



**ETUDE COMPARATIVE DE LA VIABILITE DES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION
D'ELECTRICITE EN AFRIQUE DE L'OUEST EN UTILISANT LE LCOE :**

CAS DU BURKINA FASO

MEMOIRE POUR L'OBTENTION D'UN

MASTER EN ENERGIE

OPTION : GENIE ENERGETIQUE ET ELECTRIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 24/06/2014

Par :

Sidiki SIMPORE

Travaux dirigés par :

- **Pr. Yao AZOUMAH**
- **Dr. Bachir Ismaël OUEDRAOGO**

Jury d'évaluation du stage :

Président :

- **Ing. Francis SEMPORE**

Membres et correcteurs :

- **Dr. Marie SAWADOGO**
- **Dr. Sylvie MOURAS**
- **Pr. Yao AZOUMAH**

Promotion [2013/2014]



« Tant que le margouillat ne perd pas sa queue, il ne retrouve pas son refuge ».

Proverbe africain

DEDICACES

*A mon père **Rasmané SIMPORE** et à ma mère
Zonabo OUEDRAOGO pour leur soutien
inconditionnel durant ces années d'aventures*

*A tous **mes frères** et sœurs pour leur soutien
multiforme et en encouragement.*

*A ma très chère amie **Safiatou KOURAOGO** pour
ses encouragements et soutien de toute sorte.*

REMERCIEMENTS

Avant tout je souhaiterais adresser mes remerciements les plus sincères au **Professeur Yao AZOUMAH** pour m'avoir accepté dans son Laboratoire et accepté m'encadrer tout au long de ce stage ;

Je remercie **Dr Bachir Ismaël OUEDRAOGO** qui n'a ménagé aucun effort pour me suivre durant ce stage ;

J'aimerais remercier tout le personnel du laboratoire LESEE pour leurs soutiens multiformes ;

Je remercie du fond de cœur **Monsieur Ahmed Bagre** pour son aide ses conseils et ses encouragements ;

Grand merci au professeur **Yezouma Coulibaly** pour ses conseils.

Je voudrais remercier toute ma famille, les parents proches ou lointains pour leur soutiens et encouragement durant ces cinq années d'aventure ;

Je remercie mes camarades et amis de 2ie en particulier **PARE Zinla, Elsa OUALI, Amidou BOLY , Coulibaly Abderamane, ROUAMBA Joel, Rodrigue Kaboré, Kady SIMBORO, Seni KABRE** etc ;

Grand merci à **Valentin KINDA et Kouka SAWADOGO** qui sont mes amis de longue date et qui m'ont donné toute sorte de conseils d'aide et d'encouragement ;

Je remercie la famille **VERONNEAU, ROBIN et RAISON** du côté de la France pour avoir bien organisé mon séjour en Frange en juin 2013 ;

Un grand merci à tous les amis de « l'hotel du golf » en particulier **Augustin, Jean, et les deux Jean-Paul** ;

Je voudrais témoigner ma profonde gratitude à TOTAL Burkina pour avoir sponsorisé mes études de master 2 et plus particulièrement à **Monsieur Vincent OUEDRAOGO (DRH)**.



RESUME

Le déficit énergétique est un problème évident en Afrique en général et en **Afrique de l'ouest** en particulier. Avec un taux moyen d'électrification globale de l'ordre de **30%** l'Afrique demeure le continent le moins électrifié avec un nombre élevé de délestages électriques. C'est pour remédier à ces problèmes que nous avons essayé de proposer un outil d'aide à la décision concernant les technologies économiquement viables pour la production d'électricité. Une étude comparative des différentes technologies de production d'électricité au Burkina Faso sur la base du LCOE (**Levelized Cost Of Electricity**) est traitée dans ce document. Cette étude sera étendue après à tous les pays de l'Afrique de l'ouest. Une étude bibliographique nous a permis dans un premier temps d'effectuer des choix de formules et d'hypothèses adaptées au contexte de l'étude pour une meilleure estimation du LCOE.

En faisant une restriction de l'étude pour le cas du Burkina Faso, nous avons pu estimer et comparer les coûts de production des centrales thermiques diesel, des centrales hydro-électriques, des centrales photovoltaïques injectés au réseau, des centrales solaires à tour sans stockage et des centrales hybrides PV-diesel en se donnant des hypothèses spécifiques.

Il en ressort que l'hydro-électricité possède le LCOE le plus petit (**0,16\$/kWh** soit **76.03 FCFA/kWh**) et le solaire à tour a le LCOE le plus élevé (**0.64\$/kWh** soit **304.14 FCFA/kWh**). Cependant, en tenant compte des conditions hydrologiques du Burkina Faso nous concluons que le système hybride PV-diesel est la technologie la plus soutenable ou durable et la plus optimale pour le Burkina Faso.

Mots Clés : LCOE-solaire, diesel, hydroélectricité, durable, électricité.

ABSTRACT

The energy deficit is an obvious problem in Africa in general and West Africa in particular. With an average total electrification rate of 30%, Africa remains the least electrified continent with a huge number of powers cut. To overcome these problems we to propose a tool that will help ease decision making for economically viable technologies for electricity production. A comparative study of different electricity production technologies in Burkina Faso based on the LCOE (Levelized Cost Of Electricity) has been addressed in this document. This study could later be extended to all the countries of West Africa.

The literature review, allowed us to choose the right formulas and assumptions adapted to the context of this current study for a better estimate of the LCOE. Furthermore, by restricting the study to the case of Burkina Faso, we were able to estimate and compare the production cost of diesel generators, hydroelectric plants, photovoltaic plants and without storage and concentration solar power (CSP) based on specific assumptions.

The results show that hydropower has the lowest LCOE (**\$ 0.16 / kWh** equivalent to **76.03 FCFA / kWh**) and the CSP has the highest LCOE (**\$ 0.64 / kWh** equivalent to **304.14 FCFA / kWh**). However, taking into account precipitation for hydroelectricity we came to the conclusion that hybrid PV- diesel configuration is the most sustainable and optimal technology for Burkina Faso

Key words: LCOE solar-diesel, hydropower, sustainable, electricity



LISTE DES ABREVIATIONS

- **BF:** Burkina Faso
- **CAPEX:** Capital Expenditure
- **CSP:** Concentration **Solar** Power
- **LCOE:** Levelized Cost Of Electricity
- **OPEX:** Operating Expenditure
- **PV:** Photovoltaïque
- **TLCC:** Total Life Cycle Cost



TABLE DES MATIERES

DEDICACES	ii
REMERCIEMENTS.....	iii
RESUME	iv
ABSTRACT	iv
LISTE DES ABREVIATIONS	v
LISTE DES TABLEAUX.....	viii
LISTE DES FIGURES	ix
LISTE DES ANNEXES	ix
<i>I. Introduction</i>	1
I.1 Contexte.....	1
I.2 Objectifs du stage.....	2
<i>II. La situation énergétique au Burkina Faso</i>	3
<i>III. Etat de l'art sur le lcoe</i>	5
III.1 définition du lcoe	5
III.2 Principaux paramètres et hypothèses	5
III.2.1 Le coût d'investissement.....	6
III.2.2 Le coût d'exploitation	6
III.2.3 La valeur résiduelle.....	7
III.2.4 Le coût de démantèlement	7
III.2.5 Les incitations.....	7
III.2.6 Actualisation des coûts	7
III.3 principales applications du lcoe.....	8
III.4 Expressions existantes du lcoe.....	10
III.4.1 Expression générale du LCOE	10
III.4.2 LCOE POUR LE PHOTOVOLTAÏQUE ET LE CSP	11
III.4.3 LCOE pour les centrales thermiques	16



III.4.4	LCOE pour les centrales hydro-électriques et éoliennes	16
III.4.5	LCOE pour les systèmes hybrides	18
IV.	Calcul du lcoe pour le cas du Burkina Faso	20
IV.1	Hypothèses générales	20
IV.1.1	Lieux d'étude.....	20
IV.1.2	Paramètres économiques et financières	20
IV.1.3	Puissance à considérer et hypothèses de fonctionnement	21
IV.2	Calcul du lcoe par technologie	21
IV.2.1	Centrales thermiques diesels	21
IV.2.2	Centrales hydro-électriques.....	24
IV.2.3	Centrale Photovoltaïque et solaire à concentration	25
IV.2.1	Systèmes hybrides	28
V.	Résultats et analyses et discussions	30
V.1	Résultats	30
V.2	Discussion et analyse des résultats	32
V.3	LES limites du système de comparaison par le LCOE	32
VI.	Conclusion	33
VII.	Recommandations – Perspectives.....	34
	BIBLIOGRAPHIE.....	35
	ANNEXES	37



LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :Situation énergétique au Burkina Faso en 2012.....	3
Tableau 2 : Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 4	11
Tableau 3: Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 8.....	12
Tableau 4:Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 9	12
Tableau 5:Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 10	13
Tableau 6:Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 15	14
Tableau 7:Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 16	15
Tableau 8:Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 17	16
Tableau 9:Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 18	17
Tableau 10 : Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 22	18
Tableau 11 : Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 23	18
Tableau 12 : Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 26	19
Tableau 13:Paramètres techniques du groupe électrogène diesel	22
Tableau 14 : Paramètres d'entrées pour la centrale thermique diesel	22
Tableau 15 : Résultat du LCOE pour les centrales thermique diesel	24
Tableau 16 : Donnée de calcul pour le centrales hydro-électriques	24
Tableau 17 : Résultat du LCOE pour les centrales hydro-électriques.....	25
Tableau 18:Paramètres de calcul de la puissance électrique.....	26
Tableau 19 : : Donnée de calcul pour le centrales photovoltaïques et CSP	27
Tableau 20 : Résultat du LCOE pour les centrales PV et CSP	28
Tableau 21:résultat du LCOE du système hybride en utilisant l'équation (41).....	29
Tableau 22:résultat du LCOE du système hybride en utilisant l'équation (42).....	29
Tableau 23 : Récapitulatif des résultats du LCOE par technologie considéré	30



LISTE DES FIGURES

Figure 1: Production énergétique au Burkina Faso en 2012	3
Figure 2: Répartition de l'énergie importée par le Burkina en 2012	4
Figure 3: Répartition de la puissance installée au Burkina en 2012	4
Figure 4 : principe de calcul du LCOE	6
Figure 5: Courbe de taux de pénétration du PV	30
Figure 6 : Récapitulatif des résultats	31

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Coût d'installation et d'opération des centrales donné par MAN	37
Annexe 2 : Exemple de calcul proposé par MAN	37

I. INTRODUCTION

I.1 CONTEXTE

Comparé aux autres continents, l’Afrique est celui où les taux d’électrification sont les plus bas. La situation est encore plus grave dans les pays sub-sahariens où le taux global (rural et urbain) d’accès est inférieur à **30 % [1–3]**. Toutes les analyses, démontrent sans ambiguïté qu’il ne sera pas possible d’atteindre les objectifs du millénaire dans ces pays africains sans qu’on ne trouve une solution à ce déficit énergétique. Cela est confirmé par l’agence internationale de l’énergie (AIE) qui l’énonce clairement : « **L’accès aux sources d’énergie est une condition préalable pour le développement et la réalisation des Objectifs du Millénaire pour le Développement** ».

