



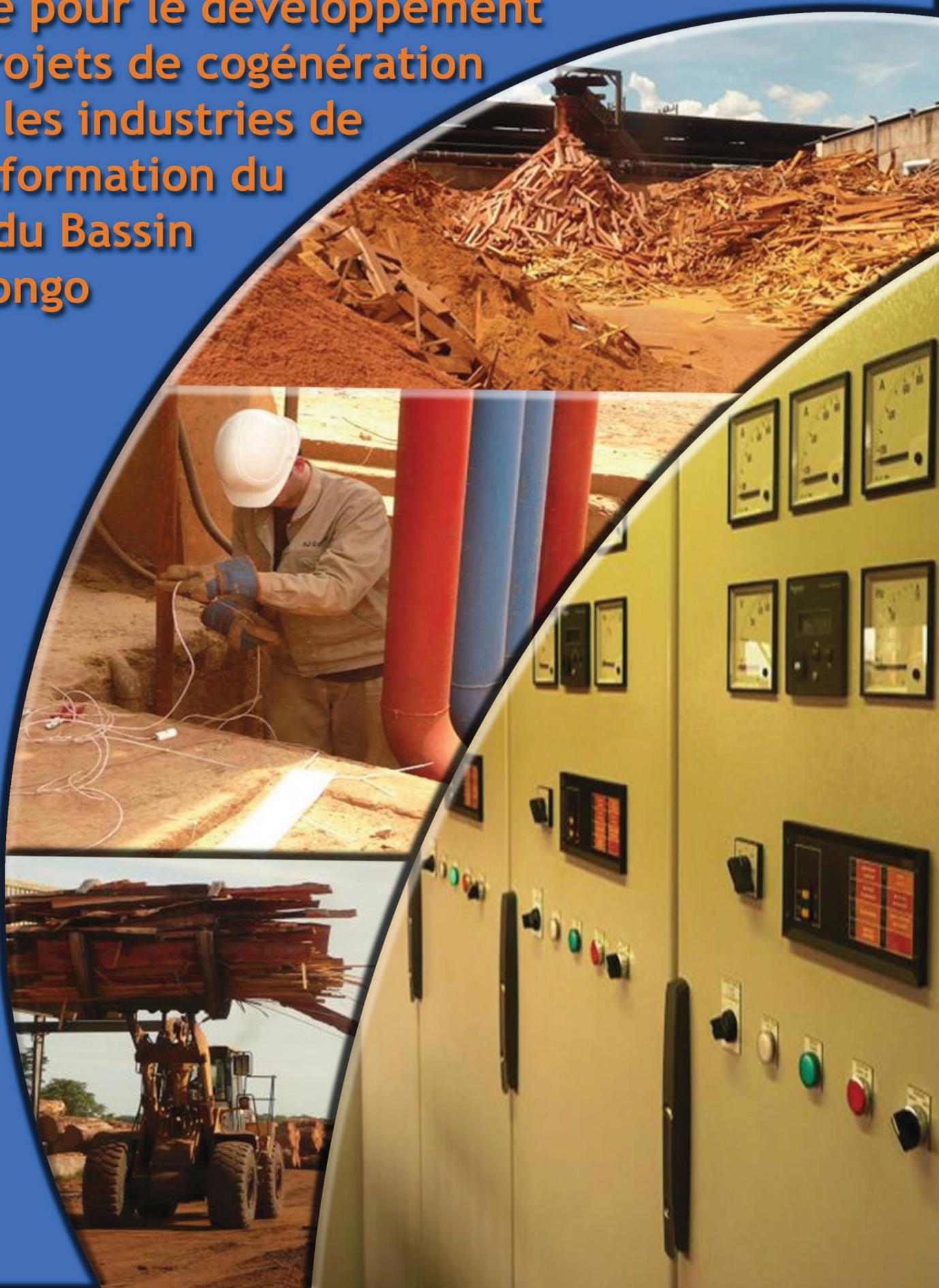
Fonds Français pour
l'Environnement Mondial

ACE Green
Asian Clean Energy Green Development Co.,Ltd.

atibt



Guide pour le développement de projets de cogénération dans les industries de transformation du bois du Bassin du Congo



INTRODUCTION

Ce guide a été élaboré en partenariat entre l'ATIBT (France), le CRA-W (Belgique) et Ace Green (Thaïlande) dans le but de soutenir les industriels de la filière bois implantés dans le bassin du Congo et leur fournir les moyens requis pour une bonne conduite de leurs projets de cogénération alimentés en résidus de bois.

TABLE DES MATIÈRES

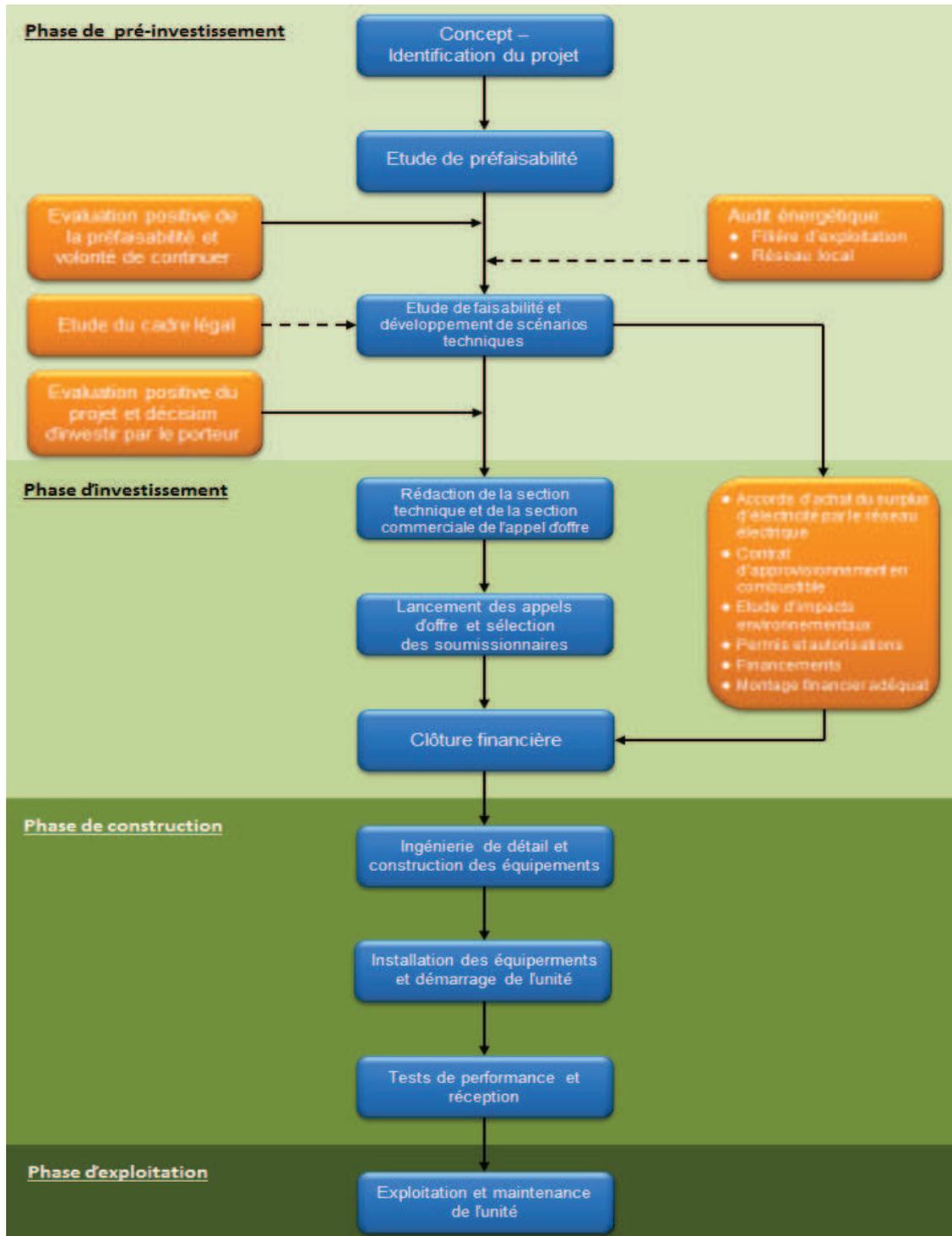
I.	Introduction	i
II.	Préface	ii
III.	L'approche	1
1.	Identification du projet	4
2.	Étude de Préfaisabilité (EPF)	4
3.	Étude de Faisabilité (EF)	5
4.	Planification de la mise en œuvre du projet	24
5.	Contrat de fourniture des équipements	25
6.	Structuration financière, juridique et contractuelle	34
7.	Négociation des dispositions contractuelles et clôture financière	37
8.	Construction et montage des équipements	39
9.	Supervision durant le montage	41
10.	Le démarrage de l'unité	43
11.	Réception	45
12.	Organisation et gestion du fonctionnement et de la maintenance	47
13.	Suivi des performances	48



L'approche

Les étapes du développement d'un projet de cogénération

Un projet de cogénération, de l'idée initiale jusqu'à l'exploitation de l'unité, peut être vu comme un cheminement comprenant quatre stades distincts: les phases de pré-investissement, d'investissement, de construction et d'exploitation.



Chaque phase est divisée en plusieurs étapes qui s'inspirent des standards de développement de projets industriels. Les étapes présentées dans ce document sont néanmoins adaptées aux nombreuses spécificités des projets de production d'énergie à partir de biomasse et au contexte particulier des scieries du Bassin du Congo.

Toutes ces tâches et les tâches sous-jacentes sont nécessaires et ont une utilité précise. Éviter une ou plusieurs de ces étapes implique de prendre le risque de définir un projet dont les caractéristiques ne seraient pas adaptées aux spécificités du site ou aux attentes du maître d'ouvrage.



I Phase de pré- investissement

La phase de pré-investissement constitue un stade d'étude. Elle comprend la période pendant laquelle un développeur tente de créer un projet adéquat, en analysant tous les paramètres qui peuvent influencer la configuration de l'unité de cogénération, tant d'un point de vue technique, qu'organisationnel et financier.

Bien que la succession d'étapes présentée dans cette section constitue une suite logique, ces étapes pourront difficilement être menées les unes à la suite des autres dans la pratique. Les résultats d'une étape vont souvent mener à une remise en question des résultats précédents et des choix faits lors d'étapes antérieures.

1. Identification du projet

Le développement d'un projet commence par son identification. Dans le cadre des scieries du Bassin du Congo, l'identification du projet se fait sur base d'une réflexion entre les contraintes opérationnelles auxquelles sont confrontés les chefs de ces entreprises (coût élevé de la production d'énergie, faible sécurité d'approvisionnement énergétique, volonté de réduire l'impact des activités sur l'environnement, etc.) et les solutions techniques dont ils ont entendu parler.

A ce stade, l'idée de projet est généralement assez vague car les responsables des

scieries ont rarement une connaissance pointue des techniques de production d'énergie à partir de biomasse. Pour cette raison, le porteur de projet va le plus souvent faire appel à un développeur (un consultant indépendant ou une équipe d'une entreprise spécialisée) pour mener les différentes tâches qui permettront de mieux définir le projet et de le convertir en un dossier bancable.

2. Étude de Préfaisabilité (EPF)

L'étude de préfaisabilité (EPF) est la première analyse à réaliser. Il s'agit d'une étude limitée dans le temps et demandant peu de moyens. Elle vise à obtenir rapidement une vision globale de la pertinence du projet qui a été identifié. Cette étude est d'ailleurs souvent appelée «étude de pertinence». L'étude de préfaisabilité doit cependant atteindre un niveau suffisant d'investigation de manière à pouvoir écarter les projets non pertinents ou ostensiblement non faisables.

Un projet de cogénération dans les scieries du Bassin du Congo, utilisant les déchets de production (chutes et sciures) et alimentant l'usine, ses annexes et éventuellement d'autres entités (village, autres industries dans le voisinage, etc.) est a priori pertinent, et ce pour deux raisons majeures.

Tout d'abord, ces scieries sont caractérisées par de faibles rendements matière, de l'ordre de 35-45%, rarement plus, en fonction de l'ampleur des lignes de récupération et des marchés correspondants. Cela signifie qu'une quantité importante de déchets est produite. D'autre part, la demande énergétique de ces sites industriels est relativement limitée (généralement de

l'ordre de 1 à 2 MWel). De ce fait, les scieries du Bassin du Congo disposent structurellement de plus de déchets que nécessaire à l'indépendance énergétique totale du site.

Ensuite, les zones rurales dans lesquelles sont généralement situées ces usines sont caractérisées par d'importants coûts d'approvisionnement en électricité, qui est soit fournie par un réseau, soit générée sur site au moyen de générateurs diesel.

Mais l'EPF ne se limite pas à la seule indication de la pertinence du projet. Différents paramètres seront étudiés avec une précision raisonnable à ce stade, pour déterminer les solutions techniques qui semblent les mieux adaptées au contexte du site. L'étude mène ainsi à la définition d'une ébauche d'avant-projet (AP) comprenant généralement plusieurs options possibles en fonction des scénarios de dimensionnement (eux-mêmes fonction des stratégies d'extension de la scierie) et des technologies adaptées. Les principaux paramètres étudiés sont les ressources en combustible, leur nature et la demande en énergie du projet. Mais l'évaluation rapide d'autres données permettront de définir un AP avec plus de précision : contraintes

logistiques ou organisationnelles, cadre légal, ressources en eau, stratégie de la société, etc. Les investigations pour l'EPF ne durent généralement que quelques jours.

L'EPF devrait également comprendre une première estimation des coûts du projet ainsi qu'une analyse financière simplifiée.

3. Étude de Faisabilité (EF)

Dans la mesure où l'EPF a prouvé la pertinence du projet, des moyens plus importants peuvent être déployés pour une évaluation plus précise des paramètres qui vont influencer la faisabilité du projet et le choix de l'option la plus intéressante. L'EF a la même structure générale que l'étude de pré-faisabilité: chaque paramètre analysé dans l'EPF va être revu en détail, mais d'autres facteurs vont venir compléter cette étude.

L'EF est une étape cruciale qui vise avant tout à estimer la viabilité du projet et à définir la meilleure configuration. Les différents paramètres qui auront été étudiés en détail vont servir à définir les contours techniques et financiers les plus adéquats pour le projet, sous la forme d'un avant-projet plus précis (appelé ingénierie conceptuelle).

L'EF exigera une ou plusieurs visites du consultant sur le site et sa durée sera de plusieurs mois.

L'étude de faisabilité peut être considérée comme une analyse en 3 étapes:

- 1) étude des caractéristiques et des contraintes du projet;
- 2) définition des différentes configurations possibles de l'avant-projet;
- 3) évaluation des performances des différents scénarios envisagés.

Les deux premières étapes correspondent principalement à une analyse technique

Le porteur du projet va réévaluer son intérêt pour la cogénération à la lumière des conclusions de l'EPF. Si son évaluation est positive et si le porteur maintient son intérêt et sa volonté d'investir dans le projet, alors une étude de faisabilité complète peut être lancée.

