

Bureau de conseil, Casablanca.

**ETUDE DE PREFAISABILITE ; UNE SIMULATION DU
PROJET DE VALORISATION DES CABOSSES DE CACAO
PAR VOIE DE BIOMÉTHANISATION
EN CÔTE D'IVOIRE**

MISSION EN CÔTE D'IVOIRE N°1

du 4 novembre au 6 novembre 2019

Novembre 2019

Société Anonyme : Capital 500 000 000 de F CFA – Siège Social Abidjan – www.anader.ci - anader@anader.ci

Bd de la paix – R.C.C.M CI – ABJ- 1995-B 187 290 – CC 950 97 99 T - B.P. V 183 Abidjan Tél. :(225) 20-21-67-00 Fax :(225)20-21-67-05

Sommaire.

Contexte du projet.	5
Raisons favorables pour la digestion anaérobie DA.	6
Raisons pour l'exclusion des autres processus de l'élaboration détaillée.	7
Raisons contre la digestion anaérobie, les limites de la DA.	9
Directive : nécessité du test rendement en biogaz pour la cabosse de cacao.	9
Une combinaison optimale du substrat détermine l'emplacement.	11
Formuler les hypothèses.	13
Production du biogaz.	15
Dimensionnement de l'installation de biogaz.	18
Flux de la matière.	19
Le potentiel d'atténuation du CO2.	21
Equipement et génie civil.	21
CAPEX/besoins d'investissement.	24
Structure des revenus, bénéfiques, économies (apport local nécessaire)	24
Dépenses opérationnelles, OPEX.	27
Rentabilité	28
Rentabilité pour Option B sans chaleur : électricité.	30
Rentabilité pour Option B sans chaleur : subvention.	31
Rentabilité pour Option B sans chaleur : crédits carbone.	32
Quelle Investisseur ?	33
Risques de construction.	33
Risque de connexion au réseau électrique.	34
Risque d'approvisionnement en intrants.	34
Risque d'opération.	35
Risque de technologie.	35
Risque commercial.	35
Risque de taxation.	36
Risque de financement.	36
Risque politique et réglementaire.	36
Éléments à clarifier lors d'une étude de faisabilité.	36
Paramètres de succès clés pour la réplique future au niveau national.	37

Annex 1 : Le procédé de la digestion anaérobie.	37
Le prétraitement des intrants.	38
La fermentation/la digestion anaérobie (DA).	39
Biogaz, valorisation.	40
Le post-traitement du digestat.	41
Annex 2 : La cabosse de cacao, photos.	43

Liste d'abréviations.

ANADER	Agence Nationale d'Appui au Développement Rural
AT	Assistance technique
BG	Biogaz
CH4	Méthane
CO2	Dioxyde de carbone
CHT	Carbonisation hydrothermale
CI	Côte d'Ivoire
CPH	Cocoa pod husks/cabosse de cacao
CTCN	Climate Technology Centre & Network
DA	Digestion anaérobie
END	Entité nationale désignée
GES	Gaz à effets de serres
H2S	Sulfure d'hydrogène
IFI	International financial institution
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheures
MS	Matière sèche
MSO=SV	Matière sèche organique/solides volatiles
MT	Moyenne tension
NDE	National determined entity
Nm3	Norme mètre cube
OLR	Organic loading rate/charge organique

ONUDI	Organisation des Nations unies pour le développement industriel
PRG	Potentiel de réchauffement global/global warming potential
RCI	République Côte d'Ivoire
SV=MSO	Solides volatiles/matière sèche organique
UNIDO	United Nations Industrial Development Organization
TA	Technical Assistance
TDC	Taux couverture dette/debt cover ratio
TKN	Total Kjeldahl Nitrogen
TRI	Taux de rentabilité interne/internal rate of return IRR
VAN	Valeur actualisé net/net present value NPV
VS	Volatile solids
XOF	Franc CFA, franc de la communauté financière en Afrique de l'Ouest

Contexte du projet.

Les déchets émis par la production agricole en Côte d'Ivoire en général, et dans la filière de cacao en particulier, ne font pas l'objet d'un traitement spécifique et encore moins d'une valorisation potentielle. Ces déchets non traités ont un impact néfaste et croissant, avec le temps, sur l'environnement.

Premier producteur mondial de cacao, cette filière représente environ 22% des principaux produits d'exportation de la Côte d'Ivoire. La production annuelle de fèves de cacao en Côte d'Ivoire est de 1 500 000 à 1 700 000 tonnes. De cette production se dégage environ 13 à 15 millions de tonnes de résidus issus du cacao (les cabosses de cacao).

Le secteur de l'agriculture, en Côte d'Ivoire, est la principale source d'émission des gaz à effet – GES - avec environ 194 612,26 GgEq-CO2 soit près de 77% des émissions nationales totales.

D'autre part, l'énergie consommée en Côte d'Ivoire pour la cuisson repose en grande partie encore sur le bois de chauffage et le charbon. Ceci constitue une réelle menace contre la forêt, sans compter les effets néfastes sur la santé des femmes qui utilisent cette source d'énergie pour la cuisson.

Pourtant cette population produit d'importantes quantités de déchets organiques pouvant être utilisées pour produire l'électricité entre autres. A ce jour, il n'existe aucun système véritable de traitement des résidus de cacao en CI. Certains producteurs fabriquent du compost (engrais organique) pour leurs cultures. Cette initiative reste toutefois dans des proportions encore très faibles.

Il est ainsi important de développer des moyens de valorisation des cabosses de cacao pour en retirer de l'énergie, des fertilisants et autres valeurs potentielles pour un développement économique et social intégré tout en minimisant l'impact sur l'environnement.

Pour ce faire, il nous faut des ressources techniques, économiques, financières, humaines pour mettre en œuvre au moins un projet pilote et viser la réplique à l'échelle nationale. L'installation d'une unité moderne de traitement de déchets de cacao est plus que nécessaire. En l'absence d'une intervention concrète, il se posera à minima les problèmes de:

- Pression sur la forêt qui restera utilisée comme combustible primaire dans les zones rurales
- Dégagement de méthane qui a un pouvoir réchauffant beaucoup plus important que le dioxyde de carbone
- Pauvreté en génération d'énergie propre à base de biomasse renouvelable.

Ainsi, plusieurs actions ont été menées par l'ANADER pour résorber les contraintes identifiées. Entre autres :

- Prospection d'une équipe de l'ANADER en Suède du 10 au 16 Août 2014 à la recherche des opportunités,
- Mission d'une équipe Suédoise en Côte d'Ivoire du 29 septembre au 03 octobre 2014,
- Réalisation d'une étude de pré-faisabilité en 2017 pour affiner les options de valorisation adaptées à la cabosse de cacao;
- Obtention, en 2018, de l'assistance technique des Nations Unies pour la réalisation d'une étude de faisabilité,
- Réalisation d'une recherche documentaire par la consultante Nadia Mrabit,
- Réalisation d'une enquête terrain en collaboration avec l'ANADER, du 22 au 30 Octobre 2018, dans les zones de Guiglo, Soubré et Gagnoa.

A l'issue de ces différentes actions menées, les livrables aujourd'hui disponibles sont:

- Rapport d'étude de pré-faisabilité,

- Rapport préliminaire de la recherche documentaire,
- Base de données issue de la collecte de données réalisée à l'occasion de l'enquête terrain.

Objectif global de la présente étude.

La présente étude rentre dans le cadre de l'assistance technique (AT) de UNIDO/CTCN et a comme objectif principal **la valorisation de la cabosse de cacao par voie de biométhanisation** en Côte d'Ivoire.

Cette étude vient plus approfondies dans le but de:

- consolider les travaux pré-effectués cités au-dessus afin de clôturer le projet d'assistance technique TA, en se basant sur les résultats et conclusions des études précédentes,
- réaliser une **simulation économique et financière**, pour une unité de digestion anaérobie (la solution/technologie favorisée), à échelle industriel, pour la valorisation des résidus du cacao en **association avec d'autres résidus agricoles**,
- résumer les progrès réalisés et leçons apprises.

Note préliminaire importante.

Les raisons pour la démarche prise et les limites d'approche :

Les études effectuées précédemment, notamment : la mission d'une équipe Suédoise en Côte d'Ivoire du 29 septembre au 03 octobre 2014, qui a abouti à l'étude de Renetech AB en 2015 et la recherche documentaire par la consultante Nadia Mrabet réalisée en 2018 et clôturé avec un rapport préliminaire. Ont couvert plusieurs technologies à citer :

- la **valorisation énergétique**:
 - la combustion directe,
 - aussi avec possibilité de la production des briquettes,
 - la gazéification,
 - la pyrolyse,
 - la carbonisation hydrothermale (CHT),
 - et la digestion anaérobie, avec conclusions que la digestion anaérobie sera le procédé favorisé.
- et la **valorisation non-énergétique**,
comme l'utilisation de la cabosse de cacao comme nutrition animale, pour la saponification, comme fertilisant ou compost.

a. Raisons favorables pour la digestion anaérobie DA.

Les études précédentes expriment des **préférences pour le processus de la méthanisation/digestion anaérobie DA**, pour des raisons :

- La DA produit de l'énergie de manière flexible et décentralisée et un fertilisant organique ; alors deux produits qui sont en forte demande en CI.

- Taux en humidité de ~80% (au temps de la récolte), matière sèche MS ~20%. Fort taux d'humidité, ce qui fait de la cabosse de cacao un intrant optimal pour la digestion anaérobie par voie humide, la cabosse se sèche après la récolte.
- La ratio C/N dans la littérature est estimée entre 26 et 30, qui fait la cabosse de cacao d'après ce paramètre un bon substrat,
- Une technologie simple et maîtrisée, 20 000 installations de biogaz en Europe,
- Possibilité d'utiliser plusieurs intrants à la fois (procédé continu – infiniment mélangé),
- Une production flexible d'énergie 24/7, électricité, chaleur, du biogaz pour les chaudières (vapeur), autres,
- Une production d'un fertilisant ; le digestat. C'est de la matière organique dégradé et minéralisée, pour remplacer les fertilisants artificiels (minéraux et industriels). Dans ce sens la DA garde la matière entrée dans le digesteur (~90%) pour l'utilisation comme fertilisant.

Dans une vision de développement durable et d'analyse de cycle de vie, la méthanisation se confirme comme étant une solution adéquate pour le traitement de la cabosse de cacao même en terme de maturité de technologie. La considération environnemental et sociale de la technologie assure l'acceptabilité sociale du processus.

Les risques de pollution liés au traitement par biométhanisation de la cabosse de cacao sont moindres. De plus, les réactions mésophiles sont plus opérationnelle, moins énergivores et procurent la production d'un biogaz plus riche en méthane, l'utilisation du biogaz diminuera aussi le bilan global des GES.

La figure 1 présente une vue schématique du processus, des intrants et des produits issus de la digestion anaérobie de la cosse de cacao. (annexe 1)

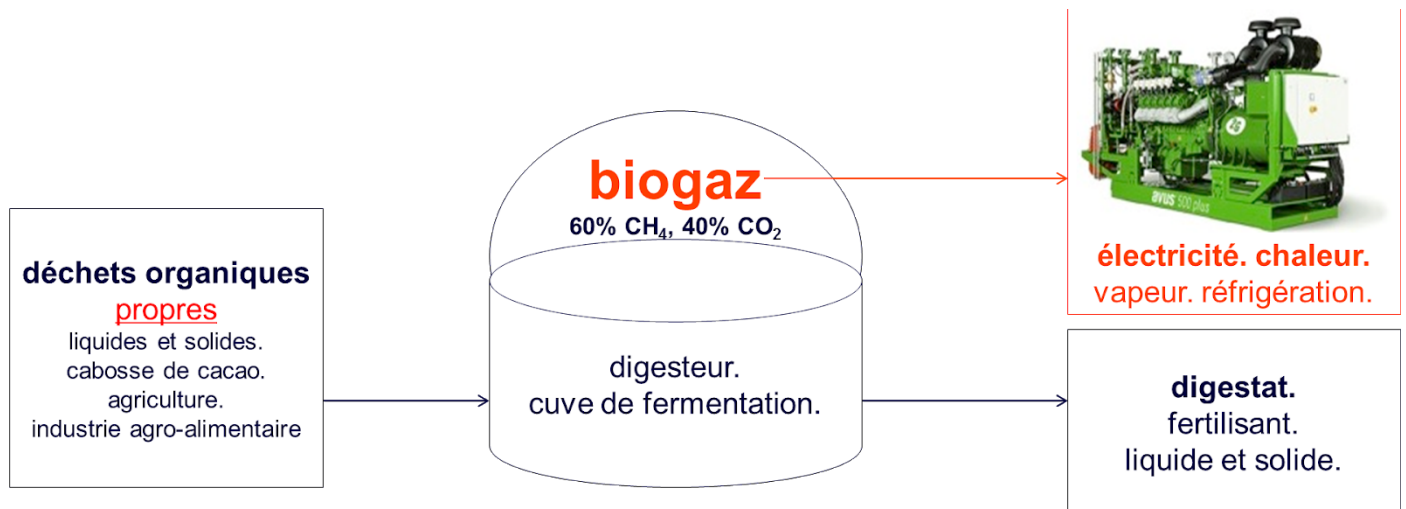


Figure 1. processus de la digestion anaérobie.

b. Raisons pour l'exclusion des autres processus de l'élaboration détaillée.

Les autres technologies élaborées dans les études précédentes ont atteint un niveau de maturité différent mais qui reste insuffisant pour le traitement fiable de la cabosse de cacao.

Le problème phare des autres solutions pré-traités par les études précédentes est que la matière (cabosse) a une teneur en matière sèche entre 15-25%, après la récolte, du temps ensoleillé peut augmenter ce taux jusqu'à 40-50%.

Tout processus qui entraîne le séchage et le transport devrait assurer que le séchage se fasse en amont afin d'éviter les coûts de transport d'eau non valorisable. Aussi l'utilisation de la chaleur perdue dans des processus industriels peut représenter une solution économique pour le séchage.

Les inconvénients principaux des autres processus, comme élaborées dans les études précédentes, soulevés sont cités ci-dessous.

