

CHAPITRE 2

METHODOLOGIE

2.1. Le concept du développement durable sous l'aspect socio-énergétique

L'aspect socio-énergétique du développement durable est un problème complexe dont la solution nécessite une approche pluridisciplinaire faisant intervenir le socio-politique, l'environnemental, les sciences et les technologies, l'institutionnel et l'économique.

L'apport *scientifique* et *technologique* concerne la disponibilité et l'applicabilité des connaissances scientifiques et de leur combinaison pour atteindre les objectifs fixés.

L'aspect *économique* concerne les coûts des technologies disponibles pour la poursuite des objectifs. En général, la technologie permettant de produire à moindre coût obtient la plus grande valeur en faisabilité économique. Dans le secteur électrique, le critère de la valeur actualisée nette (VAN) est un critère couramment utilisé. Il consiste précisément à déterminer le prix de vente en monnaies courantes qui devrait être pratiqué sur l'ensemble de la centrale si l'on voulait récupérer, aux bornes de la centrale, sous forme de recettes actualisées les dépenses actualisées supportées en terme d'amortissement du capital, de frais de fonctionnement et de coûts en combustible.

L'aspect *environnemental* concerne l'impact des technologies sur la qualité de l'environnement. L'approche microéconomique conduit souvent à une évaluation partielle des choses, d'abord parce qu'elle laisse dans l'ombre certains effets d'essence qualitative qu'il est difficile de mesurer en termes monétaires, ensuite parce qu'elle privilégie le seul point de vue de l'investisseur individuel dans un domaine où la collectivité est par la force des choses concernée, notamment du fait des "effets externes" liés à tout investissement énergétique (Percebois, 1991). Il n'est pas rare et même de plus en plus souhaité que la puissance publique, lorsqu'elle examine les retombées d'un programme d'investissements énergétiques, complète l'approche microéconomique par une étude d'impacts, surtout dans le contexte où les préoccupations environnementales deviennent plus contraignantes et sont susceptibles d'attirer certains fonds.

L'aspect *sociologique* se réfère à la capacité et à la disponibilité de la société à accepter la ou les technologies. Il est souvent associé à l'aspect institutionnel qui étudie le mode d'organisation et les règles établies en vue de satisfaire les intérêts collectifs. Les programmes d'électrification rurale ont par exemple été un succès dans les zones où ils ont été conçus et intégrés dans les structures organisationnelles et institutionnelles des communautés rurales.

Le *politique* intervient en tant qu'organe d'orientation et de régulation. L'Etat définit la politique énergétique et la structure de flux de dépenses qui coïncide le mieux avec l'intérêt général (Girod, 1991).

En outre, comprendre l'évolution des besoins énergétiques d'une société en étudiant uniquement la situation actuelle ou en faisant de la prospective, ne permet pas de dégager les tendances profondes. Ainsi une approche historique essaiera d'adopter une optique diachronique liant le présent au passé et au futur.

D'une manière globale, les principaux facteurs d'influence d'un système énergétique sont (Buccioli, 1994) :

- besoins en énergie
- moyens de production mis en oeuvre
- transformation des ressources naturelles
- croissance économique, dont le rythme est remis en question dans certaines situations
- couverture des besoins sociaux
- demande de solutions technologiques
- nuisances à l'environnement, qui entraînent des conséquences négatives sur l'homme et affectent l'amélioration du bien être général
- critique des sociétés de production
- efficacité des moyens de production.

Malgré l'incertitude que représentent ces paramètres, ils sont soumis à des interactions dont les effets peuvent être symbolisés à l'aide d'une flèche portant un signe :

- les effets de même sens sont notés par un + au bout de la flèche, c'est-à-dire que les deux facteurs croissent (resp. décroissent) simultanément. L'interaction est dite ici « à effet exponentiel ».
- les effets de sens contraire sont notés par un -, c'est-à-dire que l'un des facteurs croît quand l'autre décroît ou inversement. On parle dans ce cas d' « effet conflictuel ».

Chaque paramètre peut avoir des effets sur plusieurs autres. L'ensemble de ces effets peut être résumé par le diagramme de la figure 2.1 dans lequel seules les influences les plus significatives ont été représentées, question de maintenir une certaine lisibilité.

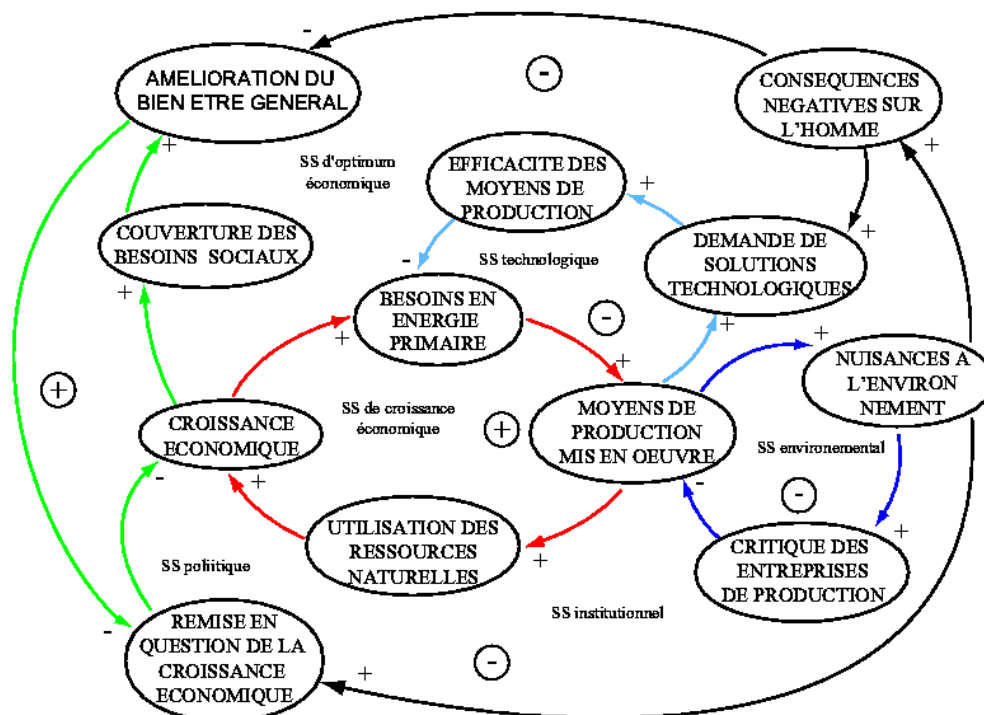


Figure 2.1. Modèle général de développement socio-énergétique (Buccioli, 1994)