L'étude de faisabilité est élaborée pour évaluer les deux pans complémentaires d'un projet de cogénération : sa faisabilité technique et sa viabilité économique. La phase technique fournit une liste exhaustive des ressources existantes et futures permettant de connaître les besoins de l'installation et leur évolution dans le temps. Différents procédés de transformation énergétique sont alors compatibles avec le cahier des charges du client. C'est l'analyse financière permet de finaliser le choix de la solution. Cette méthode fournit toujours une stratégie pertinente pour une bonne conduite de projet.

bien qu'une étude du cadre légal soit également nécessaire.

La troisième étape est basée sur les deux précédentes et correspond à l'évaluation financière et commerciale du projet, comprenant également une analyse de sensibilité de l'attractivité du projet face aux variations de certains paramètres clés, ainsi que les différents impacts sur l'environnement.

L'EF doit être menée par une équipe indépendante (bureau d'étude). Les études réalisées par des équipementiers ne doivent en aucun cas être considérées comme des analyses impartiales.

3.1 Caractéristiques et contraintes du projet

Les principales caractéristiques du projet Sont : la demande en énergie du site et son comportement, la disponibilité en déchets de bois et leurs caractéristiques, la configuration du site industriel et l'analyse du cadre légal.

Au-delà des aspects techniques, les contraintes du projet peuvent être légales, opérationnelles, organisationnelles ou humaines. Ces différentes contraintes peuvent influencer la configuration de l'unité de cogénération.

3.1.1 Évaluation de la demande en énergie (électricité et chaleur)

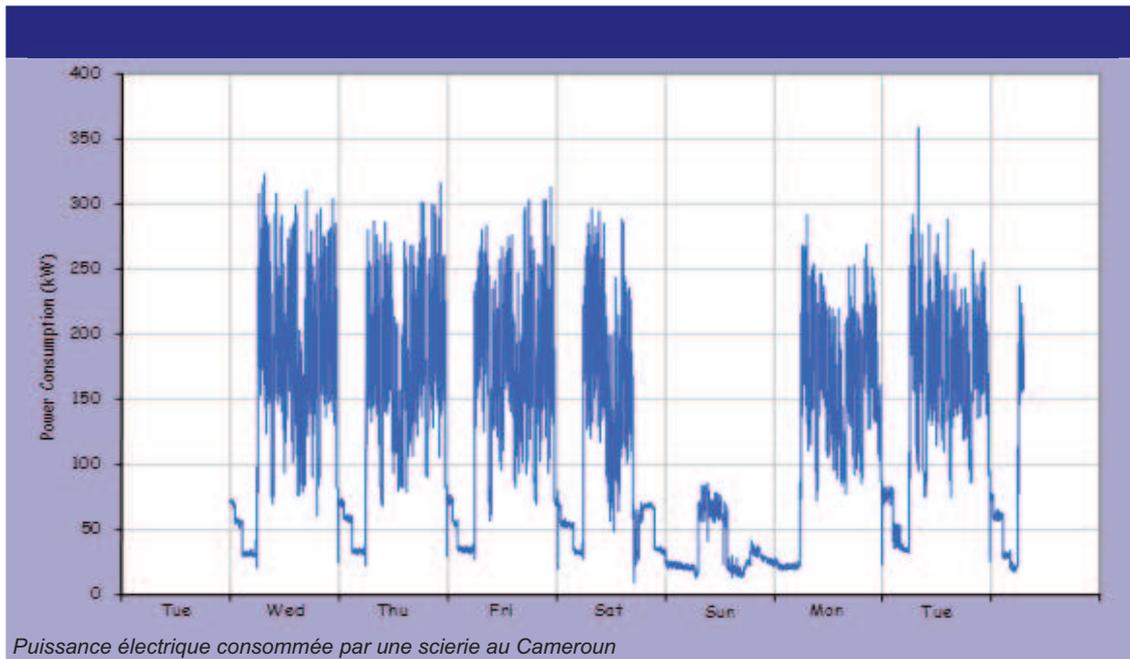
L'analyse de la demande en énergie est le point crucial pour évaluer la faisabilité de la mise en œuvre d'une unité de cogénération dans les scieries du Bassin du Congo. Comparées à d'autres secteurs industriels, les industries du bois sont en effet caractérisées par d'importantes et rapides variations de la demande en électricité causées par l'utilisation

discontinue des outils. De plus, la majorité des scieries du Bassin du Congo fonctionnent actuellement en 2 équipes, 5 à 6 jours par semaine, ce qui accentue l'amplitude entre la demande énergétique maximale lors du fonctionnement de l'usine et la demande minimale durant la nuit et les week-ends.



Les scieries sont généralement pourvues de cellules de séchage alimentées avec de l'eau chaude (plus rarement avec de la vapeur). Différents outils des usines de contreplaqués nécessitent de la vapeur. En complément du profil de la puissance électrique appelée, le profil de la demande

en chaleur (eau chaude et/ ou vapeur) devra également être analysé, ainsi que l'interaction entre la demande en chaleur et en électricité. Une demande de froid (production d'eau glacée ou de glace, climatisation) est également envisageable.



La grande variabilité de la demande en énergie pour des sites non desservis par un réseau électrique peut constituer une contrainte majeure qui n'est pas pour autant insurmontable, car différentes solutions alternatives existent.

Les choix techniques vont être basés sur de nombreux paramètres mais principalement sur le profil précis de la demande en énergie. Une mesure précise de la demande en énergie du système conduira finalement à une meilleure mise en œuvre de la cogénération. Pour cette raison, il est recommandé de réaliser un audit énergétique complet du site étudié. Cet audit est généralement confié à un prestataire externe de services, spécialisé dans ce type d'analyse.

L'auditeur analysera d'abord les caractéristiques des différents vecteurs énergétiques (électricité, chaleur) ainsi que les moyens actuels de production et de distribution sur le site.

L'auditeur mesurera la puissance électrique et thermique appelée par le site et le comportement de ces courbes sur une période représentative. Il estimera également le changement de comportement de la demande suite à l'installation d'équipements supplémentaires. La

modélisation de la courbe de charge en intégrant les projections de la demande future implique que l'entreprise DOIT avoir au moment de la réalisation de l'audit une vision claire de la future configuration de son site d'exploitation. Une réflexion sur le développement général du site industriel doit être menée préalablement.

Les profils de charge seront dessinés pour un jour, une semaine, voire un mois entier, jugés représentatifs du fonctionnement de l'usine (dans ses phases de fonctionnement et d'arrêt). Les industries de transformation du bois ne sont pas réellement soumises à une saisonnalité de l'activité.

Le tracé précis de la demande en électricité et celui de la demande en chaleur seront utilisés pour estimer le ratio électricité/chaleur et ses variations journalières. Les valeurs maximales et minimales du ratio sont enregistrées pour déterminer le type de cogénération le plus approprié.

Au-delà de ces mesures, l'auditeur peut également proposer à la Direction de l'usine différentes stratégies visant à rationaliser la consommation énergétique et réduire ainsi la capacité requise pour une unité de cogénération (gestion du cos, démarreur électronique, etc.).

Évaluation des clients externes de services énergétiques

Si l'on considère les problèmes d'approvisionnement énergétique auxquels sont confrontées les entreprises de transformation du bois dans le Bassin du Congo (tant en termes de fiabilité que de coûts), l'énergie produite sur site par une unité de cogénération, que ce soit sous forme d'électricité, d'eau chaude ou de vapeur, sera utilisée avant tout pour alimenter le site industriel. Toutefois, avec des rendements matière généralement de l'ordre de 35-45%, les scieries produisent structurellement plus de déchets que nécessaire pour couvrir leur besoins énergétiques. Ces industries ont par conséquent la capacité de produire un surplus d'énergie qui peut être commercialisé. La situation est moins évidente pour les industries de contreplaqués qui ont de meilleurs rendements matière et des besoins en énergie plus importants (électricité et vapeur).

La commercialisation d'un surplus d'énergie implique qu'il existe un ou des clients de service énergétique dans le voisinage du site. Ces clients doivent avoir la capacité d'utiliser le surplus d'énergie produite d'une manière techniquement compatible

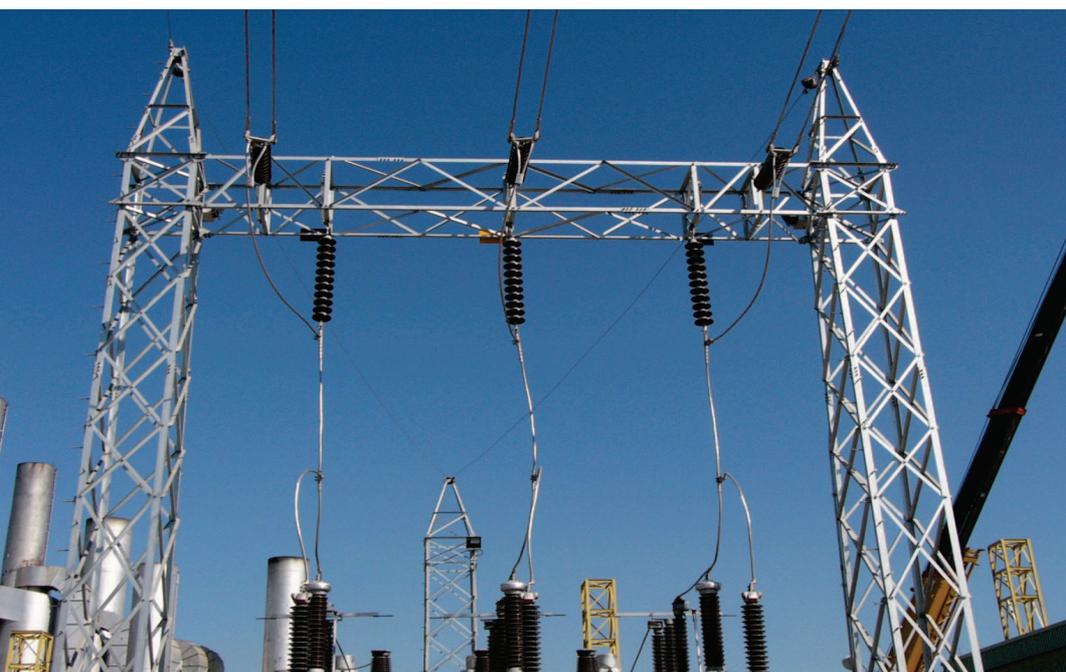
avec l'unité de cogénération, mais aussi de manière commercialement avantageuse.

Dans le cas des industries de transformation du bois dans le Bassin du Congo, ces clients potentiels sont généralement le réseau électrique national (ou, à défaut, un réseau régional), des clients captifs, c'est-à-dire hors-réseau, une industrie voisine, ou une ville/un village aux abords de l'usine.

Idéalement, l'audit énergétique réalisé sur le site industriel devrait être étendu aux clients externes qui auront été préalablement identifiés. Au-delà de l'estimation de la demande en énergie, il sera nécessaire d'évaluer pour chaque client potentiel les conditions techniques, financières, juridiques et organisationnelles d'une commercialisation de services énergétiques, ainsi que la fiabilité de tous ces éléments.

Bien que la revente d'électricité au réseau électrique ou à un client captif soit autorisée par la loi, les modalités juridiques (procédures d'autorisation, etc.), techniques (standards, etc.) et commerciales (tarifs, modèles de contrats, durée de l'accord, etc.) ne sont que très

peu – voire pas du tout – encadrées par la législation des pays du Bassin du Congo. En fonction des stratégies de dimensionnement qui auront été retenues, les tarifs de revente d'électricité peuvent avoir une influence non négligeable sur les performances financières du projet.



3.1.2 Analyse des ressources en déchets de bois

Cette étape consiste à estimer avec la plus grande précision possible la quantité de chaque type de déchets de bois produits par l'entreprise, sur une période suffisamment longue. La connaissance de la proportion de chaque type de biomasse (déchets massifs, sciures, copeaux, etc.; bois frais, AD ou KD) dans le mélange qui constituera le combustible est en effet importante pour guider certains choix techniques.

Tous les déchets produits ne sont pas toujours disponibles. Les différents usages actuels, futurs et potentiels de la biomasse devront être analysés afin de déterminer une quantité raisonnablement disponible. Certains déchets des scieries sont en effet traditionnellement utilisés en interne pour le colisage, la construction/réfection des infrastructures du site (ponts, cases, palissades, etc.), la fabrication de meubles, ou sont donnés à la population locale en tant que bois d'œuvre, en tant que combustible ou encore pour la production de charbon de bois.

La logistique de mobilisation du combustible doit également être étudiée, bien que dans le cas des scieries, il provient le plus souvent des lignes de production

et que les résidus d'exploitation étant abandonnés sur les chantiers.

Il est recommandé de procéder à une analyse du combustible dans un laboratoire fiable afin d'en évaluer les propriétés physicochimiques. Un compromis devra être trouvé dans l'intensité de l'échantillonnage, entre une grande précision des données et un coût raisonnable pour un projet d'1 à 2 MWel.

Une mesure des qualités physicochimiques (humidité, taux de cendres, matières volatiles, pouvoir calorifique) ainsi qu'une analyse élémentaire (CHNOS) devront au minimum être réalisées. Mais des mesures complémentaires peuvent s'avérer très utiles comme par exemple la température de fusion des cendres. L'étude de paramètres complémentaires peut s'avérer nécessaire pour les déchets de contreplaqués ou de bois traités, dont les colles et additifs peuvent causer la présence de composés dangereux dans les cendres et les émissions atmosphériques.

A titre d'exemple, le tableau ci-dessous donne les résultats de l'analyse des déchets de bois d'une scierie au Cameroun.

	Unité	Sciures	Délinures	Chutes éboutage
Humidité	% massique (sur brut)	10,48 à 33,11	31,40 à 53,23	32,86 à 44,03
Cendres	% massique (sur brut)	1,40	0,15 à 3,35	0,10 à 2,96
PCI	MJ/kg (sur brut)	12,54	7,40 à 12,46	9,73 à 12,34
PCS	MJ/kg (sur sec)	19,93	20,44	20,79
Carbone	% massique (sur sec)	50,60	50,60	52,20
Hydrogène	% massique (sur sec)	5,86	5,98	5,83
Oxygène	% massique (sur sec)	41,90	42,10	40,40
Azote	% massique (sur sec)	0,23	0,6	0,23
Soufre	% massique (sur sec)	0,01	0,06	0,03
Cendres	% massique (sur sec)	1,40	1,00	1,30

3.1.3 Site d'implantation

Les choix technologiques pourront également se baser sur une série de caractéristiques du site d'implantation. Les éléments les plus importants sont les ressources en eau et les caractéristiques géographiques, topologiques et géologiques.

Si les gazogènes ont des besoins en eau négligeables, une quantité d'eau relativement importante sera nécessaire au



fonctionnement des unités de cogénération basées sur un cycle de vapeur. Une consommation de l'ordre de 20 à 40 m³/h peut être nécessaire.