- **La combustion directe :**
 - le taux d'humidité des déchets doit idéalement être à 0% ou au moins inférieur à 50%, celui de la cabosse de cacao est entre 80 et 90% et plus il y a l'humidité, plus la combustion produit le monoxyde de carbone (gaz toxique avec au moins 300 décès par an).
 - faible efficacité carbone (30%) par rapport à la digestion anaérobie (50%).
 - consommation importante en énergie, dans la phase séchage et calibrage en amont et pour le traitement d'eau en aval (refroidissement – installation impérative du site près d'une source d'eau).
 - très peu d'outputs (chaleur – vapeur – cendres) en comparaison à d'autres solutions de valorisation.
 - les Nations Unies, rappellent dans leur programme pour l'environnement (PNUE) que la combustion directe est une plus grande émettrice de gaz à effet de serres (GES).
- **Le briquetage/pellets:**
 - nécessité de prétraitement des matières premières (broyage et séchage, moins de 10% humidité).
 - très peu d'outputs (exclusivement les briquettes).
 - RCI dispose d'une abondance variété de biomasse utilisée dans les chaudières (eucalyptus, résidus cacahuète, ...).
 - le Briquetting peut être une solution pour la cabosse de cacao ; dans ce sens UNIDO et CTCN s'engagent à ce moment sur un nouveau volé phare dans la région Afrique de l'Ouest qui comprends plusieurs pays.
- **La gazéification** (température haute 700 à 1 600°C, avec un peu d'air ou O₂) :
 - nécessité d'un prétraitement des matières premières, un séchage pour obtenir un taux d'humidité de 10 à 20%, et d'une granulométrie homogène.
 - consommation d'énergie pour le prétraitement des grains.
 - faible pouvoir calorifique du syngaz (85% des outputs) avec l'agent gazéifiant le plus accessible (air).
 - nécessité d'un post-traitement du syngaz avant la valorisation.
 - la technologie n'est pas largement utilisée et demande un coût de maintenance élevé.
 - les moteurs otto à gaz de synthèse ne sont pas standards, pas d'expérience mondiale ce qui implique un risque élevé pour l'investisseur,
 - les institutions internationales financières IFIs refusent jusqu'à maintenant de financer la gazéification.
- **La pyrolyse** (carbonisation, température moins haute que gazéification, en absence de l'air) :
 - nécessité de prétraitement des matières premières pour atteindre un taux d'humidité inférieur à 20%.
 - nécessité de post-traitement du gaz obtenu.
 - les bio-huiles ou huiles de pyrolyse doivent être raffinées.
 - faible efficacité électrique (22 à 25%) et faible efficacité carbone (30%).
 - immaturité de la technologie qui est maîtriser jusqu'à ce jour dans des environnements très contrôlés.
 - très coûteuse.
- **La CHT** (carbonisation hydro-thermique) :
 - la technologie est d'un aspect plus théorique que pratique.
 - technologie en cours de développement.
 - trop chère.

Sur une note plus favorable, il est important de signaler qu'avec les avancées technologiques, il serait envisageable dans le futur un système de méthanisation accouplé avec pyrolyse et gazéification, ou les 3 technologies travaillent ensemble pourra être réalisable. Ceci demandera une grande étude détaillée.

Maîtriser une étape et commencer avec la plus simple (i.e. DA) et fortement conseillée et minimise le risque pour l'investisseur.

c. Raisons contre la digestion anaérobie, les limites de la DA.

Très peu parlent dans les études précédentes dans le cadre de cette AT de la problématique qui pose la cabosse de cacao pour la DA :

En effet même la littérature est sur un côté favorable pour la DA de la cabosse de cacao.

- Dimitra Maleka (2015), assessment of the implementation of alternative process technologies for rural heat and power production from cocoa pod husks, Master of Science Thesis, KTH School of Industrial Engineering and Management Department of Energy Technology, Division of Heat and Power Technology SE-100 44, Stockholm.

Sur un autre côté pas du tout favorable.

- Darwin, Cheng, J.J., Gontupil, J. and Liu, Z. (2016) 'Influence of total solid concentration for methane production of cocoa husk co-digested with digested swine manure', Int. J. Environment and Waste Management, Vol. 17, No. 1, pp.71–90.
- Des experts contactés par MSConex voient parfois la cabosse comme inhibiteurs, légèrement ou fortement difficiles à digérer:

Parmis les contraintes du processus de la DA qui limitent la cabosse sur 20-30% des intrants est que les grains sont naturellement protégés à l'intérieur par la gousse, contre la digestion dans des conditions graves ; humides et chaude, donc ce qui pose problème d'inhibition c'est:

- les acides tanniques (tanin),
- la lignine,
- la cellulose.
- Il reste important aussi à vérifier la technologie de broyage (prétraitement) la plus adéquate pour la cabosse de cacao. Également à vérifier dans quelle mesure la formation de couches flottantes peut-elle être évitée en broyant et en agitant le matériau (cela dépend également du co-substrat).

d. Directive : nécessité du test rendement en biogaz pour la cabosse de cacao.

- Ambiguïté : Des échantillons ont été envoyés à « Technology Centre for Biorefining and Bioenergy (Ireland), 10 kg shipped to Ireland March 2015 (Pre-feasibility study 2015) », **où sont les résultats** ? Est-ce qu'il y avait des tests de rendement en biogaz qui ont été effectués ?
- Dans Renetech (2015), page 35, Figure 12. 300 Nm³ de biogaz BG/t fruit de cacao (cabosse plus fèves), est un résultat douteux, incertain et illogique !
En un mots : 300 Nm³ BG/t fruit de cacao, c'est 400 Nm³ BG / t cabosse, c'est **plus que 2000 Nm³ BG / t SV**, boues de vache par comparaison 233 Nm³ BG / t SV, ensilage maïs 660 Nm³ BG / t SV.

Certaines autres études mentionnent un faible rendement !

- Le rendement théorique (Buswell) de biogaz à 438 Nm³/t MSO (SV), 51,6% de CH₄. C'est aussi notre meilleure estimation à ce moment.
C'est 208 Nm³ de biogaz / t substrat de cabosse de cacao. Hypothèse : MS=50%, SV=95%, (d'après Buswell dans Dimitra Maleka 2016).
- Des experts contactés par MSConex ont estimé pour la cabosse de cacao un rendement entre 200 et 400 Nm³ / t SV avec un minimum de 50% en méthane.
- **nécessité des analyses**, la détermination de tous les éléments nutritifs et des inhibiteurs. On peut alors en déduire des concentrations inhibitrices. Également un manque de nutriments peut conduire à une fermentation plus médiocre. En outre, on doit examiner la teneur en matières grasses et en fibres brutes et ça permet de détecter les premières indications d'un rendement en gaz fiable. Les essais de méthanisation (gas yield batch tests) vont finalement confirmer nos hypothèses.

Tableau 1: Comparaison du rendement en biogaz avec celui d'autres substrats.

Substrat original SO	DM/t SO	SV/t DM	Nm3 BG/t SV	CH4 %	Nm3 CH4/t VS	Nm3 BG/t Substrat
Ensilage de maïs	32%	96%	660	62%	409	202
Légumes / fruits	13%	83%	650	52%	338	70
Lisier de vaches	10%	85%	233	62%	144	20
CPH Renetech 2015	25%	75%	2133	60%	1280	400
CPH Darwin, Cheng, J.J., Gontupil, J. and Liu, Z. (2016)	2%	78%			60	
	4%	88%			39	
CPH théorique Buswell (Maleka)	50%	90%	462	51.60%	238	208
CPH experts consultés par MSConex, estimations	20%	77%	400	min 50%	200	61.6
	50%	70%	200	min 50%	100	70

Note 1 : Le tableau ci-dessus donne le rendement en biogaz d'après plusieurs études, comparaison avec des substrats bien connus.

Note 2 : L'étude Darwin, Cheng, J.J., Gontupil, J. and Liu, Z. (2016), **difficile à juger**, la MS a une influence comparativement petite sur la fermentabilité.

Formulation des hypothèses.

a. Une combinaison optimale du substrat détermine l'emplacement.

Le premier grand objectif est **d'établir une combinaison possible et optimale de substrats** pour une première usine de digestion anaérobie à échelle industrielle (15 000 à 40 000 tonnes/an, dépend de l'humidité, soit ~40-100 tonnes/jour), qui traite un mélange de résidus la cabosse de cacao avec des déchets spécifiques à la Côte d'Ivoire.

Les enveloppes de gousse de cacao sont considérées comme un substrat légèrement (ou fortement) difficile en raison de la présence d'inhibiteurs, de tanin (acides tanniques), de la lignine et de la cellulose.

L'étude courante de digestion anaérobie se concentre sur un mélange « relativement bon » de substrats, possible en Côte d'Ivoire, avec un **max de 30% de la cabosses de cacao**.

La co-digestion fait référence aux effets positifs sur la production de biogaz et à l'approvisionnement en nutriments manquants pour les microorganismes. Différents substrats (complémentaires) génèrent parfois un rendement de biogaz plus élevé en combinaison des uns avec des autres ; Il y a un **effet de synergie**.

C'est à analyser :

- **Premièrement dans le laboratoire** ; l'analyse des éléments nutritifs et des inhibiteurs, la teneur en matières grasses et en fibres brutes, déduire des concentrations inhibitrices et le manque en nutriments, puis pour certaines recettes la faisabilité et fermentabilité et le rendement en gaz peuvent être déduites.

Subséquent le rendement en biogaz est à confirmer par des **essays de méthanisation** (gaz yield batch test) de la cabosse de cacao et des co-substrat non-connus dans le laboratoire.

- **Deuxièmement** en CI chez ANADER ; l'installation **d'un réacteur d'essai** de l'ordre de 1 à 2 m³ de volume de digesteur et d'un agitateur à hélice.

Il faut commencer avec un mélange de petite quantité de la cabosse de cacao et une grande quantité de co-substrat et testez-le pendant au moins 3 mois. Avec un fonctionnement stable, la fraction de la cabosse de cacao peut ensuite être augmentée par étapes et contrôlée à nouveau sur plusieurs périodes de repos. Quotidiennement la qualité et la quantité du gaz est enregistré. Si le volume et la qualité du gaz change rapidement, le substrat/digestat dans le fermenteur est en train de produire les acides gras volatils, par conséquent le pH diminue.

La recherche des **co-substrats** est dépendante du **gisement** de ces dites autres matières ou déchets organiques, là, où ils se trouvent.

L'emplacement de l'unité alors dépend :

- de la disponibilité de ces substrat/le gisement en qualité et quantité dans la proximité,
- et à la proximité d'un utilisateurs/consommateur des énergies (l'électricité ou/et de la chaleur/vapeur) qui devront être produites par le processus de la DA.



La liste de substrats liés au cacao se présente comme suit :

1. Cabosse de cacao (matière sèche MS 10-25% au temps de la récolte), c'est quoi la teneur en MS après un certain temps de stockage, à l'arrivé à l'unité de DA.
2. Les fèves qui ne sont pas conformes,
3. Jus de fermentation des fèves (liquide, MS 5%),
4. Résidus de cacao des broyeurs (après séchage), coquilles de cacao (DM 85-95%).

La liste de co-substrats possibles non-exhaustifs se présente comme suit :

1. Fumier sec/séché ou lisier (liquide, frais, avec ou sans urine)
 - a. Bovins,
 - b. Volaille,
 - c. Porc.
2. Fruits, les épluchures de la production de jus, séchage de fruits
 - a. Ananas,
 - b. Papayes,
 - c. Mangues,
 - d. Bananes, plantains,

- e. Fruits de cajou/pomme,
 - f. Agrumes dans une certaine mesure (tanin).
3. Tubercules de manioc, production de Gari (amidon, l'amidon, fleur)
 - a. Epluchures,
 - b. L'eau de lavage,
 - c. Pommasse.
 4. L'huilerie de palme
 - a. POME (palm oil mill effluent),
 - b. cake de pression,
 5. Déchets d'abattoir
 - a. Contenu des panses,
 - b. Intestins non vendables, sang,
 - c. Têtes de volaille, intestins, pieds, etc.
 6. Déchets agro-industriels
 - a. Effluents laitiers, fromagerie/laiteries,
 - b. Déchets de transformation de la pêche,
 - c. Conserves de fruits, eau de lavage, (ananas, etc.)
 - d. Transformation des aliments, épluchures, frites, croustilles, etc.,
 - e. Déchets de brasserie, grains usés,
 - f. Boulangeries, vieux pains,
 - g. Biscuits, crème glacée, chocolat.
 7. Boues des usines papiers.
 8. Toilettes/latrines.
 9. Autres.

Une bonne **documentation** de chaque matière englobe:

- la description de chaque matière (MS!),
- la quantité/tonnage réellement disponible chaque jour, semaine, mois, an,
- la saisonnalité de sa disponibilité dans l'année,
- beaucoup de photos,

et permet donc de déduire la fermentabilité, l'acceptance comme co-substrat, son rôle dans le processus, la faisabilité, le rendement en biogaz.

b. Formuler les hypothèses.

Dans un monde idéal, nous vison ou convenons sur un site pilote dans une région/sur un lieu spécifique où il y a un bon gisement de certains déchets agricoles / substrats complémentaires. Ensuite, l'analyse sera basée sur :

- Les combinaisons de substrats disponibles,

- La limitation de la cabosse de cacao à 20, max. 30%,
- Compte tenu des résultats des essais pour le rendement gaz (estimation du potentiel de méthane) de la cabosse de cacao.

Dans un monde non-idéal, les élaborations de convenir sur le site pilote prennent plus de temps, nous allons donc continuer et :

- Formuler des hypothèses sur les combinaisons de substrats qui pourraient fonctionner dans RCI,
- Et baser l'analyse financière subséquente sur celles-ci.

Les hypothèses sur le mix des substrat disponible :

Exemplairement un mix d'intrants est proposé comme suivant :

Intrants/substrats	t/jour	t/an	MS	SV	Biogaz Nm3/t SV	CH4
Cabosse de cacao	20	7,300	30.0%	85%	300	52%
Fumier volaille	10	3,650	32.0%	75%	465	60%
Lisier porc	15	5,475	4.7%	72%	447	61%
Déchets d'ananas, mix épilures, feuilles	10	3,650	20.0%	86%	513	53%
Effluent moulins à huile de palme	10	3,650	6.0%	90%	476	71%
Déchets fruit/légume	8	2,920	13.0%	83%	600	56%
Gazon, herbes, miscanthus, lemon grass	8	2,920	20.0%	90%	493	47%
TOTAL matière entrante	81	29,565	18.7%			
Liquide recyclé digestion	10	3,650	4.0%	25%	450	57%
Eau fraîche	10	3,650	0.0%	0%	0	0%
TOTAL	101	36,865	15.4%			55%

L'eau fraîche (10 t/jour) et l'eau de la phase liquide du digestat recyclé (10 t/jour) sont ajoutées pour diluer et liquéfier la matière.