On constate l'apparition des boucles ou sous-systèmes, caractérisées par une succession de flèches partant d'un facteur et revenant agir sur le facteur de départ après être passées par plusieurs autres. L'effet global d'un sous-système se détermine aisément à l'aide de la règle des signes.

2.2. Interprétation du réseau

Il fait apparaître trois sous-systèmes prépondérants :

- le sous-système croissance économique : la croissance économique est l'élément moteur du développement socio-énergétique. La demande de croissance entraîne une augmentation des besoins en énergie, qui à son tour impose la mise en œuvre des moyens supplémentaires de production.
- le sous-système technologique : la croissance des besoins en énergie primaire implique une explosion des moyens de production qui à son tour implique une amélioration des technologies. Cette amélioration implique une meilleure efficacité des moyens de production qui entraîne la diminution des besoins en énergie primaire. Cette boucle est alors de type négatif ou stabilisateur.
- le sous-système environnemental : cette boucle est aussi négative parce que l'augmentation des moyens de production qu'impose la croissance économique entraîne des nuisances à l'environnement qui accentuent la critique des entreprises de production.

Ces deux sous-systèmes constituent des freins sans lesquels le sous-système croissance économique croîtrait exponentiellement et finirait par exploser en l'absence de régulation alors que la satisfaction des besoins sociaux et l'amélioration des conditions de vie des populations justifient le besoin d'une croissance et ont par conséquent un effet excitateur.

Dans le cas du Cameroun, les contraintes financières constituent un frein supplémentaire. En effet, le secteur énergétique est un secteur non seulement très capitaliste, mais aussi très "consommateur" de devises (et dans certains cas, gros "producteur" de devises). La prise en compte de cette contrainte supplémentaire conduit à résumer le réseau du modèle au graphique de la figure 2.2.

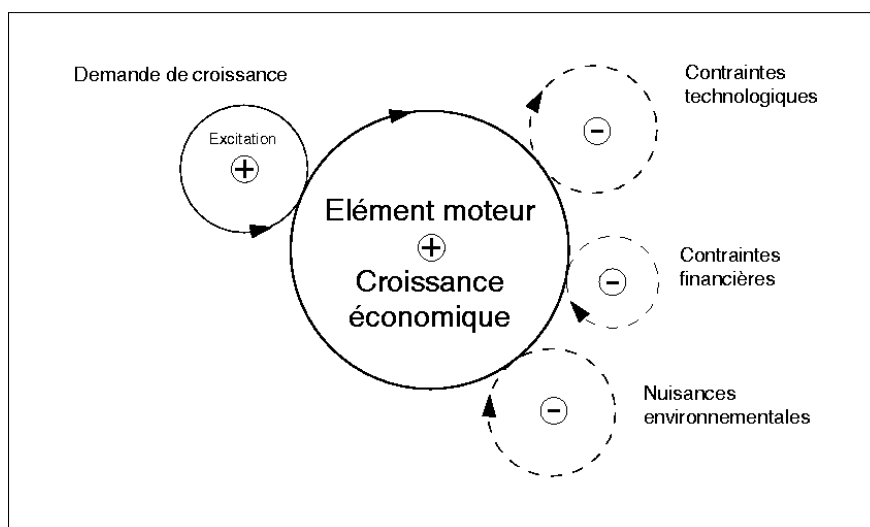


Figure 2.2. Simplification du modèle de développement socio-énergétique

Une tentative de résolution des problèmes d'approvisionnement en électricité au Cameroun passe par un choix qui devra s'inspirer du modèle développé plus haut. Le choix entre l'intensification de l'électrification par réseau, le développement de l'électrification décentralisée mettant à profit les technologies des énergies renouvelables ou un système intermédiaire constitue un enjeu de taille et doit nécessairement s'inscrire dans le cadre d'une stratégie de développement global, car l'électrification à elle seule ne peut constituer le seul moteur du progrès. L'électrification du monde rural ne stimule son développement que lorsque d'autres paramètres du développement durable sont pré-requis.

Les nombreuses contraintes liées à l'électrification rurale font que la première solution paraît pratiquement impossible dans les prochaines décennies. Le système intermédiaire, encore à inventer, ne pourrait avoir de sens en l'absence de la production décentralisée d'électricité. L'électrification décentralisée par opposition à la production centralisée basée sur les grands moyens de production et de transport est accessible aux collectivités locales et offre une alternative pour l'alimentation de mini-réseaux en îlots. Certes, ce serait utopique de penser résoudre les problèmes d'électrification du Cameroun à partir seulement des énergies renouvelables. Néanmoins, il est important d'analyser leur intégration dans la structure de production en considérant les différences géographiques et d'en évaluer l'impact dans un souci de développement durable du pays.

L'objectif de ce type d'analyse est d'aboutir à une grille d'analyse multicritère des projets énergétiques qui prend en compte la disponibilité des ressources, les technologies de production d'énergie, les impacts sur l'environnement et sur la société, la création d'emplois et sur la croissance économique.