Un compromis doit être trouvé dans la conduite des études techniques qui visent à caractériser le site d'implantation. Une analyse de la qualité de l'eau, une étude d'adduction d'eau (test de forage) et une étude géotechnique vont fortement améliorer la compréhension de la situation et permettre de définir plus précisément l'AP. Cependant, le coût relatif de ces études est inversement proportionnel à la taille des unités de cogénération qui, en scieries, est souvent limitée à 1 ou 2 MWel. L'EF ayant pour but premier de confirmer ou d'infirmier l'attractivité du projet, il est conseillé de ne mener les analyses les plus lourdes que lors de la rédaction du cahier des charges. A ce stade, le porteur aura confirmé sa volonté d'investir dans le projet et les coûts de ces études n'auront pas été consentis inutilement. Cette stratégie devra être reconsidérée si le site pressenti pour l'installation de la cogénération présente un risque manifeste (zone marécageuse, inondable, etc.).

En fonction du type de contrat choisi pour la fourniture de l'unité de cogénération (voir section 5.1), la responsabilité de la connaissance et de la maîtrise des caractéristiques géotechniques, des conditions climatiques, des conditions d'accès et des ressources en eau sera portée par la scierie ou par les fournisseurs d'équipements.

3.1.4 Technologies disponibles adaptées au projet

En fonction des caractéristiques de la demande en électricité et en chaleur (vapeur, eau chaude, etc.), les technologies suivantes sont généralement adaptées pour une unité de cogénération

alimentée avec des déchets de bois, dans une scierie : les systèmes à cycle de vapeur (turbine ou moteur), les systèmes ORC (Cycle Rankine Organique) et les gazogènes.

Système de cogénération à cycle de vapeur

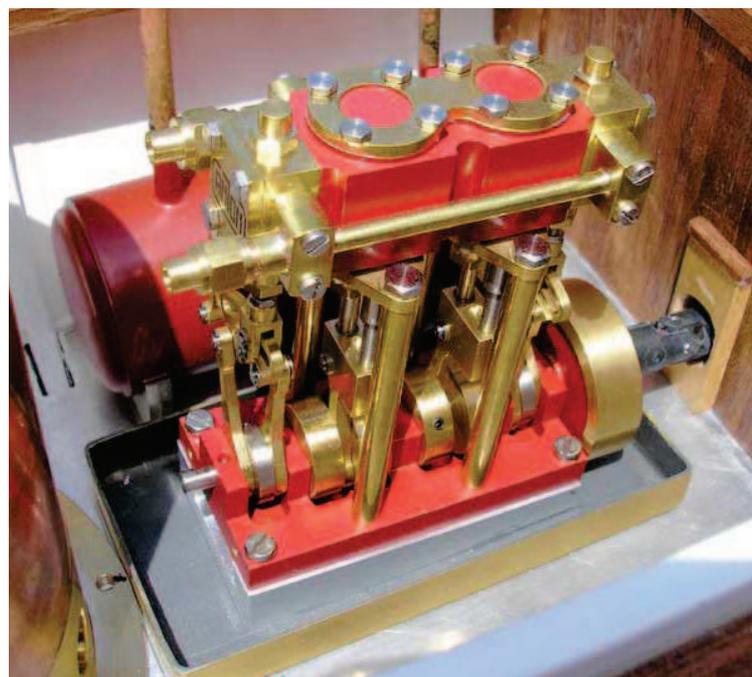
Ce système représente la technologie la plus facilement disponible pour des capacités de 0,5 à 50 MW_{el} (avec une turbine à vapeur) ou de 20 à 1500 kW_{el} (avec un moteur à vapeur), pour des applications de cogénération alimentées en bois. Ces technologies sont largement répandues et ont démontré une très bonne fiabilité.

Un système typique à cycle vapeur se compose de trois principaux éléments : une chaudière, une turbine ou un moteur à vapeur, et un alternateur. L'eau est chauffée dans la chaudière où elle se transforme en vapeur et est portée à haute pression (HP). La vapeur HP actionne la turbine ou le moteur, entraînant l'alternateur qui produit de l'électricité.

Les applications thermiques sont réalisées en utilisant de la vapeur. La vapeur process peut être produite à partir de vapeur basse pression (BP) à l'échappement de la turbine ou soutirée au niveau de la turbine, et / ou à partir de vapeur HP extraite directement au niveau de la chaudière. Contrairement aux usines de placages, les scieries ne nécessitent pas directement de vapeur, cette dernière sera entièrement utilisée dans des échangeurs qui produiront de l'eau chaude pour les séchoirs.

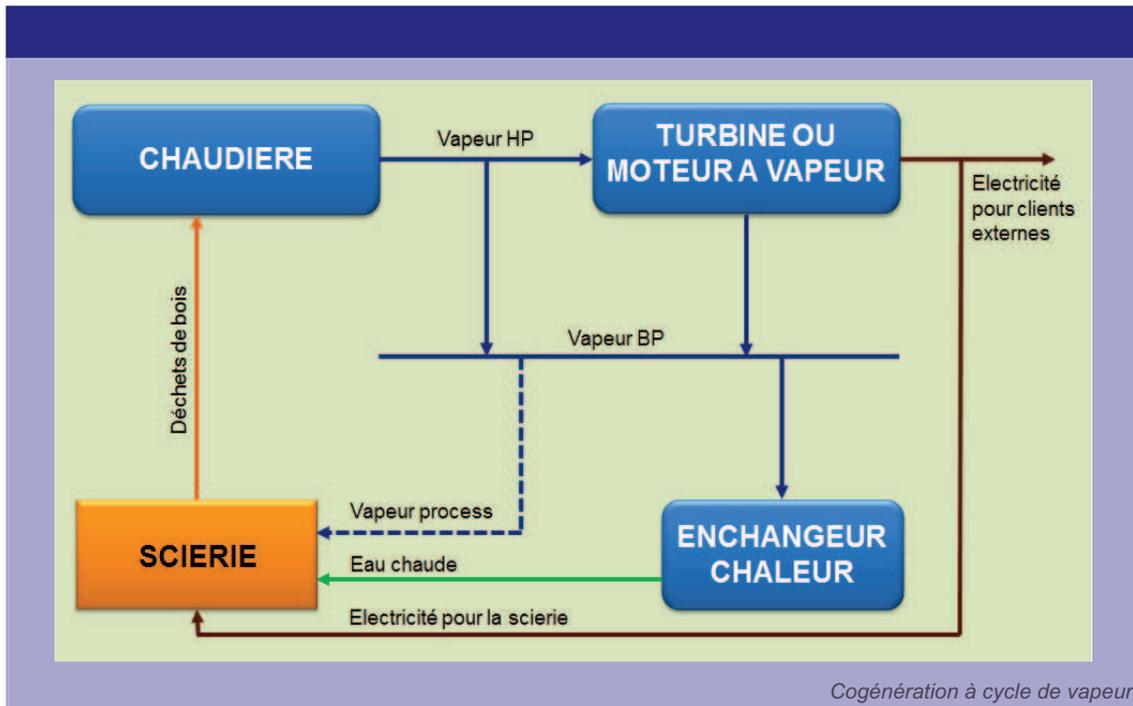
Il est possible d'utiliser différents types de chaudières pour la combustion de déchets de bois et la production de vapeur. Toutefois, deux types de chaudières sont fréquemment utilisés pour la cogénération en scieries. Il s'agit des chaudières à grille, et à lit fluidisé.

Les grilles fixes peuvent être refroidies par air ou par eau. Elles sont utilisées le plus couramment pour des capacités inférieures à 6 MW_{th}. L'inclinaison de la grille doit être ajustée chaque fois selon



les caractéristiques du combustible utilisé. Dès lors, ce type de grille souffre d'un manque de flexibilité pour des combustibles aux caractéristiques changeantes. Les rendements des chaudières à grille fixe sont généralement faibles, d'environ 65-75%.

Les grilles mobiles (ou grilles circulantes) sont couramment utilisées pour des capacités inférieures à 20 MW_{th}. Avec ces technologies, le lit de combustible est mélangé mécaniquement. Cela leur confère une plus grande souplesse par rapport aux grilles fixes. Les grilles mobiles inclinées sont considérées comme la meilleure solution pour minimiser les risques de fusion des cendres et de création de mâchefers. Les combustibles de granulométrie hétérogène (par exemple un mélange de sciure et de plaquettes) exigeront une grille mobile. L'efficacité énergétique des chaudières à grille mobile peut atteindre 85%.



Les grilles vibrantes refroidies par eau, une variante des grilles mobiles, permettent une large flexibilité dans l'utilisation des combustibles. La fréquence et l'amplitude de vibration peuvent être optimisées pour chaque type de combustible. Cette technologie est habituellement utilisée pour des chaudières de capacités inférieures à 20 MWth. Pour les plus grandes capacités, un disperseur est utilisé pour l'injection de combustible, permettant aux particules fines de brûler en suspension. Des vibrateurs créent un mouvement de la grille qui permet le transport du combustible et des cendres de la partie supérieure vers la partie inférieure où se trouve le bac à cendres. L'alimentation en combustible peut se faire mécaniquement par des vis sans fin disposées au-dessus de la grille. L'air primaire de combustion est injecté au travers de la grille via de petits orifices. La vibration de la grille empêche la formation de mâchefer. Pour cette raison, cette technologie est particulièrement utilisée pour les combustibles ayant tendance à la formation de mâchefer (comme

certains déchets de bois par exemple). Les chaudières à grille vibrante peuvent être conçues pour la combustion d'un mélange de sciures et de plaquettes dans n'importe quelles proportions; elles sont par conséquent bien adaptées aux projets dans les scieries du Bassin du Congo.

Parmi les chaudières à lit fluidisé, on distingue les chaudières à lit fluidisé bouillonnant (BFB) et les chaudières à lit fluidisé circulant (CFB). En raison des coûts d'investissement élevés, ces chaudières ne sont intéressantes que pour les unités > 20 MWth (pour les BFB) ou > 30 MWth (pour les CFB). Ces équipements ne sont donc pas recommandés pour les projets des industries du bois du Bassin du Congo.

La conversion de l'énergie cinétique de la vapeur en force motrice peut se faire au moyen d'une turbine ou d'un moteur à vapeur. On distingue les turbines à contre-pression et les turbines à condensation (avec ou sans soutirage).

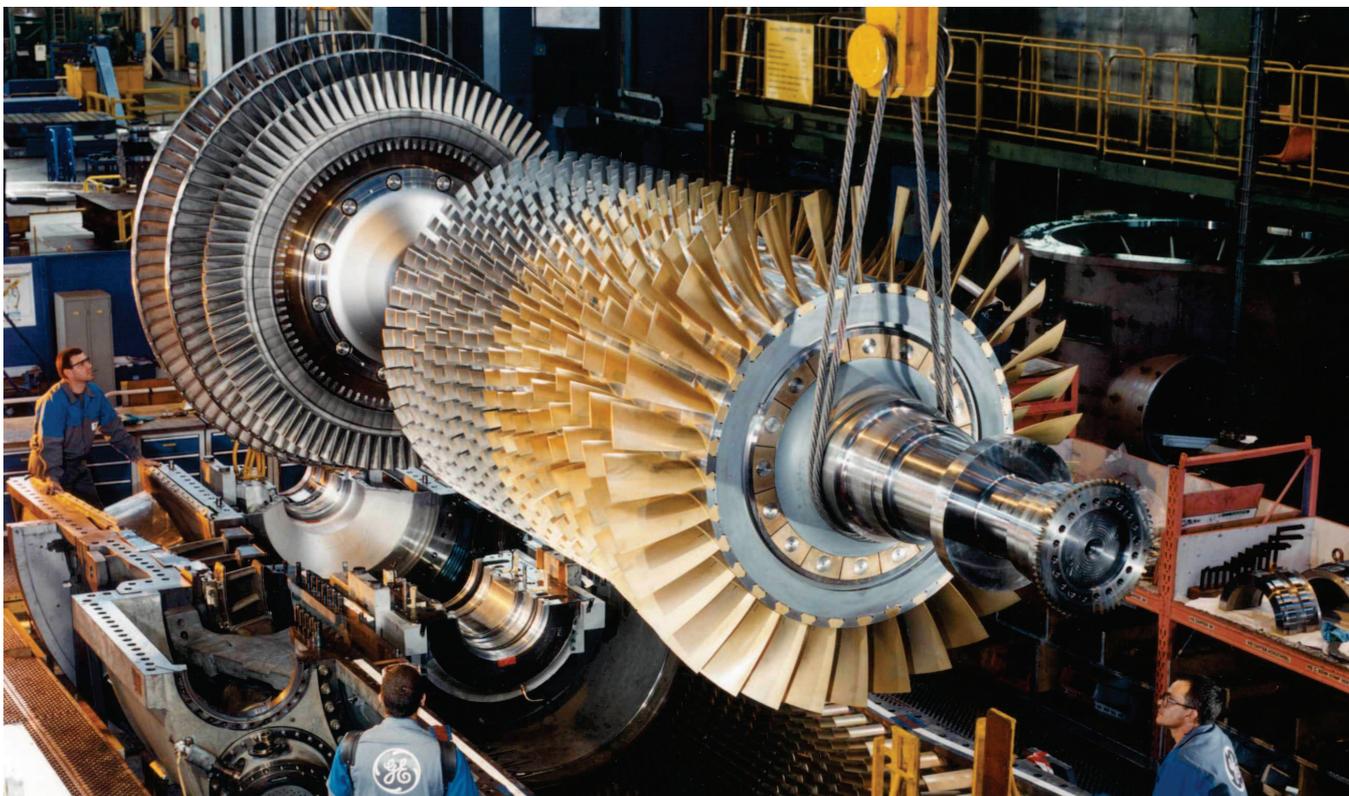
Les équipements à contre-pression sont considérés comme un système de cogénération pure et simple dans le sens où l'entièreté du flux de vapeur détendue dans la turbine (pour produire de l'électricité) est utilisé pour les applications thermiques. En conséquence, la production d'électricité dépendra beaucoup de la consommation en chaleur (eau chaude). La diminution de la production d'électricité conduira à la diminution de la production de chaleur de la cogénération.

Les systèmes à condensation avec soutirage offrent une grande souplesse de fonctionnement face à la variation de la demande de chaleur. De la vapeur à basse pression est extraite de la turbine; la production d'électricité variera avec le changement de la consommation de vapeur. Mais, la variation est en sens inverse par rapport au système à contre-pression. La diminution de la consommation de vapeur process peut entraîner une augmentation de la production d'électricité. Cependant, les turbines à condensation avec soutirage sont généralement plus chères.

Comme pour les turbines, le fonctionnement des moteurs à vapeur est basé sur le cycle de vapeur de Rankine. Dans ce cas, l'expansion de la vapeur a lieu dans un moteur et non plus dans une turbine.

Le rendement électrique des unités de cogénération avec turbine à vapeur varie de 7% à 40%. Leur rendement global (électricité + chaleur utile) dépendra de la configuration du système et pourra atteindre 92%. Le rapport chaleur / électricité d'une cogénération avec turbine peut varier de 1 à 14. Bien qu'un débit minimum de vapeur de 10% de la capacité nominale soit nécessaire pour maintenir l'exploitation de turbines, elles ne peuvent fonctionner de manière fiable qu'à des régimes de 50% à 100%. Cependant, le rendement des turbines fonctionnant à charge partielle est généralement faible.