L'hypothèse pour le rendement de la cabosse de cacao ne suit pas le rendement théorique d'après Buswell, comme calculé dans Dimitra Maleka (2016), 462,1 Nm3 / t VS, qui nous semble trop prometteuse ; on se base sur la moyenne des estimations des experts consultés par MSConex (300 Nm3 / t SV).

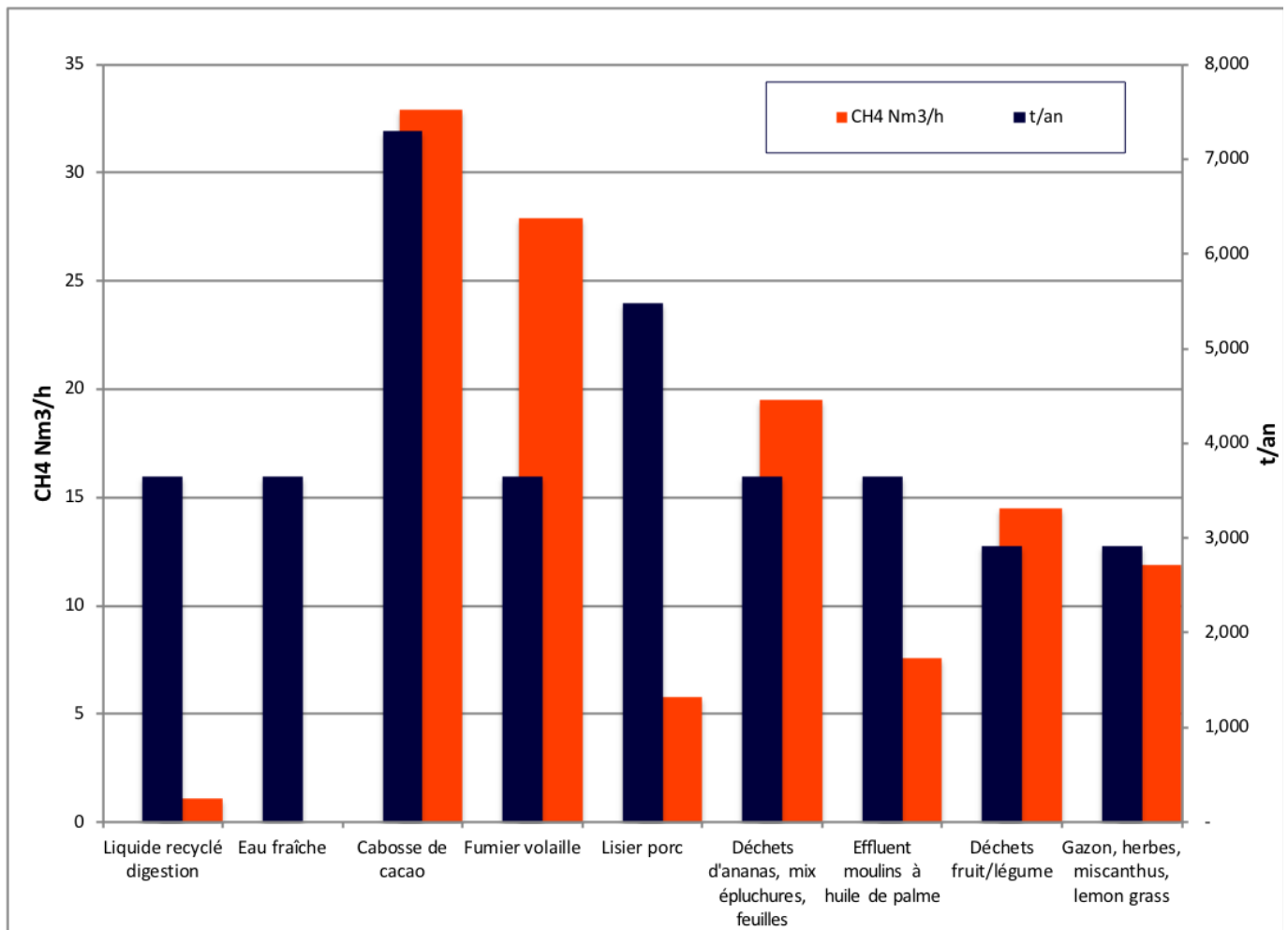
L'hypothèse pour la qualité de la cabosse de cacao est donc, MS 30%, SV 85%.

La part de la cabosse de cacao est 20t/jour, 25% de la totalité des intrants, et cette combinaison nous semble faisable. Il est quand même conseillé de commencer avec des plus faible quantités comme 10t/jour (12%) de cabosse de cacao et augmenter sa quantité successivement en observant attentivement le rendement en biogaz, méthane et du pH.

c. Production du biogaz.

Intrants/Substrats	BG Nm3/an	CH4 Nm3/an	CH4 Nm3/h
Liquide recyclé digestion	16,425	9,362	1.1
Eau fraîche	0	0	-
Cabosse de cacao	558,450	288,160.2	32.9
Fumier volaille	407,340	244,404.0	27.9
Lisier porc	82,702	50,448.5	5.8
Déchets d'ananas, mix épluchures, feuilles	322,061	170,692.5	19.5
Effluent moulins à huile de palme	93,820	66,611.9	7.6
Déchets fruit/légume	189,041	105,862.8	12.1
Gazon, herbes, miscanthus, lemon grass	259,121	121,786.8	13.9
TOTAL	1,928,960	1,057,329	121

Notre portfolio, bien défini (par nos hypothèses), donne directement le rendement en biogaz et méthane. La contribution à ce rendement de chaque intrant se présente comme suit.



Le débit méthane par heure (CH₄/h) se traduit en capacité calorifique théorique et des énergies produites. Il faut créer la recette des entrants en prenant compte de la production des énergies, l'utilisation de ces énergies et le consommateur de ces énergies, il faut donc formuler des hypothèse sur un possible consommateur.

Pouvoir calorifique disponible pour conversion.			
Biogaz	220 Nm ³ /h	8 760 heures	1 928 960 Nm ³ /an
Méthane CH ₄ 55%	121 Nm ³ /h	8 760 heures	1 057 329 Nm ³ /an
Pouvoir calorifique théorique	1 207 kW	8 760 heures	10 573 290 kWh/an

Hypothèse/option A : biogaz pour la chaudière.

Présumé que le biogaz sera utilisé entièrement dans une chaudière pour remplacer le fioul lourd, propane, etc. ça sera l'option préférée pour la production de la vapeur.

Option biogaz direct pour chaudière.			
Pouvoir calorifique théorique	1 207 kW	8 760 heures	10 573 290 kWh/an
Rendement de la chaudière 85%	1 026 kW	8 760 heures	8 987 297 kWh/an
Consommation thermique digestion	-	-	626 705 kWh/an
Net thermique 79,1%	954 kW	8 760 heures	8 360 592 kWh/an
Vapeur 150°C, 5 bar, (hypothèse l'eau d'alimentation 26°C)		8 760 heures	1 292 kg/h

Hypothèse/option B : cogénération.

Présumé le biogaz doit être utilisé dans un moteur de cogénération, pour l'électricité et la chaleur (eau chaude 90°C). L'unité tournera 8 189 heures dans l'année, ce correspond à un taux d'utilisation de 93,5% et doit s'adapter au besoin du consommateur, l'industrie connectée ou un grand utilisateur (hôtel, abattoir, etc.) d'électricité et de la chaleur, la possibilité d'injection dans le réseau électrique local, etc.

Les heures de pause sont régulièrement utilisées pour la maintenance, vidanges d'huile, etc.

Option cogénération, 550 kW électrique.			
Rendement électrique 42,6%	550 kW	8 189 heures	4 504 222 kWh/an
Rendement thermique 40,6%	524 kW	8 189 heures	4 292 756 kWh/an
Consommation électrique max 5,0%	28 kW	8 189 heures	225 211 kWh/an
Net électrique	523 kW	8 189 heures	4 279 011 kWh/an
Consommation thermique digestion	77 kW	8 189 heures	626 705 kWh/an
Perte thermique ~3%	16 kW	8 189 heures	128 783 kWh/an
Net thermique	432 kW	8 189 heures	3 537 268 kWh/an
TOTAL 73,9%	954 kW	8 189 heures	7 816 279 kWh/an



Image : Exemple d'un moteur de cogénération, 2G Agenitor 500 plus (550 kW capacité électrique, 524 kW thermique), à gauche avec châssis en acier pour l'insonorisation.

Hypothèse/option C : cogénération et vapeur par chaudière.

Présumant une situation où le client/consommateur veut une partie en électricité l'autre en vapeur produite à travers sa chaudière existante, cas possible d'application dans un abattoir communal.

Un moteur de 250 kW électrique, 245 kW chaleur conventionnelle (90°C), plus 650 kW biogaz pour la chaudière et les besoins en vapeur.

C'est la solution moitié/moitié, la moitié du biogaz est destinée au moteur, l'autre à la chaudière.

Option cogénération plus vapeur par chaudière.			
Rendement électrique 42,5%	250 kW	8 295 heures	2 073 698 kWh/an
Rendement thermique 41,6%	245 kW	8 295 heures	2 029 785 kWh/an
Consommation électrique max 5,0%	13 kW	8 295 heures	103 685 kWh/an
Net électrique	238 kW	8 295 heures	1 970 013 kWh/an
Consommation thermique digestion	76 kW	8 295 heures	626 705 kWh/an
Perte thermique ~3%	7 kW	8 295 heures	60 894 kWh/an
Net thermique en l'eau chaude 90°C	162 kW	8 295 heures	1 342 186 kWh/an
Chaudière	650 kW	8 760 heures	5 694 000 kWh/an
Net chaudière en vapeur 85%	553 kW	8 760 heures	4 839 900 kWh/an
Vapeur 150°C, 5 bar, (hypothèse l'eau d'alimentation 26°C)		8 760 heures	750 kg/h

d. Dimensionnement de l'installation de biogaz.

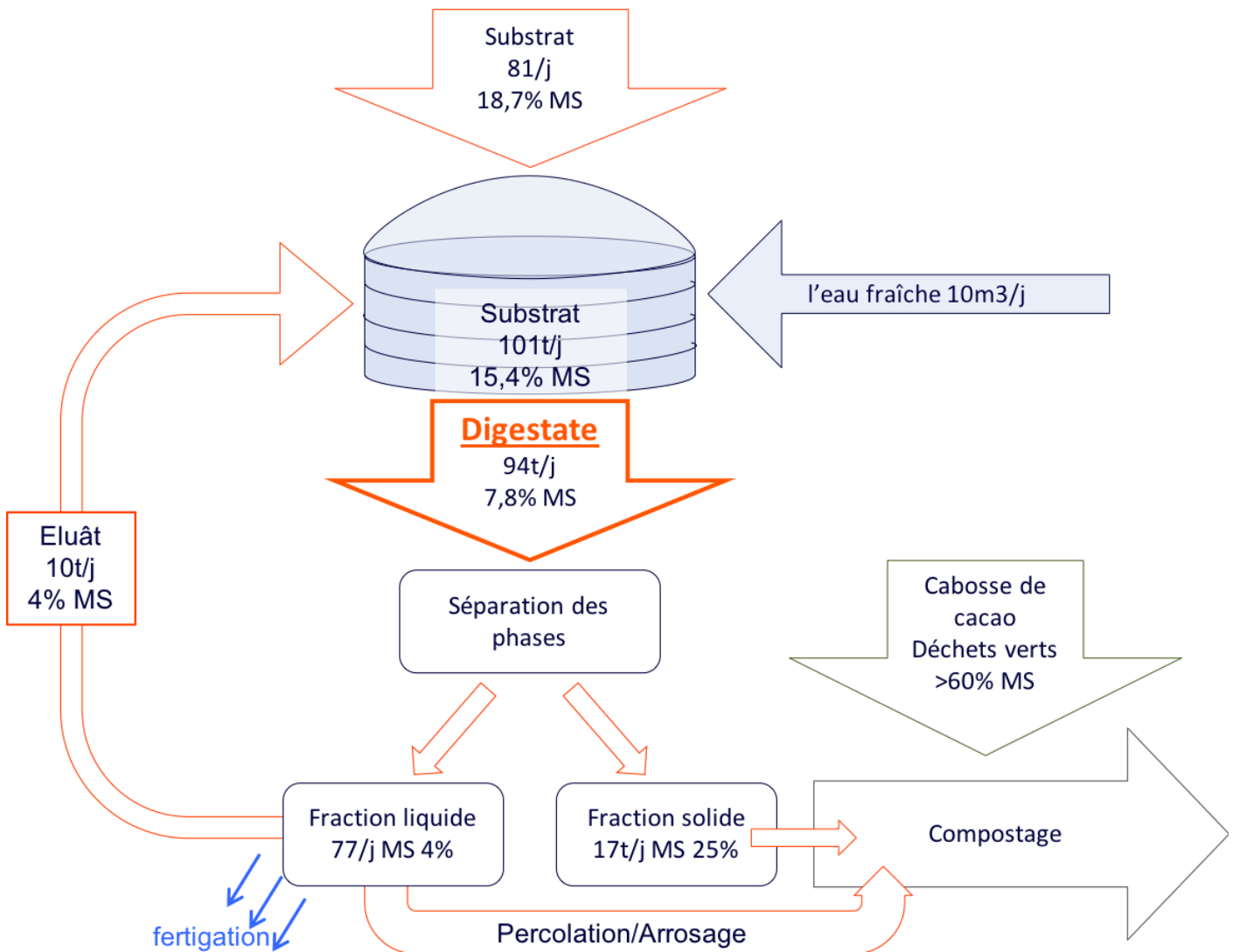
La recette des intrants choisie détermine le dimensionnement de la cuve.

Certains substrats nécessite une durée de rétention dans le digesteurs plus longue comme les herbes, l'ensilage de miscanthus, et la cabosse de cacao à cause de leur contenu en fibre et lignine.

