



Du Redressement à une stratégie de Développement Durable

From recovery to Sustainability Strategy

RAPPORT DIAGNOSTIC D'ENERCA, INDICATEURS DE PERFORMANCE ET LEURS CIBLES

Financement



Dev2E
INTERNATIONAL

110-CF-071
Juillet 2018





Développement - Énergie - Environnement

7087225 Canada Inc.

888, De Villers - Suite 302

Québec PQ - Canada G1V 5B5

Tel. +1 418 614 2225

Email dev2e@dev2e-international.org

www.dev2e-international.org

Ce rapport a été préparé par l'équipe suivante :

Kouo Dibongue Aristide, Chef d'équipe - Économiste principal de l'Énergie
Kingue Elessa Achille, Expert Technique & Commercial - Ingénieur Électricien principal
Kotto Ndoumbe Samuel, Expert Financier

Et en Support:

Ngan Jeanne-Adèle, Administratrice du projet

Gerber Madonna, Avocat, Expert juridique pour la réglementation OHADA

Lepage Jacques, Expert Financier, spécialiste Organisation du Secteur électrique

Acknowledgements

This report was prepared by a task team led by Kouo Dibongue Aristide (Principal Energy Economist, Team Leader and Principal Author) and comprising Kingue Elessa Achille (Principal Power Engineer), Kotto Ndoumbe Samuel (Financial Expert).

Dev2E backstopping experts in Canada provided support for additional consulting services and participated in the quality control, namely:

- Ngan Jeanne-Adele, Project Manager, - Advisor
- Gerber Madonna, Lawyer – OHADA regulations Expert,
- Lepage Jacques, Power Sector Investment Specialist

The task team wishes to acknowledge the support and cooperation extended to it by Bendima Thierry-Patient, ENERCA Chief Executive Officer along with all his Heads of Department managers

- Hankoff Laurent, Director - Commercial Department
- Songuele Louis-Marie. Director- Generation & Transmission Department
- Banguitoumba Blaise, Director - Distribution & Corporate Studies Department
- Abandaka Bernard, Director - Financial and Accounting Services
- Fon Yves, Director – Human Resources Department

Who all (with their agents) provided detailed data regarding their operations and devoted substantial amounts of time in discussion with the task team.

The team also extends gratitude to the members of SOFRECO Bangui-based Technical Assistance team and basically Kabore Salif Lamoussa, (Head of Mission) and Baleng Jean-Calvin (Sr Commercial Expert) for sharing information and insights in ENERCA's actual development challenges and expected or conceivable ways out.

Executive summary

Background and Objective of this Report

This Diagnostic report sets forth the basement of the overall recovery plan to design for helping ENERCA, and CAR's power sector, to address properly the series of challenges to overcome unquestionably over the next five to ten years. These challenges are operational and institutional as well as financial and must lead to fundamental changes over time not only for operating ENERCA but also for running the overall power sector.

ENERCA (and CAR Government as the sole owner of the utility) has to fully recognize that the availability of reliable power supply will not be achieved if the thorough improvements in the day to day way of running the utility are not implemented, based on the diagnostic detailed in the present report.

Achieving the ambitious goals arising from this diagnostic will for sure involve serious tasks across all aspects of both tariffs and non-tariffs measures. The first step on ENERCA's recovery path, is to start with establishing the targets to achieve towards the formulation of the actions needed to achieve the utility's recovery and then the strategy for attracting private sector participation.

This report is a «work in progress» toward, first the development of a Financial and a Business Action Plan for CAR's electricity sector before the proposal ultimately, of ENERCA's development Paths and Strategy. It is intending to :

- Capture ENERCA's external environment big picture, i.e. to identify the external factors that do have an impact of the way the utility runs business and delivers on its mandate. It is worth to mention that the factors brought about here, are outside the utility's control, but still, their implications need to be fully considered in order to understand the risks associated with the progression of both the domestic and the regional electricity market. The abovementioned capture was carried out by the means of a comprehensive PESTLE analysis i.e. the common approach to the external analysis by examining the Political, Economic, Social, Technological, Legal, and Environmental factors.
- Assess ENERCA's internal capability i.e. the factors grounded on the examination of the key functional categories towards the evaluation of ENERCA's thorough performance. The assessment brought about here, covers both the financial performance and the operational and technical with regard to the three segments of the power sector value chain, namely: Generation, Transmission and Distribution/Commercialization. The measurement of ENERCA's internal full performance is supported by a few quantifiable baseline selected for both their reliability and their ability to perform smoothly the expected monitoring process.

ENERCA's main challenge

ENERCA is central to CSR power sector. The utility undertakes all the activities of the three segments of the value chain; Generation, transmission and Distribution/Commercialization.

Thus, it controls wholly, i.e. 100% of CAR's installed generating capacity and it also owns and operates the high voltage transmission network (110 kV and 63 kV) as well as the distribution network, both medium and low voltage.

The utility will act as the single wholesale power purchaser from the 25 MWp Solar PV plant to be built in the vicinity of CAR's capital city, Bangui. CAR's power sector has a critical shortage of generation capacity, and lacks the capacity to meet the load demand, and according to the analysis carried out in this report, the amount of capacity needed to ensure power supply response is estimated to a further 60 MW in 2025. This additional generation capacity requires a tremendous funding of approximately 70 billion FCFA. This is all but gigantic for ENERCA since historically, such a financial goal has never been achieved.

ENERCA's Situational analysis

Since this report is the first step of a strategic planning process, a situational analysis of ENERCA has been performed, in order to recognize both

- The external factors that might have an impact on how the utility conducts business and delivers on its mandate, and
- The internal analysis is the other side of the situational analysis to be considered, by looking at how ENERCA has performed in the recent past in relation to its financial performance as well as its technical and operational efficiency.

External factors: PESTLE Analysis

A comprehensive PESTLE analysis has been carried out for ENERCA, with the conclusions summarized below:

- Political: CAR has, for a long time; been embroiled in an armed insurgency, civil unrest and instability crisis that has impeded the unity of the country. This politically volatile circumstances do have damaging (to say the least) consequences for the running of the power sector in general, and basically the utility ENERCA.
- «Economical:
 - Resistance to the strong need for greater private sector participation to meet the generation requirements and significantly increase the very low investment capacity,
 - Cost recovery tariffs and regulatory processes that sustain these do not exist actually in CAR
- Social: Pressure from both the populations and the businesses for a greater access to affordable electricity countrywide.
- Technological: Very poor reliability of the entire power system resulting in persistent and frequent outages because of the sub-optimal generation infrastructure.
- Legal: Inadequate institutional and legal framework for attracting the private sector.
- Environmental: Pressure for greater integration of Renewable energy and more generally all the environmental guidance pertaining to Climate Change.