Ce problème de précarité en énergie électrique est un problème difficilement justifiable car l’Afrique est richement dotée en matière première énergétique, d’où un paradoxe incontesté [1].

En effet, La situation des quinze pays de la Communauté économique des états de l’Afrique de l’Ouest (CEDEAO) est similaire à celle des autres pays du continent où la consommation électrique moyenne par habitant et par an est la plus faible au monde, environ **130 kWh [1]**.

Les ressources énergétiques les plus importantes exploitées actuellement dans la région sont le gaz naturel (Nigeria et cote d’ivoire), l’hydro-électricité (un peu partout). Certains pays comme le Togo, le Bénin, le Burkina Faso et le Niger importent des hydrocarbures et même de l’énergie électrique d’autres pays de la sous-région comme la côte d’ivoire et le Ghana.

La majeure partie de l’énergie consommée dans ces pays, est d’origine fossile, c’est-à-dire que la production est assurée par des centrales thermiques à gaz, diesel ou charbon. Les ressources renouvelables comme le solaire et la biomasse sont presque inexploités à l’échelle industrielle.

Mais durant ces dernières années, l’augmentation excessive des besoins en énergie dans la sous-région conduit les décideurs de ces pays à projeter certains scénarii. En effet le livre blanc de la CEDEAO prévoit [4] :

- Environ 30% de la consommation d’électricité dans la région de la CEDEAO sera économisée à l’horizon 2030 grâce à une maîtrise de la demande et une amélioration de l’efficacité de l’offre ;

- La part des énergies nouvelles et renouvelables telles que l’énergie éolienne, le solaire, la petite hydroélectricité et la bioélectricité (à l’exception de la grande hydroélectricité) doivent augmenter pour s’établir aux alentours de 10% en 2020 et 19% en 2030 ;



- Pour assurer un accès universel aux services énergétiques à l'horizon 2030, il est prévu que près de 75% de la population rurale soit desservie par l'extension du réseau et environ 25% par des mini-réseaux fonctionnant.

Il est clair que l'atteinte de cet objectif nécessite des moyens humains, économiques et technologiques variés, car dans ces différents pays les ressources sont différentes et inégalement réparties. Il est donc important sinon nécessaire de savoir quelle technologie de production d'énergie chaque pays doit adapter pour assurer de façon durable la production de l'énergie électrique. C'est dans ce contexte que notre thème de mémoire qui s'intitule : « **Etude comparative de la viabilité des différentes technologies de production d'électricité en Afrique de l'Ouest avec l'utilisation du LCOE : cas du Burkina Faso** » trouve son sens.

I.2 OBJECTIFS DU STAGE

Notre sujet de mémoire qui a pour thème « **Etude comparative de la viabilité des différentes technologies de production d'électricité en Afrique de l'Ouest avec l'utilisation du LCOE : cas du Burkina Faso** » vise à:

- Mettre en place une approche technico-économique de comparaison des différentes technologies de production de l'électricité en se basant sur le LCOE (**Levelized Cost Of Electricity**) ;

- Appliquer cette approche au cas d'étude du Burkina Faso ;
- Etendre l'application à tous les pays de l'Afrique de l'Ouest.

L'objectif final de notre est de pouvoir répondre aux deux questions suivantes :

- Comment satisfaire **de façon durable** les besoins en énergie des générations présentes et futures de notre région Ouest-Africaine ?

- Parmi les technologies de production utilisées à ce jour, lesquelles sont viables, durables vis-à-vis des populations concernées ?

Pour parvenir à ces objectifs nous avons procédé de la manière suivante :

- D'abord nous avons fait l'état des lieux sur la production d'énergie au Burkina Faso
- Dans un second temps, nous avons effectué une étude bibliographique sur le LCOE. Dans cette partie, nous avons recensé des études de comparaison déjà effectuées sur la base du LCOE, ainsi que les différentes formulations du LCOE proposées dans la littérature.

- Ensuite nous avons évalué les LCOE des technologies pour le Burkina et procédé aux analyses et au choix de la technologie la plus viable. Enfin, nous allons discuter des résultats, de la méthode mise en place, puis étendre cette étude aux autres des pays de la CEDEAO.

II. LA SITUATION ENERGETIQUE AU BURKINA FASO

Selon le rapport 2012 de la SONABEL [5], la production énergétique au Burkina Faso est essentiellement assurée par :

- Des centrales thermiques à diesel (pour SONABEL et pour des privés)
- Des barrages hydro-électriques
- Des interconnexions

La répartition de la puissance installée est présentée dans le tableau suivant et la figure 1.

Tableau 1 : Situation énergétique au Burkina Faso en 2012

PUISSANCE INSTALLEE EN 2012 AU BURKINA			
Technologie	SONABEL	Privé	Total
Centrale thermique (MW)	204,786	61	265,786
Centrale hydroélectrique (MW)	32	0	32,000
ENERGIE IMPORTEE EN 2012			
Côte d'Ivoire	469 427 000	91,16%	514 933 007
Ghana	43 882 295	8,52%	
Togo	1 623 712	0,32%	

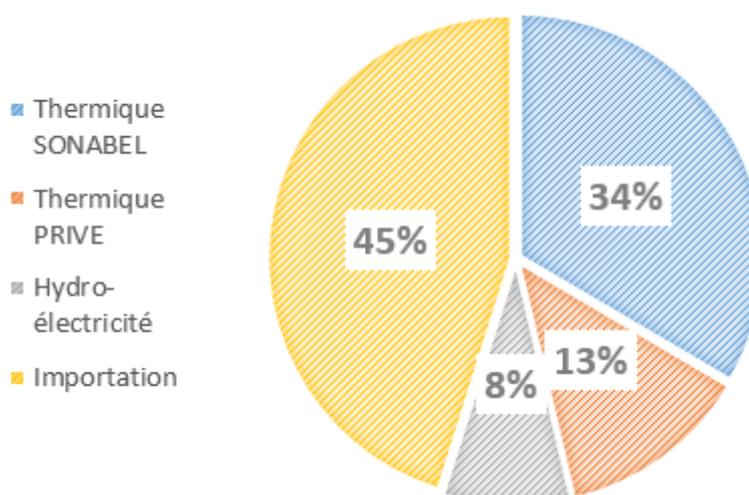


Figure 1: Production énergétique au Burkina Faso en 2012

La puissance actuellement installée au Burkina Faso d'environ **300 MW au total répartie comme suit (figure 3)** : 265,78 MW assuré par 24 centrales thermiques diesel (**89%**) et 32 MW assuré par 4 centrales hydroélectriques (**11%**) .

Plutôt permet de couvrir **55%** des besoins énergétiques, le reste est couvert par les interconnexions électriques avec les pays voisins (**figure 2**).

Malgré les interconnexions la production énergétique au Burkina Faso demeure insuffisante.

En vue d'améliorer l'accès aux énergies modernes, trente (30) nouvelles localités ont été électrifiées par la SONABEL et le Fonds de développement de l'électrification (FDE), a permis d'améliorer le taux d'électrification.

Ainsi le taux d'électrification national est passé de **15,59%** en 2011 à **16,38%** en 2012 tandis que celui en milieu urbain est passé de **51,72%** à **54,2%** et le milieu rural de **1,83%** à **1,92%**, dans la même période le taux de couverture de **27,42%** en 2011 à **28,15%** en 2012.

Par ailleurs, les partenariats se sont poursuivis dans le cadre de l'électrification rurale en 2012 avec trois Organisations non gouvernementales (ONG) pour l'électrification de 10 localités dans le Nord, 4 localités dans le Centre-Nord et 36 localités dans la région du Sahel.

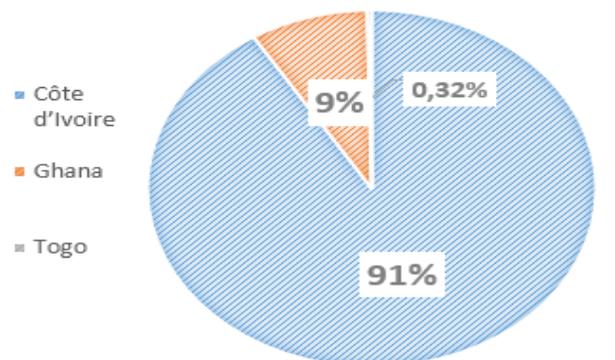


Figure 2: Répartition de l'énergie importée par le Burkina en 2012

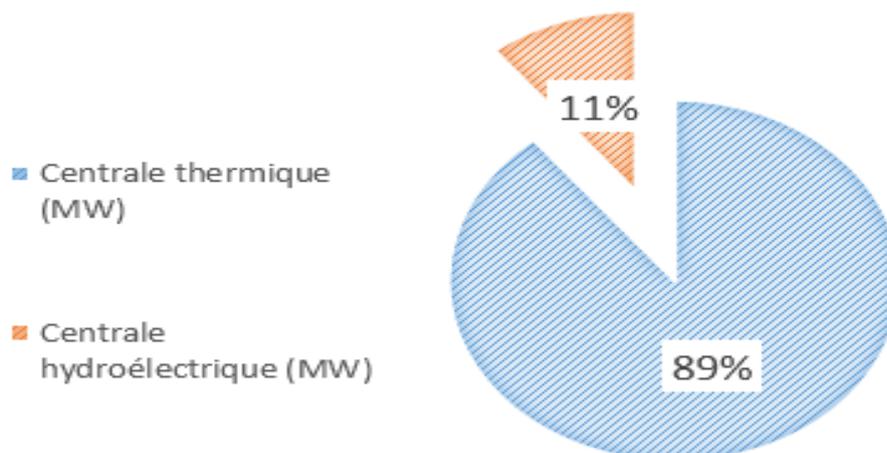


Figure 3: Répartition de la puissance installée au Burkina en 2012

III. ETAT DE L'ART SUR LE LCOE

III.1 DEFINITION DU LCOE

Le LCOE (levelized cost of electricity ou coût moyen actualisé d'énergie électrique) a été introduit pour la première fois en 1995 par le laboratoire national des énergies renouvelables (NREL, USA) dans le but d'évaluer la rentabilité de l'énergie solaire photovoltaïque [6].

Le LCOE d'une technologie est obtenu en divisant le coût total de cycle de vie du projet par l'énergie totale générée par l'installation au cours de la durée du projet. Le coût total de l'opération inclut tous les coûts du projet partant de la construction à l'exploitation et en incorporant tous les coûts annexes tels que les mesures incitatives, les coûts d'impôts etc.[6,7]. C'est une valeur constante exprimée en **devise/kWh** ou en **devise/MWh**.

Le LCOE est équivalent au revenu minimum qui est attendu par kWh d'énergie généré par le système et qui égalise les revenus de la vente aux dépenses faites dans le système. Le LCOE est basé sur la méthodologie de la valeur actuelle nette économique dans un scénario pluriannuel.