- Volume net d'un seul grand digesteur : 6 200 m³ (uniquement les installations à échelle industriel sont fiables et rentable, à long terme),
- Temps de rétention moyenne : 62 jours,
- Charge organique (organic loading rate OLR) : 2,0 kg/m³/jour (limite pas plus que 3 kg/m³, max 3,5),
- MS à l'entrée : 15,4%,
- MS à la sortie : 7,8%,
- TKN : 5,38 g/kg matière dans digesteur (limite pas plus que 7 g/kg).

e. Flux de la matière.

Estimation de la production du fertilisant ; des parties solides/liquides :



Le digestat provenant de la DA est un fertilisant organique, riche en nutriments NPK, prêt pour la fertilisation liquide. Le digestat agit plus tôt comme engrais, les nutriments sont disponibles dégradés et minéralisés, assimilables pour les plants en pleine croissance.

Le digestat peut subir une séparation des phases, solide et liquide. La phase solide sera partiellement utilisée et introduite dans le processus, le reste peut être utilisé pour la fertilisation et irrigation des cultures, serres, ou les espaces verts dans la saison sèche.

La partie solide peut être préparée comme composte, et/ou ensachée et vendue comme produit d'amélioration de sol.

Le tableau ci-dessous, donne l'estimation du reste de fertigation à partir du flux des intrants et des différentes phases du processus.

Flux des matières		t/jour	t/an	MS
Intrants	80%	81	29,565	18.7%
Liquide recyclé digestion	10%	10	3,650	4.%
Eau fraîche	10%	10	3,650	0.%
Total Intrants	100%	101	36,865	15.4%
Digestat	93%	94	34,446	7.8%
Fraction Solide	17%	17	6,233	25.%
Fraction Liquide	-	77	28,213	4.%
Liquide recyclé digestion	-	10	3,650	4.%
Reste Fertigation	67%	67	24,563	4.%

Potentiel nutritive du fertilisant : des parties solides/liquides de notre portfolio :

La détermination du potentiel nutritive se fait rationnellement à partir des analyses à effectuer. Et se fait notamment pour la recette des intrants.

Dans Dimitra Maleka on trouve une estimation (théorique) pour la cabosse de cacao (uniquement, ce qui reste insuffisante et non faisable à notre avis).

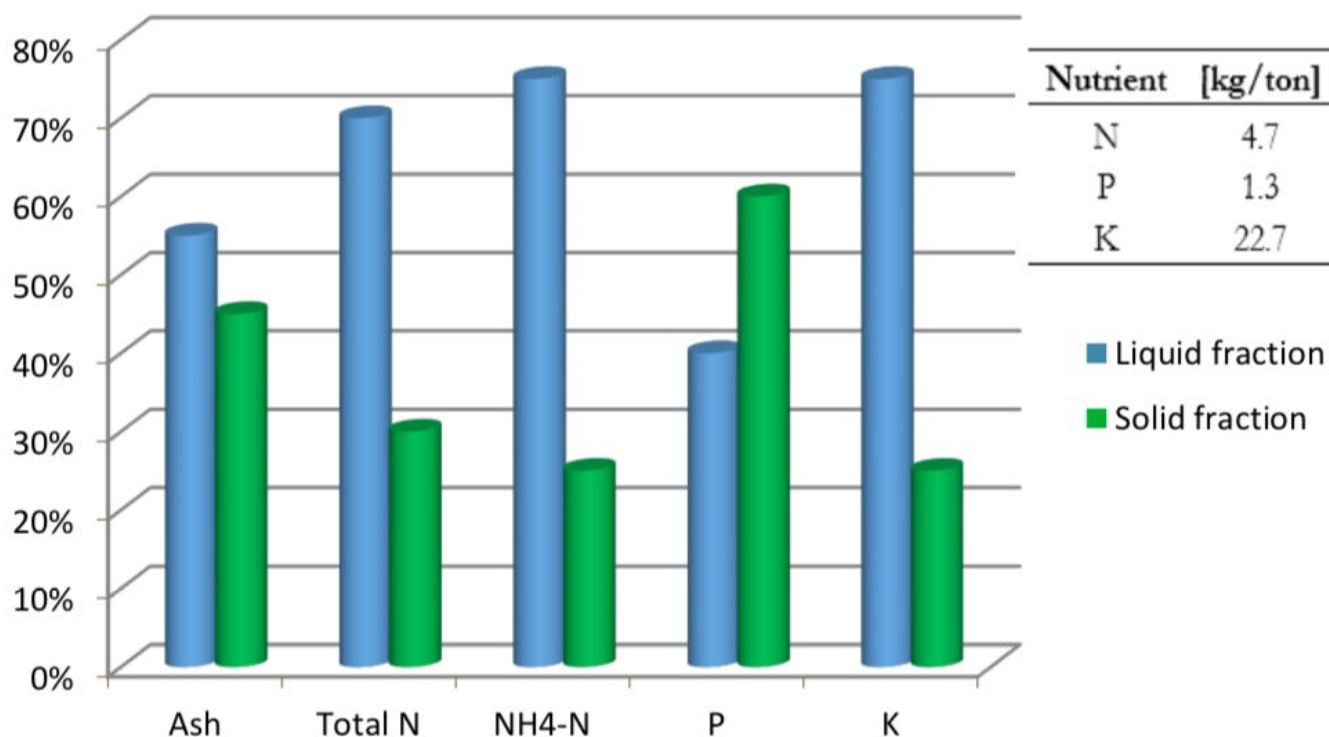


Figure : Dimitra Maleka (2015), page 46, assessment of the implementation of alternative process technologies for rural heat and power production from cocoa pod husks, Master of Science Thesis, KTH School of Industrial

f. Le potentiel d'atténuation du CO2.

Le potentiel d'atténuation se calcule comme suit, il se compose principalement de deux facteurs :

1. les énergies produites qui remplacent les fossiles, et donc le facteur d'émissions joue un rôle important.
2. le méthane capté dans des conditions normales (sans unité DA) sera émis dans l'atmosphère comme GES, conservativement on veut présumer que 50% de notre méthane produit sera dégagé sous les conditions présentes (business as usual). Chaque intrants doit être recherché dans les conditions du stockage et de dégradation actuelle, pour la définition de plusieurs baselines.

PRG c'est le Potentiel de réchauffement global, i.e. 25 fois celui du CO2 pour le méthane.

Catégorie		Quantité	Facteur Emissions	Densité kg/Nm3	PRG	t CO2/an
1	Electricité économisé	4 279 011 kWh/an	0,501 kg CO2/kWh		1	2 145 t/an
	Chaleur économisé	3 537 268 kWh/an	0,449 kg CO2/kWh		1	1 868 t/an
2	Méthane capté	1 057 329 Nm3/an	50%	0,656	25	8 670 t/an
	1% glissement	10 576 Nm3/an		0,656	25	-173 t/an
	TOTAL					12 509 t/an

Une unité qui traite les résidus agricole comme constaté, d'après cette calculation, a le potentiel d'atténuer 12 500 tonnes CO2 équivalent par an.

L'analyse économique et financière.

a. Equipement et génie civil.

Il est primordial que l'installation soit équipée pour recevoir tout type de déchets, liquides et solides, lisier et cabosse de cacao. Pour cela, nous recommandons :

- 2 préfosse (dans génie civil),
- équipement pour préfosse :
 - 2 pompes, 2 agitateurs immergé, tuyauterie,
- trémie d'incorporation et multimix/broyage
 - Trémie 58m³, une installation de dosage à applications variées pour le stockage et la préparation de substrats très différents, cabosse de cacao, substrat fibreux comme fumier volaille, ensilage de pailles, etc. capacité max. 32 000 kg, embase en acier inoxydable, murs inox jusqu'à 1,2 m, indicateur de pesée pour doseur 4 pieds.
 - Vis de convoyage inox placée sous la trémie qui convoie le contenu vers une unité d'inoculation et liquéfaction avec récirculat du digesteur,
 - Broyeur Multimix 40m³/h, 8-10t/h Rotacut/Macérateur en ligne, des couteaux rotatifs auto-affûtés et séparations des corps étranges,
 - 1 pompe, vannes et tuyauterie, raccordement.

- 1 digesteur principale, Ø31,48m, 6848 m³ de volume brut
 - Volume utile: 6187m³, hauteur de la cuve: 8,80m, zone du liquide en acier DUPLEX 1.4162, zone gazeuse en acier DUPLEX 1.4462,
 - gazomètre(toiture) Vmax=3320m³, Vvar=2454m³, H=7,55m, stockage pour 15h de production du biogaz,
 - isolation, tuyauterie de chauffage,
 - brasseurs (3) immergés,
 - agitateurs axiaux (3),
 - plateforme de travail, escalier, trou d'homme,
 - conduite de biogaz avec soupape de sécurité,
 - disque de rupture (sécurité contre la mousse),
 - point d'échantillonnage,
 - équipement d'injection d'air pour la désulfuration du biogaz,
 - équipement anti mousse pour le digesteur,
 - tuyauterie.
- Cogénération 550kW el, 400V, 50Hz, moteur à biogaz, en conteneur,
 - Rendement électrique 42,6 %, rendement thermique 40,6 %,
 - Génératrice : alternateur synchrone triphasé,
 - Armoire de contrôle/surveillance du moteur et du générateur, large écran, tactile LCD, démarrage, synchronisation, suivie réseau de chauffage,
 - Armoire de puissance centralisant le réseau triphasé de production d'énergie de la génératrice au disjoncteur,
 - Echangeur thermique à plaques pour séparer le circuit chauffage client du circuit du moteur,
 - Radiateur de refroidissement axial au glycol,
 - Pompes de circulation eau-glycol,
 - Kit forte chaleur : plus grand refroidisseur d'urgence, climatisation des
 - cabinets de contrôle,
 - Conduite de réglage d'arrivée du gaz,
 - Kit vidange : réservoirs d'huile 2x1000 l, pompe pour remplissage,
 - Distributeur pour thermique 4 voies,
 - Installation en conteneur, mise en service, instruction du personnel de service et consignes d'utilisation,
 - Contrôle à distance.
- Transformateur moyenne tension (optional).
- Unité de désulfuration,
 - Désulfuration du biogaz, tour de lit bactérien pour dégrader l'H₂S (trickling filter/reacteur filtres biologiques),

Capacité de traiter 250Nm³ /h du biogaz avec max. 2000 ppm H₂S,
Réduction de H₂S sera supérieure à 92 %, à moins de 150 ppm à la sortie,

- Dessiccateur du biogaz, refroidisseur pour déshumidification,
- Réchauffage du biogaz (rend le filtre charbon plus efficace),
- Filtre charbon actif, plus remplissage de charbon actif, pour l'enlèvement du reste de H₂S,
- Torchère de sécurité, connexion, capacité : 130 – 350 m³/h de biogaz.
- Unité pompage centrale et contrôle en conteneur,
 - Pompes, vannes, raccords, compresseur, surveillance de surpression,
 - Module de dosage de granulats, nutriments, hydroxyde de fer, etc.,
 - Unité de contrôle, automate industriel avec unité de contrôle SPC pour unités de biométhanisation
 - Système d'analyse du gaz, CH₄, CO₂, H₂S, etc., mesure avant et après charbon actif,
 - Parafoudre de types 1, 2, et 3 (protection fine des récepteurs),
 - Raccordement digesteur, lagoon,
Équipement pour agitation de lagoon, passerelle, raccordement.
- Optionnel : Unité de séparation de phases jusqu'à 40m³/h10 t/h,
 - Presse filtrante à vis 4kW, cuve tampon en amont,
 - plateforme, 3m,
 - Pompe en amont, vanne, raccordement,
 - Pompe pour éluat en aval, vanne, raccordement,
 - Cuve de collecte de l'éluat de séparation 1m³,
 - Tuyauterie.
- Suivi biologique 12 mois
- Laboratoire
- Génie civil, divers
 - Travaux de nivellement du terrain, drainage, ceinture,
 - Travaux de creusage,
 - Préfosses en béton,
 - Dalles en béton pour digesteur, conteneur cogénération, salle pompage, séparation (plus mur),
 - Bureau, labo, salle réunion, magasin, atelier, installations sanitaires/toilettes, en conteneur possible,
 - Pont bascule,
 - 1 chargeuse,
 - Lagoon sur site pour, géomembrane, volume de 20 000 m³, stockage pour digestat liquide pour 8 mois,
 - Système protection foudres (si nécessaire),
 - Certificats, permissions.

- Transport,
- Conseil, études.

b. CAPEX/besoins d'investissement.

Position	EUR	XOF (x 664) Franc CFA
L'ensemble d'équipement de méthanisation : Prétraitement, digesteur, cogénération, traitement du biogaz, séparation, filtre biologique, transports, installations inclus.	2 705 000	1 796 120 000
Transformateur et disjoncteurs.		33 200 000
Autre équipement, chargeuse, pont bascule etc.		66 400 000
Frais, permissions, consulting, enregistrement CC, etc.		232 400 000
Génie civil.		265 600 000
TOTAL Investissement OPTION B (cogen 550 kW)		2 393,720 000
TOTAL Investissement OPTION A (sans cogén)		1 849 461 000
TOTAL Investissement OPTION C (cogen 250 kW)		2 253 789 000

Sans cogénération on a moins d'investissement, c'est donc sans transformation, sans de systèmes de désulfuration et un différent prix pour le transport, etc., moins de CAPEX en général.

c. Structure des revenus, bénéfiques, économies (apport local nécessaire)

Les sources de revenus, directe et indirecte : c'est l'ensemble des revenus qui porte le projet morcelable entre les porteurs du projet (exploitant, industriel, investisseur, commune, état, ANADER?, ...), on les répartit comme suit:

Directes :

- Vente de l'électricité produite kWh,
- Vente de la chaleur produite kWh,
 - pour l'eau chaude de la cogénération,
 - pour de la vapeur de provenance biogaz direct pour la chaudière (optionnel).
- Vente du fertilisant solide par tonne,
- Vente du fertilisant liquide par tonne,
- Vente des crédits carbone.
- Vente du service de traitement des déchets organiques de façon 100 % durable et circulaire, prix : redevance par tonne de déchets reçue/transférée, si il y a un intérêt d'une structure.

Indirectes :

- Diminution du transport de déchets, réduction des kilomètres pour 26 t/j,
- Non-enfouissement, la durée de vie de la décharge sera prolongée,
- Non-production et non-traitement du lixiviat.