Internal factors: Financial and accounting performance

On the basis of the of seven (7) years delay primarily noted in the analysis, for the completion of ENERCA's financial records, the following main conclusions emerge:

- The accounting situation does not give at all, an accurate and fair understanding of the results for the periods under review, as well as the financial substance and ENERCA's assets. The financial and accounting information system is not monitored appropriately and seems unreliable with regard to:
 - The Statutory Auditors opinions with repetitive reservations, over several years given the presence of several irregularities in the financial records;
 - The anomalies highlighted by our limited review
- The financial records do not comply at all with OHADA standards both in their form and their substance. Furthermore, the doubtful reliability of the financial information can be explained, among other things, by the thus far insubstantial level of ownership and control for OHADA accounting law;
- The Failure to comply with numerous accounting principles, particularly the precautionary principle due to the absence and insufficiency of provisioning of obsolete assets (fixed assets and inventories), doubtful (unpaid receivables), fictitious (suspense in bank reconciliation);
- The delay in the implementation of the new revised OHADA accounting standards, which came into effect on January 1st, 2018. the new accounting framework as adopted by the Council of Ministers at its meeting of January 26th, 2017 requires any company whose head office is located in a country within the OHADA space to migrate its accounts to SYSCOHADA REVISE as of January 1st, 2018. In order to better support the process, the Legislator has indicated to the Statutory Auditors that any accounting that does not comply with The Revised Accounting Law as of January 1st, 2018 will be subject to a denial of certification. by the Statutory Auditor in his report to the General Meeting with a view to approving the financial records for the year ended on December 31st, 2018.
- The switching process from the old chart of accounts to the new revised OHADA chart of accounts is a complex process for which ENERCA does not have the means and the human resources trained to carry out this accounting and legal transition.

Thus, it would be necessary to be assisted by a qualified and skilled firm towards the implementation of the new revised OHADA standards.

Internal factors: Technical and operational efficiency

The review of the technical and commercial operating framework is based on the value chain diagram of the three segments of the electricity sector: Generation, Transmission and Distribution / Commercialization. ENERCA manages all the activities of this value chain in CAR and, as a result, is involved in all of the electricity businesses. It should be noted that the company does not use any subcontracting for its technical and commercial activities

The Generation Segment

This segment encompasses a generation capacity of 23 MW as depicted in the below table

Plant	Available capacity	GWh	Load Factor
HYDRO	18	139,659	88,60%
BOALI 1	8	72,643	
BOALI 2	10	67,016	
THERMAL	5	5,918	7,90%
BANGUI	5	5,918	
TOTAL	23	145,577	

The analysis carried out highlighted the old age of the equipment, with some of the thermal groups being installed in 1969, and some hydraulic power stations equipment being mounted in 1954, or at the best; 1976 for the most recent ones.

This state of affairs is likely to lead to numerous technical failures, and furthermore; insufficient and low or lack of maintenance with non-compliance with maintenance schedules make the situation even worse.

The place of preventive maintenance to avoid recurrent and costly breakdowns in repair is crucial, hence the need for a maintenance guide and an annual maintenance program accessible to all stakeholders. This maintenance guide does not exist at the moment, which leads staff to refer to the manufacturers' manuals.

The Transmission Segment

ENERCA's transmission network currently consists of two HV lines from BOALI, each approximately 82 km long. These two lines are operated in 63 kV up to two substations that power the capital City Bangui:

- The BANGUI A substation with two power transformers of 10 MVA each (T1 and T2),
- The BANGUI B substation, with the T3 power transformer

There is also a need for this second segment to develop a guide towards the running of the infrastructure and equipment of the transmission network (circuit breakers, disconnecting devices, power transformers, etc.) and to carry out a continuous specialist care of the vegetation, on the basis of a schedule of interventions to be imperatively respected.

It is worth to mention that:

1. we noted the absence of a procedures manual which, however; seems to be currently under development.

2. Instructions for the operation of the transmission system exist, and the Network Control Center operates on a shift system. Event records affecting the transport network or the distribution network are manually recorded, and then recorded in a register.

The boundary between the transmission and distribution networks lies at the exit of the 15 kV circuit breakers, and is under the responsibility of the Production and Transport Department. It should be noted that the medium voltage sends are not equipped with energy meters.

The Distribution Segment and its outcome: The Commercialization of electricity

When the term "Distribution" is mentioned, we do refer to the distribution networks, i.e. the infrastructure which receive the electrical energy from the transmission networks and can then distribute it to the end consumers supplied either at medium voltage (HTA, that is to say at 15 kV) or at low voltage (LV, that is, ie 380 V or 220 V).

The voltage levels of the distribution network are 15 000 V at medium voltage and 380 V / 220 V at low voltage. The length of the distribution network is about 550 km for the low voltage network and 300 km for the medium voltage network.

Once the electrical energy is distributed to consumers at medium voltage, or at low voltage; it must then be managed like any goods (invoicing, cashing etc.) This part is referred to as the «Commercialization» and the indicator to monitor this component is the Utility turnover. ENERCA has achieved in the last fiscal year (2017), a turnover of 6.9 billion CFA francs from the sale of electrical energy to 101 medium voltage customers, 91 low-voltage special customers (LV / CT), and 32,123 low-voltage customers.

Main findings to mention for Distribution:

- No guide for preventive maintenance of the distribution network.
- No maintenance program.
- No written operating instructions.
- No follow-up of information collected by the Network Control Center on behalf of the distribution, including undistributed energy.
- No statistics of the causes of the incidents, nor classification by number of incidents of the medium-voltage departures, useful to determine the priorities for the preventive maintenance.
- No information on environmental issues (PCBs, transformer oils, for example),
- No information on health and safety risks in the work environment, such as accidents caused by the distribution network to personnel (who do not have individual safety equipment) and to the public.
- No information and / or specific monitoring of the number and type of poles, while rotten wood poles (for example) not replaced in time can cause accidents, and generate many outages.

The Commercialization component refers to what is commonly referred to as customer management, and it is based on a process punctuated by the sale of energy and the subsequent cash receipts.

The Tariff Scale

It is quite difficult to learn from the level of tariffs, since the accounting and financial information that we have had access to, does not allow us to really assess the relevance of the Energy prices cost recovery. This is all the more important because it is clear from the recurring reserves of the Statutory Auditors for almost five years that there are major uncertainties as to the turnover and therefore the very quality of the accounting and financial information provided.

The CAR is characterized today (in the short term and in the medium term), by sub-optimal equipment which entails systematic and recurrent load shedding. Hence, the medium and long-term objective to ensure access for the greatest number of users to electricity services requires to send the accurate economic signal to consumers in line with the reality of the costs. The tariff signal (the price per kWh) must inform the consumer of the structure of the future production costs of the service they receive, so that they can make rational choices and, in particular, avoid waste.

Diagnotics and the indicators

Financial diagnostics

The financial diagnosis allows us to have a clear vision of ENERCA's main financial indicators on the basis of the balance sheet and income statement analysis. The results obtained from this financial analysis enable us to:

- assess the company's profitability,
- assess the need for working capital, and
- establish an empirical analysis of ENERCA's financial structure.

It should be noted that this diagnosis was made on the basis of the balance sheets for the last three fiscal years of ENERCA: 2014, 2015 and 2016 and on the basis of the 2015 and 2016 fiscal year financial records, which are the latest documents audited by the Statutory Auditor.