III.2 PRINCIPAUX PARAMETRES ET HYPOTHESES

Le calcul du LCOE engendre souvent beaucoup d'ambiguïté car son expression tient compte de beaucoup de paramètres (*Figure 4*) et d'hypothèses qui font que les résultats de LCOE obtenus sont souvent très discutables [8–12]

Ces résultats sont souvent contestés car l'importance de ces paramètres et hypothèse varie d'un pays à un autre.

Selon beaucoup d'auteurs le calcul du LCOE doit se faire en tenant compte des principaux éléments suivants [13–17]:

- Le type de technologie
- Le coût d'investissement
- Le coût d'exploitation annuel
- La productivité énergétique

De façon générale le calcul du LCOE doit suivre le schéma suivant :

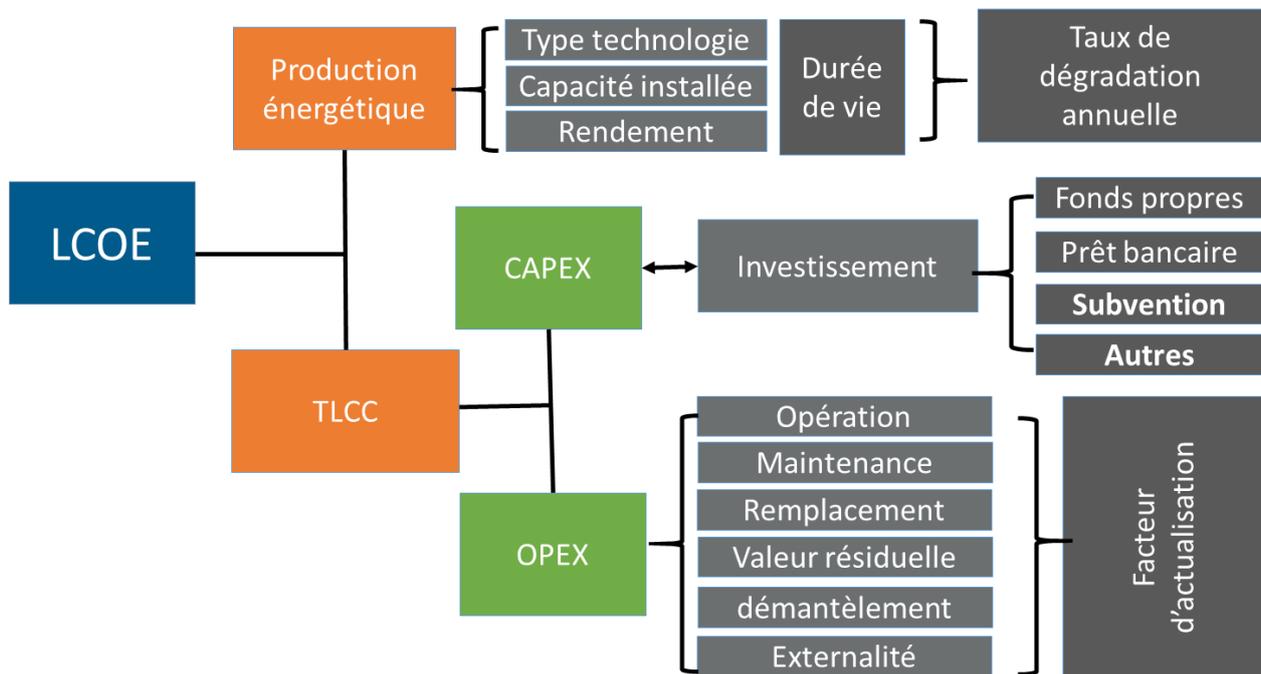


Figure 5 : principe de calcul du LCOE

III.2.1 Le coût d'investissement

Le coût d'investissement d'un projet est le montant financier total nécessaire pour mettre en œuvre ce projet. Il est appelé "coût d'investissement ou capital". Cet investissement peut être réalisé avec des **capitaux propres, des subventions, des aides, des crédits d'institutions financières nationales ou internationales**. Les capitaux nécessaires pour réaliser et mettre en œuvre le projet se composent de deux parties qui sont les capitaux fixes qui représentent les fonds nécessaires à la construction complète des centrales de production d'électricité et capitaux roulants qui représentent la somme d'argent nécessaire pour assurer le démarrage de l'installation jusqu'au début de la production.

III.2.2 Le coût d'exploitation

Le coût d'exploitation constitue les frais de fonctionnement de la centrale. Il est essentiellement composé des coûts d'opération, des coûts de maintenances et d'entretien, des coûts d'assurance, taxes et impôts, du coût du fuel etc.

Ces différents coûts peuvent être courants c'est-à-dire périodiques (coût de maintenance et d'entretien) et non courants (coût de remplacement) et sont tous fonction du type d'installation, ce sont des frais qui sont associés à l'exploitation du système.

III.2.3 La valeur résiduelle

C'est un coût estimatif de la centrale lorsque la durée du projet est épuisée. Elle est souvent donnée en pourcentage du coût d'investissement et représente la valeur restante des composants non amortis au terme du projet.

III.2.4 Le coût de démantèlement

Ce coût représente le coût nécessaire pour le démantèlement de la centrale à la fin du projet. Dans certains cas la valeur résiduelle et le coût de démantèlement peuvent être supposés égaux et de ce fait peuvent donc être négligés dans les calculs[18].

III.2.5 Les incitations

Les incitations sont les aides, les subventions ou de réductions faites sur un projet. Ces différentes faveurs peuvent être prises dans le calcul du LCOE. Ces incitations peuvent être aussi des crédits d'impôts, des exonérations de TVA etc.

III.2.6 Actualisation des coûts

Le coût total de cycle de vie d'une centrale s'obtient en faisant la somme de tous les cash-flows (flux de trésorerie) actualisés de la centrale et du capital initial. Dans certains cas il est nécessaire d'ajouter la valeur actuelle nette du coût de démantèlement et de la valeur résiduelle de la dernière année du projet.

L'actualisation du coût nécessite la connaissance des taux financiers du marché car la valeur nette actuelle se définit de la façon suivante :

$$VAN = \sum_{n=1}^N \frac{A_n}{(1+a)^n} = \frac{A_1}{(1+a)^1} + \frac{A_2}{(1+a)^2} + \dots + \frac{A_N}{(1+a)^N} \quad (1)$$

Dans cette expression **N** la durée du projet et **a** le taux d'actualisation qui se calcule grâce aux taux d'intérêt nominal, le taux d'inflation et le taux d'indexation et les **A_i** représentent les coûts annuels.

❖ Le taux d'intérêt nominal

C'est le taux avec lequel une banque ou une institution financière accorde un prêt à une personne physique ou morale pour la réalisation d'un projet. Ce taux fait abstraction à toute inflation de la monnaie.

❖ Le taux d'indexation

Le taux d'indexation correspond à la variation d'indice de prix de la consommation d'un pays au cours d'une année financière.

❖ Le taux d'inflation

L'inflation est le phénomène de la hausse généralisée des prix, et correspond donc à une baisse durable de la valeur de la monnaie. La conséquence immédiate de l'inflation est la hausse des prix de tous les produits.

❖ Le taux d'actualisation

C'est le taux qui permet d'estimer la valeur actuelle nette d'une somme d'argent future à l'état actuel. Ce taux peut être nominal ou réel du fait qu'on tienne compte ou pas du taux d'indexation des produits et du taux d'inflation.

Le choix du taux d'actualisation est une étape clé dans l'estimation du LCOE.

L'actualisation des coûts sert à compenser les conséquences de l'inflation dans les contrats.

Si on néglige ces taux, le taux d'actualisation nominale est équivalent au taux d'intérêt nominal.

Le taux d'actualisation réel se calcule de la façon suivante :[19]. Le taux d'indexation apparent est donné par :

$e_a = (1 + e)(1 + r) - 1$, et par suite le taux d'actualisation réel est donné par la formule :

$$a = \frac{1 + i}{1 + e_a} - 1 \quad (2)$$

Avec :

- i : Taux d'intérêt nominal (%)
- r : Taux d'inflation (%)
- e : Taux d'indexation (%)
- a : Taux d'actualisation réel (%)

III.3 PRINCIPALES APPLICATIONS DU LCOE

Le LCOE est le plus couramment utilisé pour évaluer le coût de l'énergie fournie par des projets utilisant différentes technologies de production. Plus précisément, il est utilisé pour classer les options et déterminer la source d'énergie la plus viable. Le LCOE peut également être utilisé pour

comparer le coût de l'énergie à partir de nouvelles sources et/ou de à partir de sources existantes [6,7].

Il a été convenu par le laboratoire national des énergies renouvelables (NREL) et l'agence internationale de l'énergie que le LCOE est le meilleur outil de comparaison des technologies de production d'énergie en fonction du lieu d'installation, de la capacité et des types de technologie. Plusieurs systèmes de production d'énergie peuvent être comparés en utilisant le coût moyen actualisé de production d'énergie (LCOE), il ne donne pas le coût d'achat de l'énergie du consommateur final mais passe en revue tous les coûts entrant dans la production de l'énergie, il représente donc le coût minimale du kWh d'énergie que le producteur pourra adopter [14].

Mais dans la littérature, bon nombre d'auteurs ont effectué des comparaisons des technologies de production d'électricité sur la base du LCOE.

En effet v en 2012, Kost et al [14] étudient la comparaison suivant en se basant uniquement sur le LCOE :

- Comparaison entre l'éolien offshore et l'éolien onshore sur une même puissance installée ;
- Comparaison entre un CSP à tour installé en Afrique du nord et un autre installé en Espagne ;
- Comparaison entre un CSP à tour et un CSP Fresnel ;
- Comparaison d'un CSP cylindro-parabolique avec stockage et un autre sans stockage
- Comparaison pour une même puissance une petite centrale photovoltaïque avec une irradiation différente (1300 et 2000 kWh/m²/an) ;
- Comparaison pour une même puissance une grande centrale photovoltaïque installée au sol avec une irradiation différente (1300 et 2000 kWh/m²/an).

Dans cette étude les auteurs ont voulu montrer que le LCOE peut être une base de comparaison et un outil d'aide à la décision pour les investisseurs. Il permet de justifier le choix des types d'installations, des endroits d'installation ainsi que la capacité à installer pour un LCOE minimal.

Il permet de valider les types de configuration de centrales (avec ou sans stockage, CSP à tour ou à cylindro-parabolique et autres).

Nous pouvons donc considérer d'après la littérature que le LCOE est un bon outil de comparaison de technologie de production d'électricité. Nous adopterons donc cette méthode pour la suite.

III.4 EXPRESSIONS EXISTANTES DU LCOE

III.4.1 Expression générale du LCOE

Comme défini plus haut, de façon générale le LCOE se calcule en faisant le rapport entre le coût total de cycle de vie (TLCC) et l'énergie totale produite durant ce cycle de vie. Donc de façon globale, le LCOE se calcule de la façon suivante [20] :

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Coût total de cycle de vie}}{\text{Energie totale produite}} \quad (3)$$

Où le TLCC s'exprime en devise et l'énergie en kWh ou MWh. Le TLCC est un sigle anglais qui signifie, **Total Life Cycle Cost** qui représente le coût total de cycle de vie de la centrale de production d'électricité.