Le rendement électrique des unités de cogénération avec moteur à vapeur varie théoriquement entre 5% et 25%, mais un rendement électrique de moins de 10% est généralement observé. Leur rendement





global peut atteindre 75-85%. Le rapport chaleur / électricité d'une cogénération avec moteur à vapeur se situe entre 2 et 15. Le principal avantage du moteur à vapeur est sa meilleure réaction aux fluctuations de la charge, comparativement aux turbines. D'un autre côté, les moteurs à vapeur ont une moindre fiabilité et des coûts de maintenance plus élevés que les turbines. Les moteurs à vapeur peuvent fonctionner à un régime de 10-20% avec un rendement supérieur à celui des turbines. Les moteurs peuvent atteindre 90% du rendement maximum à un régime de 50% à 100% de la puissance nominale.

Les systèmes de cogénération avec cycle vapeur ont une faible capacité de réponse face aux variations de charge. Afin de répondre aux charges variables, le système doit réagir assez rapidement pour changer de régime sans variation du voltage ou de la fréquence du réseau. Cela implique que la vapeur soit délivrée à la turbine / au moteur par le biais d'un système de régulation avancé. Les générateurs diesel sont généralement plus rapides à réagir aux fluctuations de charge parce que le contrôle s'effectue uniquement au niveau de l'alimentation du moteur en carburant. Dans un système à cycle vapeur, un contrôle est nécessaire au niveau de la chaudière mais aussi au niveau de

la turbine. Le contrôle de la chaudière peut être manuel ou automatique ; il concerne l'alimentation en biomasse, l'air de combustion, de l'eau d'alimentation, etc. Le contrôle de la chaudière ne réagit pas de façon immédiate, ce qui rend les systèmes avec turbine à vapeur dans leur ensemble peu aptes à répondre rapidement à des variations de charge. Pour cette raison, il est souvent recommandé de faire fonctionner les systèmes avec turbine à vapeur en régime constant.

Cela peut être facilement réalisable lorsque la centrale de cogénération est connectée au réseau, dans la mesure où les fluctuations de la demande de pointe peuvent être fournies par le réseau, tandis que la turbine fonctionne à charge constante. De plus, l'énergie électrique produite en excès par la centrale de cogénération peut à tout moment être cédée au réseau. Pour les projets hors réseau, cela peut également être réalisé par l'utilisation de générateur(s) diesel qui fournissent la charge de pointe alors que la turbine fournit la demande de base.

Une autre option consiste à maintenir le fonctionnement de la chaudière à un niveau de production de vapeur relativement constant tandis que les variations de la demande au niveau de la turbine sont régulées par un système de by-pass vers le condenseur. Avec cette option, le système aura un rendement sensiblement inférieur à celui qui serait obtenu si la turbine fonctionnait de manière stable pour satisfaire la demande de base.

Les systèmes utilisant un cycle de vapeur présentent une grande fiabilité (qui peut atteindre 95%), une grande disponibilité (90-95%) et une durée de vie technique (> 200.000 heures de fonctionnement). Mais le temps de mise en œuvre est assez long, généralement de 12 à 18 mois pour les petites et moyennes unités, et jusqu'à trois ans pour les grandes centrales.



Cette technologie est considérée comme une alternative aux cycles de vapeur conventionnels avec une turbine, mais utilisant cette fois un fluide organique (huile organique) comme fluide de travail en lieu et place de l'eau. Les turbogénérateurs ORC permettent la production d'électricité avec de bons rendements dans des unités de cogénération de faible capacité et avec des applications thermiques à basse température (eau chaude).

Différents constructeurs proposent des systèmes de cogénération ORC. Les capacités électriques sont typiquement comprises dans la gamme de 0,4 à 2 MW, avec un rapport chaleur / électricité généralement autour de 5. Leur rendement

électrique varie entre 10% et 20%, mais l'efficacité globale de cogénération peut atteindre 90%.

Les turbogénérateurs ORC offrent de bons rendements à bas régime, ce qui est important pour la flexibilité d'exploitation en cogénération. Ils peuvent fonctionner avec une charge réduite jusqu'à 10% de la capacité nominale, tout en gardant un rendement électrique élevé. Cependant, tout comme les unités avec turbine ou moteur à vapeur, les systèmes ORC ne peuvent pas répondre à une fluctuation rapide de charge de cogénération, en raison de la lenteur de réaction de la chaudière à biomasse.

Un des inconvénients des systèmes ORC est leur coût d'investissement élevé comparé aux autres technologies de cogénération, surtout pour les unités de faible capacité (< 2 MWel). Selon Turboden s.r.l., un fournisseur italien, les coûts spécifiques d'investissement varient entre 2.700 à

3.000 USD/kW_{el} pour les systèmes de 1-2 MWel. Selon cette société, les coûts plus élevés d'investissement sont censés être contrebalancés par des coûts plus faibles d'exploitation et de maintenance.

Les gazogènes

Les gazogènes pourraient être une alternative compétitive face aux systèmes avec moteur/turbine à vapeur et les ORC. Les unités de cogénération avec gazogène sont constituées d'un réacteur (le gazogène) et d'un moteur à combustion interne couplé à un alternateur. Les plaquettes de bois sont gazéifiées dans le(s) gazogène(s) où elles sont transformées en un gaz combustible. Ce gaz doit être refroidi et nettoyé de manière à enlever le goudron et les particules avant d'être utilisé dans le moteur à combustion interne.

De la chaleur à haute température peut être récupérée des gaz d'échappement du moteur et être valorisée pour la production de vapeur ou d'eau chaude. De la chaleur à basse température peut également être récupérée au niveau du système de refroidissement du moteur et être utilisée dans des échangeurs pour la production d'eau chaude.

Les unités de cogénération par gazéification ont typiquement des capacités allant de 1 kW_{el} jusqu'à 15 MW_{el}, avec un rendement

électrique de 25 à 45% et un rendement global de 65 à 85%. Normalement, le rendement à charge partielle d'un moteur à combustion interne est supérieur à celui des systèmes de cogénération à turbine vapeur. Par exemple, à un régime de 40% de la puissance nominale, un moteur à combustion interne peut présenter un rendement de 90% du régime à pleine charge. Avec cette technologie, il est possible d'obtenir de meilleurs rendements pour des coûts d'investissement plus faibles, comparés aux cycles vapeur, pour les unités de petite taille (0,5 – 2 MW_{el}) et en particulier pour les capacités inférieures à 1 MW_{el}. Cependant, les opérations d'exploitation et de maintenance seront probablement plus difficiles que celles des systèmes de turbine à vapeur. Le rapport chaleur / électricité typique des gazogènes varie entre 0,6 et 2,0, ce qui peut impliquer l'installation de générateurs additionnels de vapeur ou d'eau chaude alimentés de manière distincte, si le rapport chaleur / électricité de la scierie est plus élevé.

La fiabilité et la disponibilité des gazogènes sont élevées ($> 90\%$), mais leur durée de vie technique est beaucoup plus courte que celle des systèmes de cogénération avec turbine à vapeur (les moteurs à gaz de synthèse ont une durée de vie typique de moins de 60.000 heures de fonctionnement).

Les gazogènes à co-courant sont disponibles pour des unités de cogénération de 500 kWel ou moins. Pour des capacités supérieures (1-5 MWel), on peut choisir entre des gazogènes à lit fixe à contrecourant ou à lit fluidisé. Toutefois, à cette échelle, les considérations financières favorisent le choix des unités à lit fixe à co-courant. Pour des capacités supérieures à 5 MWel, les gazogènes à lit fluidisé s'avèrent plus appropriés.

Pour des unités de cogénération de faible puissance (< 1 MWel), il est préférable d'utiliser un moteur dual-fuel à allumage par compression, fonctionnant avec 10-30% diesel, bien que les moteurs à

allumage par étincelle présentent l'avantage de fonctionner sans diesel supplémentaire. Pour des capacités plus grandes, il est possible d'utiliser des moteurs de type marin fonctionnant en mode dual-fuel ou des moteurs à gaz modifiés à allumage par étincelle.

Les moteurs à gaz de gazogène peuvent fonctionner à un régime de 30% tout en gardant des rendements relativement élevés, généralement de 15 à 20% du rendement à pleine charge. Les moteurs à gaz répondent mieux aux variations de charge que les turbines à vapeur, les moteurs à vapeur ou les turbogénérateurs ORC. Toutefois, en raison de la faible réponse du gazogène à biomasse aux fluctuations de charge, des mesures techniques supplémentaires telles qu'un stockage du gaz l'utilisation d'un moteur dual-fuel et/ou l'utilisation d'une chaudière à récupération de chaleur alimentée de manière distincte, seront nécessaires pour répondre promptement à ces variations.



Principaux avantages et inconvénients des systèmes de cogénération

Avantages	Inconvénients
Turbine à vapeur	
<ul style="list-style-type: none"> ◆ Technologie mature et éprouvée ◆ Disponible dans une large gamme de puissance ◆ Des pressions et des températures élevées peuvent être utilisées pour les grandes installations, permettant des rendements élevés ◆ Grande flexibilité dans l'utilisation du combustible ◆ Important rapport chaleur / électricité (jusqu'à 14) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Faibles rendements électriques, surtout pour les turbines à contre-pression ◆ Réaction lente de la turbine à vapeur et de la chaudière aux variations de charge ◆ Faibles rendements en régime partiel ◆ De la vapeur surchauffée et à haute pression est nécessaire pour le fonctionnement la turbine
Moteur à Vapeur	
<ul style="list-style-type: none"> ◆ Technologie éprouvée et adaptée pour les faibles gammes de puissance (<1 MWel) ◆ Bonne réponse aux variations de charge ◆ De la vapeur saturée peut être utilisée ◆ Rendements presque indépendants de la charge partielle ◆ Important rapport chaleur / électricité (jusqu'à 15) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Faibles rendements électriques ◆ Coûts d'investissement élevés pour les grandes unités par rapport aux turbines ◆ Coûts élevés de maintenance ◆ Fortes vibrations et production de bruit, surtout pour les gros moteurs
Système ORC	
<ul style="list-style-type: none"> ◆ Bon comportement au démarrage et en régime partiel ◆ Pas de problème de corrosion car utilisation d'un fluide organique non-corrosif ◆ Pas de problèmes d'érosion des aubes de la turbine car utilisation de vapeur sèche ◆ Faible niveau de bruit 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Faibles rendements électriques ◆ Technologie relativement nouvelle pour les scieries ◆ Rapport chaleur / électricité moyen (< 5) ◆ Coûts d'investissement plus élevés que pour les unités à cycle de vapeur, surtout pour les grandes capacités
Gazogène	
<ul style="list-style-type: none"> ◆ Technologie éprouvée pour des faibles gammes de puissance (< 1,2 MWel) ◆ Rendements électriques importants sur une large gamme de régimes ◆ Possibilité de fonctionner en dual-fuel ◆ Coûts spécifiques d'investissement relativement faibles 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Faible rapport chaleur / électricité (< 2,5) ◆ Coûts élevés de maintenance ◆ Niveaux élevés de bruit à basse fréquence

3.1.5 Le cadre légal

L'étude du cadre légal national doit comprendre une analyse des différents permis, licences et autorisations nécessaires, ainsi que les textes de loi pouvant notamment concerner:

- le financement (tarifs douaniers, aides à certaines technologies basées sur l'énergie renouvelable, code/charte des investissements, etc.),
- l'acheminement, le transport (transports exceptionnels, etc.) et la construction (code du travail, utilisation de main-d'œuvre étrangère, etc.),
- l'exploitation de l'unité de cogénération (législation environnementale, nuisances sonores, etc.).

3.2 Le Projet (ingénierie conceptuelle)

L'Avant-Projet (AP) est un descriptif technique prévisionnel du projet. Il comprend généralement plusieurs options se basant sur la/ les technologie(s) sélectionnée(s), les scénarios de dimensionnement et les différentes contraintes (légal, site, etc.). Les choix de l'AP sont également basés sur les décisions stratégiques et organisationnelles du client.

L'AP comprend pour chaque option : un pré-dimensionnement, un bilan énergétique, un bilan matière ainsi qu'une description des principaux paramètres de performance de l'unité.

Ces éléments restent prévisionnels car le dimensionnement précis et final ne peut être déterminé que par les offres des soumissionnaires. Il en va de même

pour les bilans et les paramètres de performance.

Le mode d'exploitation le plus approprié sera également suggéré, en fonction de l'expertise des équipes existantes au niveau de la scierie.

Différentes solutions technologiques peuvent être proposées, ainsi que différents dimensionnements ou configurations. Il s'agit d'autant d'options dont la viabilité économique et commerciale sera évaluée dans la troisième partie de l'étude. Dans la situation complexe du Bassin du Congo, la sélection s'appuie généralement sur une analyse multicritère, entre des aspects de performance technique, de viabilité économique, de fiabilité et de mode d'exploitation.



3.3 Évaluation des performances des différentes options

3.3.1 Analyse financière et commerciale

Les scieries du Bassin du Congo sont généralement non connectées au réseau électrique et génèrent sur site l'électricité dont elles ont besoin avec des groupes électrogènes. La dynamique financière des cogénérations au bois est opposée à celle des générateurs diesel. En effet, ces derniers nécessitent des coûts d'investissement relativement réduits mais mobilisent des coûts d'exploitation importants, principalement pour l'achat du carburant. Au contraire, les centrales de cogénération demandent des investissements importants qui sont contrebalancés plus ou moins rapidement par de relativement faibles coûts d'exploitation, même si une équipe d'exploitation d'au moins 20 personnes est nécessaire.

Les revenus des cogénérations sont constitués des coûts évités d'exploitation des générateurs diesel (achats de carburant fortement réduits et maintenance plus faible), bien que les scieries hors réseau devront garder leurs générateurs en sécurité. Pour les scieries raccordées au réseau, les revenus proviendront des

coûts évités d'achat d'électricité. Ce mécanisme fait que les performances financières d'une unité de cogénération seront d'autant plus avantageuses que l'unité produira beaucoup d'énergie, c'est-à-dire évitera l'achat d'une quantité importante de diesel. La taille de l'unité de cogénération est dès lors un facteur important de rentabilité, vu que ces équipements sont très sensibles aux effets d'échelle. De plus, le facteur de charge (ou facteur d'utilisation) est également un facteur déterminant.

L'évaluation financière a pour principal objectif de déterminer, en fonction des conditions de marché actuelles et futures, si les investissements consentis pour la mise en oeuvre du projet seront amortis et si les ressources financières mobilisées seront correctement remboursées et rémunérées par les revenus de la cogénération. Une analyse de sensibilité déterminera les effets de variations dans l'estimation de différents paramètres liés aux coûts et bénéfices du projet sur la viabilité financière du projet.

Identification des données techniques et financières du projet

L'analyse financière va débiter par l'identification et la collecte de données sur lesquelles elle se basera. La qualité des hypothèses techniques et financières va grandement influencer la fiabilité et la précision de l'analyse. Les principales hypothèses qui devront être posées concernent notamment

- (a) la définition des paramètres techniques et financiers et
- (b) la détermination des coûts et des revenus du projet.

En plus des coûts d'investissement dans l'unité de cogénération, il est important que les coûts du projet tiennent compte des coûts de pré-construction (développement, acquisition des licences et permis, etc.), de provisions pour les dépassements budgétaires, des coûts de fonctionnement et de maintenance (y compris l'éventuel achat de combustible), des coûts du capital, de l'amortissement et des taxes et des différentes charges administratives.