ENERCA's general review reveals that the company is experiencing major difficulties, which are mainly characterized by the following facts:

- Difficulties for ENERCA to honor its commitments to third parties: suppliers, State - Social organizations, Banks: unpaid deadlines;
- Uneasy relations with the banks;
- Financial ratios below generally accepted standards;
- High dependence on loans from international lenders in view of the high level of indebtedness;
- An atypical evolution of stocks;
- Unusually long delays in the production of financial statements;
- Exceeding legal deadlines for replenishment of own funds.

ENERCA thus encounters structural difficulties that must be tackled at the earliest, as its future is compromised by the following main elements:

- Although slightly profitable over the last three fiscal years under review, ENERCA's profitability has collapsed over the years and has led to significant cumulative losses over the last several years, which highlights a critical concern: the loss of more than half of the utility's share capital,
- The profitability of ENERCA is negatively affected by the chronic obsolescence of its assets,

Possible structural solutions under the restructuring could be summarized as follows:

- Restructure the working capital particularly by the following actions:
 - Increase in capital if it is accepted by the shareholders, so that the cumulative losses be reduced but also in order to be able to participate in the financing of new capital assets;
 - Increase in reserves taken from profits to the detriment of any dividend distribution;
 - Restoration of margins based on a better cost control (through the implementation of cost accounting) associated with a tariff adjustment which proves to be necessary in the particular case of ENERCA where there is a significant tariff shortage stemming from the fact that the fee schedule has not been updated for more than 10 years and hence is no more suitable to the current operation context,
- Decrease working capital requirements, in particular by the action of decreasing the trade receivables.

Technical and Operational Efficiency

The operational diagnosis is grounded on two additional aspects:

- The Indicators of technical operational performance (quality and reliability of the electricity grid, network maintenance and repair activities, etc.). They cover the segments of Generation, Transmission and Distribution,
- The Client management indicators, and indicators related to services related to the electricity marketing component (succession, billing, collection and collection, etc.)

Recommendations

The last chapter of the report suggests a list of recommendations along with their expected impact, and on the basis of which it will be possible to move to the next step of this study, i.e. The plan of action.

Table des matières

Acknowledgements	4
Table des matières	12
Tables des illustrations	15
Abréviations - Acronymes	16
Glossaire	17
1. Executive Summary	18
2. Le secteur électrique en RCA	19
2.1. Contexte général	19
2.2. Les principaux acteurs institutionnels	19
2.3. Le cadre juridique et réglementaire	20
2.4. Les enjeux essentiels du secteur électrique	20
3. Analyse situationnelle d'ENERCA	23
3.1. Impact de l'environnement externe sur ENERCA : l'Analyse PESTLE	23
3.1.1. Généralités	23
3.1.2. Facteurs et impacts pour ENERCA	23
3.2. Facteurs internes de la performance opérationnelle : les enjeux comptables et financiers	26
3.2.1. Généralités	26
3.2.2. La prise en compte de l'environnement externe	27
3.2.3. L'organisation interne de ENERCA et son évaluation	28
3.2.3.1. Présentation du dispositif	28
3.2.3.2. Évaluation de l'environnement de contrôle interne	30
3.2.4. Évaluation des risques	31
3.2.5. Évaluation du système comptable	33
3.3. Conclusions quant à la qualité des informations financières	38
3.4. Facteurs internes de la performance opérationnelle : le cadre de fonctionnement technique et commercial	39
3.4.1. Généralités	39
3.4.2. Le premier segment de la chaîne de valeur : la Production d'électricité	39
3.4.2.1. Les caractéristiques générales	39
3.4.2.2. Exploitation & Maintenance	40
3.4.2.3. Budget de Maintenance	41
3.4.2.4. Bilan énergétique d'ENERCA	42
3.4.3. Le deuxième segment de la chaîne de valeur : le Transport d'électricité	42
3.4.3.1. Les caractéristiques générales	42
3.4.3.2. Exploitation & Maintenance	43
3.4.3.3. Budget de Maintenance	43
3.4.4. Le troisième segment de la chaîne de valeur : la Distribution d'électricité et son corollaire, la commercialisation de l'électricité	43
3.4.4.1. Les caractéristiques générales	43

3.4.4.2.	La Distribution : Exploitation et maintenance	44
3.4.4.3.	Budget de Maintenance	44
3.4.4.4.	La Commercialisation de l'électricité	45
3.5.	Facteurs internes de la performance opérationnelle : l'analyse des tarifs (structure et niveaux)	46
3.5.1.	Généralités	46
3.5.2.	Analyse et diagnostic de la grille tarifaire	46
3.6.	Facteurs internes de la performance opérationnelle : bilan succinct des ressources humaines	50
3.6.1.	Généralités	50
3.6.2.	Quelques caractéristiques des RH	50
4.	Diagnostic et indicateurs de mesure de la performance opérationnelle interne	52
4.1.	Le diagnostic financier : les indicateurs de la performance financière et de la compétitivité	52
4.1.1.	Généralités	52
4.1.2.	Évolution de la situation bilantielle	52
4.1.3.	Surface financière, structure financière et liquidité	54
4.1.4.	Évaluation critique des comptes de gestion et des soldes significatifs de gestion	57
4.1.5.	Les ratios d'évaluation de la structure financière et la rentabilité	61
4.1.5.1.	Structure financière	61
4.1.5.2.	Rentabilité	63
4.1.6.	Conclusion	64
4.2.	Le diagnostic opérationnel : les indicateurs de la performance technique et commerciale	66
4.2.1.	Généralités	66
4.2.2.	Les indicateurs de la performance opérationnelle technique	66
4.2.2.1.	Les indicateurs du segment de la production d'électricité	66
4.2.2.2.	Les indicateurs de performance du segment du Transport	68
4.2.2.3.	Les indicateurs de performance du segment de la Distribution	70
4.2.3.	Les indicateurs de performance de la Commercialisation (Service à la clientèle)	72
4.2.3.1.	Les délais de réaction à une demande / réclamation Clientèle	72
4.2.3.2.	Analyse	73
4.2.3.3.	Le processus de Gestion Clientèle	73
4.2.3.4.	La relève des compteurs	74
4.2.3.5.	La facturation	74
4.2.3.6.	La distribution des factures	75
4.2.3.7.	Le paiement des factures	75
4.2.3.8.	Le recouvrement	75
4.2.3.9.	La gestion des installations coupées pour impayés	76
4.2.3.10.	Les pertes totales du système électrique	76
4.2.3.11.	Pertes totales Distribution :	76
4.2.3.12.	La lutte contre la fraude et conversion des consommateurs illégaux en clients	76
4.2.3.13.	La Gouvernance	76

4.2.3.14.	Le benchmarking des indicateurs de performance de la commercialisation	78
4.2.3.15.	Analyse des indicateurs de performance de la commercialisation	79
5.	Recommandations et impacts attendus	81
5.1.	Au plan financier et de la compétitivité	81
5.2.	Au plan des performances opérationnelles techniques et commerciales.	82
5.2.1.	Le segment de la production.	83
5.2.2.	Le segment du Transport	84
5.2.3.	Le segment de la Distribution	85
5.2.4.	Le segment de la Commercialisation	88
5.2.5.	Un impératif transversal à prendre en compte : l'environnement	92