2.3. Analyse des systèmes d'électrification rurale décentralisée

Il apparaît à ce niveau de l'étude que la plupart des localités rurales seront électrifiées par la production décentralisée. Les systèmes applicables peuvent être répartis en trois catégories :

- les systèmes d'électrification de processus destinés à alimenter "en direct" des procédés, dans des situations où il n'est pas souhaité ou pas possible de stocker de l'énergie et donc exclusivement en période de production. Les exemples d'application sont le pompage d'eau, la ventilation d'un local, l'approvisionnement d'une scierie ou d'une chambre froide, etc.
- les systèmes d'électrification individuels (SEI) mono-utilisateurs, principalement basés sur les systèmes photovoltaïques pour la satisfaction des besoins de base (éclairage et audiovisuel). On rencontre aussi les groupes électrogènes individuels installés chez des ménages plus aisés des zones rurales. Bien que ces systèmes permettent à l'utilisateur de gérer lui-même son énergie et moduler sa consommation d'un jour à l'autre, les limites sont le plus souvent la logique « mono-produit », la puissance limitée qui ne favorise pas les usages productifs, l'absence ou le faible impact sur le développement économique des zones rurales.
- les systèmes d'électrification collectifs (SEC) ou multi-utilisateurs sont en général des systèmes alimentés par une micro-centrale et desservant les habitants d'une localité par le biais d'un réseau de distribution.

Les systèmes d'électrification de processus ou d'électrification individuels sont composés seulement de deux sous-systèmes :

- un sous système de **production** d'énergie électrique
- un sous système **d'utilisation** de cette énergie.

Les systèmes d'électrification collectifs sont en revanche constitués de 3 sous-systèmes :
un sous-système de **production** d'énergie électrique appelé "**micro-centrale**",
un sous-système de **répartition /distribution** de cette énergie appelé "**micro-réseau**",
un sous-système **d'utilisation** constitué des circuits de distribution et appareils électriques de l'utilisateur.

Le choix du système d'électrification (SEI ou SEC) dépend des facteurs tels le coût global d'investissement, d'exploitation, de maintenance, voire de renouvellement, actualisés sur la durée de vie économique choisie et des critères environnementaux et sociaux. Ces facteurs sont fortement influencés par les exigences qualitatives et quantitatives de l'utilisateur.

2.4. Etude des filières technologiques de production d'électricité

Etudier une filière, c'est identifier tous les intervenants de la chaîne de production d'un bien économique (produit ou service) et d'analyser les influences qu'ils ont entre eux. La méthodologie consiste à (Delnooz, 1999) :

- localiser les opérations et les lieux de création de la valeur ajoutée
- analyser la structure et la répartition de la valeur ajoutée à chaque étape
- évaluer les incertitudes liées à chaque étape et leur impact sur la filière.

Dans ce travail, nous nous limiterons aux filières permettant d'alimenter les systèmes d'électrification collectifs. Comme nous le verrons ultérieurement, plusieurs technologies de conversion énergétique de la biomasse correspondent à ce critère, mais dans le créneau de puissance caractéristique de l'électrification des centres isolés (100 à 500 kW), les systèmes gazoélectrogènes offrent la meilleure performance (tableau 3.1). Ainsi, les filières retenues sont définies sur base de la technologie de conversion de la ressource primaire en énergie finale :

- gazéification de la biomasse « sèche » (*chapitre 3*),
- digestion anaérobie de la biomasse humide ou biométhanisation (*chapitre 4*),
- hydroélectricité (*chapitre 5*)

Pour chacune de ces filières, l'étude sera structurée comme suit :

- description de la filière,
- ressources et potentiel,
- technologies,
- analyse économique ou analyse coûts-bénéfice,
- analyse environnementale.

Et lorsque c'est possible une évaluation de l'impact sur l'emploi.

Les méthodes d'analyse coûts-bénéfice et d'analyse environnementale sont décrites ci-dessous.

2.4.1. Description de l'analyse coûts-bénéfice (ACB)

L'analyse coûts-bénéfices (ACB) est utile lors du choix de la technologie, filière ou produit : elle permet de comparer les coûts et bénéfices attendus d'un projet et facilite le choix des projets prioritaires parmi plusieurs projets candidats au même investissement sur base du ratio coût-bénéfice le plus élevé ou d'autres critères semblables. Une telle procédure est très difficile pour les nouvelles technologies car les coûts et bénéfices associés sont incertains.

Néanmoins, l'analyse coût-bénéfice est un outil important pour le choix des objectifs et stratégies de développement technologique. Une première approche peut être structurée en trois étapes :

- identifier le contexte économique futur, c'est-à-dire un scénario de développement économique,
- caractériser physiquement les technologies en question en termes de rendement, taille de l'unité,
- déterminer les indicateurs coûts-bénéfices de ces projets ou filières dans les conditions du contexte économique considéré.

En réalité, les nouvelles technologies sont difficiles à caractériser car sujettes aux spéculations et les conditions économiques futures ne peuvent être identifiées avec certitude. Cet « handicap » est souvent éradiqué par une analyse de sensibilité des indicateurs économiques aux hypothèses de caractéristiques technologiques et économiques.

La procédure générale d'une telle analyse peut être décrite comme suit :

- définition des limites du système constitué par le projet analysé : ici tous les inputs et outputs du projet analysé sont établis,
- quantification des inputs et outputs du projet sur sa durée de vie,
- détermination d'un taux d'actualisation approprié,
- calcul des indicateurs,
- évaluation.

a) Définition du système

Les projets énergétiques nécessitent de l'investissement. L'investisseur, qui peut être une personne, une entreprise privée ou publique ou un état, constitue le système de base. Avec le réchauffement climatique, le système peut être étendu à la communauté bénéficiaire du projet et ses générations futures. Les institutions internationales telles la Banque Mondiale et le FMI distinguent les « systèmes financiers » déterminés par les individus et entreprises des « systèmes économiques » constitués par les frontières d'un pays. L'analyse économique ne tient pas compte des cash-flows tels que perçus par les investisseurs privés, mais inclut les taxes et subsides en vigueur dans le pays concerné. La distinction « analyse économique » et « analyse financière » dépend donc de l'évaluateur et est très importante pour les institutions financières internationales du fait de leur responsabilité envers les gouvernements.

b) Indicateurs et unités fonctionnelles

Une analyse coût-bénéfice résulte en un nombre limité d'indicateurs qui peuvent être purement monétaires ou liés au coût spécifique ou unitaire.