Electricité

Prix d'électricité pour moyenne tension MT pour l'industrie en CI : ~61 XOF/kWh (Franc CFA)

	XOF
Heures pleines	56,19
Heures de pointe	71,38
Heures creuses	48,85
Heures moyen	56,58
Prime fixe annuelle par kW souscrit (550 kW, 8 189 heures)	4,72
XOF/kWh	61,30

Réf: www.anare.ci/assets/files/pdf/loi_reglement/arrete/ARRETE_INTER_N002_DU_02_JAN_2019.pdf / <http://www.anare.ci/index.php?id=27>

Entre 2012 et 2019 ce tarif a vu une augmentation de 12,5%.

Chaleur

Carburant	Densité kg/m ³	kJ/kg	kWh/kg	XOF/kg	XOF/kWh th
Fioul lourde 180	900	43 000	11,9	418	35,00
DDO	835	44 000	12,2	545	44,60
Butane-vrac	2,4	49 510	13,8	444	32,28

Réf : <http://mpeder.ci>, Août 2019.

En se basant sur ces prix ;

61,30 XOF / kWh électrique et

35,00 XOF / kWh thermique brut → 41,17 XOF / kWh net (hypothèse que l'efficacité de la chaudière 85%).

Les revenus pour les deux poste principales pour l'Option B cogénération 550 kW, se présentent comme suit :

Net électricité	4 279 011 kWh/an	61,3 XOF/kWh	262 303 349 XOF
Net thermique	3 537 268 kWh/an	41,2 XOF/kWh	123 804 386 XOF

Pour les autres options A - C les revenus :

	Option B Cogénération 550 kW		Option A Chaudière directe		Option C Mix cogénération 250 kW et 650 kW directe chaudière	
	kWh	XOF	kWh	XOF	kWh	XOF
Electricité cogen net	4 279 011	262 303 349			1 970 013	120 761 825
Chaleur cogen net	3 537 268	145 652 219			1 342 186	55 266 491
Chaleur directe net			8 360 592	344 259 671	4 839 900	199 290 000
TOTAL		407 955 568		344 259 671		375 318 316

On constate clairement que l'option B (cogénération de pleine charge 550 kW) est la plus rentable.

A noter : l'investissement ainsi que les coûts de maintenance seront plus élevés.

Fertilisant solide et liquide.

Les quantités des fertilisants à partir du flux intrants et des différentes phases du processus est calculé dans flux de la matière ci-dessus (paragraphe e). Le calcul des revenus se fait en tenant compte de l'apport local.

Il s'agit d'un produit 100 % naturel, provenant de la matière qui a été dédiée à la consommation humaine,

- Après stabilisation et minéralisation dans la digestion anaérobie pendant 62 jours, cette matière devient un fertilisant organique de haute qualité à utiliser sans séparation,
- Alternativement une séparation de phases peut se faire pour pouvoir vendre et transporter plus facilement la fraction solide,
- La fraction liquide devrait être épandue et sert à la fertigation, irrigation et fertilisation simultanée, aussi proche que possible,
- La plupart des nutriments sont disponibles en qualité dégradée et minéralisée et seront facilement et rapidement absorbables par le métabolisme de plantes en pleine croissance,
- Les deux fractions seront aussi bien utilisables pour le co-compostage avec d'autres déchets verts.

Le marché potentiel du digestat à ce niveau ne peut être qu'une estimation, car aucun produit similaire n'existe actuellement. Le prix pour le digestat solide peut s'orienter au fumier et celui du compost.

La valeur du digestat liquide peut se baser sur le prix de l'eau fraîche, sachant que le digestat liquide est plus efficace que le digestat solide, cette valeur néanmoins inconnue peut changer en fonction du marché, d'où la nécessité d'une étude économique du marché.

Fertilisant	Production journalière	Production annuelle	Prix HT	Revenus
Digestat solide	17,1 t/j	6 233 t/an	6 000 XOF/t	37 398 040 XOF/an
Digestat liquide	67,3 t/j	24 563 t/an	2 000 XOF/t	49 125 112 XOF/an
Revenus potentiel				86 523 151 XOF/an

Pour conclure le tableau ci-dessous regroupe les revenus pour les trois scénarios possibles du projet.

Revenu TOTALES énergies et fertilisant	Option B Cogénération 550 kW	Option A Chaudière directe	Option C Mix cogénération 250 kW et 650 kW directe chaudière
	XOF	XOF	XOF
REVENUS	494 478 720	430 782 822	461 841 468

d. Dépenses opérationnelles, OPEX.

Les dépenses prévues pendant/pour l'exploitation de l'unité sont estimés comme suit:

Personnel.

apport local nécessaire

Personnel		Salaire annuel	Coûts salariaux
Chef d'exploitation	1	19 920 000 XOF/an	19 920 000 XOF/an
Assistant chef	2	13 280 000 XOF/an	26 560 000 XOF/an
Assistant laboratoire	1	11 288 000 XOF/an	11 288 000 XOF/an
Ouvriers	3	3 320 000 XOF/an	9 960 000 XOF/an
TOTAL			67 728 000 XOF/an

Maintenance/plus renouvellement et assurance.

Normalement on a EUR 0,025 / kWh électricité produite, les frais de la maintenance diminuent sans cogénération.

XOF/an	Option B Cogénération 550 kW	Option A Chaudière directe	Option C Mix cogénération 250 kW et 650 kW directe chaudière
maintenance	74 770 080 XOF	46 837 398 XOF	58 526 095 XOF
assurance	11 968 600 XOF	9 247 307 XOF	11 434 945 XOF
TOTAL	86 738 680 XOF	56 084 704 XOF	69 961 040 XOF

Additifs.

Estimation 14 056 880 XOF / an.

Cette estimation inclut les Coûts pour les additifs comme les substrats, le transport, l'eau, etc. Et en se basant sur l'Hypothèse, résidu/déchets sont disponible à zéro coûts.

Dans le cas échéant, c'ad l'approvisionnement des résidus est payant, les coûts du transport seront à estimer on l'évalu à 70 XOF / km / t (apport local nécessaire).

Le Kilométrage moyen des substrats est estimé à une distance de 15km /jour (apport local nécessaire).

Donc : 81 t / jour, 15 km / jour, 70 XOF / km.t, 365 jours par an = 31 043 250 XOF / an.

L'apport en eau est estimé à 1 000 XOF / m3.

Management.

Normalement 100 000 EUR / an, 66 400 000 XOF / an pour premier 3 ans.

Non pas pris en considération !

Chaleur et électricité parasite.

Dans les options B et C (projets avec cogénération), l'électricité et la chaleur parasite ne figurent pas comme coûts, elles sont prisent en considération dans les revenus d'électricité et de la chaleur qui sont net.

Dans l'option A, (biogaz directe pour la chaudière), les revenus en chaleur sont net du besoin pour chauffer la cuve, le besoin électrique figure parmi les coûts : 13 773 032 XOF / an (estimation, 224 682 kWh /an).

e. Rentabilité

Hypothèses générales :

- Durée de vie de l'installation : 23 ans,
- Planning/construction : 2020, première année pleine d'exploitation : 2021,
- Temps d'amortissement des équipements : 15 ans,
- Impôt des sociétés : 30 %,
- Inflation globale : 0 %,
- 1 EUR = 654 XOF (Franc CFA),
- Facteur d'actualisation : 10 %, pour calculs valeur actuelle nette (VAN),
- Conditions de crédit : 10 ans, 3 ans délai de grâce, type rente (annuity), 6 % p.a.,
- Calculs de rentabilité avec prix HT pour tous paiements d'investissement et d'opération,
- Calculé sans subventions.

Scénarios	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Description/Projet	A 0 kWel cogén	A 0 kWel cogén	A 0 kWel cogén	B 550 kWel cogén	B 550 kWel cogén	B 550 kWel cogén	C 250 kWel cogén	C 250 kWel cogén	C 250 kWel cogén
Intrants	29 565 t, MS 19%	29 565 t, MS 19%	29 565 t, MS 19%	29 565 t, MS 19%	29 565 t, MS 19%	29 565 t, MS 19%	29 565 t, MS 19%	29 565 t, MS 19%	29 565 t, MS 19%
kWh el net/an cogén	0	0	0	4 279 011	4 279 011	4 279 011	1 970 013	1 970 013	1 970 013
kWh th net/an cogén	0	0	0	3 537 268	3 537 268	3 537 268	1 342 186	1 342 186	1 342 186
Heures cogén	8 400	8 400	8 400	8 189	8 189	8 189	8 295	8 295	8 295
kWh th net/an chaudière	8 360 592	8 360 592	8 360 592	0	0	0	4 839 900	4 839 900	4 839 900
Unité méthanisation	1 285 061 344	1 285 061 344	1 285 061 344	1 796 120 000	1 796 120 000	1 796 120 000	1 656 188 995	1 656 188 995	1 656 188 995
Transformateur et	0	0	0	33 200 000	33 200 000	33 200 000	33 200 000	33 200 000	33 200 000

disjoncteurs									
Autre équipm., chargeuse, etc.	66 400 000	66 400 000	66 400 000	66 400 000	66 400 000	66 400 000	66 400 000	66 400 000	66 400 000
Frais, permissions, cons	232 400 000	232 400 000	232 400 000	232 400 000	232 400 000	232 400 000	232 400 000	232 400 000	232 400 000
Génie civil	265 600 000	265 600 000	265 600 000	265 600 000	265 600 000	265 600 000	265 600 000	265 600 000	265 600 000
TOTAL Investissement	1 849 461 344	1 849 461 344	1 849 461 344	2 393 720 000	2 393 720 000	2 393 720 000	2 253 788 995	2 253 788 995	2 253 788 995
Subvention	0 000	0 000	0 000	0 000	0 000	0 000	0 000	0 000	0 000
Fonds Propres / Dette	100% / 0%	100% / 0%	30% / 70%	100% / 0%	100% / 0%	30% / 70%	100% / 0%	100% / 0%	30% / 70%
TRI fonds propres	5,2%	9,6%	15,4%	5,2%	8,7%	13,2%	5,0%	8,7%	13,3%
Temps de retour	12,5 ans	8,9 ans	10,7 ans	12,5 ans	9,5 ans	11,4 ans	12,7 ans	9,5 ans	11,4 ans
TCD moyen / min	/ 0,0	/ 0,0	1,6 / 1,2	/ 0,0	/ 0,0	1,4 / 1,1	/ 0,0	/ 0,0	1,4 / 1,1
VAN 10%	-586 108 192	-48 085 353	300 803 161	-756 466 132	-218 443 292	233 115 977	-735 408 503	-197 385 664	227 776 557
Vente électricité	61,30	61,30	61,30	61,30	61,30	61,30	61,30	61,30	61,30
Vente digestat solide	NON	6 000	6 000	NON	6 000	6 000	NON	6 000	6 000
Vente digestat liquide	NON	2 000	2 000	NON	2 000	2 000	NON	2 000	2 000
Vente chaleur	41,18	41,18	41,18	41,18	41,18	41,18	41,18	41,18	41,18
Vente vapeur	41,18	41,18	41,18	41,18	41,18	41,18	41,18	41,18	41,18
Crédit Carbones	NON	NON	NON	NON	NON	NON	NON	NON	NON
Substrat Transport XOF/ km km chaque jour	70/km, 15km/j	70/km, 15km/j	70/km, 15km/j	70/km, 15km/j	70/km, 15km/j	70/km, 15km/j	70/km, 15km/j	70/km, 15km/j	70/km, 15km/j
Revenues/an	344 259 671	430 782 822	430 782 822	407 955 568	494 478 720	494 478 720	375 318 316	461 841 468	461 841 468
Coûts/an	186 335 867	186 335 867	186 335 867	203 216 810	203 216 810	203 216 810	186 273 170	186 273 170	186 273 170
Net/an	157 923 804	244 446 956	244 446 956	204 738 758	291 261 910	291 261 910	189 045 146	275 568 298	275 568 298

Le tableau ci-dessus: 3 Options,3 scénarios, donne trois options applicables pour chaque hypothèse prédéfinie pour la faisabilité du projet.

Explications : C'est surtout la différence entre les revenus et les coûts annuelles le "Net" rentable ou non. En générale un projet qui ne fournisse pas assez des revenus comparé à ses coûts ne peut pas rentable ni sans (scénarios 1, 2, 4, 5, 7, 8) ou avec financement en dettes (3, 6, 9).

Pour être "assez" rentable, bacable, tous les trois options nécessitent la vente de l'entièreté des énergies, notamment de l'électricité et de la chaleur, plus du fertilisant (scénarios 2, 5, 8). Comme montré sans vente du fertilisant à des prix adoptés ci-dessus les trois options du projet sont mal rentable (scénarios 1, 4, 7).

a. Rentabilité pour Option B sans chaleur : électricité.