Tables des illustrations

Tableau 1 : Analyse PESTLE - Facteur Politique.....	24
Tableau 2 : Analyse PESTLE - Facteur Économique.....	25
Tableau 3 : Analyse PESTLE - Facteurs Social & Technologique.....	25
Tableau 4 : Analyse PESTLE - Facteurs Légal & Environnemental.....	26
Tableau 5 : Récapitulation des obligations OHADA pour les sociétés commerciales.....	28
Tableau 6 : Le contrôle interne d'ENERCA - Les acteurs et leurs rôles	29
Tableau 7 : Contrôle interne d'ENERCA - les faiblesses relevées	30
Tableau 8 : Contrôle interne d'ENERCA - Évaluation des risques	32
Tableau 9 : Réserves formulées par le Commissaire aux comptes	33
Tableau 10 : Faiblesses et anomalies relevées dans le système comptable.....	35
Tableau 11 : ENERCA – Puissance totale disponible & production d'énergie.....	40
Tableau 12: ENERCA – Récapitulation des caractéristiques du segment Transport.....	43
Tableau 13: ENERCA – Récapitulation des caractéristiques de la Distribution.....	44
Tableau 14: ENERCA – Récapitulation des étapes du processus de gestion de la clientèle.	45
Tableau 15 : Grille tarifaire.....	47
Tableau 16 : Clients BT Facturés et consommations moyennes (2017).....	48
Tableau 17 : Distribution socioprofessionnelle des ressources humaines	50
Tableau 18 : Quelques indicateurs de productivité	50
Tableau 19 : ENERCA - Bilan comptable synthétique - ACTIF.....	53
Tableau 20 : ENERCA - Bilan comptable synthétique - PASSIF.....	54
Tableau 21 : Analyse de la surface financière	55
Tableau 22 : Évolution de la structure financière	56
Tableau 23 : Évolution des soldes significatifs de gestion	58
Tableau 24 : Utilisation de la Valeur Ajoutée.....	59
Tableau 25 : Principaux ratios de la structure financière et de la rentabilité.....	61
Tableau 26 : Indicateurs de performance des centrales.....	66
Tableau 27 : Benchmarking Indicateurs de performance - Production	67
Tableau 28 : Indicateurs de performance du segment Transport.....	68
Tableau 29 : Benchmarking Indicateurs de performance - Transport.....	69
Tableau 30 : Benchmarking Indicateurs de performance - Distribution.....	70
Tableau 31 : Informations sur la gestion de la clientèle	72
Tableau 32 : Caractéristiques de la clientèle BT.....	77
Tableau 33 : Fraude et consommateurs illégaux de la clientèle BT.....	77
Tableau 34 : Clientèle BT – Situation des impayés	78
Tableau 35 : Benchmarking Indicateurs de performance - Commercialisation	79
Figure 1 : ENERCA - Bilan énergétique.....	42
Figure 2 : les classes de de consommateurs BT.....	48

Abréviations - Acronymes

ACER	Agence Autonome Centrafricaine d'Électrification Rurale	OHADA	Organisation pour l'Harmonisation du Droit des Affaires en Afrique
ARSEC	Agence Autonome de Régulation du Secteur de l'Electricité en Centrafrique	PEAC	Pool Énergétique de l'Afrique centrale
BAfD	Banque Africaine de Développement	PESTLE	Politique, Économique, Social, Technologique, Légal & Environnemental
BFR	Besoin en Fonds de Roulement	SEEG	Société d'Énergie et d'Eau du Gabon
BM	Banque Mondiale	SOFRECO	Société Française d'Études et de Conseils
CAF	Capacité d'Autofinancement	SNEL	Société Nationale d'Électricité (RD Congo)
DMLT	Dettes à Moyen et Long Terme		
EBE	Excédent Brut d'Exploitation		
ENERCA	Énergie Centrafricaine		
ENEO	Energy of Cameroon sa		
FAD	Fonds Africain de Développement		
FFOM	Forces, Faiblesses, Opportunités, Menaces		
FP	Fonds Propres (Équité)		
FRN	Fonds de Roulement Net		
GWh	GigaWatt-heure (million de kWh)		
kW / kWc	kiloWatt / kiloWatt-Crête (Énergie solaire)		
HT-MT-BT	Haute Tension, Moyenne Tension, Basse Tension		
IDA	International Development Association		
MBA	Marge Brute d'Autofinancement		
MEH	Ministère de l'Énergie et de l'Hydraulique		
MVA	Méga Volt-Ampère		

Glossaire

Analyse PESTLE	Analyse généralement utilisée dans le processus de prise de décision, elle consiste en l'établissement d'une vue en coupe de l'environnement externe d'une institution au travers d'une analyse de six facteurs : Politique, Économique, Social, Technologique, Légal et Environnemental. Lesquels facteurs peuvent avoir un impact sur la mise en œuvre du plan stratégique qui va découler du diagnostic général posé.
Biomasse	Ensemble des matières végétales et animales (bois de feu, déchets forestiers, déchets agricoles, déchets d'élevage etc.), pouvant être transformées en énergie par des procédés biochimiques ou thermiques.
Chaîne de valeur du secteur électrique	La création de valeur au sein du secteur électrique se fait au travers d'activités réalisées dans trois segments dont le fonctionnement peut être dissocié et confié à des exploitants différents : la Production d'électricité, le Transport d'Électricité et le segment de la Distribution/Commercialisation de l'électricité.
Efficacité énergétique	De manière générale, l'efficacité énergétique ou efficacité énergétique désigne l'état de fonctionnement d'un système pour lequel la consommation d'énergie est minimisée pour un service rendu identique. C'est un cas particulier de la notion d'efficacité. Depuis quelques années on lui associe souvent le concept d'énergie intelligente ou de réseau intelligent.
Énergies Renouvelables	Les énergies renouvelables (EnR en abrégé) sont des sources d'énergie dont le renouvellement naturel est assez rapide pour qu'elles puissent être considérées comme inépuisables à l'échelle du temps humain. Elles proviennent de phénomènes naturels cycliques ou constants induits par les astres : le Soleil surtout, pour la chaleur et la lumière, mais aussi la Lune (marées) et la Terre (géothermie). Leur caractère renouvelable dépend d'une part de la vitesse à laquelle la source est consommée, et d'autre part de la vitesse à laquelle elle se régénère.
Facteur Équivalent d'Indisponibilité pour arrêts forcés	Fraction de la période de fonctionnement durant laquelle une centrale n'est pas disponible pour cause de pannes ou d'arrêts programmés.
Facteur de Disponibilité d'une centrale	Durée pendant laquelle une centrale est capable de produire sur une période donnée/durée de la période donnée
Rendement de Distribution	Le rendement de distribution (RDD) est le rapport entre les ventes (énergie électrique facturée) et l'énergie livrée aux clients (Énergie Facturée + Pertes Techniques (PT) + Pertes Non Techniques (PNT)). Cet indicateur permet d'avoir une idée de la performance de l'exploitant.
Rendement opérationnel	Le rendement opérationnel correspond au produit du RDD et du taux de recouvrement (i.e. Encaissements / Énergie livrée). Le rendement opérationnel assure donc le lien entre les activités opérationnelles et l'état de la trésorerie de l'entreprise (flux financiers).