L'estimation des coûts d'investissement est évidemment un point crucial de l'analyse financière. Les coûts d'une cogénération clés en main en Europe ou en Asie sont très bien connus. Cependant les coûts de mise en œuvre clés en main d'une unité similaire en zone rurale d'Afrique centrale ne sont pas encore estimés avec précision. Il faut en effet accepter une certaine incertitude vu qu'il n'existe pas de projet de référence dans la région. Le développement de différents projets dans le cadre du programme Cogénération de l'ATIBT devrait apporter une connaissance plus précise de ces coûts.

Les coûts d'exploitation sont constitués des coûts de conduite et maintenance de la cogénération ainsi que des coûts d'utilisation des générateurs diesel ou d'achat d'électricité au réseau lorsque la cogénération est à l'arrêt pour

maintenance (environ 2 semaines par an). Cela comprend la main-d'œuvre mais aussi les consommables et les pièces de rechange.

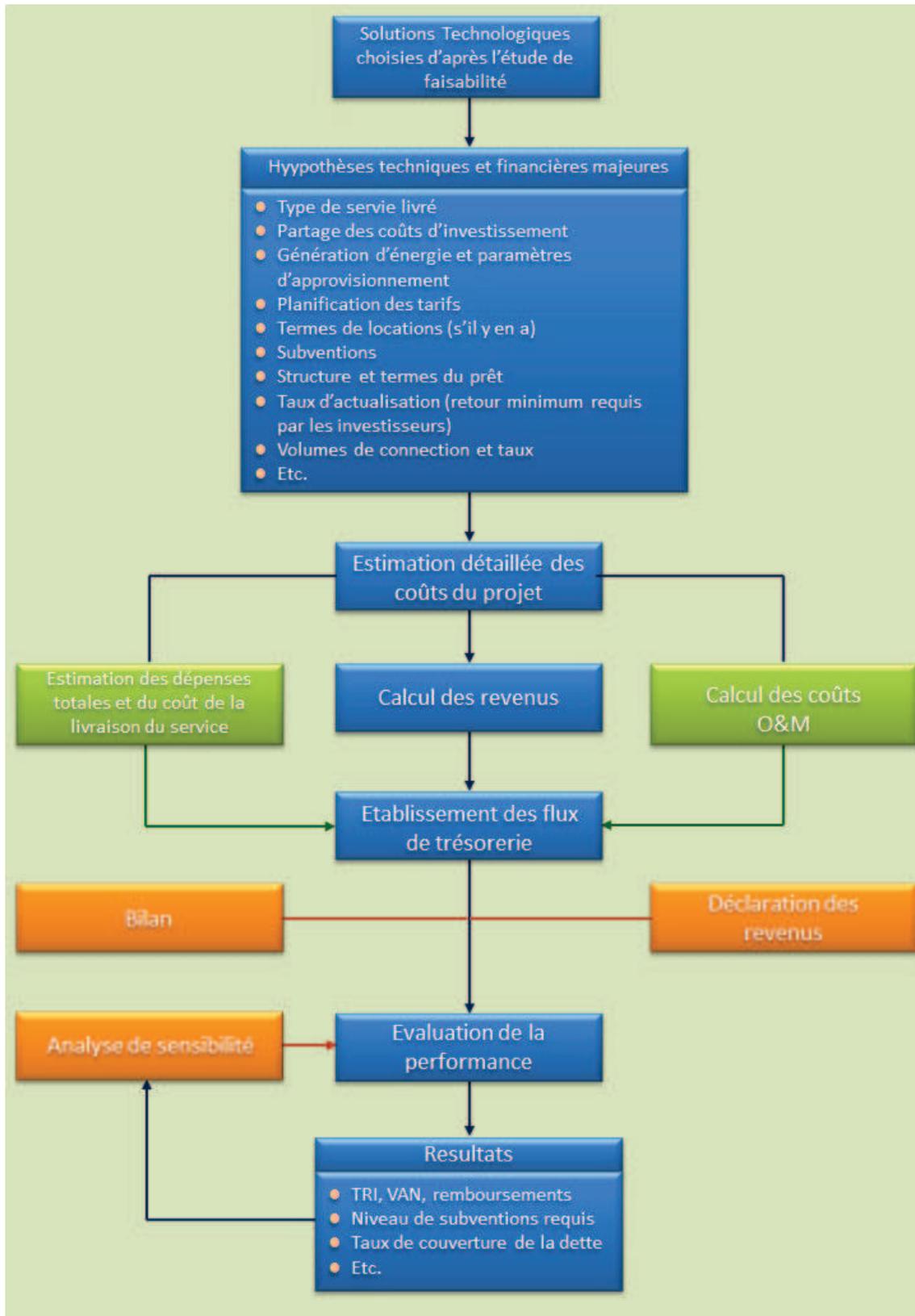
Il est évident que l'analyse financière ne pourra être un outil précis de planification pour l'entreprise que si les paramètres et les hypothèses ont été estimés avec précision.

Préparation d'un modèle financier, analyse des différents scénarios et analyse de sensibilité

Un modèle financier doit être développé de manière à être spécifiquement adapté au projet et à la technologie choisie. Il comprend les éléments suivants : résultats et résumé, données et hypothèses de calcul, coûts du projet, données relatives à la production, la consommation et la fourniture d'énergie, analyse des cash-flows, bilan et analyse de sensibilité.

L'analyse financière doit montrer de manière claire et fiable le TIR pour le

projet et les fonds propres, la VAN et la période de retour sur investissement, sur toute la durée de vie du projet. Le modèle financier va également révéler le taux de couverture du service de la dette pour l'emprunt. D'autres informations, comme le niveau de subsides qui serait nécessaire pour rendre le projet viable, peuvent également être apportées par l'analyse financière.



3.3.2 Analyse des risques

En fonction de la /des technologie(s) qui auront été sélectionnée(s), l'équipe de développement réalisera une analyse des risques liés à l'ensemble du projet, c'est-à-dire l'unité de cogénération et

de tous les équipements périphériques (alimentation en eau, etc.). Des solutions seront suggérées pour réduire ou éliminer chaque risque technique encouru.

3.3.3 Aspects environnementaux et gestion des déchets

Dans un premier temps, l'EF doit comprendre une analyse de la législation environnementale en vigueur dans le pays où le projet sera mis en œuvre (voir section 3.1.5). Ces textes de loi doivent couvrir au minimum les législations sur les rejets atmosphériques, les rejets d'effluents liquides, de déchets solides, les normes de bruits et de vibration et l'affectation des sols. Cette analyse peut couvrir également tout autre aspect lié à la cogénération dans une scierie.

En fonction de la législation nationale sur l'environnement, il se peut qu'une étude d'impact environnemental (EIE) ou simplement une étude environnementale préliminaire (EEP) soit requise. Cette étude peut être réalisée par l'équipe de développement du projet ou par un consultant indépendant accrédité. Le principal objectif de l'EIE est d'influencer les décisions relatives au développement du projet en apportant des informations fiables sur les impacts environnementaux et sur les moyens disponibles pour prévenir ou réduire ces impacts. Les trois principaux résultats de la procédure d'EIE vont intervenir dans les décisions quant au développement du projet ainsi que dans le processus de mise en conformité avec la législation environnementale et d'obtention des autorisations. Il s'agit de l'identification et l'analyse des conséquences de la mise en œuvre de la cogénération sur l'environnement, d'un plan de gestion environnementale, qui résume les mesures de réduction d'impacts qui devraient être entreprises, et d'un programme de suivi qui mentionne les données qui devront être collectées.



Les performances réelles de l'unité ne pourront être estimées avec précision que lorsque l'offre la plus intéressante aura été sélectionnée et qu'elle aura été convertie en un contrat de fourniture. Il appartient cependant au maître d'ouvrage d'insister sur ces paramètres en exigeant le respect de la législation environnementale nationale dans l'appel d'offres.

Une stratégie de gestion des déchets pourra être définie sur base des données préliminaires de l'AP (technologie, dimensionnements, paramètres de fonctionnement, etc.). Mais la production de déchets par une unité de cogénération est généralement très réduite.

Le fonctionnement des cogénérations à cycle de vapeur va générer des eaux usées, provenant principalement des purges de la chaudière, des condensats de

tuyauterie, de la tour de refroidissement, des condensats des gaz de combustion et du traitement de l'eau d'appoint.

De plus, des eaux usées seront également produites lors des opérations de nettoyage des équipements et de la chaudière, mais il ne s'agira pas d'un flux régulier. En fonction de la législation locale, il sera peut-être nécessaire de refroidir les eaux de purge de la chaudière. Pour les unités de faible capacité, ces eaux usées seront simplement mélangées à d'autres flux d'eaux usées ayant une température plus basse. Elles devront peut-être être décantées avant leur rejet. Il sera peut-être aussi nécessaire de décanter les eaux usées de la tour de refroidissement avant leur rejet. Les eaux usées du système de traitement de l'eau déminéralisée devront être neutralisées (si une résine échangeuse d'ions est utilisée) puis décantées.

Les émissions gazeuses provenant de la combustion de la biomasse dans la chaudière constituent la majeure préoccupation environnementale du projet. Il devra être demandé aux soumissionnaires de proposer un équipement de combustion et un système de nettoyage des fumées qui

permettront à l'unité de cogénération d'être en conformité avec les réglementations environnementales décrites ci-dessus, particulièrement en ce qui concerne les émissions de CO, de NOx et de SOx et de particules. Ces dernières constituent la contrainte la plus importante.

La poussière provenant de la manutention des déchets de bois engendre une certaine gêne avec la sciure, surtout avec les plus petites particules de bois sec provenant des moulurières et des postes de ponçage. L'installation de convoyeurs et de silos de stockage clos pour les sciures va réduire le rejet de poussière.

L'eau est essentielle pour l'exploitation d'une unité de cogénération basée sur un cycle de vapeur, afin de compenser les pertes de purge. Un appoint d'eau de 0,3 à 0,5 m³ par heure sera nécessaire. De plus, comme le système de refroidissement sera de type fermé avec une tour de refroidissement, un important volume d'eau sera nécessaire pour compenser l'évaporation de l'eau de refroidissement au niveau de la tour. Ce volume d'eau est estimé à 10 - 40 m³ par heure, selon la capacité de l'usine, la technologie utilisée et le comportement de la demande en électricité et en chaleur.

Les cendres résultant de la combustion du bois peuvent être éliminées en décharge. Cependant, elles contiennent généralement des quantités considérables d'éléments nutritifs qui peuvent être bénéfiques pour les végétaux. L'azote est le seul élément qui ne se retrouve pas dans les cendres de biomasse. Les cendres peuvent donc être épandues dans les zones forestières, en assurant ainsi une rotation des minéraux. Elles peuvent également être données ou même vendues comme engrais à des agriculteurs locaux. Il est toutefois recommandé d'analyser leur composition chimique avant de décider de leur utilisation comme engrais.



3.3.4 Analyse socio-économique

Les impacts socio-économiques de la mise en œuvre d'une cogénération existent à plusieurs niveaux. Le fonctionnement de la centrale génère de l'emploi et peut procurer de l'électricité aux villages avoisinant la centrale. Il est conseillé de ne pas utiliser l'entièreté des déchets de bois disponibles de manière à pouvoir garder un certain volume pour les dons ou les projets collectifs (menuiserie, construction infrastructures, etc.). Pour autant que les modalités commerciales aient été

définies de manière adéquate (notamment en fonction de la capacité à payer), la revente d'un surplus d'électricité aux communautés environnantes constitue un impact socio-économique positif.

Cette étude, faisant appel à des compétences parfois différentes de celles requises pour réaliser la partie technique de l'EF, peut être confiée à un expert externe.

4. Planification de la mise en œuvre du projet

En marge de l'étude de faisabilité, le maître d'ouvrage doit être conscient des contraintes organisationnelles liées à la

mise en œuvre et à l'exploitation d'un projet de cogénération.

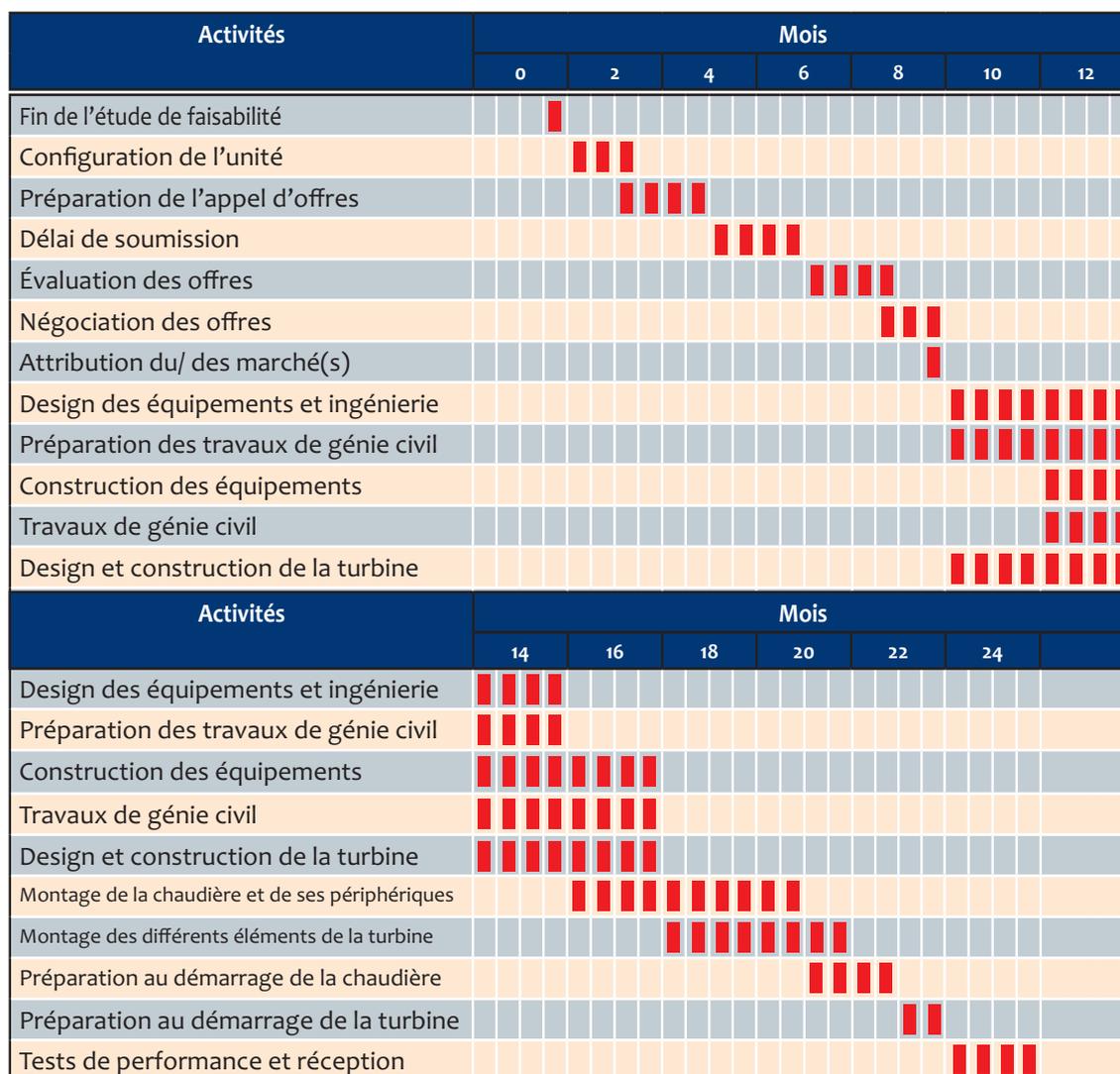


4.1 Calendrier

Si l'on considère que la mise en œuvre réelle du projet démarre immédiatement après l'étude de faisabilité et qu'il n'y a pas de retard significatif dans le

déroulement des activités, une vingtaine de mois sont généralement nécessaires entre la fin de l'étude de faisabilité et la réception de l'unité de cogénération.