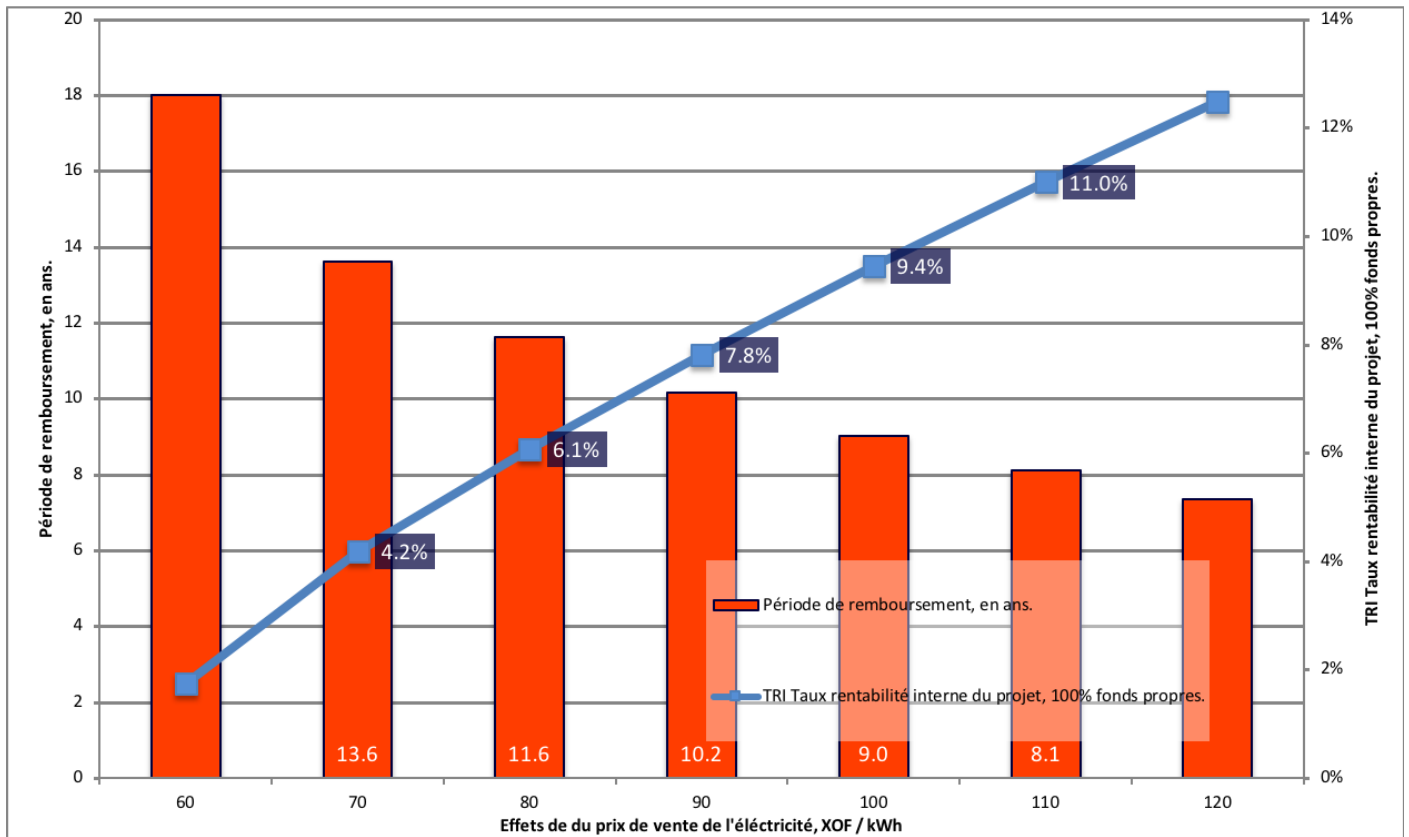
Suivant on veut montrer pour Option B (cogénération 550 kW) la rentabilité sans chaleur, pour le cas où la chaleur n'est pas commercialisable (hypothèse est donc même moteur, et même CAPEX, sans les revenus pour la vente de la chaleur. Les revenus pour la vente du fertilisant sont inclus.

Sans vente de la chaleur le projet n'est pas rentable. Les revenus tombent de XOF 494 478 720 à 348 826 500, le Net diminue, et rend 2,1% de TRI du projet.

Scénario	10
Description	B 550 kWel cogén
Intrants	29 56 5t, MS 19%
kWh el net/an cogén	4 279 011
kWh th net/an cogén	3 537 268
Heures cogén	8 189
kWh th net/an chaudière	0
TOTAL Investissement	2 393 720 000
Subvention	0 000
Fonds Propres / Dette	100% / 0%
TRI fonds propres	2,1%
Temps de retour	17,1 ans

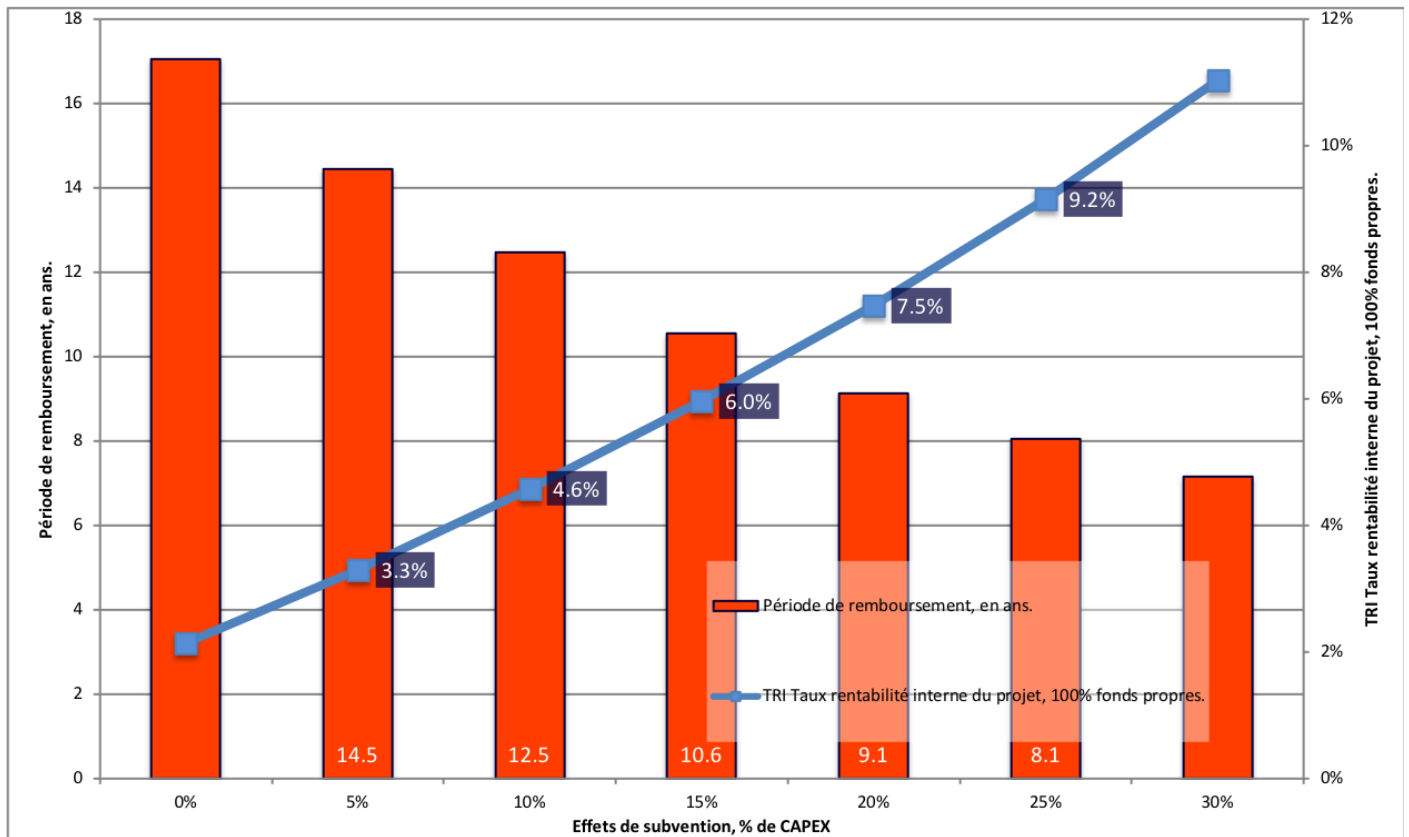
TCD moyen / min	/ 0,0
VAN 10%	-1 156 026 454
Vente électricité	61,30
Vente digestat solide	6 000
Vente digestat liquide	2 000
Vente chaleur	NON
Vente vapeur	NON
Crédit Carbones	NON
Substrat Transport XOF/ km km chaque jour	70/km, 15km/j
Revenues/an	348 826 500
Coûts/an	203 216 810
Net/an	145 609 691

Un projet sans chaleur peut être soutenu par une vente d'électricité, à un prix préférable. Une augmentation du prix de vente de l'électricité peut rendre ce projet rentable. Subvention par vente de l'électricité. L'effet est démontré dans l'illustration suivante.



b. Rentabilité pour Option B sans chaleur : subvention.

Sans chaleur (les revenus pour l'électricité et du fertilisant inclus comme dans scénario 10) le projet peut être mis rentable par des subventions sur l'installation (pourcentage de CAPEX). L'effet est démontré ci-dessous. Le projet sera considéré rentable (commence à être intéressant pour un investisseur) à partir d'un TRI (projet) de 7-9%.



c. Rentabilité pour Option B sans chaleur : crédits carbone.

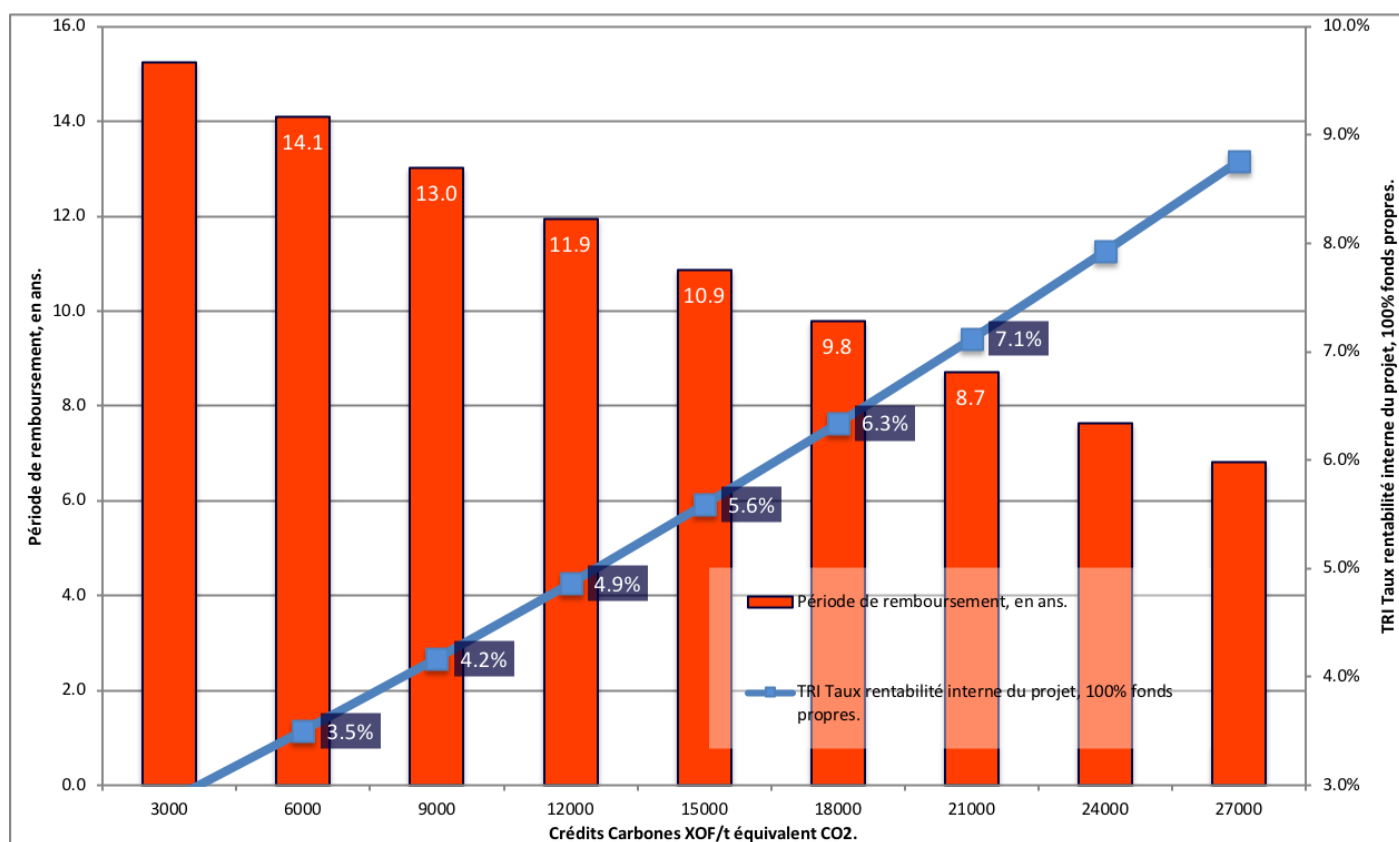
Sans chaleur (les revenus d'électricité et du fertilisant inclus comme dans le scénario 10) le projet peut être mis rentable par la vente des crédits carbone (CERs/CREs certificat de réduction des émissions en GES ou équivalent).

Une étude peut se réaliser sur les différents schémas qui peuvent valoriser et donc soutenir des projets d'atténuation des GES pour le climat et ce qui peut s'appliquer dans la Côte d'Ivoire.

Il faut dire que c'est pas claire où se trouve la "baseline" qui explique combien de méthane sera perdu dans l'atmosphère pendant la période de dégradation des déchets de l'agriculture dans des conditions normales (base).

Au dessus on a calculé le potentiel d'atténuation en CO2 avec 12 509 t/an équivalent CO2. Ici il faudrait réduire ce montant de la partie chaleur et on arrive donc à 10 641 t/an équivalent CO2.

L'effet de la rémunération de chaque tonne CO2 est démontré ci-dessous. Le projet sera considéré rentable à partir d'un TRI (projet) de 7-9%; ça commence à être intéressant à partir de 20 000 XOF / tonne équivalent CO2 (sans autres subvention, etc.).



f. Quelle Investisseur ?

Il se pose à ce moment les questions sur l'identité de l'investisseur :

- Qui pourrait être l'investisseur, l'état, la commune, un privé ?
- Quelle est la structure préférée, privée, étatique, PPP ?
- Qui pourrait fournir un financement initial de la dette, la banque, fond ministériel d'équipement communale ?
- À quels coûts/taux d'intérêt/conditions ? L'hypothèse ici, crédit durée de 10 ans, 2 ans de grâce, 6% taux d'intérêt, paiement annuité.
- Y a-t-il des subventions disponibles, par l'État, les institutions financières internationales ou nationales, les banques de développement ?
- Y a-t-il de l'argent d'assistance technique pour structurer le projet, les accords de l'achat d'énergies, etc.
- Toutes combinaisons seront considérées entre des structure des revenus, des subventions, les dettes disponibles, etc.

Risques et atténuation des risques.

a. Risques de construction.

Le risque de construction d'une unité biogaz dépend, d'une part, de la matière utilisée pour la cuve, et d'autre part, des compétences de construction. Les cuves construites en béton entraînent un risque de fissures dès la

construction. Aussi, la construction en béton demande des compétences locales, qui, dans l'absence d'installations similaires au Maroc, ne peuvent pas être vérifiées à l'avance.

Pour atténuer ce risque de construction et assurer le bon fonctionnement des cuves durant toute la durée de vie du projet, la présente étude propose des cuves en inox, clé en main et facilement assemblables sur place.

Avec les coûts d'une installation en inox clé en main connus, le risque financier de la construction est également réduit et se limite à la partie génie civil.

Se basant sur le Scénario 5 les impacts d'une augmentation des coûts de la génie civil sont élaborés.