2. Le secteur électrique en RCA

2.1. Contexte général

Les volets techniques, économique, environnemental et social du secteur de l'électricité jouent un rôle fondamental dans la poursuite d'un développement durable. Le secteur constitue en effet un des moteurs essentiels de la croissance économique. L'accès aux services électriques pour la cuisson, les usages thermiques, l'éclairage, les communications, la puissance mécanique à des fins productives est indispensable pour ses impacts positifs sur aussi bien les activités marchandes, que non marchandes.

Dans le cas de la RCA, la structure de la production électrique revêt les caractéristiques suivantes :

- Une dépendance marquée à l'hydroélectricité, complétée par les besoins en produits pétroliers des unités thermiques d'appoint de Bangui, pour répondre à la demande d'électricité des populations et entreprises industrielles et commerciales;
- Une quasi absence de valorisation de sources alternatives d'énergies renouvelables : énergie solaire photovoltaïque, énergie éolienne, applications énergétiques conventionnelles de la biomasse, etc.) ; et
- Une très faible efficacité énergétique globale : utilisation excessive de la biomasse comme source d'énergie primaire (93% des consommations d'énergie) au détriment des produits pétroliers (pétrole lampant et GPL : 6 %), et de l'électricité qui ne constitue que 1% de la consommation d'énergie¹.

Le taux d'accès à l'électricité est en progression très lente, et culmine actuellement à environ 24% dans la capitale Bangui, mais n'affiche une moyenne nationale que d'environ 4%.

Le secteur de l'électricité de la RCA se caractérise globalement par :

- Un retard technologique marqué en matière d'efficacité énergétique, de programme(s) de maîtrise de la demande et de valorisation des sources renouvelables d'énergie ;
- De réelles difficultés d'approvisionnement en électricité à Bangui, mais surtout en milieu rural très peu alimenté du fait de l'instabilité politico-militaire. Ce constat conduit bien évidemment à des délestages systématiques et récurrents, ainsi qu'à des coupures inopinées et des chutes régulières de tension ;
- Une très faible capacité nationale de mobilisation des financements (public et privé) et partant, une dépendance exclusive au financement extérieur public et privé.

2.2. Les principaux acteurs institutionnels

Les principaux acteurs institutionnels sont :

→ Le Ministère de l'Énergie et de l'Hydraulique (MEH), avec la Direction Générale de

¹ Source : Système d'Information Énergétique de la République Centrafricaine – Rapport annuel 2014. Ministère de l'Énergie et de l'Hydraulique avec le support de l'IFDD et de ECONOTEC.

l'Energie (DGE) qui est spécifiquement en charge de toutes les questions liées à l'énergie électrique ;

- La société nationale d'Électricité, ENERCA; créée en 1967. Elle est une Société Anonyme Unipersonnelle d'État dotée d'un Conseil d'Administration au capital de de 4.804.948.094 F CFA jouissant de l'autonomie financière. Elle est placée sous la tutelle technique du MEH,
- L'Agence Autonome de Régulation du Secteur de l'Electricité en République Centrafricaine (ARSEC), qui est une institution de réglementation sous la tutelle du MEH dotée de l'autonomie juridique et financière ;
- L'Agence Autonome d'Électrification Rurale de Centrafrique (ACER) qui est une institution sous la tutelle du MEH dotée de l'autonomie juridique et financière ;
- L'Agence de Stabilisation et de Régulation des Prix des Produits Pétroliers (ASRP) créée suivant la Loi n° 07.006 du 24 avril 2007 ;
- La Société Centrafricaine de Stockage des Produits Pétroliers (SOCASP) créée suivant la Loi n° 07.007 du 24 avril 2007.

2.3. Le cadre juridique et réglementaire

Sur le plan juridique et réglementaire, la RCA dispose :

- De l'Ordonnance n°05.001 du 1er janvier 2005, portant Code de l'Électricité qui libéralise le sous-secteur;
- Du Décret n° 10.095 du 18 mars 2010, fixant le régime juridique, les conditions de déclaration, de délivrance des autorisations aux exploitants indépendants, aux auto-producteurs, aux producteurs indépendants de l'électricité et les modalités de taxation;
- Du Décret n° 10. 091 du 08 mars 2000, portant approbation du contrat type de délégation du service public de l'électricité;
- Du Décret n° 10.092, portant adoption du Document de Politique Énergétique National adopté en 2010, dans lequel les objectifs de la politique énergétique sont fixés;
- Des lois n° 07.005 et n° 07.006 du 24 avril 2007, portant réorganisation du sous-secteur pétrolier aval en République Centrafricaine;
- De la loi n°08.018 du 06 juin 2008 sur les biocarburants en République Centrafricaine.

2.4. Les enjeux essentiels du secteur électrique

Ce rapport met en avant les détails de la situation actuelle d'organisation et de fonctionnement de la société nationale d'électricité de la République Centrafricaine ENERCA. Il dresse d'abord dans sa première partie, un constat sans concessions ; une vue en coupe du secteur de l'électricité, tel que géré par ENERCA qui est en position de monopole. Cela constitue la base à partir de laquelle il va

alors être possible de lister les multiples défis à relever pour établir un plan d'action dont l'objectif affiché est d'arriver à un redressement global du secteur de l'électricité en RCA.

Les défis en question sont aussi bien institutionnels ou opérationnels que bien entendu, financiers. Les relever effectivement conduira à des changements fondamentaux, en ce sens que l'ensemble du secteur électrique, et ENERCA plus spécifiquement sera au fil du temps (et avec l'introduction d'autres opérateurs dans le segment de la production d'électricité), à même de répondre pleinement à la mission qui lui est assignée de fournir (toujours plus) d'électricité aux populations et à des prix abordables.

L'ampleur des délestages pratiqués actuellement et de façon systématique par ENERCA fait ressortir que les besoins d'investissements en production, pour arriver à assurer le nécessaire équilibre entre l'offre et la demande d'électricité; se trouve véritablement au cœur de toute stratégie de développement durable.

Il ressort des plus récentes projections faites dans la sous-région², qu'à l'horizon 2025, la demande d'électricité va probablement connaître un taux de croissance annuel moyen d'environ 7%. Un tel accroissement se traduit concrètement par la nécessité de disposer à l'horizon 2025, d'un parc de production d'une capacité installée d'environ 70 à 80 MW. Ce renforcement souhaité, revient à multiplier la puissance disponible actuelle par un facteur 4.

En termes financiers, un tel effort de construction de 60 MW additionnels de puissance revient à mobiliser à l'horizon 2025, environ 70 milliards de Fcfa³. Il est utile à ce stade de souligner que ce montant concerne uniquement la consolidation des moyens de production. Le renforcement des réseaux de transport et de distribution connexe et indispensable lui aussi, nécessitera des financements additionnels de l'ordre de 10 milliards de Fcfa et 54 milliards de Fcfa respectivement. En bref, la totalité du secteur électrique a besoin d'une injection d'environ 134 milliards de Fcfa sur cette période.

