unités de biométhanisation sont considérées dans leur fonction principale de traitement de déchets et que l'électricité ou l'énergie en général n'est qu'un sous produit à valeur ajoutée.

Ces résultats supposent que les facteurs d'émission des différentes technologies de production d'électricité restent constant dans le temps, ce qui vraisemblablement ne sera pas le cas étant donné que les technologies vont évoluer indépendamment des autres. Il y a donc lieu de garder à l'esprit que le niveau d'impact des énergies renouvelables sur les émissions du secteur électrique camerounais ne peut être déterminé avec certitude, néanmoins les résultats obtenus sont déjà en faveur de leur valorisation.

Les deux mécanismes internationaux incitatifs présentés dans ce chapitre sont le Mécanisme de Développement Propre (MDP) et le Prototype Carbon Fund (PCF) bien que la Community Development Carbon Fund (CDCF), actuellement en souscription et essentiellement destinée au financement des petits projets d'énergies renouvelables et de capture de méthane puisse être utile dans un avenir proche. Le Cameroun pourrait s'appuyer sur ces mécanismes pour mettre en place des politiques énergétiques en faveur du développement des énergies renouvelables en introduisant par exemple les instruments tels la taxe CO₂ sur l'utilisation du gazole et du fuel lourd et une prime pour le CO₂ évité par les énergies renouvelables dont les impacts sur le bilan financier du secteur électrique Camerounais vient d'être analysés. Ces instruments viendraient en complément de la politique de création du fonds pour l'électrification rurale suite à la libéralisation du secteur en décembre 1998. L'appel de fonds nécessaire à l'investissement peut trouver auprès des organismes financiers une réponse d'autant plus favorable aux énergies renouvelables qu'au delà de l'amélioration du bilan financier, l'effet favorable pour l'environnement peut générer des recettes supplémentaires via les mécanismes de Kyoto et d'autres fonds internationaux en faveur de la protection de l'environnement mondial, par exemple 30 millions d'euros dans le scénario 1 si la tonne de CO₂ évitée est payée à 5 €.

Le modèle développé montre que les recettes liées aux crédits d'émissions ou à la prime CO₂ augmentent d'année en année et améliorent le bilan financier du secteur électrique. Ce dernier dépend du scénario de production et du niveau des taxes et primes introduites. Par contre, le choix des filières renouvelables à mettre en oeuvre et le niveau de leur contribution doit tenir compte de leur coût de production. Dans notre analyse par exemple, la filière biométhanisation a un coût de revient du kilowattheure supérieur à celui du gazole et le doublement de sa contribution dans le but d'atteindre les objectifs du scénario 2 le pénalise par rapport au scénario 1 à moins qu'une rétribution de la filière ne soit déjà accordée pour le traitement de déchets ou résidus qui est l'attribution première de cette technologie. Le modèle

permet aussi pour une demande donnée et pour un scénario de production donné de prédire année par année le niveau des taxes et primes CO₂ qui puisse assurer que la contribution des énergies renouvelables à la couverture des besoins en électricité soit profitable au secteur électrique. Ainsi selon l'analyse de sensibilité, il vient que pour s'assurer un bilan différentiel supérieur à un million d'euros chaque année de la période considérée (2006 – 2025), il faudrait pour le scénario 1 que la prime soit supérieure ou égale à 15 €/tCO₂ et pour le scénario 2 que la prime (resp. la taxe) soit au moins égale à 35 €/tCO₂ (resp. 40 €/tCO₂). Les tableaux donnant les résultats de cette simulation sont données année par année dans une annexe. Dans le scénario 1, pour une prime inférieure ou égale à 15 €/tCO₂, il faudrait introduire une taxe supérieure ou égale à 10 € pour que le différentiel atteigne le million d'Euros. Dans le scénario 2, si la prime est inférieure à 5 €/tCO₂, il faudra en 2010 fixer une taxe minimale de 25 €/tCO₂, en 2012 40 €/tCO₂, en 2015 20 €/tCO₂. Par contre une taxe inférieure ou égale à 30 €/tCO₂ nécessite le paiement en 2012 d'une prime supérieure à 10 €/tCO₂.