Les exemples de coûts unitaires sont le coût unitaire de production de l'énergie (€/GJ ou €/kWh) et le coût unitaire de production des émissions évitées de gaz à effet de serre (GES), €/t GES évitée.

Les indicateurs purement monétaires sont : la valeur actualisée nette (VAN), le taux de rentabilité interne (TRI) et l'indice de profitabilité (IP) et le temps ou délai de retour de l'investissement (TR).

Alors que les indicateurs de coût unitaire permettent de comparer les projets sur la base du service équivalent rendu, les indicateurs monétaires sont utiles lorsqu'on compare les projets sous l'aspect de la rareté des opportunités, de la rareté du capital ou de la maximisation des

afflux financiers. Tous sont des critères absolus d'évaluation de la faisabilité des projet. Dans un contexte de rareté des opportunités, le projet ayant la plus grande VAN est prioritaire. Par contre, un investisseur ayant plusieurs opportunités de projets et désirant maximiser ses recettes préférera le projet avec le TRI le plus élevé. Il faut tout de même préciser que ces deux indicateurs n'évoluent pas nécessairement dans le même sens, c'est-à-dire que le projet avec la VAN la plus élevée ne procure pas toujours le meilleur TRI par exemple lorsque le capital investi n'est pas le même. Ainsi, une approche différenciée se doit d'être recommandée dans l'utilisation des critères (Hanley and Spash, 1993), contrairement à l'usage qui privilégie seulement la VAN. Ainsi, l'évaluateur prendra compte dans la sélection de ses perspectives et intérêts.

La technologie de référence actuelle pour l'électrification des centres secondaires est la centrale classique au gazole lorsque la solution d'extension de réseau n'est pas viable. Par conséquent, l'intégration d'une des filières envisagées dans une localité substituera en totalité ou en partie la centrale classique. Il convient alors de comparer la rentabilité de la nouvelle filière à celle d'une centrale au diesel. L'analyse est restreinte au coût de production du kWh, les coûts de distribution et des auxiliaires (lignes électriques, transformateurs, etc.) étant supposés les mêmes dans les conditions identiques.

3 critères ont été retenus pour les besoins de l'étude :

- 1- **le coût de revient actualisé** : il s'agira de calculer le coût de revient actualisé du kWh pour la filière biomasse-électricité et de le comparer à celui produit à partir d'une centrale classique au diesel.

$$CR = \frac{\sum \frac{I_n}{(1+i)^n} + \sum \frac{\text{dépenses}_{\text{année } n}}{(1+i)^n}}{\sum \frac{P_n}{(1+i)^n}}$$

i : taux d'actualisation ; I_j (resp. P_j) : investissement (resp. production) de l'année j

- 2- **l'indice de profitabilité** : on introduira la notion d'indice de profitabilité comme critère de rentabilité relative. Il permet de classer les projets dont on a mesuré la VAN.

$$IP = \frac{VAN}{I} + 1$$

où I désigne le total des investissements actualisés à l'an 0.

Un projet est éligible s'il présente un indice de profitabilité supérieur à 1. Entre plusieurs projets, la priorité sera donnée à celui dont l'indice de profitabilité est le plus élevé. Il va permettre non seulement de comparer la filière renouvelable à la filière classique mais aussi de comparer les options entre elles.

- 3- **le temps de retour de l'investissement** : est le temps au bout duquel le montant de cet investissement est compensé par les économies financières résultant directement des économies d'énergie procurées par cet investissement. Dans le cadre de cette étude, la méthode consiste à calculer pour une même demande d'énergie l'économie annuelle réalisée en frais de combustibles par la substitution (totale ou partielle) du diesel par de la biomasse, puis en tenant compte du surcoût d'investissement à en déduire le temps de retour d'investissement. Le surcoût d'investissement se rapporte à tous les frais supplémentaires engendrés par la filière biomasse-électricité (le gazogène, l'adaptation du groupe, l'épurateur).

c) Le choix du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation permet d'actualiser les grandeurs futures et de tenir compte du cycle de vie du projet. La durée de vie économique du projet représente la durée de vie que l'on peut espérer du projet et est différente de la durée de vie technique des équipements. Si cette dernière est supérieure à la durée de vie économique du projet, ces équipements auront une valeur résiduelle à la fin supposée du projet.

Le taux d'actualisation est fonction de l'évaluateur : société globale, nation ou entreprise privée. Dans leur rapport à l'IPCC, Arrow et al. (1995) proposent, pour les projets liés au changement climatique - un problème de plusieurs générations -, un taux d'actualisation variant de 2 à 3% (approche basée sur des considérations éthiques) à 26% (selon une approche descriptive). Dans les projets publics à caractère social, le taux d'actualisation dépend de deux paramètres : croissance future et consommation actuelle. Squire et Van der Tak (1975) recommandent un taux de 5% pour les pays orientés vers la croissance et 10% pour ceux à tendance consommatrice.

Les entreprises privées fixent leur taux d'actualisation en fonction du coût d'opportunité du capital, et cela diffère d'une entreprise à l'autre et pour la même entreprise d'un pays à l'autre. Alors que dans les pays industrialisés le taux d'actualisation varie de 12 à 15%, des taux de 30 à 40% sont appliqués dans certains PED (Siemons, 2002).