Dépassement imprévu budget génie civile		10%	20%	50%	100%
XOF	265 600 000	292 160 000	318 720 000	398 400 000	531 200 000
TRI projet	8,7%	8,6%	8,3%	7,5%	5,7%

b. Risque de connexion au réseau électrique.

L'accord de raccordement au réseau et d'injection d'électricité est la pièce contractuelle centrale, le premier et plus important contrat à négocier. Un projet producteur privé d'énergies renouvelables de petite et moyenne taille dépend de la volonté de l'état et la législation qui gouverne telle projet.

Les effets de l'interdiction ou/et retard du branchement de l'installation DA seront multiples,

- non-vente de l'électricité,
- non-vente de chaleur,
- non-production d'électricité et chaleur pour propre consommation (la cogénération ne peut fonctionner sans branchement) générant des coûts supplémentaires pour l'achat d'énergie.

Le branchement au réseau est primordial ; le non-branchement affecterait l'exploitation de l'unité de façon drastique, pouvant entraîner son incapacité à fonctionner et fournir le service de traitement des déchets.

c. Risque d'approvisionnement en intrants.

Le risque d'approvisionnement en intrants est dépendant du risque commercial, le risque le plus élevé du projet. L'approvisionnement régulier en quantité et qualité fiable est essentiel pour le fonctionnement de l'unité. Ca peut être l'émergence d'un marché alternatif pour l'utilisation de déchets organiques. Dans le cas de certaines catégories de déchets ceci peut être une valorisation pour des aliments d'animaux de compagnie, production de la farine, de l'huile, savon, etc. En générale il faut constater que la production du biogaz dépend fortement à la qualité des entrants, leur pouvoir méthanogène, leur taux en matière sèche. Moins de biogaz génère moins de vente d'énergie, cet effet est montré dans le tableau suivant.

Plus d'entrants de qualité (sucre/protéine/grasse) pourrait, par contre, augmenter la rentabilité.

Effets d'une variation de la production du biogaz (scénario 5) :

Rendement en biogaz vis à vis plan	100%	90%	75%	50%
TRI	8,7%	7,3%	5,0%	-0,3%

Les effets de variation dans ce tableau est exagéré, l'hypothèse est viable étant que le problème existe pour la durée de vie de l'unité. Pratiquement et contraire à cette hypothèse un problème au niveau de la production du biogaz serait résolu dans le délai aussi bref que possible, également l'exploitant devrait essayer d'attirer les intrants qui pousse le rendement, au-delà du prévu et primer le rendement en biogaz et la rentabilité.

d. Risque d'opération.

Le risque d'opération est limité aux risques suivants :

Impropiété des déchets : ce risque dépend essentiellement de la pureté des intrants (pas de contamination avec des quantités considérables de substances acides, chimiques, pétrolière) qui peuvent mettre à l'arrêt le processus biologique de la digestion ou rendre le digestat non-utilisable. Il peut être maîtrisé avec un bon tri à la source (comme élaboré ci-dessus) et un tri supplémentaire à l'arrivée de la matière.

Défaillance en gestion : ce risque dépend de la qualification de l'équipe en charge de l'exploitation de l'unité. Pour atténuer ce risque d'un maximum, l'installation sera équipée d'un système de surveillance et contrôle en continu de la production du biogaz en qualité et quantité, de la température et du pH. En outre, des analyses régulières du substrat seront effectués dans le laboratoire sur site pour surveiller les acides gras volatiles, l'alcalinité, l'ammoniac, etc. ; ceci permettant aux chef d'exploitation et aux experts à distance de tirer des conclusions sur certains aspects de la biologie et de prendre des mesures dans les plus brefs délais.

e. Risque de technologie.

Avec un bon choix de technologie (voir aussi risque de construction), une conception et un montage professionnel de l'unité, le risque technologique reste assez faible. Il peut être maîtrisé avec une maintenance préventive régulière et une gestion professionnelle de l'unité (voir dessus). Pour atténuer ce risque, les coûts de la maintenance et de la gestion professionnelle ont été intégrés dans la modélisation économique.

f. Risque commercial.

Le risque d'approvisionnement en intrants, est, ensemble avec le risque commercial, le risque le plus élevé du projet. Le risque commercial joue à trois niveaux :

Risque de vente d'énergie : le projet prévoit de vendre toute l'électricité produite à la commune/à l'état ou ses entités subordonnées. Ce prix doit être négocié avec la commune/l'état/ANADER sur la durée de vie du projet. Une modification de ce prix et/ou le non-paiement impacterait la viabilité du projet de façon importante.

Comme exposé dessus, le projet pourrait, dans le cas idéal, vendre également son énergie thermique. Dans les différents scénarii présentés dessus, le prix de l'énergie thermique adopté reste au niveau du prix d'une source fossile et sera ainsi pas exactement compétitive. Par contre, le projet devra identifier des clients potentiels, limitrophes de l'installation.

Risque de vente du digestat/fertilisant : Une étude élaborée du marché pour les biofertilisants et le digestat sera nécessaire. Aussi des essayes d'application du digestat s'imposent pour montrer l'efficacité et complémentarité du digestat avec les produits chimiques.

g. Risque de taxation.

La taxation adopté (hypothèse) dans le modèle de l'unité biogaz est de 30% impôts sur les sociétés. Une modification vers le haut semble improbable en Côte d'Ivoire. l'introduction d'autres taxes qui pourrait affecter cette installation nous semblent improbable. Nous considération le risque de taxation quasi-inexistant ; au contraire, le projet devrait un jour être classé comme projet de traitement durable de déchets et production d'énergies renouvelables et sera récompensé d'une taxation préférentielle.

h. Risque de financement.

La modélisation économique ci-dessus se base sur les modalités de crédit suivant :

- Durée : 10 ans,
- Taux d'intérêt : 6% p.a. fixé pour la durée de vie du crédit.
- 2 ans délai de grâce, après type rente (annuité).

Se basant sur le scénario 5 le ratio de financement choisi a été 70% (scénario 6), qui donne un taux de couverture de dette TCD de 1,1 au minimum sur la durée de vie du crédit et 1,4 en moyen, et un TRI sur équité de 13,18% (scénario 6).

Le risque de ne pouvoir pas accéder à ces conditions de financement sont illustrés dans le tableau suivant, une augmentation de taux d'intérêt entraîne un changement du ratio de dette (durée du crédit reste la même, 10 ans), et ensuite une baisse du TRI :

taux d'intérêt	6%	7%	8%
ratio dette	30%	30%	30%
TCD moy / min	1,4 / 1,1	1,3 / 1,0	1,2 / 1,0
TRI fonds propres	13,2%	12,4%	11,6%

Un taux d'intérêt de 8% toujours rend le taux de couverture d dette minimale à 1,00.

i. Risque politique et réglementaire.

Le risque réglementaire dans le sens d'une évolution du cadre réglementaire au détriment du projet semble faible. Le cadre réglementaire actuel est déjà peu favorable (vente d'énergie verte pas de tariffe d'injection préférentiel, prix d'électricité fossile très bas, aucune réglementation interdisant l'enfouissement de matière organique comme dans plusieurs pays dans le monde, réglementation environnementale peu appliquée, etc.) et avec les ambitions du pays de soutenir son développement durable, une amélioration du cadre réglementaire peut être attendue.

Eléments à clarifier lors d'une étude de faisabilité.

- **Quantification et qualification approfondies des déchets organiques** sur le lieu du site choisi (petit tableau excel).
- Qui s'occupe du ramassage des résidus de la cabosse de cacao sur les cultures de cacao ?

- Qui s'occupe du ramassage des autres déchets ?
- Comment seront ils rémunérés les familles et ouvriers ?
- Ces questions et toute partie des impacts sociales seront à évaluer.
- Évaluation du site proposé.
- Identification de clients pour la chaleur.
- Identification de clients pour les produits fertilisants, étude du marché.

Paramètres de succès clés pour la réplication future au niveau national.

La question principale c'est pourquoi l'Europe a pu démarrer 20 000 installations du biogaz (digestion anaérobie) à échelle industrielle (>100 kW elec) autant que l'Afrique avec un gisement en déchets organiques aussi importants n'a pu faire quelques unes (surtout en Afrique du Sud).

Et donc, les éléments clés de la réussite pour la réplication et vulgarisation au niveau national demeurent dans :

- la tarification préférentielle pour la production des énergies vertes,
- ou/et un système de crédit carbone qui rémunère les efforts d'atténuation des émissions en GES,
- la réglementation pour la gestion des déchets,
- la prohibition de l'enfouissement de l'organique,
- la réglementation pour la protection des eaux de surfaces et des nappes phréatiques,
- l'établissement des plan nationaux pour la valorisation des déchets agricoles.
- etc.

Annex 1 : Le procédé de la digestion anaérobie.

La digestion anaérobie (DA) est un procédé naturel de transformation de la matière organique par des bactéries en absence d'oxygène.

La digestion anaérobie, appelée aussi méthanisation ou bio-méthanisation, est assurée par l'action de certains groupes microbiens en interaction. Elle se déroule en 4 étapes. Chaque étape implique un type ou un ensemble de bactéries différentes ; les étapes se chevauchent et idéalement les familles de bactéries coexistent en harmonie à l'intérieur de la cuve de fermentation (méthaniseur) afin d'assurer un processus stable et un taux élevé de production de biogaz.

Hydrolyse et acidogénèse : L'hydrolyse est la décomposition de la matière organique en molécules plus simples par des bactéries hydrolytiques. Les bactéries acidogènes produisent alcools, acides organiques, CO₂ et hydrogène.

Acétogénèse : les différents composés issus des phases précédentes sont transformés en acide acétique par des bactéries acétogènes. C'est une étape rapide par comparaison aux autres.

Méthanogène : c'est une étape sensible aux variations des conditions ambiantes (valeur pH, température, variation de concentration d'effluents, agent toxique, etc.). Elle est réalisée par des bactéries qui sont strictement anaérobies. Au niveau de cette dernière étape, le méthane est produit selon deux voies possibles : soit à partir de l'hydrogène et

du dioxyde de carbone par les espèces dites hydrogénotrophes, soit à partir de l'acétate par les espèces acétotrophes.

Après la DA il reste le résidu/digestat : C'est de la matière organique qui est plus ou moins complètement dégradée/minéralisée. C'est la partie organique du substrat qui est indigestible comme la matière lignocellulose (elle reste en forme organique) et – les bactéries mortes, minéralisées. 85 % à 90 % du substrat de départ restent après la digestion; le digestat représente un bio-fertilisant de haute qualité.

Pour un bon déroulement du procédé global et un rendement en biogaz élevé, il faut que les différentes phases biologiques de conversions soient bien accouplées pour éviter les accumulations des divers intermédiaires non désirables. Les différentes familles de bactéries s'adaptent lentement, puis ils cohabitent équilibrées ; tous dérangement de l'extérieur peut avoir des conséquences catastrophiques pour ce petit univers dans le méthaniseur : Inhibition.



Image : Installation Biogaz – deux digesteurs.

Le processus technologique en quatre phases :

1. Le prétraitement et la préparation des intrants/substrats,
2. la fermentation/la digestion anaérobie, la production du biogaz,
3. la valorisation énergétique du biogaz : de l'électricité, de la chaleur, de la vapeur et du combustible,
4. le post-traitement du digestat.

a. Le prétraitement des intrants.

Selon le type du substrat utilisé, différents procédés de prétraitement peuvent être appliqués afin d'homogénéiser et d'humidifier la matière :

- Tri mécanique et/ou manuel : un tri en amont et à travers une collecte sélective est indispensable pour assurer le meilleur fonctionnement des procédés et le non- enfouissement du digestat sortant. Une fois les contrôles à l'œil nu effectué sur site, l'on procède à l'enlèvement des pierres, des plastiques, des bouteilles et canettes et plus généralement de la matière inerte et non organique. Les impuretés comme plastiques, grains, sable, métaux et verres peuvent détruire les pompes et les agitateurs en aval du processus, toutes impuretés ne permettent pas la production et l'utilisation comme compost/fertilisant en aval.
- Meulage et broyage pour réduire la taille du grain du substrat (de la paille, de fumier, des os, etc.) ;

- Les substrats solides sont dosés et pesés dans une trémie de chargement/doseur pour maintenir la recette. On ajoute de l'eau ou d'autres types de liquides dans des unités de mixage, afin d'amener le taux de matière sèche (MS) au niveau désiré. Y compris sont des déjections liquides, la fraction liquide du digestat.
- L'ajoute du digestat circulé sert premièrement à inoculer le nouveau substrat avec la biomasse pour activer le processus de la fermentation plus rapidement.
- 46En amont du doseur un macérateur peut être installé pour broyer les matières fibreuses, les oses et intestins.
- Une unité de pompage pompe le substrat préparé vers le digesteur.

b. La fermentation/la digestion anaérobie (DA).

Ces deux expressions, employées de façon interchangeable, se réfèrent à la dégradation biologique et la décomposition de la matière organique (des molécules plus grandes, comme le sucre) en composés plus basiques (tels que les acides, l'eau, des gaz) sous des conditions anaérobies.

- La digestion anaérobie se fait grâce à des micro-organismes/bactéries/biomasse qui prospèrent uniquement en l'absence d'oxygène. On distingue quatre étapes : l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogénèse et la méthanogénèse. Chaque étape implique des types de bactéries différents ; avec des fonctions et besoins spécifiques.
- Les phases se superposent l'une sur l'autre, les micro-organismes s'adaptent à vivre en cohabitation harmonieuse dans le digesteur et les produits d'une famille sont les nutriments de l'autre.

Une biologie stable dans le digesteur est primordiale à la digestion anaérobie ; c'est elle qui garantit un bon rendement du méthane sur le long terme.

La conception et le dimensionnement d'une unité de biogaz dépendent de la composition physique et du volume de substrat ainsi que de certains facteurs économiques.

- Fermentation (DA) par voie humide ou sèche :

La distinction entre ces deux technologies se fait par l'humidité dans le fermenteur et ainsi de l'humidité des substrats reçus.

Une unité sèche : taux matière sèche dans le digesteur > 20 %, Unité humide : taux matière sèche dans le digesteur < 15 %;

L'hydrolyse : étape de départ du processus de la fermentation liquéfie tout d'abord les intrants. Les substrats moelleux et fortement humides deviennent liquides, les substrats solides perdent du lixiviat. Dans une unité humide, le substrat est bien liquéfié et pompable, toute les matières et les liquides sont mélangés et homogénéisés. Dans une unité sèche, le substrat est moins homogène, le mixage et l'homogénéisation sont difficiles.