L'énergie totale produite au cours de la durée de vie de la centrale est aussi actualisée en utilisant le même taux d'actualisation que les cash-flows.

Au fil du temps plusieurs auteurs ont proposé différentes formules pour calculer le LCOE. Cependant tous ces auteurs partent de la formule générale donnée à l'équation 2.

Les différences entre ces formules se situent au niveau des hypothèses sur les taux financiers, la prise en compte ou non de certains paramètres importants.

Quel que soit le type de technologie, si on suppose que l'énergie produite est constante pour toute la durée de vie de la centrale, le LCOE peut s'exprimer de la façon suivante [6] :

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX} + \sum_{t=1}^N \left[\frac{\text{OPEX}}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^N \left[\frac{Q_t}{(1+r)^t} \right]} = \frac{\text{TLCC}}{Q} \times \text{UCRF} \quad (4)$$

Avec :

$$\text{UCRF} = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \quad (5)$$

$$\text{FA} = \sum_{n=1}^N \left(\frac{1}{1+a} \right)^n = \frac{\left(\frac{1}{1+a} \right) \left[\left(\frac{1}{1+a} \right)^N - 1 \right]}{\left(\frac{1}{1+a} \right) - 1} \quad (6)$$

$$\text{TLCC} = \text{CAPEX} + \text{FA} \times \text{OPEX} \quad (7)$$

Tableau 2 : Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 4

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
Capitaux d'investissement	CAPEX	\$
Coût d'exploitation annuel	OPEX	\$
Durée de vie utile des installations	<i>N</i>	année
production annuelle d'énergie	<i>Q</i>	kWh
Taux d'actualisation	<i>r</i>	%
Facteur uniforme de recouvrement des capitaux	UCRF	-

Bien que le LCOE ait été inventé pour l'estimation de la rentabilité du photovoltaïque, bon nombre d'auteurs ont essayé d'étudier des cas spécifiques en intégrant des hypothèses pour chaque technologie de production d'électricité, nous nous proposons donc de passer en revue certaines ces formules par type de technologie.

III.4.2 LCOE POUR LE PHOTOVOLTAÏQUE ET LE CSP

Comme le LCOE a été créé pour évaluer la rentabilité de l'énergie solaire, des auteurs ont essayé au fil des années de proposer une formule plus adéquate pour la détermination du LCOE du photovoltaïque.

Déjà en 2008, une formule dite « formule de la méthode SAM (**S**ystem **A**dvisor **M**odel) » a été proposée [21].

Cette formule prend en compte de façon explicite tous les coûts entrant dans le projet de la centrale photovoltaïque.

$$LCOE = \frac{I_0 - \sum_{t=1}^N \frac{(DP)^t}{(1+i)^t} TR + \sum_{t=1}^N \frac{A^t}{(1+i)^t} x (1 - TR) - \frac{SV}{(1+i)^n}}{\sum_{t=1}^N \frac{M_{el} (1-d)^t}{(1+i)^t}} \quad (8)$$

Avec différents variables contenus dans le tableau suivant :

Tableau 3: Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 8

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
Coût d'investissement initial	I_o	\$
Taux d'actualisation	i	%
Durée de vie utile des installations	N	année
Coût annuel de la dépréciation de système	DP	\$
Taux d'imposition	TR	%
Taux de dégradation du système	d	%
Coût d'exploitation annuel	A_t	\$
valeur résiduelle	RV	%
production annuelle d'énergie	M_{el}	kWh

❖ Avantages et inconvénients

La formule de SAM est assez complète car elle prend en compte beaucoup de paramètres mais elle reste limitée pour une application locale.

En général, le LCOE du photovoltaïque est basé sur des hypothèses approximatives proposées par un certain nombre d'auteurs.

En effet, plusieurs auteurs [6,22,15,23] proposent un calcul du LCOE par la formule suivante :

$$LCOE = \sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t)(1+r)^{-t} / \left(\sum_{t=0}^T (S_t(1-d)^t(1+r)^{-t}) \right) \quad (9)$$

Dans cette formule chaque auteur fait ses propres hypothèses, certains tiennent compte du coût de démantèlement de la centrale PV et d'autres prennent en compte l'effet de dégradation du photovoltaïque en fonction du temps [24], d'autres aussi par contre en tiennent compte de cela[15].

De façon générale, ces auteurs sont d'accord sur cette formulation du LCOE et les principaux paramètres entrant en compte dans la formule sont résumés dans le tableau ci-après :

Tableau 4: Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 9

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
Durée de vie du projet	T	année
Année en cours t	t	année
Investissement / coût initial du système	I_t	\$
Coûts d'entretien pour t	M_t	\$
Coûts d'exploitation pour t	O_t	\$
Dépenses d'intérêt pour t	F_t	\$
Irradiation solaire annuel	S_t	kW h/m ² /an
Taux d'actualisation de t	r	%
Taux de dégradation de t	d	%

En 2013, **Reichelstein et Yorston [25]** calculent le LCOE du PV peut être décomposé en trois composante comme suit :

$$LCOE = C.\Delta + W + f \quad (10)$$

Avec:

$$C = \frac{SP}{8760 \times CF \sum_t^T X_t Y_t} \quad (11)$$

$$W = \frac{\sum_{t=1}^T 8760 \times CF \times w_t \times X_t \gamma^t}{8760 \times CF \sum_t^T X_t Y_t} = \frac{\sum_{t=1}^T w_t \times X_t \gamma^t}{\sum_{t=1}^T X_t Y_t} \quad (12)$$

$$\Delta = \frac{1 - i - \alpha (1 - \delta i) \sum_{t=1}^T d_t \gamma^t}{1 - \alpha} \quad (13)$$

$$f = \frac{\sum_{t=1}^T F_t \gamma^t}{8760 \times CF \sum_t^T X_t Y_t} \quad (14)$$

Les différents paramètres sont contenus dans le tableau ci-dessous:

Tableau 5: Paramètres de calcul de LCOE pour l'équation 10

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
Taux d'actualisation	r	%
Durée de vie utile des installations de production d'électricité	T	année
Prix du système par kW de puissance installée	SP	\$/kW
Le facteur de capacité	CP	%
Facteur de dégradation du système	x_t	%
Taux d'impôt à l'investissement	i	%
Facteur de déclassement	DF	%
Charge d'amortissement admissible pour l'année t	d_t	%
Coût de fonctionnement variable à la période t par kWh	w_t	\$/kWh
Coût de fixe périodique à la période t par kW installé	F_t	\$
Revenu imposable de la période t par kW installé	I_t	\$
Facteur d'actualisation	γ	-
Facteur d'impôts	Δ	%
Coefficient de correction	δ	-
Impôt sur les sociétés	α	%

$C.\Delta$, W , f représentent respectivement la contribution par l'investissement, les coûts variables et les coûts fixes périodiques

❖ Avantages et inconvénients

Cette formule intègre des hypothèses prenant en compte beaucoup d'aspect économique tel que le crédit d'impôt, l'impôt sur le revenu et montre la contribution de chaque type de coût au LCOE global. Mais la formule ne différencie pas les coûts de remplacements aux coûts de maintenance et ne fait pas la différence entre les fonds propres et les dettes.

Plus récemment en 2013 Hernández-Moro et Martínez-Duart [26] proposent une formule qui tient compte de l'évolution du coût mondial du photovoltaïque et du CSP. Cette formule est basée sur une interpolation des coûts futurs en fonction des coûts de 2010. Cette formule est donnée par :

$$LCOE = \frac{C(0) \left(\frac{Q(t)}{Q(0)} \right)^{\frac{\ln(1-LR)}{\ln(2)}} + L + \sum_{n=1}^N \frac{(OPEX + I) \times C(0) \left(\frac{Q(t)}{Q(0)} \right)^{\frac{\ln(1-LR)}{\ln(2)}}}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{S \times TF \times \eta \times (1-d)^n}{(1+r)^n}} \quad (15)$$

Les différents paramètres nécessaires pour le calcul du LCOE selon cette formule sont consignés dans le tableau ci-après.

Tableau 6: Paramètres de calcul de LCOE pour l'équation 15

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
Coût de l'installation en 2012	C_0	\$/W
Capacité installée en 2012	Q_0	GW
Capacité à installer en 2014	Q_t	GW
Taux d'apprentissage	lr	%
Coût du terrain	L	\$/kW
Coût de maintenance et d'opération	OPEX	%
Coût d'assurance annuel	I	%
Irradiation	S	kW h/m ² /an
Facteur de suivi	TF	adimensionnel
Performance du système	η	m ² /kW
Durée de vie de la centrale	N	année
Taux d'actualisation	r	%
Taux de dégradation du PV	d	%

❖ Avantages et inconvénients

L'avantage de cette expression c'est qu'elle tient compte de l'évolution du coût mondial du photovoltaïque et des centrales solaire à concentration CSP, cependant son application devient difficile dans des localités où les données antérieures n'existent pas.

Dans le but de pouvoir comparer l'installation photovoltaïque aux Etats Unis, K. D. Swift [27], utilise la formule suivante en 2013 pour évaluer le coût actualisé de l'énergie :

$$LCOE = \frac{NIPC + \sum_{t=0}^T \left(\frac{MAINT + INVERT - DEP - PIB - SREC}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=0}^T \left(\frac{E \times (1-d)^t}{(1+r)^t} \right)} \quad (16)$$

Avec :

$$NIPC = IPC - FTC - STC - UR \times (1 - MTR)$$

Les paramètres différents paramètres sont contenus dans le tableau ci-après :

Tableau 7: Paramètres de calcul de la LCOE pour l'équation 16

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
coût d'investissement net du projet	NIPC	\$
coût d'installation du PV plus taxe sans les subventions	IPC	\$
Impôts sur les revenus annuels	FTC	\$
Crédit d'impôts sur les revenus	STC	\$
Remise	UR	%
Taux d'imposition sur les revenus	MTR	%
Coût de remplacement	INVERT	\$
Coût de maintenance	MAINT	\$
Taxe de dépréciation	DEP	\$
Déduction faite sur les impôts	SREC	\$
<i>Incitation et subvention</i>	PBI	%
<i>intérêt annuel</i>	Ft	\$
Energie annuelle	E	kWh
Taux de dépréciation sur le photovoltaïque	d	%
Durée de vie du projet	T	année

❖ **Avantages et inconvénients**

Cette formule a l'avantage d'utiliser les mesures d'incitation, cependant, c'est une formule consacrée seulement aux conditions locales des Etats Unis.

III.4.3 LCOE pour les centrales thermiques

Bien que le LCOE ait été créé pour la promotion des énergies renouvelables notamment le photovoltaïque, on peut aussi l'adapter pour calculer le coût de production des centrales thermiques conventionnelles (à gaz, diesel, vapeur, nucléaire etc.)