2.4.2. Aspects méthodologiques de l'analyse environnementale

L'évaluation du bilan énergétique et de l'impact environnemental d'une filière de production d'électricité nécessite l'analyse des différentes étapes du combustible : exploration, extraction, conditionnement, transport et différentes étapes de la conversion énergétique dans les unités appropriées. Elle s'inspire de l'analyse du cycle de vie ou Life Cycle Analysis (LCA), définie par la Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC) comme suit :

“Life-cycle assessment is an objective process to evaluate the environmental burdens associated with a product, process, or activity by identifying and quantifying energy and materials used and wastes released to the environment; to assess the impact of those energy and material uses and releases to the environment; and to evaluate and to implement opportunities to affect environmental improvements. The assessment includes the entire life cycle of the product, process, or activity, encompassing extraction and processing raw materials, manufacturing, transportation and distribution; use and re-use; maintenance; recycling, and final disposal”.

Certaines étapes ultérieures telles la production des déchets et des co-produits et leur valorisation ou traitement sont souvent incluses. Pour chaque étape d'une filière donnée, les consommations énergétiques et les émissions associées sont évaluées. Ainsi, non seulement les émissions directes sont prises en compte mais aussi les émissions indirectes dues aux étapes en amont et en aval de la phase de la production d'électricité proprement dite. Dans ce travail, nous définissons les filières principales en fonction des technologies de conversion et dans la même filière principale, des filières secondaires peuvent être liées au type ou à l'origine de la matière première. Selon Edelman et al (2001) ainsi que DIN (1997), une telle analyse comporte quatre étapes (figure 2.3):

- la circonscription de la filière,
- le bilan matière et énergie,
- le bilan environnemental proprement dit,

- et l'interprétation des résultats.

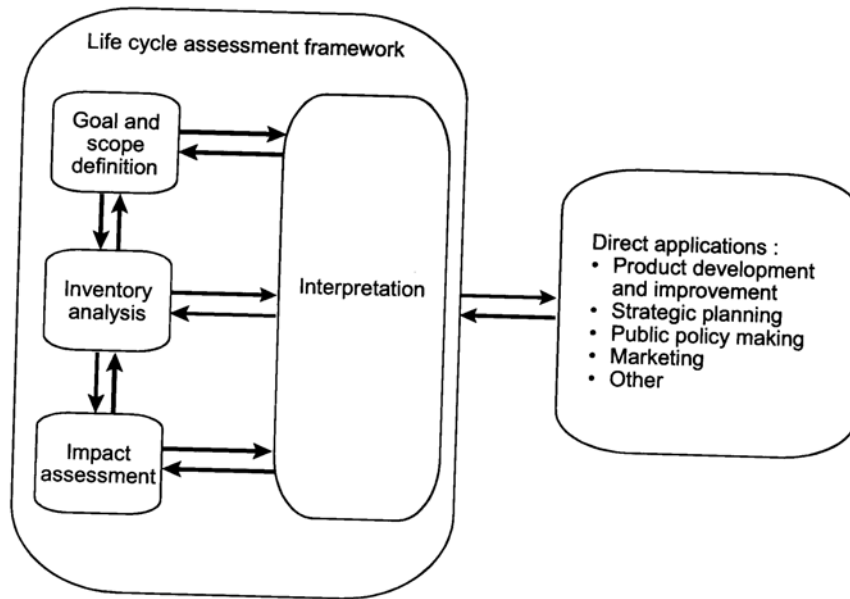


Figure 2.3. Phases d'une analyse LCA [source : ISO 14040, 1997].

Les double-flèches de la figure 2.3 indiquent que la procédure peut être itérative, les informations d'une étape pouvant servir à adapter ceux des phases précédentes.

Le tableau 2.1 présente les différentes filières de production d'électricité et les différentes étapes qui les constituent en différenciant les sources primaires fossiles (gaz, charbon, pétrole, etc.) des sources d'énergie renouvelables (solaire, éolien, biomasse) dont l'exploitation ne produit a priori pas des gaz à effet de serre. Par contre, des émissions sont produites pendant la construction de ces systèmes, lors du transport des matériaux et pendant le démantèlement à la fin de leur cycle de vie. Pour une comparaison objective des filières de production d'électricité, ces émissions doivent être prises en compte, d'où l'intérêt des bilan énergétique et environnemental. Il s'agit d'identifier et de quantifier les dépenses énergétiques et les impacts environnementaux sous-jacents à la production de 1 MWh d'électricité verte, qui constitue la base d'évaluation de la valeur d'un certificat de réduction d'émissions.

	Mise à disposition du combustible	Installation de transformation	Exploitation	Démantèlement
Fossile	++	-	++	-
Solaire, Éolien, Hydraulique	-	++	-	+
Biomasse	++	+	-/+	+

Tableau 2.1 : Comparaison de l'impact des différentes étapes sur le bilan des filières énergétiques

Cette distinction entre les différentes étapes d'une filière est très importante parce qu'elle permet d'une part de localiser les étapes les plus pertinentes pour le bilan de la filière et

d'autre part de comparer les filières en entre elles. Ainsi, pour limiter ainsi l'ampleur de l'évaluation, les émissions de certaines étapes non pertinentes représentées dans le tableau par le signe négatif pourront être négligées parce que leur impact sur l'évaluation globale n'est pas très significative.