Un exemple de calendrier de mise en œuvre d'un projet de cogénération est proposé ci-dessous.



4.2 Exploitation de l'unité

Le maître d'ouvrage et l'équipe de développement devront établir ensemble une stratégie pour le fonctionnement et la maintenance de l'unité. La solution la plus évidente est que l'entreprise engage sa propre équipe d'exploitation en valorisant au maximum le personnel et les compétences déjà en place au niveau de l'entreprise. Environ 20-25 personnes (réparties en 4 équipes) seront nécessaires pour assurer la conduite de la cogénération et sa maintenance quotidienne (vérification

des éléments de sécurité, vérification des niveaux des consommables, etc.). La grande maintenance devra être confiée à des sociétés externes spécialisées. Ce type de société est présent au Cameroun, au Gabon et au Congo Brazzaville. Leur présence devrait être vérifiée dans les autres pays du Bassin du Congo. Les interventions les plus lourdes sur la turbine devront peut-être nécessiter la venue d'une équipe spécialisée d'Europe, des États-Unis ou d'Asie.



II

Phase d'investissement

La phase d'investissement commence lorsque l'étude de faisabilité a défini un AP faisable, dont les caractéristiques techniques et financières satisfont le porteur du projet, et que ce dernier maintient sa volonté d'investir dans le projet.

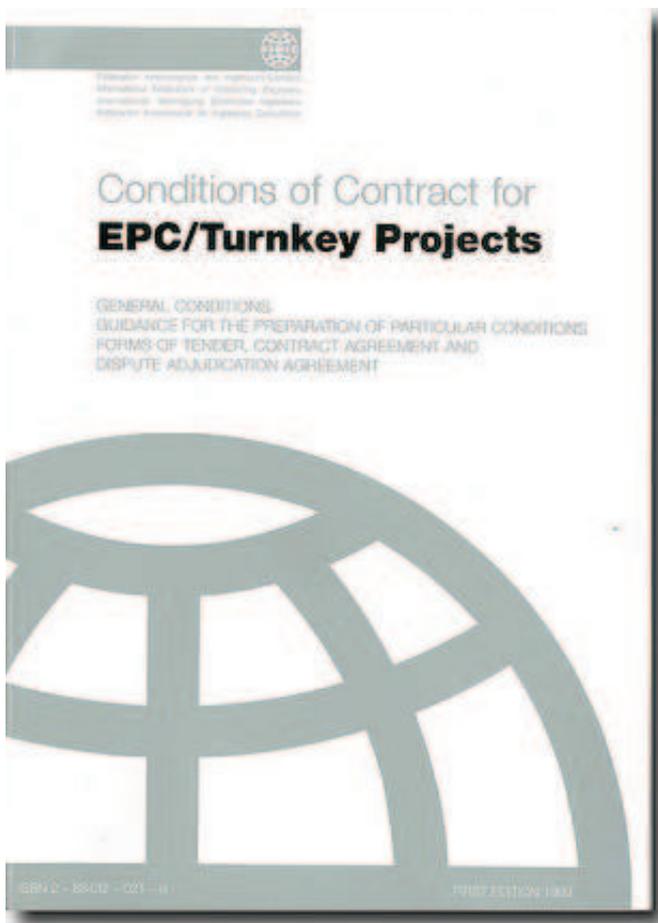
Cette phase va comprendre la gestion du contrat de fourniture des équipements ainsi que la structuration juridique, financière et contractuelle de mise en oeuvre et d'exploitation du projet.

Ces deux activités ne se succèdent pas dans le temps, elles sont au contraire interdépendantes.

La phase d'investissement va requérir une expertise technique mais les experts-clés seront surtout le conseiller financier et le conseiller juridique. Cette phase se clôture à la signature des différents contrats qui auront été négociés.

5. Contrat de fourniture des équipements

5.1 Modèles de contrat



Il existe différents modes de fourniture et d'installation des unités de cogénération, en fonction notamment de l'étendue des prestations réalisées et de la couverture des risques par les différents intervenants.

Les sociétés spécialisées dans la production d'énergie se chargent généralement du design de l'unité de cogénération (ingénierie de détail), via leur bureau d'étude interne ou un sous-traitant. Ces sociétés cherchent ensuite des équipementiers pouvant fournir les équipements répondant aux spécifications retenues. Le chantier d'installation des équipements se déroule souvent en lotissement sous la supervision et la responsabilité du propriétaire du projet (ou de son délégué). Cette organisation n'est possible que parce que ces sociétés disposent d'une importante expertise dans l'ingénierie de la production d'énergie. Ce n'est cependant pas le cas pour la plupart des entreprises du bois du Bassin du Congo.

Il est vivement conseillé que les entreprises forestières optent pour une fourniture de type « clés en main » (EPC) de leur unité de cogénération. Il convient de citer le FIDIC Silver Book qui constitue une référence internationale pour la définition des termes du contrats « clés en main ». Avec ce système, un ensemble se charge et prend la responsabilité de la conception et de la construction de l'unité de cogénération dans le cadre d'un contrat unique. Même si beaucoup de

prestations seront réalisées par des sous-traitants, l'ensemblier reste l'interlocuteur unique du maître d'ouvrage. Il couvre également la responsabilité de l'ensemble des prestations. Les contrats clés en main prévoient généralement des garanties de performance.

Il est évident que le transfert de responsabilité du maître d'ouvrage à l'ensemblier implique que la mise en œuvre de la cogénération clés en main sera plus coûteuse qu'une solution où les équipements composant l'installation de cogénération sont achetés séparément. Cependant, le maître d'ouvrage évite ainsi de courir des risques qu'il n'est pas vraiment en mesure de gérer.

Il est également possible de confier à l'ensemblier l'exploitation et même la maintenance de l'unité de cogénération pour une période déterminée. Il existe différents types de contrats, surtout en fonction du niveau d'investissement consenti par la scierie, et du mode de transfert de propriété de l'unité de cogénération entre la scierie et l'entreprise mettant le projet en œuvre. Il s'agit par exemple des contrats de type BOO, BOOT et ESCO. A l'extrême, la scierie ne fait plus que fournir les déchets de bois à un prix convenu. En retour, la société qui gère l'unité de cogénération délivre à la scierie de l'énergie à un prix compétitif.

5.2 Appel d'offres et acquisition des équipements

Quel que soit le type de contrat choisi comme base pour l'installation des équipements, il est recommandé au porteur de projet de choisir un fournisseur via un processus d'appel d'offres (AO). Même si cette procédure est plus formelle que des négociations de gré à gré auxquelles les scieries sont habituées, l'appel d'offres permettra une mise en confiance des fournisseurs sur une base claire, comparable et équitable. Les équipementiers et ensembleurs n'acceptent

généralement d'investir du temps dans la préparation d'une offre (nécessitant la mobilisation d'une équipe pendant plusieurs semaines), que s'ils sont convaincus que le porteur du projet va réellement investir et que les choix ne seront pas tronqués. Une procédure plus formelle de l'appel d'offres sera de nature à les rassurer.

Une assistance à maîtrise d'ouvrage sera essentielle dans la préparation de l'appel d'offres et la sélection des ensembleurs.

5.2.1 Préparation de l'appel d'offres

Le maître d'ouvrage doit garder à l'esprit que l'appel d'offres pour l'acquisition de la cogénération ne se limite pas au seul envoi du cahier des charges reprenant les spécifications techniques attendues des équipements. Une confusion a ainsi généralement lieu entre l'appel d'offres et le cahier des charges. En effet, on associe à ce dernier un aspect purement technique, alors que l'appel d'offres (AO) doit comporter une section commerciale aussi importante que la partie technique.

L'AO est généralement structuré de la manière suivante:

- a) invitation à remettre une offre;
- b) instructions pour les soumissionnaires;
- c) section technique, décrivant les attentes techniques et l'environnement du projet;
- d) section commerciale décrivant notamment
 - le modèle de contrat qui sera utilisé,
 - les dispositions financières (calendrier de paiement, etc.) et
 - les dispositions juridico-commerciales (modèle de contrat, responsabilité, assurances, garanties, calendrier, etc.) ;
- e) informations complémentaires comme par exemple un modèle de facture ou de garantie bancaire.

La section technique va reprendre l'ensemble des attentes techniques et des performances souhaitées des équipements. Cette section doit également comprendre une description aussi précise que possible

de l'environnement du projet, tant sur ses aspects techniques (description du site d'implantation, nature du combustible, profil de demande en énergie, données météorologiques, approvisionnement en eau, etc.), que légaux et environnementaux (normes à respecter).

Les contrats de type « clés en main » ne concernent pas uniquement la fourniture ou même l'installation d'un équipement, mais vont plus loin en proposant la fourniture d'un service : la fourniture d'énergie selon les performances attendues et adaptée à l'environnement du projet. De plus, ce type de contrat implique que la conception de la centrale (y compris le choix des équipements) soit sous la responsabilité de l'ensemblier. Pour cette raison, la section technique se limite souvent à décrire le résultat que l'on veut obtenir et son contexte plutôt que la solution technologique.

La section technique est préparée en compilant les différentes informations qui auront été collectées pour les parties techniques, légales et environnementales de l'EF. A ce stade, le maître d'ouvrage a confirmé sa volonté d'investir. Certaines analyses/études les plus lourdes et non nécessaires au stade de l'EF peuvent alors être entreprises, comme une étude d'adduction d'eau (tests de forage), une analyse de la qualité de l'eau, une étude géotechnique, ou une étude topographique et géologique du site d'implantation.

En fonction du type de contrat qui sera choisi, la responsabilité de la bonne connaissance des caractéristiques du site (climat, sol, eau, etc.) sera du côté de l'ensemblier (le maître d'œuvre) ou du propriétaire du projet (le maître d'ouvrage).

Il existe très peu d'ensembliers ayant l'expérience de l'installation d'une cogénération clés en main en Afrique centrale. Ayant par conséquent peu de connaissances du contexte local et peu de moyens de les connaître, les ensembliers sérieux peuvent renoncer à remettre une offre clé en main vu la difficulté d'obtenir des informations fiables sur le site. La réalisation d'études préliminaires aura pour effet d'améliorer la compréhension du soumissionnaire, ce qui diminuera sa perception du risque technique, juridique et commercial de la remise d'une offre.

La section commerciale va préciser les aspects financiers, contractuels et juridiques entourant la construction, le montage et le fonctionnement de l'usine. Cette section va par exemple traiter des éléments liés aux garanties de performance, aux clauses d'annulation, aux cautions bancaires, au planning d'exécution, au calendrier de paiement, aux pénalités de retard. Il est donc évident que l'offre technique et financière proposée par les ensembliers est susceptible de varier en fonction de ces conditions commerciales.

5.2.2 Identification de soumissionnaires et envoi du dossier d'appel d'offres

Le développeur devra identifier des ensembliers spécifiquement qualifiés pour le projet qui l'occupe. L'expérience de l'ensemblier dans les techniques sélectionnées est un impératif mais d'autres critères de sélection peuvent également entrer en ligne de compte comme la connaissance du contexte de l'Afrique ou plus spécifiquement du Bassin du Congo, la possibilité de travailler en français, la solidité financière, etc.

Le maître d'ouvrage doit prendre soin d'envoyer l'appel d'offres en même temps à tous les ensembliers identifiés. La lettre d'accompagnement doit bien spécifier une date limite de réception des offres. La

période entre l'envoi de l'appel d'offre et la date limite de réception est généralement supérieure à 6 semaines, mais vu la complexité d'un projet de cogénération dans les scieries du Bassin du Congo, un délai plus long est recommandé.

Les soumissionnaires peuvent solliciter des clarifications ou des informations complémentaires relatives au cahier des charges, à n'importe quel moment après l'envoi/ la parution de l'appel d'offres. Pour des raisons de transparence, la réponse à ces demandes doit être envoyée à tous les candidats présélectionnés.

5.2.3 Réception, évaluation et sélection des offres

Pour éviter toute contestation et tout recours, il est conseillé de formaliser les procédures de réception, d'ouverture et d'évaluation des offres, dans une mesure raisonnable au regard de la taille du projet. Ces procédures sont généralement perçues comme une preuve de sérieux et de l'engagement du maître d'ouvrage mais aussi un signe positif de transparence dans la sélection des offres. Ces éléments sont importants pour convaincre un ensemble d'investir dans la préparation d'une offre qui va mobiliser plusieurs semaines de travail.

Un comité de sélection peut être officiellement formé avec des représentants

du maître d'ouvrage et ses conseillers externes. Pour les grands projets, les organismes de financements peuvent demander à faire partie de ce comité. Dans le même souci de transparence, il est également possible de préparer une grille d'évaluation, reprenant les critères techniques et financiers qui seront pris en compte.

Les paragraphes suivants décrivent une procédure classique pour la réception, l'évaluation et la sélection d'offres dans le cadre d'un AO. Le maître d'ouvrage est libre d'opter pour une procédure moins formelle et contraignante.



Réception

L'ouverture des offres peut se faire formellement en séance du comité de sélection, avec la rédaction d'un compte rendu qui pourra être envoyé aux soumissionnaires qui en font la demande.

Mener un appel d'offre avec une date limite fixée peut apparaître comme une contrainte pour le maître d'ouvrage comparé à une négociation de gré à gré totalement ouverte, qui laisse a priori le temps pour un meilleur arrangement.

Cependant, une date précise et unique pour tous les soumissionnaires donnera un signal positif d'un traitement équitable pour chacun d'eux. En fonction des clauses commerciales de l'AO, le comité de sélection déterminera si les offres non complètes ou si les offres reçues après la date limite sont acceptées ou non. En cas de position négative, seules les offres complètes et reçues dans les délais peuvent être évaluées.

Évaluation technique et financière et sélection du fournisseur

Il est fort probable que les offres reçues ne soient pas totalement claires et/ou conformes aux spécifications de l'appel d'offres. C'est pourquoi une phase de clarification, d'ajustement et de mise en conformité est souvent nécessaire. Souvent, cette étape ne consiste pas en une simple mise en conformité mais plutôt en une négociation. Elle se clôture par la remise d'une offre finale par les soumissionnaires présélectionnés (les offres étant trop loin d'une conformité et/ou ayant un budget dépassant très largement les autres peuvent être éliminées dès le départ).