En effet, récemment en 2014, une formule de calcul du LCOE des centrales thermiques de tout type a été proposée, de façon globale le LCOE se calcule comme suit [28] :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^m (C_t + T_t + X_t - T_c k^D D_{t-1}) F_{0,t}^S + I_0^S}{\sum_{t=1}^m (1 + i)^{t-t_0} F_{0,t}^S} \quad (17)$$

Avec les différents variables contenus dans le tableau ci-après :

Tableau 8: Paramètres de calcul du LCOE pour l'équation 17

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
Durée de vie du projet	m	année
Coût d'opération annuel	C_t	\$
Coût initial du système	I_0^S	\$
Coût d'impôt sur les sociétés	T_t	\$
Coûts d'impôt	X_t	\$
Taux d'imposition sur les revenus	T_c	\$
Dettes en cours à l'année t-1	D_{t-1}	\$
Bénéfice réalisé	R_t	\$
Taux d'intérêt	i	%
Taux de la dette	k^D	%
Facteur d'actualisation de l'année t	$F_{0,t}^S$	-

❖ Avantages et inconvénient

Cette formule basée sur toutes centrales thermiques semble assez complète, mais elle est difficile à appliquer à cause du manque de certains paramètres tels que les coûts de gestion des déchets et de la pollution qui interviennent dans le calcul des coûts annuels.

III.4.4 LCOE pour les centrales hydro-électriques et éoliennes

Un certain nombre d'auteurs se sont aussi intéressés à l'évaluation par le LCOE des centrales hydro-électriques.

En effet en 2012, Mousavi S.M. et al proposent une formule pour l'estimation du LCOE des barrages hydro-électriques, des centrales thermiques et des centrales éoliennes [29] :

$$LCOE = C_k + \left[\sum_{t=1}^N \frac{C_{O\&M} \times (1 + e_{O\&M})^t}{(1 + r)^t} + \sum_{t=0}^{PL} \frac{C_{Fuel} \times (1 + e_{Fuel})^t}{(1 + r)^t} \right] \times \frac{r \times (1 + r)^{PL}}{(1 + r)^{PL} - 1} + C_{Ec} \quad (18)$$

Avec :

$$C_k = \frac{DR \times TPC(1 + r)^{CL}}{HY \times CF} \quad (19)$$

$$C_{O\&M} = \frac{FOM}{HY \times CF} + VOM \quad (20)$$

$$C_{Fuel} = FC \times HR \quad (21)$$

Les différents paramètres sont consignés dans le tableau ci-après :

Tableau 9: Paramètres de calcul de la LCOE pour l'équation 18

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
Coût d'installation du système	<i>TPC</i>	\$/kW
Taux d'actualisation	<i>r</i>	%
Durée de construction	<i>CL</i>	année
Temps de fonctionnement	<i>HY</i>	heure
Facteur de charge	<i>CF</i>	%
Coût opération fixe	<i>FOM</i>	\$/Kw/année
Coût opération variable	<i>VOM</i>	\$/Kwh
Coût du combustible	<i>FC</i>	\$/MMBtu
Perte d'énergie	<i>HR</i>	Btu/kWh
Coût des externalités (CO2)	<i>EC</i>	\$/kWh
Taux d'inflation sur les O&M	<i>e_{O&M}</i>	%
Taux d'inflation sur les sur le combustible	<i>e_{Fuel}</i>	%
Durée de vie de la centrale	<i>PL</i>	année
Taux de dégradation	<i>DP</i>	%

Les études de Diaf, Notton et Broomfield [30,31] proposent une formule simplifiée pour l'estimation du LCOE de l'éolien, cette formule est donnée par :

$$LCOE = \frac{(ICC * FCR) + AOE}{AEP_{net}} \quad (22)$$

Avec :

Tableau 10 : Paramètres de calcul de LCOE pour l'équation 22

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
Coût d'installation	<i>ICC</i>	\$
Production énergétique annuelle	<i>AEPnet</i>	<i>kWh</i>
Coût d'opération annuel	<i>AOE</i>	\$
Taux des charges fixes	<i>DP</i>	%

Selon Nazir [32] le coût actualisé de l'énergie produite par un barrage hydro-électrique peut se calculer de la façon suivante:

$$LCOE = \frac{I \times UCRF + OM}{8760 \times CF} \quad (23)$$

Où 8760 représente le nombre jour dans l'année et le facteur de recouvrement des capitaux se définit par :

$$UCRF = \frac{d(1 + d)^n}{(1 + d)^n - 1} \quad (24)$$

Tableau 11 : Paramètres de calcul de LCOE pour l'équation 23

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
Coût d'investissement	<i>I</i>	\$
Facteur de recouvrement des capitaux	<i>UCRF</i>	-
Coût fixe annuelle	<i>OM</i>	\$
Facteur de charge	<i>CF</i>	%
Durée de vie	<i>PL</i>	<i>année</i>
Taux d'actualisation	<i>d</i>	%

III.4.5 LCOE pour les systèmes hybrides

Les systèmes hybrides sont des systèmes composés d'au moins deux sources différentes de production d'énergie.

Selon Nathan, Battye, et Ashman [33] le LCOE global d'un système hybride peut se calculer de façon proportionnelle au LCOE de chaque type de technologie composant le système.

En effet, ces auteurs proposent la formule suivante pour le calcul du LCOE d'un système composé de photovoltaïque et d'une centrale thermique à gaz.

$$LCOE_{Overall} = X_{Solar}LCOE_{Solar} + X_{gas}LCOE_{Gas} \quad (25)$$

$LCOE_{Solar}$ et $LCOE_{Gas}$ repèrent respectivement le LCOE du PV et de la centrale à gaz, X_{Solar} et X_{gas} sont respectivement les proportions du solaire et du thermique.

Le $LCOE_{Solar}$ et $LCOE_{Gas}$ se calculent simplement comme si le solaire et le thermique fonctionnaient différemment.

- **Avantage et inconvénient**

Cette manière de calculer le LCOE en considérant les différentes proportions de chaque technologie simplifie les calculs, mais ne tient pas compte de la complémentarité des différentes sources qui ne coexistent pas forcément.

Selon Zhou [34] le LCOE d'un système hybride en site isolé fonctionnant à l'éolien et au PV avec stockage se calcule de façon suivante :

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{CO_i}{Y_i}}{E_{an}} = \frac{CO_{PV}}{Y_{PV}} + \frac{CO_W}{Y_W} + \frac{CO_{Bat}}{Y_{Bat}} \quad (26)$$

Avec les différents paramètres contenus dans le tableau ci-après :

Tableau 12 : Paramètres de calcul de LCOE pour l'équation 26

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ
Coût d'installation et de maintenance du PV	CO_{PV}	\$
Coût d'installation et de maintenance de l'éolien	CO_w	\$
Coût d'installation et de maintenance des batteries	CO_{Bat}	\$
Durée de vie du photovoltaïque	Y_{PV}	année
Durée de vie de l'éolien	$Y_W,$	année
Durée de vie des batteries	Y_{Bat}	année
Production énergétique annuelle	$E(\gamma, \beta, h)$	kWh
azimuth	γ	radians
Angles d'inclinaison	β	radians
Hauteur du mat de l'éolien	h	m

- ❖ **Avantage et inconvénient**

Bien que cette formule fait ressortir les coûts des différents composant du système, elle ne donne pas de façon explicite les éléments constituant de chaque partie.

IV. CALCUL DU LCOE POUR LE CAS DU BURKINA FASO

Pour satisfaire à la demande énergétique toujours croissante (**13%**) en moyenne au Burkina Faso, nous mènerons, dans cette partie, une étude de comparaison des coûts de production des technologies existantes et d'autres nouvelles technologies.

IV.1 HYPOTHESES GENERALES

Comme le calcul du LCOE souvent diffère pour chaque type de technologie, nous allons définir les hypothèses qui seront communes pour tous les cas.

IV.1.1 Lieux d'étude

Dans tous les calculs qui suivront, nous supposerons que les installations se font au Burkina Faso. Nous utiliserons ainsi :

- La législation financière au Burkina Faso
- Les paramètres géographiques du Burkina Faso
- Les paramètres climatiques du Burkina Faso

IV.1.2 Paramètres économiques et financières

- ❖ Les taux financiers et valeur actuelle nette

Dans toute la suite (sauf précision) nous utiliserons les taux financiers suivant :

- Taux d'intérêt nominal 13%
- Taux d'inflation 1%
- Taux d'indexation 2%

Le taux d'actualisation réel sera calculé à l'aide l'équation (2) ce qui correspond à un taux d'actualisation moyen de 9,69%.

- ❖ Les subventions et les aides

Nous supposerons que les différentes centrales sont construites sans subventions ou aides et les coûts de de fonctionnement aussi ne sont pas subventionnés.

- ❖ Les taxes

Dans toute la suite, les coûts seront calculés en supposant que les installations sont soumises taxes et impôts en vigueur au Burkina Faso.

IV.1.3 Puissance à considérer et hypothèses de fonctionnement

L'objectif principal de notre travail est de proposer une technologie viable qui pourra satisfaire les besoins énergétiques futurs du Burkina Faso. En effet, la puissance actuelle installée étant d'environ 300 MW et l'accroissement de la demande étant de 13% l'an, [5], nous supposons que la technologie à proposer va satisfaire la demande de l'année suivante soit environ **40 MW**.

IV.2 CALCUL DU LCOE PAR TECHNOLOGIE

Afin de pouvoir comparer les technologies, en se basant sur le coût actualisé (LCOE) nous allons calculer ce métrique pour les technologies suivantes :

- Centrale thermique diesel
- Centrale hydro-électricité
- Centrale solaire photovoltaïque
- Centrale solaire thermodynamique à tour sans stockage
- Centrale hybride diésel-solaire

IV.2.1 Centrales thermiques diesels

IV.2.1.1 Description de la technologie

Dans cette partie, nous allons considérer que la demande énergétique déficitaire (**40MW**) sera assurée par une centrale thermique fonctionnant au fioul lourd ou de DDO.

IV.2.1.2 Formule et hypothèses spécifiques

Pour le calcul du LCOE des centrales thermiques à diésel, nous considérons la formule suivante :

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^N \left[\frac{OPEX}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^N \left[\frac{Q_t}{(1+r)^t} \right]} = \frac{TLCC}{Q} \times UCRF \quad (27)$$

Dans les calculs nous considérerons les paramètres suivants :

Tableau 13: Paramètres techniques du groupe électrogène diesel

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ	VALEUR
Coût unitaire du fioul	C_{FL}	\$/L	1.1
Masse volumique du fioul	ρ_{FL}	g/L	886
Consommation spécifique en fioul	CS_{FL}	g/kWh	190
Puissance nominale installée	P_N	kW	40
Temps de fonctionnement journalier	T_j	h/jour	20

Tableau 14 : Paramètres d'entrés pour la centrale thermique diesel

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ	VALEUR
Taux de subvention sur l'investissement	T_s	%	0
Puissance à installer	P_N	MW	40
Coût d'investissement unitaire	C_u	\$/kW	750
Coût unitaire du fioul (ou DDO)	C_{FL}	\$/l	1,1
Temps de fonctionnement journalier	T_j	h/jour	20
Performance de la centrale	β	%	70
Durée de vie de la centrale	N	année	25

❖ Calcul des coûts d'investissement

Le coût d'investissement de la centrale thermique diesel est supposé être proportionnel à la puissance électrique attendue et varie avec la taille de l'installation, nous considérons un coût unitaire de **750 \$/kW**. L'investissement associe le coût d'achat de la central, le transport, la construction et les autres frais annexes[35].