Délimitation du système : l'analyse d'une filière ou d'un processus commence par sa description afin de pouvoir circonscrire les limites du système à étudier. En règle générale, il s'agit de délimiter le système en fonction des informations disponibles et présentant un intérêt pour l'analyse. La même filière peut être analysée différemment qu'il s'agisse d'une analyse comparative ou d'une évaluation globale. Cette circonscription des limites varie même pour le même système d'un auteur à l'autre et selon les pays, de même que les inputs aux différentes étapes du cycle (Lenzen, 2002). Cette situation n'est pas favorable à la comparaison et à l'interprétation des résultats. Dans cette étude, les systèmes vont se limiter à la construction, l'exploitation et au démantèlement des centrales ou unités de conversion. Ainsi vont être pris en considération les matériaux utilisés dans les différentes étapes ainsi que leur production et éventuellement le transport. Les infrastructures telles que les machines, les bâtiments, etc. ayant servi à la fabrication de ces matériaux tout comme les bureaux ne sont pas pris en compte. Les techniques de fabrication des matériaux sont celles qui sont courantes en Europe centrale. Les consommations d'électricité sont converties en énergie primaire en considérant soit le rendement moyen du parc électrique tel qu'il est aujourd'hui, soit le parc électrique du futur. Certains matériaux sont recyclés lors du démantèlement des unités de conversion et peuvent être réutilisés dans d'autres secteurs de l'économie. Cette réutilisation entraîne une économie d'énergie primaire par rapport à l'utilisation de la matière première. Nous convenons de comptabiliser cette économie d'énergie dans le procédé ou la filière qui utilisera ces matériaux recyclés et non de les soustraire dans la filière actuellement étudiée, ce qui permet d'éviter un double comptage. Ainsi, si un procédé ou une filière utilise de l'aluminium, de l'acier, ou du cuivre recyclé, il en sera tenu compte dans l'évaluation.

Unités fonctionnelles : le LCA peut être utilisé pour évaluer un seul projet ou pour comparer plusieurs projets offrant le même service. Dans le cas d'une production d'électricité verte, le projet est généralement comparé à un projet de référence basé sur l'utilisation des combustibles fossiles qu'il est censé remplacer. Dans ce cas, seuls les effets additionnels sont quantifiés et exprimés sur la durée du projet. Ainsi, il est possible d'évaluer les émissions évitées de GES par le nouveau projet. Lorsque le LCA est utilisé pour comparer plusieurs projets, il est nécessaire de définir une ou plusieurs unités fonctionnelles. Une unité fonctionnelle est une grandeur de référence à laquelle vont se rapporter toutes les données d'un bilan qu'il soit énergétique ou environnemental. L'unité fonctionnelle est une mesure de la performance d'un système de production. Les effets environnementaux sont par conséquent exprimés sous la forme :

$$\text{indicateur environnemental } i = \frac{\text{effet environnemental}}{\text{unité fonctionnelle}}$$

Il arrive que dans une même filière, l'unité fonctionnelle dans les phases de construction, d'exploitation et de démantèlement des installations soit différente de celle liée à la phase de production d'électricité. Dans la filière biométhanisation par exemple, les unités fonctionnelles généralement utilisées sont la quantité de substrats traités annuellement par m³ du digesteur et le TJ électrique produit par le cogénérateur à partir du biogaz. D'autres exemples d'unités fonctionnelles rencontrées dans la littérature sont l'énergie utile (J ou Wh), l'énergie primaire (J_p) et l'hectare (ha).

Bilan matière et énergie : il s'agit de faire l'inventaire des matériaux entrant dans la construction et l'exploitation de l'installation et d'évaluer à chaque étape de la filière les inputs et les outputs. Ceci permet d'évaluer les quantités d'énergie consommées lors de leur fabrication et de leur transport jusqu'au lieu de l'utilisation. On utilise pour cela des ratios. Les deux principales formes d'énergie utile considérées sont l'électricité et la chaleur bien que dans certaines analyses on comptabilise « l'énergie de la matière » (feedstock energy), c'est-à-dire le pouvoir calorifique de la matière utilisée comme source d'énergie (energy carrier). Cette dernière est parfois négligeable dans divers procédés par exemple pour la fabrication des modules PV (Hagedorn et al., 1992). Toutes les consommations d'énergie seront converties en équivalent énergie primaire. Il peut arriver qu'un processus ait deux ou plusieurs coproduits. Dans ce cas, l'énergie consommée doit être allouée aux différents produits. Les méthodes d'allocation sont soit basées sur la valeur économique ou autre paramètre exprimant la qualité de chacun des produits, soit sur leur masse, soit toute l'énergie est allouée au produit principal. Dans cette étude, nous optons pour une allocation - lorsque c'est possible - par rapport aux masses des différents produits. Le bilan énergétique inclut le calcul du temps de retour énergétique des systèmes, défini comme le rapport entre l'énergie totale (E_{input}) consommée par la construction du système et sa production annuelle ($E_{annuelle}$). Cet indicateur exprime la période pendant laquelle un système énergétique produit l'énergie équivalente à celle qui a servi à sa mise en place.

$$TRE = \frac{E_{input}}{E_{annuelle}}$$

Dans le **bilan environnemental**, on identifie et quantifie les différents types d'émissions de manière à en évaluer l'impact sur les catégories de dégâts (effet de serre, destruction de la couche d'ozone, acidification et eutrophisation des sols et des eaux, etc.). Les émissions varient en fonction des sources d'énergie inventoriées dans la phase précédente.

Interprétation : Les émissions obtenues dans la phase précédente peuvent être ramenées pour chaque catégorie de dégât sous une forme commune qui facilite la comparaison avec d'autres filières, ou avec une filière de référence, afin d'en juger l'impact sur l'environnement. Par exemple, dans la catégorie « Effet de serre », on définit le Potentiel de Réchauffement Global (PRG) ou Global Warming Potential (GWP) par le CO_2 équivalent qui tient compte de la capacité de chacun des gaz à contribuer au réchauffement de la planète. IPCC recommande les valeurs suivantes qui prennent en considération l'effet des différents polluants sur une période de cent ans (IPCC, 1995):

$$1 CH_4 = 21 CO_{2\acute{e}q} \quad 1 N_2O = 310 CO_{2\acute{e}q} \quad 1 CO_2 = 1 CO_{2\acute{e}q}$$

Le protocole de Kyoto inclut aussi dans la liste des gaz à effet de serre, le HFC, le PFC et le SF_6 . Bien que leur potentiel de réchauffement global soit très élevé, ils sont émis en de très faibles quantités au point que leur contribution peut être négligée globalement.