Énoncer qu'un tel effort n'a tout simplement jamais été réalisé dans le pays, dans le passé, est un euphémisme ! Qui plus est, le diagnostic financier proposé dans le présent rapport, permet d'affirmer avec très peu d'hésitation qu'il va être difficile pour ENERCA d'accroître le niveau de ses valeurs immobilisées sans un assainissement drastique aussi bien de sa surface que de sa structure financière.

Une des options à explorer, et sur laquelle nous reviendrons dans la phase 2 du présent mandat; est le recours à des producteurs indépendants d'électricité, ou à d'autres arrangements de partenariats publics - privés. Ces quelques pistes ont toutefois des préalables incontournables, à savoir; un cadre organisationnel et réglementaire adéquat, et une amélioration du rendement opérationnel d'ENERCA. Sans ces conditions, l'accès aux ressources stables des bailleurs de fonds bi- et multilatéraux se révélera très difficile. L'atténuation du risque financier du secteur constitue donc, au stade actuel; la clé de l'attraction des capitaux privés.

² Étude pour l'élaboration du schéma directeur pour la production et le transport de l'électricité aux horizons 2025 et 2035 pour la CEMAC et la République Démocratique du Congo – RAPPORT FINAL; Volume 1 : Résumé de l'étude – mars 2017.

³ Équivalent de 120 millions US \$. Ce scénario repose sur un accroissement domestique de la capacité de production et ne tient pas compte d'éventuelles interconnexions avec la RD Congo.

Ces mesures non-tarifaires d'amélioration du rendement opérationnel que nous développons dans la partie du rapport relative aux recommandations, devront être complétées par des mesures tarifaires tel qu'il ressort du diagnostic tarifaire succinct effectué ici. Cela va supposer la réalisation à court terme d'une étude tarifaire pour connaître exactement la structure et le niveau des tarifs à appliquer actuellement, de même que les mécanismes d'ajustements à retenir.

3. Analyse situationnelle d'ENERCA

Une analyse situationnelle permet à une institution d'identifier les facteurs aussi bien externes qu'internes, susceptibles d'influencer la manière dont elle mène ses activités et accomplit sa mission. Elle est par conséquent un outil essentiel du processus de planification stratégique, qui est l'objectif ultime du présent mandat de redressement d'ENERCA.

L'analyse situationnelle va comporter deux volets d'importance inégale :

- I. Une analyse de l'impact de l'environnement externe à ENERCA : l'analyse PESTLE
- II. Une analyse des facteurs internes de performance opérationnelle d'ENERCA qui va elle-même se décliner en quatre sous-composantes qui se complètent mutuellement :
 - A. L'examen des enjeux comptables et financiers
 - B. L'analyse du cadre de fonctionnement technique et commercial,
 - C. L'évolution des tarifs en structure et en niveaux
 - D. Le bilan succinct des Ressources Humaines

3.1. Impact de l'environnement externe sur ENERCA : l'Analyse PESTLE

3.1.1. Généralités

Cette première composante fait référence à l'établissement d'une vue en coupe de l'environnement externe au travers d'une analyse de six facteurs : Politique, Économique, Social, Technologique Légal et Environnemental. Lesquels facteurs peuvent avoir un impact sur la mise en œuvre du plan stratégique qui découlera du diagnostic général d'abord, puis ensuite du plan d'action qui sera proposé.

Cette analyse s'intitule généralement par l'acronyme PESTLE, et elle est utilisée dans le processus de prise de décision. En évaluant l'environnement actuel et en parvenant à identifier les changements potentiels à l'organisation, il est possible de produire un plan d'action motivé, afin de maximiser les opportunités et minimiser les menaces à l'organisation. Conduire une analyse stratégique, comme le requièrent les termes de référence de la présente étude; consiste à passer en revue l'environnement économique afin d'apprécier les enjeux et défis à relever à long terme. L'analyse PESTLE est une étape préliminaire à l'analyse FFOM qui interviendra lors de l'élaboration du plan d'action.

3.1.2. Facteurs et impacts pour ENERCA

Les points clés et les impacts identifiés par le Consultant dans le cadre de l'analyse PESTLE appliquée à ENERCA sont présentés ci-après.

Le Consultant a identifié les facteurs impactant de l'environnement externe de l'ARREC (i.e. l'environnement au sein duquel ENERCA exécute ses activités, mais sur lequel l'entreprise n'a pas de contrôle direct) au cours de dialogues avec les responsables de la société, mais également avec d'autres parties prenantes du secteur, en étudiant les rapports et documents qui ont été collectées au cours des deux missions de démarrage faites sur le terrain aux mois de mai 2018 et juin 2018.

Il est à souligner que l'évaluation des impacts de chaque facteur à laquelle s'est livré le Consultant repose sur son expérience et ses recommandations effectuées lors des missions similaires menées dans des pays du continent africain en général, et de l'Afrique Centrale en particulier.

Tableau 1 : Analyse PESTLE - Facteur Politique

Facteur impactant	Impact sur la société nationale d'électricité ENERCA
POLITIQUE	
<p>→ Contexte politico-culturel caractérisé par une faiblesse de la citoyenneté démocratique avec des groupes ethnico-religieux concurrents qui empêchent le bon fonctionnement de l'État.</p>	<p>→ La société nationale d'électricité ENERCA n'exerce dans les faits ses activités que dans la capitale Bangui. Ville dans laquelle l'État centrafricain arrive à maintenir un calme relatif, malgré les soubresauts des activistes du Quartier PK5. Partout ailleurs, les conditions de sécurité sont loin d'être réunies pour que les centrales thermiques, désormais à l'arrêt; qui desservait les autres Chefs-lieux de préfectures soient remises en route.</p>
<p>→ Problème de fixation du niveau des tarifs de l'électricité qui est sous le contrôle complet de l'État sans tenir compte du recouvrement des coûts d'exploitation.</p>	<p>→ Insuffisance tarifaire chronique puisque le niveau des tarifs date de 1994 et n'a donc pas été modifié depuis plus de vingt ans. La conséquence en est une Absence de réalisation de l'équilibre de l'activité d'exploitation, et partant, la nécessité d'un ajustement des tarifs pour être en mesure de couvrir les frais directs d'exploitation d'ENERCA.</p>
<p>→ Influence politique intervention maximales de l'État dans la bonne marche de la société d'électricité au travers du Conseil d'Administration dont la totalité des membres sont des représentants de la puissance publique.</p>	<p>→ La stratégie de développement et le fonctionnement sont sujets à l'interventionnisme des pouvoirs publics. Cette influence politique a des répercussions concrète, en particulier en matière d'embauche au niveau de la superstructure et de gestion des emplois et des carrières.</p>