Les capitaux d'investissements de calcule donc de la façon suivante

$$\text{capex} = (1 - T_s) \times C_u \times P_n \times 1000 \quad (\$) \quad (28)$$

❖ Coût d'exploitation fixe hors combustible

Ce sont les frais directs d'exploitation, hors taxes, comprenant tous les frais de personnel sur le site, matériels, assurances de l'installation et fournitures diverses. Ce coût est proportionnel à la puissance apparente de la centrale au coût d'investissement elle est d'environ **25,41\$/kWa** [35].

❖ Coût d'exploitation variable hors combustible

Ce sont des coûts de maintenance et entretien, ces coûts incluent les divers remplacements et l'huile de lubrification du moteur.

Le coût d'exploitation variable hors combustible est proportionnel la production énergétique puisque ce coût dépend du fonctionnement de la centrale, il vaut environ **36.32\$/MWh** [35].

❖ Coût du combustible

Ce coût est composé du coût du fioul et ou du DDO .La consommation horaire en fioul est fonction de la puissance installée et de la consommation spécifique du moteur. La consommation combustible peut se calculer par la formule :

$$C_h(\text{Fioul}) = P_n \times 1000 \times \left(\frac{CS_{\text{Fioul}}}{\rho_{\text{Fioul}}} \right) \times 1 \text{ heure (l/h)} \quad (29)$$

Le coût du combustible pour une année de fonctionnement est donc obtenu en multipliant les coûts de consommation horaire par le temps de fonctionnement, le coût unitaire du combustible C_{FL} puis le nombre de jour dans l'année.

$$FC = 365 \times C_{FL} \times C_h(\text{Fioul}) \times T_j \quad (30)$$

Si nous notons que *O&M* représente les coûts d'opération fixe et variables, le coût d'exploitation annuel est donc obtenu par :

$$OPEX = O\&M + FC \quad (31)$$

❖ Production énergétique annuelle

L'énergie produite par une centrale électrique peut être calculée par :

$$Q = 365 \times (P_n \times 1000 \times T_j \times \beta) \quad (32)$$

Nous supposons que cette énergie ne subit aucune dépréciation au court de la vie de la centrale et demeure une constante.

IV.2.1.3 Résultat du LCOE sur les centrales thermiques

En intégrant tous les coûts et les hypothèses et en appliquant la formule indiquée nous obtenons les résultats suivants :

Tableau 15 : Résultat du LCOE pour les centrales thermique diesel

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ	VALEUR
Taux d'actualisation réel	a	%	9,69
Coût d'investissement initial	$CAPEX$	\$	30 000 000,00
Coût d'opérations annuelles	$OPEX$	\$	77 005 738,70
Coût total de cycle de vie	$TLCC$	\$	746 127 339,09
Production énergétique annuelle	E	kWh	131400000
Coût actualisé de l'énergie	$LCOE$	$\$/kWh$	0,61

Le coût de production moyen des centrales thermique fonctionnant au fil lourd est d'environ **0,61 \$/kWh**, soit **289.89 FCFA** pour un coût du combustible moyen de **1.1\$/L**.

IV.2.2 Centrales hydro-électriques

IV.2.2.1 Description de la technologie

Nous allons considérer que la demande énergétique déficitaire (**40MW**) sera assurée par une centrale hydro-électrique installée au Burkina Faso.

En se référant aux données des dix dernières années de la SONABEL concernant les centrales hydro-électriques, nous obtenons un facteur de charge moyen de **48%**. Cette valeur sera utilisée dans l'estimation de la production annuelle d'énergie.

IV.2.2.2 Formules et hypothèses spécifiques

Pour le calcul du LCOE des hydro-électriques, nous considérons la formule suivante :

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^N \left[\frac{OPEX}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^N \left[\frac{Q_t}{(1+r)^t} \right]} = \frac{TLCC}{Q} \times UCRF \quad (33)$$

Dans les calculs nous considérerons les paramètres suivants :

Tableau 16 : Donnée de calcul pour les centrales hydro-électriques

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ	VALEUR
Taux de subvention sur l'investissement	T_s	%	0
Coût d'investissement unitaire	C_u	\$/kW	4130
Taux du coût d'opération et de maintenance	T_m	%	0.5
Taux du coût remplacement annuel	T_r	%	0
Facteur de charge	k	%	48
Performance de la centrale	β	%	70
Durée de vie de la centrale	N	année	25

❖ Calcul des coûts d'investissement

Le coût d'investissement de la centrale hydro-électrique supposé être proportionnel à la puissance installée, nous considérons un coût unitaire de **4130 \$/kW**.

$$\text{capex} = (1 - T_s) \times C_u \times P_n \times 1000 \quad (\$) \quad (34)$$

❖ Coût d'exploitation

Le coût d'exploitation d'un barrage est essentiellement composé des coûts de maintenance et des coûts qui sont de l'ordre de **0.5%**.

❖ Production énergétique annuelle

L'énergie produite par une centrale électrique peut être calculée par :

$$Q = 365 \times (P_n \times 1000 \times 24 \times k) \quad (\text{kWh/an}) \quad (35)$$

IV.2.2.3 Résultat du LCOE de hydro-électricité

En intégrant tous les coûts, nous obtenons les résultats suivants :

Tableau 17 : Résultat du LCOE pour les centrales hydro-électriques

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ	VALEUR
Taux d'actualisation réel	<i>a</i>	%	9,69
Coût d'investissement initial	<i>CAPEX</i>	\$	165 200 000,00
Coût d'opérations annuelles	<i>OPEX</i>	\$	1 239 000,00
Coût total de cycle de vie	<i>TLCC</i>	\$	176 722 281,17
Production énergétique annuelle	<i>E</i>	<i>kWh</i>	117734400
Coût actualisé de l'énergie	<i>LCOE</i>	<i>\$/kWh</i>	0,16

Le LCOE des barrages hydro-électriques installé au Burkina est d'environ **0.16 \$/kWh soit environ 76.03FCFA/kWh**.

IV.2.3 Centrale Photovoltaïque et solaire à concentration

IV.2.3.1 Description de la technologie

Nous envisageons installer une centrale photovoltaïque connectée au réseau pouvant injecter 40MWel de et une autre centrale solaire à tour de 40MWel.

Pour cela nous estimons la puissance crête et la puissance thermique à installer respectivement pour le PV et le CSP :

La puissance crête du champ PV peut se calculer de la façon suivante [36].

$$P_c = \frac{P_{el}}{k_1 \times I_r} \quad (36)$$

La puissance thermique à installer peut se calculer de la façon suivante avec un coefficient de productivité de 0.7[37]

$$P_{th} = \frac{P_{el}}{k_2} \quad (37)$$

En appliquant ces formules nous obtenons le résultat :

Tableau 18: Paramètres de calcul de la puissance électrique

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ	VALEUR
Coefficient de productivité du PV	k_1	sans unité	0.75
Coefficient de productivité du CSP	k_2	sans unité	0.7
Puissance crête à installer pour le PV	P_c	kWc	66 666
Puissance thermique à installer pour le PV	P_{th}	kWth	57 142
Irradiance solaire	I_r	kW/m ²	0.8
Puissance électrique produite	P_{el}	kWel	40 000

Pour produire 40MWel on doit installer respectivement **66,66MWc** et **57,14MWth** de photovoltaïque et CSP. Nous calculerons donc le LCOE pour ces puissances.

IV.2.3.2 Formules et hypothèses spécifiques

Dans cette partie nous utiliserons la formule (15) énoncée précédemment pour l'estimation du LCOE de photovoltaïque du CSP. Cette formule est la suivante :

$$LCOE = \frac{C(o) \left(\frac{Q(t)}{Q(0)} \right)^{\frac{\ln(1-LR)}{\ln(2)}} + L + \sum_{n=1}^N \frac{(OPEX + I) \times C(0) \left(\frac{Q(t)}{Q(0)} \right)^{\frac{\ln(1-LR)}{\ln(2)}}}{(1+a)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{S \times TF \times \eta \times (1-d)^n}{(1+a)^n}}$$

Dans le but de pouvoir déterminer les différents coûts qui se cachent derrière la formule, nous multiplierons le numérateur et le dénominateur par la puissance installée.

Les différents paramètres entrant dans le calcul des coûts sont contenus dans le tableau ci-après :

Tableau 19 : : Donnée de calcul pour le centrales photovoltaïques et CSP

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ	PV	CSP
Taux de subvention sur l'investissement	Ts	%	0	0
Coût de l'installation en 2012	C(0)	\$/W	6,5	9
Capacité installée en 2012	Q(0)	GW	0,000001	1E-07
Capacité à installer en 2014	Q(t)	GW	0,000066	0,000057
Taux d'apprentissage	lr	%	18	10
Coût du terrain	L	\$/kW	100	90
Coût de maintenance et d'opération	o&m	%	2	1,5
Coût d'assurance annuel	I	%	0,5	0,25
Irradiation globale solaire annuelle	S	kW h/m ² /an	2086	1400
Facteur de suivi	TF	adimensionnel	1	1
Performance du système	β	m ² /kW	0,85	0,97
Durée de vie de la centrale	N	année	25	25
Taux de dégradation du PV	d	%	0,6	0,2

❖ Calcul des coûts d'investissement

Le coût d'investissent de la centrale photovoltaïque et le CSP se calcule de la façon suivante :

$$capex = (1 - Ts) \left(C(o) \times Pn \times 10^6 \times \left(\frac{Q(t)}{Q(0)} \right)^{\frac{\ln(1-LR)}{\ln(2)}} + L \times Pn \times 1000 \right) (\$) \quad (38)$$

❖ Coût d'exploitation

Le coût d'exploitation d'une centrale photovoltaïque est essentiellement composé de [17]:

- Du coût d'entretien et de maintenance et d'opération (environ 2% et 1.5 % du coût d'investissement initial respectivement pour le PV et le CSP) ;
- Des coûts d'assurance annuelle de la centrale photovoltaïque (environ 2% et 1.5 % du coût d'investissement initial, respectivement pour le PV et le CSP).
- De la production énergétique annuelle :

L'énergie électrique produite à la n^{ième} année de l'installation peut se calcule de la façon suivante [17]:

$$Q_n = Pn \times 1000 \times S \times TF \times \beta \times (1 - d)^n \text{ (kWh/an)} \quad (39)$$

Le coefficient de performance est prise égal à 85% pour le PV et pour le CSP le facteur de conversion d'environ 20%. [38].