Aussi le SO_2 équivalent, résultant du SO_2 , du NO_x , du NH_3 et du HCl, est une grandeur caractéristique de l'acidification des sols et des eaux. Le calcul du SO_2 équivalent considère les valeurs suivantes (Kaltschmitt, 2002):

$$1 HCl = 0,88 SO_{2\acute{e}q} \quad 1 NO_x = 0,7 SO_{2\acute{e}q} \quad 1 NH_3 = 1,88 SO_{2\acute{e}q} \quad 1 SO_2 = 1 SO_{2\acute{e}q}$$

De même, le NO_x , le NH_3 et le Phosphate (P) peuvent être convertis en PO_4^{-3} équivalent pour caractériser l'eutrophisation des sols et des eaux.

On peut dès lors établir de manière scientifique un « profil environnemental » qui puisse favoriser l'interprétation des résultats obtenus. Ce profil s'obtient par pondération des différentes émissions et catégories de dégâts et permet d'évaluer la performance globale d'une filière. Les facteurs de pondération sont fonction des hypothèses et parfois du domaine d'application des résultats de l'analyse. Nous limiterons notre bilan environnemental pour chaque filière à l'impact sur le réchauffement climatique.

2.4.3. ACB et l'environnement

Les impacts environnementaux peuvent être intégrés dans l'analyse Coûts Bénéfices des projets à partir du moment où ils sont mesurables et quantifiables. Souvent ces impacts sont à l'extérieur du système représenté par l'investisseur ; dans ce cas, ils peuvent être intégrés en tant que « coûts externes » aussi bien dans l'analyse économique que financière. Ainsi, la prise en considération des externalités environnementales implique une extension des limites du système, illustrée par la figure 2.4. Ce graphique montre les limites du système global résultant de celles d'un projet élargies aux externalités y associées.

Les externalités ou « effets externes » sont les impacts d'un projet ou d'une activité économique à l'extérieur du système principal considéré et pour lesquels les coûts associés ne sont pas comptabilisés par les acteurs, qu'ils soient publics ou privés. Parmi les externalités, on peut citer les émissions de gaz à effet de serre, les émissions dans l'atmosphère ayant un impact sur la santé (SO₂ et particules).

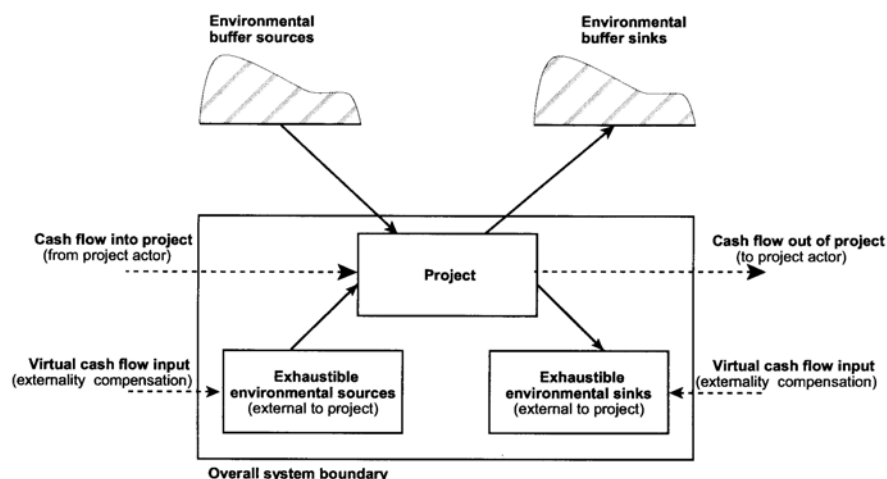


Figure 2.4. Système global intégrant les externalités (Siemons, 2002)

L'intégration des externalités simplifie la comparaison des projets ayant des impacts environnementaux d'ordre différents. Ceci est particulièrement attrayant pour l'évaluation des projets énergétiques dans un contexte de développement durable, étant donné leur nature différente. L'évaluation des externalités associées à la production d'énergie a fait récemment l'objet de plusieurs études. La plus connue est le projet ExternE initié en 1991 par la Commission Européenne et le US Department of Energy dont l'objectif était de développer une méthodologie permettant le développement des politiques et stratégies d'internalisation des effets externes. Elle est à la base des objectifs formulés par l'Union Européenne dans son « Programme de politique et d'action en faveur de l'environnement et du développement durable » (EU, 1993) et proposés lors des réflexions de l'IPCC sur la formulation des politiques concernant le réchauffement global (Munasinghe et al., 1995).

L'évaluation des coûts des externalités liées à l'énergie a fait l'objet de plusieurs études en Europe (Holland et al., 1995 ; OECD, 1997 ; Faaij et al., 1998, Saez et al., 1998), couvrant les impacts environnementaux et polluants suivants :

- réchauffement climatique (émissions de CO₂ et équivalents),
- acidification (émissions de NO_x [formation de NH₄] et de SO_x),
- écotoxicité (émissions de CO et de poussières [particules]).

2.4.4. Différences entre l'analyse coût-bénéfice et le Life Cycle Analysis

Le LCA et l'analyse coût-bénéfice présentent un certain nombre de différences mais se complètent mutuellement. Les différences se situent à quatre niveaux : l'étendue des systèmes analysés, l'étendue des impacts environnementaux, les résultats et la méthode d'évaluation.

Malgré la possibilité d'extension du système lors d'une ACB, la principale caractéristique du LCA est l'étude du cycle complet de production qui fait d'elle un outil très approprié pour l'étude des problèmes environnementaux, au delà des frontières nationales, tels les émissions dans l'atmosphère des gaz acidifiants, des gaz à effet de serre (GES) et des substances favorisant la destruction de la couche d'ozone.