Tableau 2 : Analyse PESTLE - Facteur Économique

Facteur impactant	Impact sur la société nationale d'électricité ENERCA
ÉCONOMIQUE	
→ Très peu (voire, PAS) de projets du secteur privé dans le pays à cause des obstacles politiques, juridiques et économiques.	→ Défi majeur et capital pour ENERCA : réconcilier les bailleurs de fonds qui appellent à une plus grande participation du secteur privé, et les pouvoirs publics en RCA qui restent réticents à un tel changement qui entraînerait de facto, une perte de contrôle direct sur la société nationale d'électricité ENERCA.
→ Non harmonisation des tarifs de l'électricité en structure et en niveau avec la rentabilité économique et financière des services de l'électricité.	→ Besoin pour ENERCA d'être proactif dans le développement d'un système de tarifs rémunérateurs. Le principe essentiel ici est que les tarifs reflètent les coûts économiques. Cependant, le principe ne peut pas être respecté ici, du fait de l'absence de transparence et de maîtrise des coûts d'exploitation (voir le diagnostic financier fait par ailleurs). Cette situation, associée à un niveau élevé de pertes techniques et non-techniques, compromet lourdement la viabilité financière à long terme du marché national de l'électricité en RCA, du fait de l'incapacité de l'opérateur ENERCA à assurer son équilibre financier.
→ Régulation économique et financière du secteur de l'électricité doit être effective et transparente	→ Rôle pour ENERCA de mettre sur pied et de développer un dialogue réel avec l'Agence de Régulation du Secteur de l'électricité pour participer à l'encadrement de la régulation en RCA.

Tableau 3 : Analyse PESTLE - Facteurs Social & Technologique

Facteur impactant	Impact sur la société nationale d'électricité ENERCA
SOCIAL	
→ Très forte demande des populations et des industries (PME, PMI etc.) sur l'ensemble du territoire national pour un accès à l'électricité à un coût abordable.	→ Le nécessaire et indispensable accroissement des taux d'électrification et des taux d'accès aux services électriques à un coût abordable constitue un des défis majeurs de la puissance publique (mobilisation des capitaux concessionnels), mais également pour ENERCA qui a la charge de l'exploitation et de la fourniture du service.
Impact sur la société nationale d'électricité ENERCA	
TECHNOLOGIQUE / TECHNIQUE	
→ Ressources en Énergies Renouvelables (en particuliers hydrauliques) abondantes mais relativement isolées géographiquement et peu exploitées	→ Opportunité d'augmenter la capacité et la fiabilité globales du secteur de l'électricité dans le pays du fait du recours à la diversité des ressources énergétiques
→ Trop peu d'interconnexions à ce jour, même si un certain nombre sont en projet (Cameroun, RD Congo et Congo)	→ Les interconnexions sont une opportunité de mutualisation des infrastructures et donc des possibilités d'accroissement de la fourniture à des coûts moindres. Et cela, tout en minimisant les pénuries de production et donc en minimisant les délestages.

Tableau 4 : Analyse PESTLE - Facteurs Légal & Environnemental

Facteur impactant		Impact sur la société nationale d'électricité ENERCA	
LEGAL			
→ Besoin d'adaptation de la législation à l'introduction de producteurs privés et à la mise en œuvre de contrats connexes	→ Défi aussi bien pour ENERCA que pour l'ARSEC dans l'adaptation du cadre institutionnel et réglementaire	→ Accords d'interconnexion à préparer pour le développement des échanges d'électricité dans la sous-région	→ Bien que l'ARSEC soit au centre de ces accords, ENERCA a un rôle central à jouer en tant qu'exploitant actuel du réseau de transport.
Facteur impactant		Impact sur la société nationale d'électricité ENERCA	
ENVIRONNEMENTAL			
→ Des directives environnementales et sociales sont disponibles et existent (Principes d'Équateur etc.). Il faut s'en inspirer pour établir une stratégie pour les ENR et les lois connexes	→ Nécessité d'identification et de prise en compte de toutes ces directives par ENERCA et de tenir compte de cette vision à moyen et long termes.		

3.2. Facteurs internes de la performance opérationnelle : les enjeux comptables et financiers

3.2.1. Généralités

ENERCA fait face à des enjeux comptables et financiers qui lui imposent de réorganiser aussi bien le volet relatif à son système de contrôle interne et de comptabilité, que celui tout aussi important de sa restructuration financière, qui est indispensable à sa survie.

Ces enjeux viennent, si besoin en était encore; corroborer les termes de référence et de cadrage de la présente mission qui déjà mettaient l'accent sur :

- La qualité du système de contrôle interne, compte tenu des nombreuses faiblesses relevées dans le dispositif de contrôle interne en place ;
- Le processus de clôture, d'arrêté et d'approbation des comptes en raison des nombreux retards relevés dans la production et la validation des états financiers ;
- Les évolutions légales et réglementaires dans le domaine comptable et financier notamment par l'obligation de mettre en œuvre un nouveau référentiel comptable à savoir le système comptable OHADA révisé à partir du 1^{er} janvier 2018.

Les travaux effectués in situ, au sein d'ENERCA lors des deux missions de terrain intervenues au mois de mai 2016, et au mois de juin 2018 ont permis :

- D'approfondir notre compréhension du système de contrôle interne par l'analyse de l'environnement de contrôle, l'évaluation des risques, les activités de contrôle ainsi que le pilotage de ces activités ;

- De mieux cerner la qualité de l'information financière produite par ENERCA ainsi que les conséquences comptables, financières, juridiques et fiscales résultant de l'absence de production dans les délais requis des états financiers ;
- D'apprécier la capacité d'ENERCA de répondre aux exigences liées aux évolutions légales et réglementaires récentes dans le domaine comptable et financier ;
- D'effectuer un diagnostic financier général sur la base des informations financières produites par ENERCA.

A ce titre, nos travaux ont porté sur les principales diligences suivantes :

- Procéder à une appréciation succincte de l'environnement et des procédures et du contrôle interne dans le but d'identifier les risques potentiels d'erreurs dans les comptes ;
- Apprécier la conformité des principes comptables appliqués avec les règles du système comptable OHADA ainsi que la vérification de la bonne application des textes OHADA

3.2.2. La prise en compte de l'environnement externe

De l'analyse PESTLE dont les résultats ont été présentés dans la section précédente, les spécificités suivantes sont à retenir du fait de leur impact indéniable dans le domaine comptable et financier d'ENERCA :

- De nombreuses insuffisances dans le climat des affaires ont une influence sur le développement du secteur privé. Plusieurs contraintes et insuffisances justifient le rang de 184 sur 190 dans le classement Doing Business 2018 de la Banque Mondiale; et notamment la difficulté d'accès à l'électricité, la bureaucratie allongeant les délais de création des entreprises, le faible niveau des infrastructures de base, les coûts élevés des facteurs de production, ou encore les insuffisances du système judiciaire ainsi que l'accès limité au crédit;
- Sur le plan économique, juridique et financier, La RCA s'inscrit depuis plusieurs années dans une politique volontaire d'intégration sous régionale. Le pays est membre de différentes organisations qui sont des acteurs clés dans la régulation des normes comptables et d'audit en Afrique. Parmi ces organisations, on peut citer : la CEMAC, le Traité instituant l'OHADA, la Commission Bancaire d'Afrique Centrale et la Conférence Interafricaine des Marchés d'Assurances (CIMA), qui regroupe les États membres de la CEMAC et de l'UEMOA (14 pays au total) ;
- Sur le plan de la législation et la réglementation en matière comptable et d'audit, La RCA, État-partie au traité de l'OHADA est soumise aux obligations en matière de tenue de comptabilité, de présentation de comptes et d'audit légal (commissariat aux comptes) des comptes des entreprises, contenues dans deux Actes Uniformes (AU)⁴ de l'OHADA et dans les textes spécifiques édictés au niveau sous-régional (CEMAC).