La sélection technique est généralement effectuée en attribuant à chaque offre une note pour chaque critère. Ces notes sont pondérées selon l'importance du critère. Dans les procédures formalisées, l'évaluation financière ne concerne que les offres qui ont été acceptées d'un point de vue technique. Lors de l'évaluation financière, le comité complète la grille d'évaluation avec les critères financiers. Cependant, dans le cas d'une offre clés en main, l'évaluation financière sera prédominante car tous les soumissionnaires sont censés être prêts à s'engager sur la solution qu'ils proposent.

Négociation et attribution du contrat de fourniture

Les offres reçues ne constituent pas en tant que tel un document contractuel. Les différents éléments techniques, financiers, commerciaux et juridiques de l'offre sélectionnée devront être convertis en un

contrat dont le modèle aura idéalement été présenté dans l'appel d'offres. Même si un modèle de contrat a été explicitement choisi, il est courant que différentes clauses soient négociées.

6. Structuration financière, juridique et contractuelle

Le processus d'appel d'offre décrit ci-dessus vise à définir les aspects techniques, financiers et juridiques de la seule construction de l'unité de cogénération entre le propriétaire du projet (le maître d'ouvrage) et un assembleur. Mais d'autres aspects financiers, contractuels et juridiques doivent être précisés.

Cette étape, menée en parallèle à l'appel d'offre, vise à définir les modalités de financement du projet (structuration financière), l'identité juridique de l'unité de cogénération (structuration juridique), ainsi que tous les contrats liés à l'exploitation de l'unité de cogénération (structuration contractuelle).

6.1 Structuration financière

Les projets de cogénération dans les scieries du Bassin du Congo peuvent être financés de nombreuses manières, qui peuvent être combinées. Les plus courantes sont les fonds propres (autofinancement), les prêts commerciaux, les prêts à taux bonifiés, les subsides et autres incitants gouvernementaux (réduction des droits de douane, des taxes ou de la fiscalité), les tiers investisseurs, les crédits à l'exportation et l'actionariat / l'émission d'obligations.

Les garanties, comme par exemple celles visant à couvrir le risque-pays, peuvent être vues comme une forme complémentaire de financement.

Chacune de ces sources de financement aura ses propres exigences financières et juridiques. Le choix du mode de financement va influencer la structure du modèle financier et les résultats de l'analyse financière. Cela va également influencer sur la structuration juridique, et inversement.

L'autofinancement signifie que la société utilise ses fonds propres, provenant de réserves de caisse, pour financer l'investissement. Ce mode n'est applicable que pour les petits projets mais il peut être employé lors des phases de développement et de construction de projets relativement risqués, pour lesquels les banques commerciales ne sont pas tellement favorables au prêt de capitaux.

Le financement direct via un emprunt contracté par l'entreprise implique que le prêt apparaîtra dans le bilan de celle-ci (financement sur bilan). Le prêt est accordé par une banque ou une autre source commerciale de crédit : société de crédit-bail, société de financement, etc. Ce mode de financement va par conséquent influencer le ratio d'endettement et d'autres indicateurs de santé financière de la société hôte. Ce mode de financement est utilisé par les maîtres d'ouvrage financièrement forts et qui acceptent de porter la majorité des risques financiers du projet. L'avantage est ici la simplicité d'arrangement et généralement un coût réduit en charges administratives et financières.

Le financement hors bilan correspond à la levée de fonds pour financer un projet dont les capitaux sont séparés économiquement de l'entreprise hôte (financement en tant que projet). En retour, les financeurs utilisent les cash-flows de l'entité pour servir les intérêts de la dette et apporter une rentabilité des capitaux propres investis dans le projet. Ce mode de financement est employé habituellement pour les grands projets de cogénération, nécessitant d'importants capitaux. Ce système est également appliqué pour les projets dont la maîtrise d'ouvrage est composée de plusieurs parties et lorsque le projet de cogénération est fortement éloigné du corps de métier de l'entreprise

hôte. Le financement en tant que projet permet de réduire le risque encouru par le maître d'ouvrage. L'aboutissement d'un accord financier est cependant plus délicat avec ce système car les prêteurs ne peuvent pas compter sur les bilans de

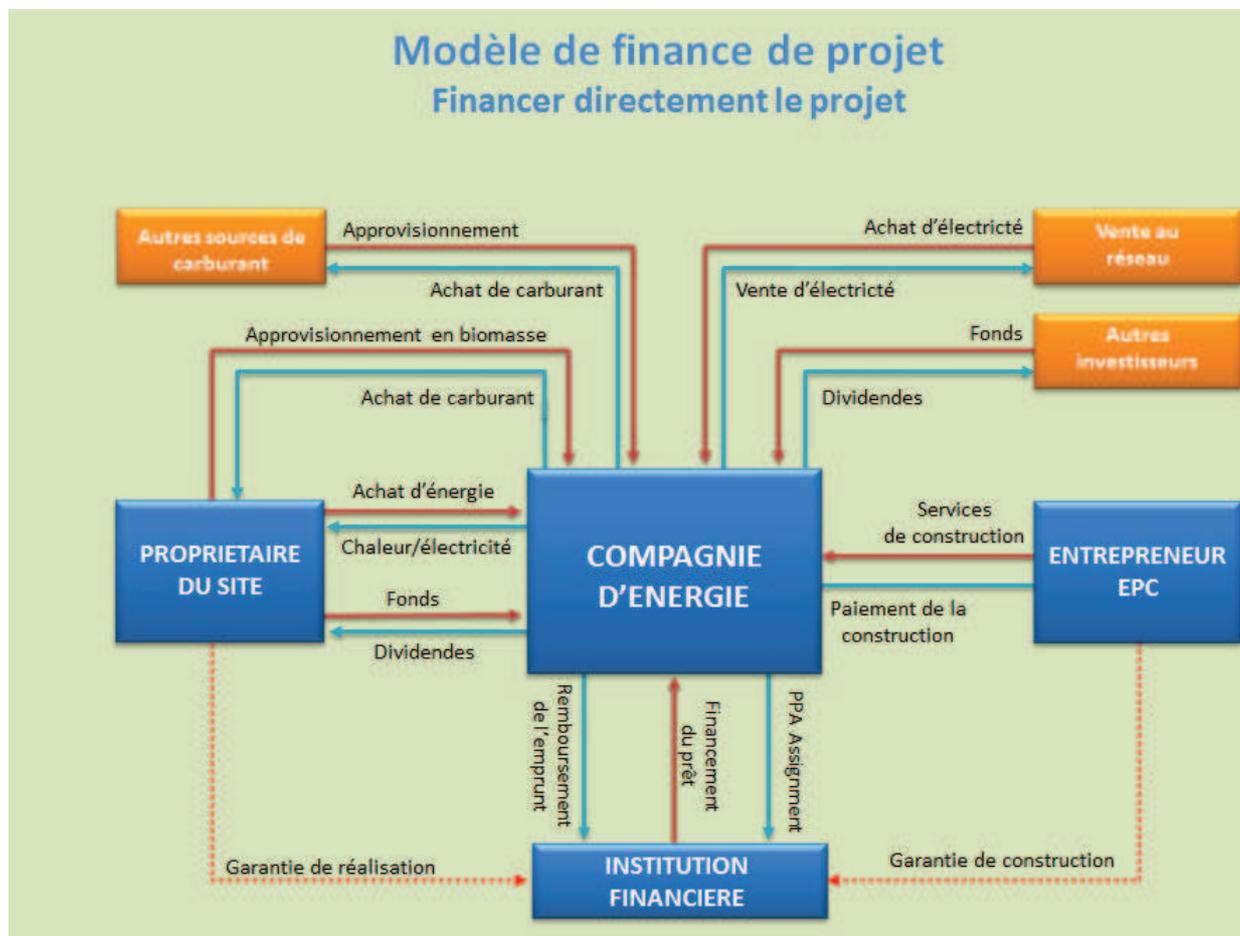
l'entreprise hôte pour les remboursements. Le projet doit par conséquent générer un flux de cash-flows fiable et prévisible de manière à pourvoir au remboursement des prêts.

6.2 Structuration juridique

Il existe de nombreuses manières de structurer juridiquement un projet de cogénération. Les deux principales options sont les suivantes : L'unité de cogénération est simplement un nouvel équipement de la scierie. L'investissement est réalisé par la scierie. Ce schéma est le plus courant pour les petits projets et où l'unité de cogénération vise avant tout l'auto-alimentation de l'usine. L'unité de cogénération constitue une société juridiquement séparée de la scierie (SPC – Special Purpose Company). Cette structuration permet plus aisément les

différentes formes de co-investissement. Ce schéma est également utilisé pour les grands projets visant surtout la commercialisation de l'énergie sur le réseau.

Il existe de nombreuses variantes de SPC, en fonction du type de partenariat prévu. Citons notamment les SPC appartenant entièrement à la société forestière ou au groupe mère, le cas de société mixte entre la scierie et un investisseur externe, les BOO, BOOT, et les ESCO.



6.3 Structuration contractuelle

6.3.1 Contrats

En dehors du contrat de fourniture clés en main de l'unité de cogénération décrit à la section 5, les principaux contrats qui doivent être sécurisés sont les accords de maintenance, voire d'exploitation de l'unité de cogénération, les accords d'achat des surplus d'électricité et des autres services énergétiques, les contrats d'assurance et les contrats d'approvisionnement en combustible.

Cependant ces contrats sont moins importants et peut être moins indispensables dans le cas des projets dans les scieries

du Bassin du Congo. En effet, l'exploitation sera vraisemblablement confiée à une équipe interne à l'entreprise et la maintenance sera négociée au cas par cas. Les revenus proviendront majoritairement des économies faites sur les dépenses énergétiques de la scierie. La revente d'un surplus d'énergie, lorsque qu'elle sera possible, aura une moindre importance financière; l'unité de cogénération sera vraisemblablement alimentée avec les seuls déchets de la scierie, sans apport externe de combustible.

6.3.2 Licences et permis

Les permis et licences comprennent notamment :

- la création d'une société (SPC);
- l'enregistrement à la TVA;
- la location de terrains;
- la licence de production d'énergie;
- la licence de commercialisation d'énergie;
- les permis environnementaux;
- le permis de construire;
- l'enregistrement d'un ingénieur pour l'inspection de la chaudière;
- le permis pour un laboratoire privé;
- les permis de travail pour les travailleurs étrangers.

Beaucoup de projets de cogénération judicieusement développés doivent être abandonnés à cause de problèmes relatifs aux permis et aux licences. Le développeur du projet et le propriétaire doivent se concentrer au plus tôt sur toutes les autorisations qui seront nécessaires pour le développement, la construction et le fonctionnement de l'unité de cogénération. Certaines procédures peuvent prendre plusieurs mois.

Un inventaire des licences et permis devra être réalisé et mis à jour en indiquant ceux qui ont été obtenus et le délai espéré pour les autorisations qui restent à obtenir.

7. Négociation des dispositions contractuelles et clôture financière

Cette étape, menée en parallèle à l'appel de financement et que les contrats de Le processus de financement pourra de financement et que les contrats de entrer en phase finale lorsqu'un préaccord fourniture et de services auront été aura pu être trouvé avec les organismes négociés avec les différents fournisseurs et clients.

La clôture financière comprend les étapes suivantes :

- obtention des derniers permis et autorisations;
- finalisation et soumission du plan d'affaires;
- préparation et soumission du synopsis d'information sur l'investissement;
- signature des accords sur la vente de services énergétiques (électricité, eau chaude, vapeur, glace, eau glacée);
- signature des accords / contrats pour l'approvisionnement en combustible;
- signature des contrats de fourniture clés en main de la centrale ;signature de l'accord de financement.



Phase de construction

La phase de construction débute lorsque toutes les conditions du financement du projet ont été réunies. Cela signifie que la meilleure offre aura été sélectionnée, négociée et convertie en un contrat, que tous les permis et autorisations ont été délivrés et que tous les contrats nécessaires ont été négociés et signés.

En cas de problème à ce stade, les organismes de financement ne pourront compter que sur les avoirs du projet pour récupérer les fonds qu'ils ont prêtés. Les risques devront être couverts au maximum au travers du contrat de fourniture de l'unité (via les pénalités de retards, les performances de garanties et la période de garantie) ou les contrats de services (revente d'énergie, etc.).

Bien que dans un contrat de fourniture clés en main, la gestion de la construction de l'unité de cogénération soit entièrement sous la responsabilité de l'ensemblier, il est suggéré que le maître d'ouvrage engage une équipe de supervision pour contrôler la qualité et l'état d'avancement de la construction, et peut-être faciliter le contact entre les administrations locales

et l'équipe de l'ensemblier. Pendant la préparation au démarrage, une analyse minutieuse devra être menée pour évaluer si la centrale est apte au fonctionnement et si les performances réelles de l'unité sont en accord avec celles promises par l'ensemblier.

Cette phase dure généralement entre 1,5 et 2 ans.

8. Construction et montage des équipements

8.1 Ingénierie de détail

L'ingénierie de détail (métré précis, plans, etc.) n'est effectuée par l'ensemblier qu'après la signature du contrat de fourniture clés en main avec le maître d'ouvrage car cette opération va nécessiter un important effort du bureau d'étude de l'ensemblier. Dans un contrat clés en main, l'ensemble de l'ingénierie de détail est sous la responsabilité de l'ensemblier mais il reste nécessaire que le maître d'ouvrage et son équipe de supervision gardent un œil sur ce processus. Durant l'ingénierie de détail, le bureau d'étude de l'ensemblier rédigera un cahier des charges précis, décrivant non seulement la capacité, les performances et les systèmes de contrôle des différents équipements choisis (chaudière, turbine, auxiliaires, etc.), mais aussi les niveaux requis d'émissions, de bruit, de vibration, etc. Cette étape correspond à une mise à jour des spécifications du système proposé dans l'offre qui a été sélectionnée. En effet, il y a généralement certaines déviations entre le cahier des charges reprenant les besoins spécifiques du projet et les équipements proposés, basés eux sur les disponibilités du marché. Durant cette étape, l'ensemblier sélectionné devra mettre clairement en évidence les éléments qui ne sont pas concordants avec l'offre soumise.

L'ingénierie de détail aboutira également aux plans nécessaires à la construction

La construction de l'unité de cogénération se déroule en plusieurs étapes à partir de la signature du contrat de fourniture et jusqu'à la réception de l'unité:

- ingénierie de détail;
- préparation du terrain (génie civil, etc.);
- construction, acheminement et installation de chaque équipement;
- préparation au démarrage;
- tests de performance.

(ou la modification) des bâtiments et à la mise en place du système. Les plans de construction seront préparés pour les équipements principaux, mais aussi pour les systèmes d'acheminement, de prétraitement et de stockage de la biomasse, pour les prises d'air, pour l'évacuation des fumées et des cendres, pour les canalisations, pour le câblage et la synchronisation avec le système existant et/ou le réseau.

La localisation précise du site d'implantation sera définitivement choisie.

8.2 Construction, acheminement et montage des équipements

L'ensemblier devra acquérir les différents équipements auprès d'équipementiers fournisseurs et/ou sous-traitants: chaudière, turbine, auxiliaires (préparation, stockage et alimentation en combustible, poste d'eau, canalisations, pompes, etc.) Parfois, il arrive que l'ensemblier soit le fabricant de la chaudière ou de la turbine.