Le LCA permet la quantification des impacts environnementaux théoriques et économiques. Une des faiblesses du LCA est qu'elle suppose que les impacts futurs sont aussi importants que ceux ayant lieu au début du projet. L'ACB fait appel à l'actualisation pour quantifier les actions du long terme. Si on attribue une valeur monétaire à la tonne de CO₂ évitée par une filière, les recettes résultantes doivent être actualisées et prises en compte dans le calcul du coût de revient du kilowattheure.

2.4.5. Données comparatives de la filière de référence

Etant donné que la production d'électricité décentralisée au Cameroun est basée sur les groupes électrogènes consommant du gazole, toute filière renouvelable envisagée dans le cadre de l'électrification décentralisée se substituerait à un ou plusieurs groupes électrogènes. Ainsi, la filière de production d'électricité au gazole est considérée comme la référence à partir de laquelle les émissions évitées par d'autres technologies seront comptabilisées. Il est dès lors important de connaître les émissions de cette filière de référence.

Selon Sintzoff (1998) :

- l'extraction du pétrole permettant la production d'1 GJ de diesel nécessite la consommation de 0,1 à 0,22 GJ d'énergie
- le raffinage, le transport et le conditionnement d'un GJ de diesel émettent 4,5 à 18,7 kg de CO₂
- la combustion dans un groupe électrogène produit 74 kg de CO₂ par GJ.

Dans ses calculs, Faaij (1997) utilise la valeur recommandée par le ministère en charge de l'énergie aux Pays-Bas pour le pouvoir calorifique du diesel : 42252 kJ/kg. Dans une approche plus complète, Fock (2000) récolte les données relatives à l'extraction des combustibles fossiles et celles relatives à la culture des bio-combustibles et en déduit un modèle pour chacun des combustibles. Les résultats sont résumés dans le tableau 2.2.

Le principe d'additionnalité traduit le gain par rapport à ce qui aurait pu se passer en l'absence du projet réducteur d'émissions. Il implique la question essentielle de la situation de référence par rapport à laquelle s'effectue la comptabilisation des émissions évitées et donc des CER attribuables à un projet. A Bonn, les participants aux séminaires (UNEP/OECD, IEA, 2001)

ont recommandé pour les projets MDP l'utilisation de la référence par défaut pour les projets d'électrification hors réseau basés sur les renouvelables. La référence par défaut proposée est le groupe électrogène diesel. Cette approche a été prise en considération auparavant par Lazarus et al (2000). En considérant un petit groupe électrogène à 30% de rendement, l'émission de référence est alors 0,88 kg CO₂/kWh pour les évaluations rapides.

	SO ₂ (kg/GJ)	NO _x (kg/GJ)	CO ₂ équiv. (CO ₂ , N ₂ O et CH ₄) (kg/GJ)	Sources
Gazole	0,1	28,9	6,5 + 74 *	Fock, 2000
Gazole	0,09	0,99	80	Faiij, 1997
Gazole			4,5 -18,7 + 74 *	Sintzoff,1998
Gaz naturel	0,0	14,0	3,3 + 56,7 *	Fock, 2000
Charbon	29,2	58,4	11,1 + 95 *	Fock, 2000
Paille	0,7	24,9	2,4	Fock, 2000
Chips de bois	0,8	32,1	2,4	Fock, 2000
Briquettes danoises	0,4	18,5	3,7	Fock, 2000
Briquettes importées	0,9	33,1	4,4	Fock, 2000
Biogaz	0	12,1	- 10,4	Fock, 2000

Tableau 2.2 : Emissions spécifiques de différents combustibles.

(* indique la somme entre les émissions en phase d'approvisionnement et de combustion)

Ybema et al (2000) proposent une autre référence qui puisse refléter les services énergétiques fournis par les systèmes individuels, par exemple les kits solaires largement répandus dans la PED. Selon eux et Kaufman et al (1999), ces kits individuels servent principalement à l'éclairage et substituent donc le pétrole lampant. Ainsi, ils recommandent de considérer qu'un kit de 50Wc permet une réduction de 200kg CO₂/an.

Pour les centrales connectées au réseau (éoliennes, cogénération, etc.), la référence au diesel pourrait ne pas refléter le cas d'absence du projet MDP. Plusieurs options sont envisageables mais la référence nationale selon OECD/IEA (2000) peut être basée sur la moyenne pondérée des centrales récemment construites et planifiées, tenant compte de toutes les sources de production d'électricité. Cette méthode donne pour l'Inde en considérant la période 1997-2010 une valeur d'émission de 565 kgCO₂/MWh et 880 kgCO₂/MWh pour la plupart des pays africains.

Si l'on tient compte de tout le cycle de vie de la filière diesel (extraction, raffinerie, transport jusqu'au site de la centrale et combustion) dans le contexte camerounais, l'émission de référence devient **1 kgCO₂/kWh** pour les grandes centrales au fuel lourd connectées au réseau et **1,12 kgCO₂/kWh** pour les petits groupes diesel alimentant les réseaux isolés (adaptation de Tchouate et al., 2001).

Les prévisions de l'IEA considèrent plutôt une référence reflétant la moyenne des émissions liées aux capacités additionnelles de productions prévues dans les pays de l'OECD pour la période 1997-2010, soit 0,406 kgCO₂/kWh (OECD/IEA, 2001).

Il est aussi envisageable de considérer la « Best Available Technology » par exemple le cycle combiné au gaz naturel, avec comme valeur d'émission 0,396 kgCO₂/kWh. Cette hypothèse

n'est envisageable qu'en cas de disponibilité du gaz naturel, par exemple pour les centrales électriques à proximités des champs pétroliers.

Le choix de la référence est aussi déterminant pour la valeur du CER issu d'un projet. Ainsi, la valeur du CER par kWh produit est plus élevée lorsque la référence est plus émettrice en GES et que la valeur du CO₂ est maximum (20 US\$ la tonne évitée). Il est à noter que la modélisation excluant la participation des Etats-Unis résulte en une baisse du prix international de la tonne de CO₂ à moins d'un dollar (IEA, 2001).