L'Irradiation globale solaire est celle de Ouagadougou qui a une valeur moyenne de 2086 kWh/m²/an et l'ensoleillement direct est de 1400 kWh/m²/an selon la météo 2ie Kamboinsé.

IV.2.3.3 Résultats du LCOE pour le PV et le CSP

En appliquant les hypothèses citées plus haut, nous obtenons les résultats suivants :

Tableau 20 : Résultat du LCOE pour les centrales PV et CSP

PARAMÈTRES	SYMBOLE	UNITÉ	PV	CSP
Taux d'actualisation réel	<i>a</i>	%	9,69	9,69
Coût d'investissement initial	<i>CAPEX</i>	\$	24 683 139,42	84 137 397,30
Coût d'opérations annuelles	<i>OPEX</i>	\$	90 085,70	195 344,99
Coût total de cycle de vie	<i>TLCC</i>	\$	25 520 905,95	85 954 039,70
Production énergétique annuelle	<i>E</i>	kWh	104289570	49788354
Coût actualisé de l'énergie	<i>LCOE</i>	\$/kWh	0,43	0,64

Ces calculs ressortent que le photovoltaïque et le solaire à concentration ont respectivement un LCOE de **0,43 \$/kWh** et **0,64 \$/kWh**, soit **204.34 FCFA** et **304.14 FCFA**.

IV.2.1 Systèmes hybrides

IV.2.1.1 Formule et hypothèses spécifiques

Dans cette partie, nous allons évaluer le coût de production de l'énergie si nous supposons que la puissance de 40MWel est fournie par une centrale thermique diesel et une centrale photovoltaïque connecté au réseau sans stockage.

Pour cela nous disposons donc de deux systèmes en principe non liés, nous allons donc utiliser les formules suivantes pour comparer les résultats [33]:

$$LCOE_{hybride} = X_{Solaire} LCOE_{Solaire} + X_{Diesel} LCOE_{Diesel} \quad (40)$$

$LCOE_{Solaire}$ et $LCOE_{Diesel}$ repèrent respectivement le LCOE du PV et de la centrale à thermique diesel, $X_{Solaire}$ et X_{Diesel} sont respectivement les proportions du solaire et du diesel thermique dans le système hybride.

$LCOE_{Solaire}$ et $LCOE_{Diesel}$ se calculent simplement en utilisant les formules di Diesel et du solaire.

Nous calculerons aussi le LCOE du système hybride en utilisant la formule suivante :

$$LCOE_{Hybride} = \frac{TLCC_{Diesel} + TLCC_{PV}}{E_{Diesel} + E_{PV}} \quad (41)$$

IV.2.1.2 Résultats du LCOE pour le système hybride

En faisant varier le taux de pénétration du photovoltaïque de **5 à 50%** et en appliquant la formule (41) et (42) nous obtenons les résultats suivants :

Tableau 21: résultat du LCOE du système hybride en utilisant l'équation (41)

Taux d'intégration du PV (%)	Puissance électrique injectée par le PV (MWeI)	Puissance crête à (MWc)	LCOE du PV (\$/kWh)	LCOE du Diesel (\$/kWh)	LCOE hybride (\$/kWh)
5	2	3,33	0,86	0,64	0,65
10	4	6,67	0,72	0,64	0,65
15	6	10,00	0,65	0,64	0,64
20	8	13,33	0,61	0,64	0,63
25	10	16,67	0,58	0,64	0,63
30	12	20,00	0,56	0,70	0,66
35	14	23,33	0,54	0,70	0,64
40	16	26,67	0,52	0,70	0,63
50	20	33,33	0,5	0,70	0,60

Tableau 22: résultat du LCOE du système hybride en utilisant l'équation (42)

Taux d'intégration du PV (%)	PV		Diesel		Hybride
	TLCC (\$)	Energie annuelle (kWh)	TLCC (\$)	Energie annuelle (kWh)	LCOE (\$/kWh)
5	2 554 292	5 209 785	743 717 470	124 830 000	0,62
10	4 313 821	10 435 215	704 574 446	118 260 000	0,59
15	5 868 948	15 645 000	665 431 421	111 690 000	0,57
20	7 310 587	20 854 785	626 288 396	105 120 000	0,55
25	8 678 802	26 080 215	587 145 371	98 550 000	0,52
30	9 985 075	31 290 000	599 428 765	91 980 000	0,54
35	11 245 804	36 499 785	556 612 425	85 410 000	0,51
40	12 472 867	41 725 215	513 796 084	78 840 000	0,48
50	14 829 894	52 144 785	428 163 404	65 700 000	0,41

Il y'a une différence entre les résultats obtenus pas les deux formules. Pour la suite nous utiliserons les résultats de la formule (42) qui nous donne des résultats fiables.

En traçant une courbe du LCOE du système hybride en fonction du taux de pénétration nous obtenons le graphique suivant :

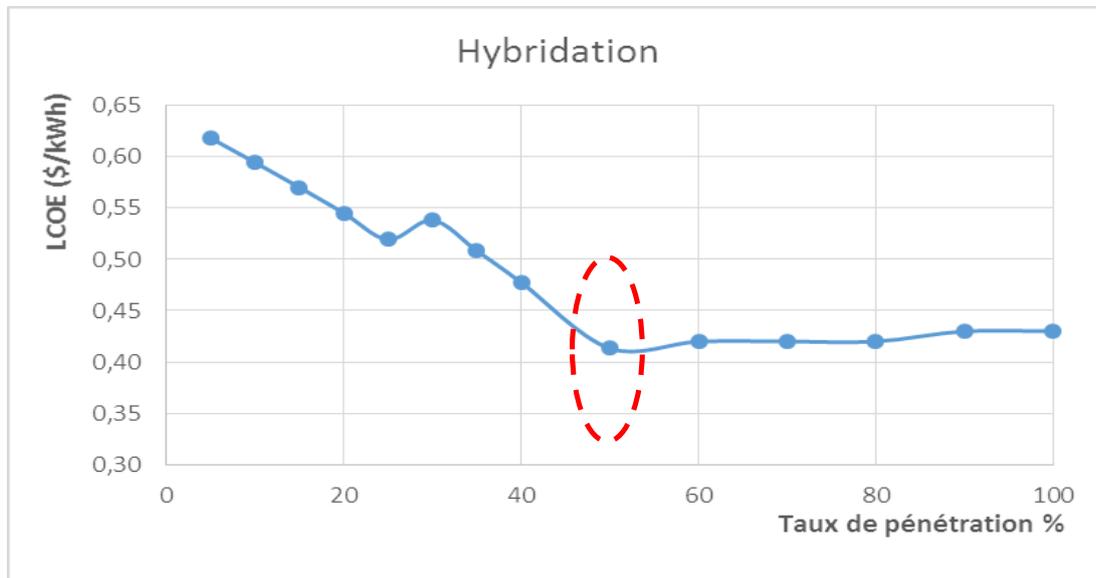


Figure 6: Courbe de taux de pénétration du PV

Si on continue d'augmenter le taux de pénétration, le LCOE de l'hybride tend vers celui du PV. Cette courbe justifie notre choix de taux de pénétration de **50%** car à ce taux le LCOE présente un minimum

V. RESULTATS ET ANALYSES ET DISCUSSIONS

V.1 RESULTATS

En considérant toutes hypothèses générales assez conservatrices annoncées plus haut, nous obtenons les résultats du LCOE pour chaque technologie :

Tableau 23 : Récapitulatif des résultats du LCOE par technologie considéré

TECHNOLOGIE	PUISSANCE (MWe)	LCOE	
		(\$)	(F CFA)
Centrale thermique diesel à Fioul ou DDO	40	0,61	289,89
Centrale hydro-électrique	40	0,16	76,04
Centrale photovoltaïque à injection directe sans stockage	40	0,43	204,34
Centrale thermique à tour sans stockage	40	0,64	304,14
Centrale hybride PV-Diesel à 50%	40	0,41	194,84

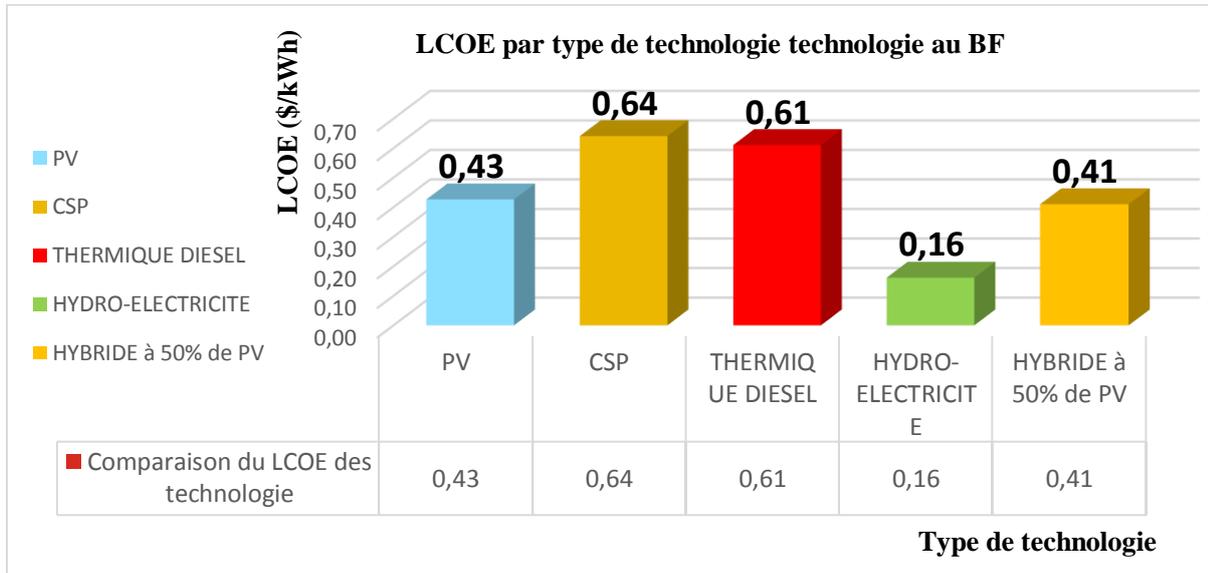


Figure 7 : Récapitulatif des résultats

V.2 DISCUSSION ET ANALYSE DES RESULTATS

En se référant aux études antérieures sur le LCOE, nous remarquons les résultats obtenus dans certains pays ne s'éloignent pas trop des nôtres pour le cas spécifique du Burkina Faso. [15, 24, 25, 39,40].

En effet, les résultats obtenus montrent que les centrales hydro-électriques possèdent le plus faible coût moyen actualisé de production d'énergie, cependant nous pensons que l'hydro-électricité ne peut pas être considérée comme technologie viable pour le Burkina Faso car la faible pluviométrie et l'absence de ressources hydrauliques du Burkina Faso fait que la production des barrages hydro-électriques est très intermittente [5].