Les éléments principaux (notamment la chaudière et le groupe turbo-alternateur) sont rarement disponibles à l'avance et nécessitent une construction sur mesure, à partir d'un design prédéfini qui devra être affiné en fonction des spécificités du projet. Pour une unité de cogénération de 1 à 3 MWel, l'achat d'une chaudière ou d'une turbine entièrement construites sur mesure est impensable car les coûts d'ingénierie ne sont pas totalement fonction de la capacité de l'équipement.

L'acheminement des équipements sur site peut se faire séparément depuis l'usine/ le dépôt de chaque équipementier jusqu'au site. Les équipements ou une partie de ceux-ci peuvent également être préalablement groupés dans les infrastructures de l'ensemblier qui les expédiera ensuite de manière groupée jusqu'au site de montage.

Même si les entreprises de transformation du bois dans le Bassin du Congo ont une certaine expertise pour gérer – peut-être mieux, plus efficacement ou à moindre coût que l'ensemblier – le transport des équipements jusqu'au site, il est fortement conseillé de laisser l'entière responsabilité de toutes ces tâches au maître d'œuvre. En effet, si une avarie est constatée sur un équipement alors que le transport (y compris le déchargement) a été réalisé sous la responsabilité du propriétaire du projet, l'ensemblier pourra toujours prétendre à une détérioration durant le transport. Même si ce dernier est assuré, cette situation créerait une brèche dans la protection juridique que constitue un contrat clés en main.

Le montage des équipements se fait au fur et à mesure de leur réception sur site et pour autant que le génie civil, les bâtiments devant les accueillir, et les équipements devant s'y intégrer soient prêts et coordonnés, selon un planning défini dans le contrat de fourniture. Des pénalités de retard doivent être négociées dans le contrat.

9. Supervision durant le montage

Une équipe de supervision du projet devra être mise en place. Elle comprendra des employés de l'entreprise hôte et/ou des personnes extérieures, spécifiquement engagées pour assurer ces tâches. La

seconde option est préférable, car le personnel des entreprises de transformation du bois possède rarement une expérience dans le montage d'unités de cogénération.

9.1 Gestion globale du projet

Cette équipe sera avant tout en charge de la gestion globale du projet. A ce titre, elle devra veiller à la définition du planning d'exécution du projet, au contrôle de gestion, aux aspects liés à la sécurité du chantier ainsi qu'à l'assurance et au contrôle de la qualité. D'une manière générale, elle constituera un intermédiaire technique et organisationnel entre le

maître d'œuvre, ses équipementiers sous-traitants et le maître d'ouvrage.

L'équipe de gestion devra également préparer pour le maître d'ouvrage les rapports intermédiaires et le rapport final couvrant les aspects liés à la sécurité, au planning, aux dépenses, aux équipements et aux performances de l'unité.

9.2 Formation du personnel en charge de l'unité

La formation du personnel en charge de l'unité est toujours confiée à l'ensemblier et à ses équipementiers sous-traitants car elle est hautement spécifique aux équipements installés et aux systèmes d'exploitation choisis. L'appel d'offres et le contrat de fourniture doivent comprendre les exigences du propriétaire en ce qui concerne la formation du personnel d'exploitation. Le maître d'ouvrage et ses

conseillers devront être vigilants quant à la méthodologie de formation proposée dans l'offre sélectionnée (notamment la langue, les manuels, etc.).

L'équipe de gestion du projet et/ou l'équipe de développement veillera à ce que le contenu de la formation dispensée sous la responsabilité de l'ensemblier corresponde bien à ce qui était prévu.



10. Le démarrage de l'unité

La préparation au démarrage (ou commissioning) est un processus de suivi et de réglage de l'unité de cogénération, depuis l'achèvement « matériel » de sa construction jusqu'au moment où l'unité aura prouvé sa capacité à satisfaire les spécifications techniques et les exigences commerciales. Il s'agit d'un processus

continu qui comprend différentes opérations de tests et de mise au point.

Durant cette phase de préparation, des vérifications et des tests vont être menés par le maître d'œuvre ou par une tierce partie, conformément aux instructions d'exploitation, et en collaboration avec le maître d'ouvrage et son équipe de supervision. Cette dernière doit avoir les compétences et l'autorité nécessaires pour observer les tests et réaliser un suivi de la prise de mesure, déterminant le niveau de respect des performances attendues.

La préparation au démarrage se fait en deux étapes : une étape à froid et une étape à chaud. Lors de l'étape à froid, chaque élément de la centrale sera testé sans pour autant démarrer l'unité. L'unité sera mise en marche seulement si ces tests opérationnels préliminaires ont donné des résultats satisfaisants. Durant l'étape à chaud, différents tests et vérifications vont être menés sur l'unité en marche afin de déterminer si elle est apte à la mise en service.

La préparation au démarrage comprend habituellement les étapes suivantes:

- l'achèvement du montage;
- la réalisation des finitions et le nettoyage;
- les vérifications statiques;
- le remplissage des fluides;
- la vérification des règles de sécurité
- le démarrage de l'unité;
- la vérification des systèmes;
- la réalisation des tests opérationnels.





10.1 Tests de performance

A la fin du démarrage à chaud, la centrale est jugée apte à la mise en service. Ce n'est pas pour autant qu'elle fonctionne avec les performances attendues. Des tests seront effectués pour vérifier si les performances réelles de l'unité correspondent bien à celles promises par l'ensemblier dans le contrat clé en main.

Les tests de performance sont menés par le maître d'œuvre ou une tierce partie (sociétés de contrôle et de certification), lorsque la préparation au démarrage est achevée. Ils sont réalisés suivant une procédure qui aura été développée par le maître d'œuvre et approuvée par le maître d'ouvrage mais dont les fondements sont précisés dans le contrat (normes, etc.). Les tests de performance sont habituellement réalisés en utilisant les

instruments de contrôle et le système informatique de l'installation. Des mesures manuelles peuvent également être prises pour déterminer l'incertitude et les tolérances de mesure.

D'habitude, le maître d'œuvre garantit la capacité électrique nette de la centrale, la production de chaleur, la disponibilité et certains niveaux d'émission. Dans le cas spécifique des projets dans les scieries du Bassin du Congo, il est nécessaire d'exiger une garantie de fonctionnement de l'unité hors-réseau avec les amplitudes de variation de la demande en électricité du site (il est préférable de détailler ces variations dans l'appel d'offres et dans le contrat), ainsi que la gamme demandée pour le rapport chaleur/électricité.

Si l'unité ne satisfait finalement pas aux niveaux des garanties de performance, le maître d'œuvre devra payer des dommages-intérêts préalablement fixés.

Les tests de performances devront être menés selon des normes nationales ou internationales, ou à défaut, selon les recommandations du constructeur. Ces normes devront idéalement être spécifiées dans le contrat. Citons par exemple les normes suivantes :

- Règles pour les essais thermiques de réception des turbines à vapeur CEI 60953/ EN 60953;
- Chaudières à tube d'eau et installations auxiliaires – Part. 15 : Essais de réception EN 12952;

- Steam generating units performance test code ASME PTC 4.1;
- Code for Acceptance Tests of stationary steam generators of the power station type BS 2885;
- Test code for stationary steam generators of the power station type ISO 889;
- Rules for steam turbine's thermal acceptance tests BS EN 60953;
- Steam turbine performance test code ASME PTC 6;
- Rules for steam turbine's thermal acceptance tests IEC 953.

10.2 Liste de réserves

Dès le commencement du montage, l'équipe de supervision assurera un examen régulier et minutieux des équipements de la centrale, ainsi qu'un suivi de la construction. Elle s'assurera que toutes les composantes du projet ont été complétées par l'ensemblier, de manière à permettre une exploitation des équipements en toute sécurité, et selon les performances attendues. L'ensemblier assurera également de son côté un examen minutieux et régulier de l'installation car il doit en garantir le bon fonctionnement.

Suite à ces inspections, l'équipe de supervision établira une liste des non-conformités, appelée liste de réserves, en collaboration avec le maître d'oeuvre.

La liste de réserves détaille les erreurs et les manquements qui devront être solutionnés; elle précise également la date pour laquelle chaque non-conformité doit être levée. L'insertion de non-conformités et leur suppression après résolution est un processus continu qui commence dès le démarrage de la construction jusqu'à la préparation au démarrage de l'installation.

Une liste finale de réserves sera établie à la fin des tests de performance. En fonction de la législation en vigueur et des arrangements pris, ces dernières non-conformités devront être solutionnées avant ou après la réception (provisoire) de l'unité.

11. Réception

Une fois achevée, vérifiée et mise au point de manière adéquate, l'unité est réceptionnée par le maître d'ouvrage. La réception implique que ce dernier accepte l'ouvrage (avec ou sans réserves) à l'issue favorable des tests de performance, lorsque toutes les obligations techniques et légales du maître d'œuvre auront été remplies.

En fonction de la législation en vigueur et des arrangements pris, la réception peut se faire en deux étapes : une réception provisoire pendant laquelle l'unité est

réceptionnée sous réserve de mise en conformité des derniers éléments de la liste de réserves, et une réception finale.

Les contrats clés en main comprennent généralement une période de garantie courant à partir de la date officielle de réception de l'unité. Cette garantie est généralement de 12 mois. Durant cette période de garantie, et sous certaines conditions, le maître d'œuvre peut toujours être jugé responsable des défauts liés à la conception, aux matériaux et à la main-d'œuvre.





IV *Phase d'exploitation*

La phase de fonctionnement correspond à la période d'exploitation commerciale de la centrale par son propriétaire, depuis la réception de l'unité jusqu'à sa fin de vie. La durée de vie d'une unité de cogénération est généralement de l'ordre d'une vingtaine d'années mais cette période peut être allongée ou raccourcie en fonction de la qualité de l'exploitation et de la maintenance, et en fonction de la qualité des équipements et des matériaux utilisés. L'appui de l'équipe de développement n'est plus réellement nécessaire, sauf éventuellement en cas de contentieux avec le maître d'œuvre.

Durant cette phase, le projet va générer des cash-flows grâce à la vente d'énergie aux clients de services énergétiques, ou au travers des dépenses évitées pour l'achat d'énergie et/ou de carburant. Ces revenus seront utilisés pour rembourser le(s) prêteur(s). Il est donc primordial que l'unité fonctionne avec le niveau de performance attendu.

Le fonctionnement correct de l'unité de cogénération permettra une alimentation fiable et une activité optimale de l'usine à laquelle elle est associée. Avant tout, l'exploitation de la cogénération devra être gérée de manière à éviter tout risque d'accident.

12. Organisation et gestion du fonctionnement et de la maintenance

Les besoins pour assurer le fonctionnement et la maintenance de la centrale de cogénération vont varier en fonction de la nature du procédé et de la capacité de l'unité.

L'équipe d'exploitation sera en charge du fonctionnement et de la maintenance de tous les équipements de la centrale. Cela inclut la gestion des tâches, la formation, le suivi des consommables et des pièces et la rédaction des rapports. Les tâches purement administratives sont généralement laissées aux services administratifs de l'entreprise hôte.

Une organisation efficace du fonctionnement et de la maintenance peut influencer de manière significative la rentabilité de l'unité de cogénération. Les propriétaires d'unité de cogénération de capacité importante font souvent appel à une société spécialisée pour l'exploitation. Ce schéma pourrait être difficile à appliquer dans le cas des industries de transformation du bois dans

le Bassin du Congo. Le propriétaire devra par conséquent constituer lui-même une équipe pour assurer le fonctionnement et la maintenance de l'unité, en valorisant au maximum les compétences existantes au niveau de l'entreprise. Dans ce cas, le propriétaire et ses conseillers devront s'assurer des qualifications des membres de l'équipe et de la bonne qualité de la formation dispensée sous la responsabilité du maître d'oeuvre. La formation doit avoir lieu avant et pendant la préparation au démarrage et doit comprendre la remise par les différents équipementiers de manuels et de toute la documentation nécessaire. Ces documents doivent être rédigés dans une langue qui est facilement comprise par les différents intervenants.

L'ensemblier peut également fournir une aide pour la planification de ces éléments, voire pour la fourniture des pièces de rechange si le contrat de fourniture le prévoit.

L'organisation du fonctionnement et de la maintenance doit comprendre:

- La constitution et la définition des tâches de l'équipe:
 - Organigramme;
 - Qualifications requises pour chaque poste;
 - Barème salarial;
 - Calendrier d'embauche;
 - Calendrier et programme de formation.
- Les pièces de rechange qui doivent être stockées:
 - Pour les principales composantes de l'unité;
 - Pour les systèmes mécaniques;
 - Pour les systèmes électriques;
 - Pour les instruments de mesures et de contrôle. d'exploitation
- Une liste et une estimation budgétaire des consommables:
 - Produits chimiques;
 - Gaz de soudure;
 - Joints;
 - Matériaux pour les canalisations;
 - Matériaux pour les câblages;
 - Lubrifiants.
- Une définition des services externes qui seront nécessaires:
 - Maintenance de la chaudière;
 - Maintenance de la turbine;
 - Analyse de la qualité de l'eau;
 - Analyse du combustible;
 - Analyses environnementales.
- La préparation d'un budget de 5 ans de fonctionnement et de maintenance.

13. Suivi des performances

Il est important de développer une stratégie de suivi des performances afin de comparer les performances réelles de l'unité avec les valeurs de garantie données par les équipementiers. Cette comparaison servira de base pour une analyse des écarts et des propositions pour y remédier.

Tout comme ceux réalisés avant la réception, les tests de suivi des performances devront être menés selon des normes nationales ou internationales, ou à défaut, selon les recommandations du constructeur. Ces tests devront idéalement être réalisés sur base annuelle, après au moins 4 mois d'exploitation commerciale de l'unité



Le second plus grand bloc forestier du monde se fragmente et ses composantes se dégradent.

L'avenir des forêts d'Afrique centrale se joue maintenant.

Le FFEM, qui contribue à leur sauvegarde, encourage les partenariats pour un engagement multi-acteurs.



**Fonds Français pour
l'Environnement Mondial (FFEM)**

Secrétariat du FFEM
Agence française de développement

5 rue Roland Barthes 75598 Paris Cedex 12

Tel. +33 1 53 44 42 42

Fax +33 1 53 44 32 48

www.ffem.fr E-mail : ffem@afd.fr



Ace Green

Room 206, Innovation Cluster I Bldg.

131 Thailand Science Park

Paholyothin Rd., Klong 1

Klong Luang, Pathumtani 12120 THAILAND

Tel. +66 2 564 7923

Fax +66 2 564 7924

www.full-advantage.com

E-mail : ExecutiveDirector@full-advantage.com



**Association Technique
Internationale des Bois
Tropicaux**

6 Avenue Saint Mandé

75012 Paris

Patrick Martin – Directeur technique

Tél.: +33 1 43 42 42 65

Email: patrick.martin@atibt.org



**Centre wallon de Recherches
agronomiques**

Rue de Liroux, 9 B-5030

Gembloux - BELGIQUE

Tel. +32 81 62 65 55

Fax +32 81 62 65 59

www.cra.wallonie.be

E-mail : communication@cra.wallonie.be