- Fermentation continue ou discontinue : la DA continue se réfère au substrat alimenté et drainé du digesteur en continu (tous les jours/heures). La DA discontinue se réfère au digesteur étant chargé et vidé une fois puis à nouveau rempli quand la dégradation biologique est terminée.

La DA par voie sèche se fait dans la plupart des cas de façon discontinue avec un arrêt de la production de biogaz pendant les périodes de déchargements et chargements.

La DA par voie humide se fait en général de façon continue, avec une production de biogaz en continu, 24/7.

Ensuite la fermentation en continu sera prise en considération.

- Température mésophile (35 ° – 40 °C) ou thermophile (50 °C- 65 °C) : la plupart des fermenteurs humides sont mésophiles, le processus est plus facile à contrôler, plus stable, plus lent et moins consommateur d'énergie. Dans la digestion thermophile, la dégradation biologique se déroule jusqu'à 6 fois plus vite que dans un

environnement mésophile, contrôler la composition biologique devient plus difficile, de petites erreurs peuvent entraîner une déstabilisation et la production de substances intermédiaires indésirables avec leurs incidences indésirables peut survenir : l'inhibition.

Choisir entre une DA mésophile et thermophile est souvent liée à la question si l'opérateur dispose de l'expérience nécessaire pour gérer un système plus délicat et de tirer les bénéfices de la DA thermophile ou non.

La fermentation mésophile est mieux adaptée au contexte marocain.

- Fermentation en phase unique ou multi-phases : Souvent, la fermentation en une seule phase est plus simple et est économiquement préférable. La fermentation en multi-phases implique que différents procédés tels que l'hydrolyse, la fermentation et la post-fermentation s'enchaînent en cuves séparées. Ceci permet d'atteindre un rendement en biogaz plus élevé, mais demande aussi des investissements supplémentaires (plusieurs cuves).

La fermentation en une seule phase répond mieux aux conditions actuelles du Maroc.

Matériel de construction : Les digesteurs/cuves sont construits en utilisant des matériaux de construction tels que le béton, les briques, le métal inox et même le bois et le plastique; tous ayant des avantages et des inconvénients.

Pour une installation de traitement de déchets avec une durée de vie supérieure à 20 ans, et afin que les opérations soient propres, c'est-à-dire sans fuites de biogaz dans l'atmosphère, seul l'acier inoxydable de meilleure qualité est recommandé.

- Un digesteur sera chauffé, isolé avec une bordure d'isolation, pour garantir la même température.
- Le substrat sera agité/brassé pour éviter des couches flottantes et la sédimentation.
- Co-digestion se réfère à des effets positifs sur le rendement de biogaz et de la fourniture de nutriments manquants pour les micro-organismes. Différents substrats complémentaires génèrent en combinaison un meilleur rendement de biogaz ; l'effet de la synergie. Les déchets de la cuisine et du marché p.ex. sont des déchets de combinaison, qui fournissent déjà cet aspect de complémentarité.
- Stockage de biogaz : Le biogaz produit est stocké sous un gazomètre, un toit à double membrane au-dessus de la cuve de fermentation. L'espace entre les deux membranes est gonflé d'air, à l'aide d'un ventilateur, pour stabiliser le toit contre les influences météorologiques (pluie, vent), indépendamment de la quantité de biogaz à l'intérieure. Le biogaz à l'intérieur est sous légère pression seulement.
- Stockage supplémentaire de gaz : en cas de besoin, une unité de stockage supplémentaire peut être installée, cela permet de prolonger l'utilisation/combustion du biogaz de quelques heures. À rappeler que le biogaz est produit en continue 24/7 au même taux de rendement.
- Torchère de sécurité : L'installation d'une torchère pour des raisons de sécurité est obligatoire. L'activité biologique ne peut pas être arrêtée, ainsi tout gaz produit doit être brûlé.

c. Biogaz, valorisation.

- Constituant du biogaz : le biogaz produit est composé de ~60 % de méthane et 35 %- 45 % de CO₂. Il contient également de la vapeur d'eau et des gaz comme hydrogène de sulfure H₂S et autres : N₂, O₂, CO, H₂.
- Déshumidification par sécheur de gaz :est fait par voie de refroidissement du biogaz qui permet l'élimination du condensat, le gaz sera donc réchauffé avant sa sortie du déshumidificateur.
- La désulfuration est primordiale. L'hydrogène de sulfure H₂S se forme quotidiennement quand on produit du biogaz. Dans les unités de traitement des déchets, la concentration en H₂S peut atteindre 2000 à 3500 ppm, voire plus.

Le H₂S est un gaz inflammable, très corrosif, à l'odeur nauséabonde d'œuf pourri et très toxique. Rarement y a-t-il de vrais dangers pour la santé humaine quand on prend les précautions nécessaires. Par contre, le gaz détruit l'équipement et surtout le moteur de cogénération.

La désulfuration se fait en deux étapes :

- à travers un réacteur chimique ou biologique, les grosses charges en H₂S sont enlevées jusqu'à atteindre moins de 200 ppm,
- par moyen d'un filtre de nettoyage du biogaz au charbon actif, un finissement sera rendu jusqu'à moins de 20 ppm.

Déshumidification et désulfuration sont des processus primordiaux d'épuration de gaz qui sont réalisés avant que le biogaz ne soit brûlé dans un moteur de cogénération. Ceci est essentiel pour protéger les engins et les valves de la corrosion ; cela augmente la durée de vie du moteur, réduit la maintenance et évite des coûts de réparations.

- Valorisation par cogénération : Le biogaz est utilisé comme combustible dans un moteur à gaz, pour la cogénération d'électricité et de chaleur, CHP (combined heat and power). La chaleur de la combustion du gaz est récupérée par le refroidissement du moteur et par l'échappement ; elle est donc utilisée pour une application industrielle sous forme de vapeur ou d'eau chaude. Habituellement aujourd'hui un moteur de cogénération peut réaliser une efficacité énergétique totale de 85 %, 41-42,5 % en électricité, 41-43,5 % en chaleur. Il existe de moteurs de 100 kW jusqu'à plusieurs MW.
- Valorisation du biogaz directement dans la chaudière pour remplacer le fioul, le gazole ou le propane/GPL pour approvisionner tout besoin en chaleur/vapeur p.ex. dans l'industrie.
- D'autres voies de valorisations existent comme :
 - générer de la vapeur par moyen d'une génératrice de vapeur qui utilise le gaz d'échappement de la cogénération,
 - trigénération : production d'électricité, de chaleur et de réfrigération.
 - récupération du CO₂ pour l'industrie alimentaire.
- Epuration du biogaz en biométhane : plusieurs procédés permettent une épuration/raffinage du biogaz à travers la séparation du CO₂ et du CH₄ pour un biométhane à 99 % de pureté. Le biométhane est ensuite compressé à 205-275 bar à température ambiante, pour le transport ou le stockage et sert à :
 - l'utilisation comme carburant pour véhicules, bus ou camions à gaz naturel (VGN véhicules à gaz naturel),
 - Cette solution permet p.ex. l'introduction du transport communal vert à partir de déchets (mobilité durable),
 - L'injection dans le réseau de gaz naturel est aussi possible. Ceci est la solution habituellement employée en Europe.

d. Le post-traitement du digestat.

- Durée moyenne de rétention : Le substrat restera dans les cuves de fermentation pendant une période de temps prédéfinie. Dans les systèmes continus, cela se réfère à la durée moyenne de rétention DMR qui est une valeur statistique. La DMR totale sera très régulièrement entre 45 et 55 jours pour les stations de traitement de déchets organiques, dépendant de la qualité et le type de substrat, des procédés de prétraitement et surtout des économies. Le dimensionnement de l'installation sera directement proportionnel à la DMR est donc à l'ampleur de la dégradation du substrat.
- Digestat : Toute matière qui entre dans les cuves de fermentation sous forme du substrat/stock d'alimentation/entrants sortira sous forme de digestat/résidu, avec une légère réduction du volume de 10 % à 15 %. Le digestat a une plus forte teneur en liquide que le substrat; il se compose de la matière organique

dégradée, de la matière organique non-digérable comme les lignines et de la biomasse morte (bactéries minéralisées).

- Hygiénisation : Le digestat en provenance des déchets ménagers et d'origine animale comme les déchets de cuisine et des abattoirs doivent subir une hygiénisation/pasteurisation juste après la fermentation.

C'est la chaleur produite au niveau de l'unité de cogénération qui sera utilisée pour la désinfection obligatoire, habituellement à 70 °C pendant une heure.

- Le digestat est bien liquide (taux de la matière sèche 7-8 % MS) et contient pratiquement les mêmes nutriments, N, P, K et autres, qu'avant la digestion. Le digestat constitue un liquide riche en nutriment, de haute qualité, un engrais naturel qui sera épandu directement sur les champs de l'agriculture.
- Néanmoins, il est fréquent qu'une séparation mécanique des phases solides/liquides suive la fermentation anaérobie. À l'aide d'une presse filtrante à vis, la fraction solide (MS=25 % à 30 %) sera séparée de la fraction liquide (MS=1 %). Cela permettra un stockage et séchage ultérieur de la fraction solide.
- Le co-compostage, le traitement aérobie de la fraction sèche du digestat ensemble avec d'autres déchets verts, est une des voies à prendre pour améliorer et raffiner le produit fertilisant/compost. Dans ce processus aussi la fraction liquide sera utilisée pour arroser/percoler le composte et aider la maturation. _ La fraction liquide représente une eau pour la fertigation, irrigation et fertilisation à la fois. Elle est très chargée en nutriments minéralisés, facilement assimilable par le métabolisme des plants. Celle-ci peut aisément remplacer les fertilisants liquides.

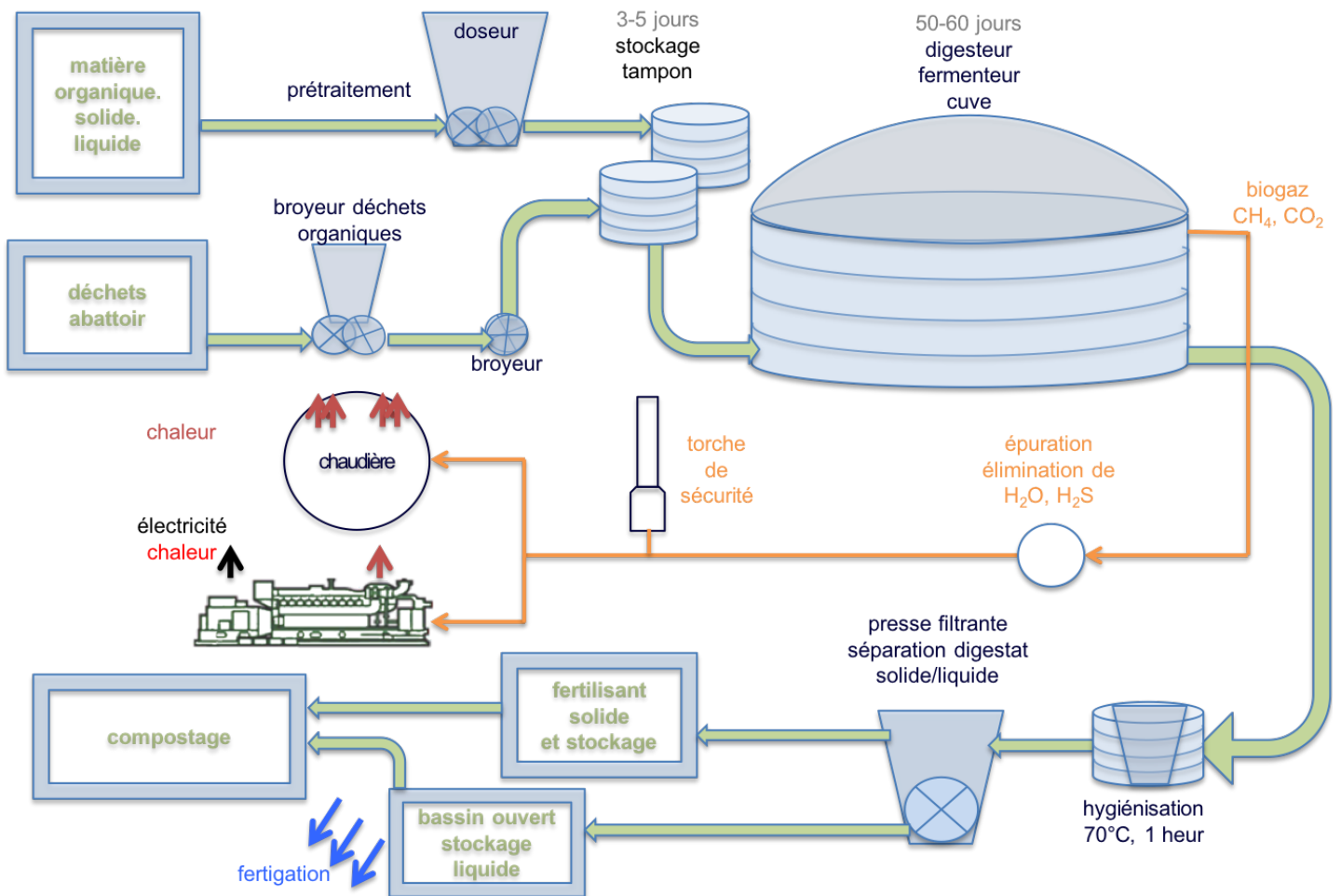


Schéma : le procédé de la digestion anaérobie.

Annex 2 : La cabosse de cacao, photos.



Cabosse de cacao sur un cacaoyer.



Dé-cabossage, séparer les fèves de la cabosse, visite de terrain avec ANADER (novembre 2019).



Les fèves entourées avec la placenta (mucilage).



Cabosse après récolte, la placenta (mucilage) qui tient les fèves est sucrée, se mange (fèves déjà enlevés). Autour de la placenta c'est la cabosse, un peu dure, de la lignine, mais elle craque facilement.



Les fèves de cacao après récolte, sur feuille de banane, prêtes pour 5-10 jours de fermentation, brassage tous les 2 jours.



Placenta (mucilage) liquide sucré.



Résidu et déchet agricole : la cabosse de cacao, matière première pour une valorisation, objet de l'assistance technique.



Tasse de cabosse de l'année précédente, dégradation incontrôlée sur les champs de cultures, émissions des GES (méthane)..