Après l'hydro-électricité, suivent le photovoltaïque et le thermique diesel qui ont respectivement un LCOE de **0.43\$ et 0.61\$**.

Quant aux systèmes solaires à concentration sans stockage, son coût de production est encore plus élevé **0.64\$**, ce qui fait de cette technologie non concurrentielle au Burkina Faso pour le moment.

Nous pouvons conclure que le système hybride PV-diesel, avec un taux de pénétration d'au moins 50% de photovoltaïque est la solution la plus avantageuse et la plus viable pour le Burkina Faso.

Néanmoins, nous pensons que en intégrant le système de management aux résultats du LCOE, on pourra sans doute réduire les coûts de productions du système hybride en réduisant le temps de fonctionnement du diesel thermique.

V.3 LES LIMITES DU SYSTEME DE COMPARAISON PAR LE LCOE

Nous devons noter que les différents résultats obtenus sont des résultats axés sur des hypothèses et une petite variation de ces différentes hypothèses peut modifier considérablement les résultats et les conclusions.

Les LCOE tel que définit se base sur des probabilités car le simple choix des différents taux en se basant sur les tendances du marché des technologies est une véritable supposition.

Pendant que des auteurs qualifient le LCOE de bon moyen de comparaison de technologies [14], d'autres par contre le suppose comme une méthode floue [12].

VI. CONCLUSION

La comparaison des technologies de production d'énergie a toujours été un sujet d'actualité. Depuis longtemps les bonnes technologies étaient considérées comme celles ayant un coût d'investissement le moins élevé. Mais au fil du temps, les chercheurs ont remarqué qu'il était nécessaire de prendre en compte les différents coûts pouvant entrer dans la production finale de l'énergie. C'est ainsi qu'est venue la notion du LCOE (Levelized Cost Of Energy) qui prend tous les coûts.

Une revue bibliographique montre des expressions, parfois différentes du calcul de ce métrique, malgré le fait qu'elles partent toutes sur la même définition du LCOE.

Notre étude, qui est basée sur la comparaison des technologies de production d'énergie au Burkina Faso par l'utilisation du LCOE, nous a conduits à faire des choix parmi ces multiples formules et hypothèses existantes dans la littérature pour chaque type de technologie à considérer.

Au terme de notre travail nous restons que malgré que l'hydro-électricité possède un LCOE le plus petit, les centrales **hybride PV- thermique à diesel** est la technologie la mieux adaptée pour le Burkina Faso. Cette conclusion étant basée sur des hypothèses spécifiques nous envisageons étendre les hypothèses pour le Burkina Faso et pour le reste de l'Afrique de l'ouest.

VII. RECOMMANDATIONS – PERSPECTIVES

Une analyse des hypothèses montre que les résultats qui y sortent pourraient être bien différents si nous prenions en compte certains éléments :

- Les mesures d'incitation
- Les coûts des externalités (comme le dioxyde de carbone)
- La valeur résiduelle des installations
- Les taxes sur l'investissement et les revenus
- Les subventions et ou aides.

En plus une bonne connaissance de la demande du pays (puissance exacte à installer, les courbes annuelles, mensuelles et journalière de consommation) pour nous guider vers des résultats plus complets.

En effet, nous comptons poursuivre les études en prenant en compte les autres paramètres entrant dans l'estimation du LCOE.

En plus de cela, nous mettrons en place une méthode de simulation basée sur la demande en temps réel et la technologie à solliciter pour confirmer le caractère optimal du système hybride PV-diesel.

Ensuite nous envisageons l'intégration d'autres technologies telles que le photovoltaïque avec stockage et le solaire à concentration avec stockage de production. Etant donné que l'hydro-électricité possède un LCOE plus petit, nous envisagerons une étude de recherche des lieux potentiels pour l'installation des barrages.

Nous envisagerons l'intégration de la biomasse et du biocarburant dans nos systèmes de production d'électricité, en étudiant le LCOE des muni-réseau hybrides fonctionnant avec de biocarburant.

Une extension de cette étude sera également faite pour le reste des pays l'Afrique de l'ouest.

Nous voudrions aussi intégrer l'interconnexion pour vérifier si de façon pratique l'interconnexion entre les différents Etats peut constituer une solution adéquate à la crise énergétique dans la sous-région.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Christine H. L'électricité en Afrique ou le continent des paradoxes. IFRI 2012.
- [2] les_energies_renouvelables_en_afrique_de_louest.pdf n.d.
- [3] Didier TELLA. RESOLUTION DES DEFICITS EN ENERGIE ELECTRIQUE EN AFRIQUE 2010.
- [4] politique en matière d'énergie renouvelable de la CEDEAO 2012.
- [5] SONABEL. RAPPORT ACTIVITES 2012-SONABEL. OUAGADOUGOU: Société National d'Electricité du Burkina; 2012.
- [6] Short W, Packey DJ, Holt T. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. University Press of the Pacific; 2005.
- [7] Darling SB, You F, Veselka T, Velosa A. Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy Environ Sci* 2011;4:3133–9.
- [8] Broomfield C, Eric L. Understanding Wind Power Costs: The Value of a Comprehensive Approach, National Renewable Energy Laboratory; 2013.
- [9] Gass V, Schmidt J, Strauss F, Schmid E. Assessing the economic wind power potential in Austria. *Energy Policy* 2013;53:323–30.
- [10] Larsson S, Fantazzini D, Davidsson S, Kullander S, Höök M. Reviewing electricity production cost assessments. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;30:170–83.
- [11] Nordman EE. Energy transitions in Kenya's tea sector: A wind energy assessment. *Renew Energy* 2014;68:505–14.
- [12] Wright DG, Dey PK, Brammer JG. A fuzzy levelised energy cost method for renewable energy technology assessment. *Energy Policy* 2013;62:315–23.
- [13] International Energy Agency, OECD Nuclear Energy Agency. Projected costs of generating electricity. Paris: International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development; 2010.
- [14] CHRISTOPH K, THOMAS Sc, JESSICA T. LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGIES 2012.
- [15] Branker K, Pathak MJM, Pearce JM. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15:4470–82.
- [16] Guisández I, Pérez-Díaz JI, Wilhelmi JR. Assessment of the economic impact of environmental constraints on annual hydropower plant operation. *Energy Policy* 2013;61:1332–43.
- [17] Hernández-Moro J, Martínez-Duart JM. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;20:119–32.
- [18] Méthode de calcul du coût de.pdf. Comm COMMUNAUTES Eur 1977.
- [19] Ajan CW, Ahmed SS, Ahmad HB, Taha F, Mohd Zin AAB. On the policy of photovoltaic and diesel generation mix for an off-grid site: East Malaysian perspectives. *Sol Energy* 2003;74:453–67.
- [20] International Energy Agency (IEA). Technology roadmap—solar photovoltaic energy. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2010. p. 1–48. n.d.
- [21] Matt C. The Drivers of the Levelized Cost of Electricity for Utility-Scale Photovoltaics 2008.

- [22] Kamel S, Dahl C. The economics of hybrid power systems for sustainable desert agriculture in Egypt. *Energy* 2005;30:1271–81.
- [23] Hinkley JT, Hayward JA, Curtin B, Wonhas A, Boyd R, Grima C, et al. An analysis of the costs and opportunities for concentrating solar power in Australia. *Renew Energy* 2013;57:653–61.
- [24] Ouyang X, Lin B. Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy* n.d.
- [25] Hernández-Moro J, Martínez-Duart JM. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution 2013;20:119–32.
- [26] Swift KD. A comparison of the cost and financial returns for solar photovoltaic systems installed by businesses in different locations across the United States. *Renew Energy* 2013;57:137–43.
- [27] Mari C. The costs of generating electricity and the competitiveness of nuclear power. *Prog Nucl Energy* 2014;73:153–61.
- [28] Moslem Mousavi S, Bagheri Ghanbarabadi M, Bagheri Moghadam N. The competitiveness of wind power compared to existing methods of electricity generation in Iran. *Energy Policy* 2012;42:651–6.
- [29] S. T, E. L, M. H. 2011 Cost of Wind Energy. National Renewable Energy Laboratory; 2011.
- [30] Diaf S, Notton G, Diaf D. Technical and Economic Assessment of Wind Farm Power Generation at Adrar in Southern Algeria. *Energy Procedia* 2013;42:53–62.
- [31] Nazir CP. Offshore hydroelectric plant: A techno-economic analysis of a renewable energy source. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;34:174–84.
- [32] Nathan GJ, Battye DL, Ashman PJ. Economic evaluation of a novel fuel-saver hybrid combining a solar receiver with a combustor for a solar power tower. *Appl Energy* 2014;113:1235–43.
- [33] Yang H, Lu L, Zhou W. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. *Sol Energy* 2007;81:76–84.
- [34] MAN Diesel & Turbo SE - POWER PLANT ENGINES n.d.
- [35] Cours solaire thermique - INES Education n.d.
- [36] Sylvain Q. Les Centrales Solaires à Concentration. *Fac Sci Appliquées Univ Liège* 2007.
- [37] Flamant F. Solaire à concentration, du présent au futur 2012.
- [38] Reichelstein S, Yorston M. The prospects for cost competitive solar PV power. *Energy Policy* 2013;55:117–27.
- [39] Bartle A. Hydropower potential and development activities. *Energy Policy* 2002;30:1231–9.
- [40] Tudisca S, Di Trapani AM, Sgroi F, Testa R, Squatrito R. Economic analysis of PV systems on buildings in Sicilian farms. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;28:691–701.
- [41] Ueckerdt F, Hirth L, Luderer G, Edenhofer O. System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy* 2013;63:61–75.

ANNEXES

Investment Costs, Fixed and Variable Operations & Maintenance Costs of Different Plant Types

Plant Type	EPC Price (€ / kWe)	Investment cost (€ / kWe)	Fixed O&M costs (€ / kWa)	Variable O&M costs (€ / MWh)
Oil-fired Plants				
Diesel engine 160 MW HFO	840	991	18,4	26,3
Diesel engine 160 MW LFO	648	756	7,8	24,2
Gas-fired Plants				
Aero derivative gas turbine 160 MW	720	1036	12,7	24
Combined heat & power 160 MW	792	999	12,6	11,9
Gas turbine combined cycle 330 MW	840	1244	17,5	17,8
Industrial gas turbine 110 MW	480	752	15,8	25,6
Fossil Steam Plans				
Coal 500 MW	1440	1794	19,3	28,1
Nuclear Plants				
Nuclear 1500 MW	2400	3205	28,2	6,8

Annexe 1 : Coût d'installation et d'opération des centrales donné par MAN

Key assumption parameters for the Real Life Investment Example

Key assumption parameters					
First Year	2013	Operating Hours	7500	Investment	750 €/kW
Discount Rate	8%	Load	100%	Fuel Price	29 €/MWh
Escalation	2,5%	Plant Output	220 MW	FOM	18 €/kWa
Operation	Base Load	Efficiency	45%	VOM	29 €/MWh
Electricity Price	120 €/MWh				

Annexe 2 : Exemple de calculé proposé par MAN