Le tableau ci-après fournit une récapitulation des obligations en matière de comptabilité et d'audit pour les sociétés commerciales :

⁴ Acte Uniforme Portant Organisation et Harmonisation des Comptabilités des Entreprises du 22 février 2000 et Acte Uniforme Relatif au Droit des Sociétés Commerciales et du Groupement d'Intérêt Economique du 17 avril 1997.

Tableau 5 : Récapitulation des obligations OHADA pour les sociétés commerciales.

Forme juridique Secteur d'activité	Comptes annuels	Audit externe	Dépôt des comptes / Publication
1. Sociétés commerciales (SA, SARL) – 2. Groupement d'intérêt économique (GIE)- 3. Entreprises parapubliques (sociétés d'état, sociétés d'économie mixte, agences et offices)	Droit comptable OHADA	1. Obligatoire pour les SA	Dépôt obligatoire au greffe du tribunal chargé des affaires commerciales pour SA (Non observé en pratique en RCA)
		2. Obligatoire pour les SARL au-dessus d'un certain seuil	
		3. Obligatoire pour les entreprises parapubliques et Facultatif pour les GIE	

- En matière de contrôle et d'inspection, les sociétés d'État et les sociétés du secteur parapublic en République Centrafricaine sont également soumises au contrôle, à l'audit, à l'inspection de quatre institutions : l'Inspection Générale de l'État (IGE), l'Inspection Générale des Finances (IGF) et le Contrôle Général des Entreprises du Secteur Parapublic pour l'ordre administratif et la Cour des comptes pour l'ordre juridictionnel.
- En matière de régulation économique, financière et technique, il revient à l'Agence Autonome de Régulation du Secteur de l'Electricité en Centrafrique (ARSEC) d'assurer la réglementation économique et financière en même temps que la régulation technique de la totalité des activités de la chaîne de valeur du secteur électrique (Production, Transport et Distribution / Commercialisation).

3.2.3. L'organisation interne de ENERCA et son évaluation

Le contrôle interne représente l'ensemble des dispositifs, procédures et systèmes, comptable ou autres, donnant une assurance raisonnable que les objectifs fixés par la Direction seront efficacement atteints, concernant notamment :

- La protection du patrimoine de l'entreprise ;
- La fiabilité des enregistrements comptables et des comptes annuels qui en découlent ;
- L'amélioration des performances et l'efficacité opérationnelle.

3.2.3.1. Présentation du dispositif

Les principaux acteurs du contrôle interne d'ENERCA ainsi que leurs attributions respectives sont présentées dans le tableau ci-après.

Tableau 6 : Le contrôle interne d'ENERCA - Les acteurs et leurs rôles

Acteur du contrôle interne	Rôle des différents acteurs
Conseil d'Administration	Surveille et guide la direction générale afin de s'assurer de la mise en œuvre du contrôle interne.
Direction Générale	Responsable de la mise en œuvre du contrôle interne dans l'entreprise.
Direction Administrative et Financière	Responsable de l'animation de l'ensemble des éléments du dispositif contribuant à fiabiliser l'information financière. Rattaché à la Direction Administrative et Financière de ENERCA, le Service Juridique assure l'animation de la réalisation de l'objectif de conformité aux lois et règlements du contrôle interne dans l'ensemble de l'entreprise
Direction des Ressources Humaines	Met en place des chartes d'éthiques/codes et règlements internes de conduite destinés, notamment à sensibiliser l'ensemble des collaborateurs internes et externes de l'entreprise
Ensemble des collaborateurs	Acteur du contrôle interne : du top management au personnel d'exécution. Les objectifs du contrôle interne et l'application des dispositifs qui y sont associés sont intégrés dans les définitions de responsabilités, de fonctions, de poste pour chaque niveau, des personnels et dans les procédures d'évaluation de la performance.
La Fonction Audit Interne	L'audit interne est en charge de vérifier que le dispositif de contrôle interne existe et est efficace. Les Auditeurs d'ENERCA (Audit Comptable et Financier et Audit Technique et Commercial) réalisent un travail d'animation du dispositif, de diffusion des meilleures pratiques dans l'entreprise et/ou d'évaluation et de contrôle ponctuel des procédures mises en place par la Direction Générale.
Commissaires aux comptes	Le Commissaire aux comptes est le cabinet PricewaterhouseCoopers en République Centrafricaine qui a la charge de présenter les rapports requis par la législation et selon les normes et principes comptables OHADA

3.2.3.2. Évaluation de l'environnement de contrôle interne

Nos travaux sur le terrain nous ont permis d'apprécier la qualité de l'environnement de contrôle interne et d'identifier les principales faiblesses suivantes :

Tableau 7 : Contrôle interne d'ENERCA - les faiblesses relevées

Acteurs	Faiblesses relevées
Conseil d'Administration	<p>Absence au sein d'ENERCA, d'un Comité d'Audit, émanation du Conseil d'Administration, qui serait de nature à améliorer la gouvernance notamment contribuer à améliorer la qualité de l'information financière et faciliter le travail des Commissaires aux comptes.</p>
Direction Générale	<p>La nécessité d'instaurer au sein d'ENERCA une forte culture de contrôle interne.</p>
Direction Administrative et Financière	<ul style="list-style-type: none"> • Absence d'un manuel de procédures comptables et financières mis à jour. La dernière mise à jour de ce document date de Mai 2009 soit 9 ans et avait été effectué par le cabinet GLOBALFIRST Management et nous n'avons pas eu l'assurance que ledit manuel a fait l'objet de validation par le Conseil d'Administration et n'a pas fait l'objet d'une implication et d'une diffusion satisfaisante auprès des utilisateurs <p><u>De même, les procédures incluses dans le manuel de procédures ne semblent pas conformes aux normes du système comptable OHADA révisé, et mis en place par la loi du 26 janvier 2017 et applicable à partir du 1er janvier 2018</u></p> <p>Observation : Nous avons relevé qu'une actualisation et mise à jour des procédures comptables et financières est en cours dans le cadre de la mission d'assistance technique de SOFRECO.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Faiblesses et insuffisances constatées : <ul style="list-style-type: none"> - Retards importants relevés dans le processus de clôture des comptes - Faiblesses identifiées sur le plan de la gestion des Ressources Humaines - Inadéquation entre les profils et les compétences requis par les services financiers - La non maîtrise par les agents comptables du logiciel sage 1000 acquis récemment - La non maîtrise des techniques de rapprochements bancaires par les agents comptables - <u>Un manque de formation des agents aux nouvelles normes édictées par l'OHADA,</u>

	<ul style="list-style-type: none"> - Faiblesses identifiées sur le plan de la gestion budgétaire. Le suivi et le contrôle du budget sont effectués par le bureau Budget et Trésorerie sur Excel, la licence de l'interface budget et de la comptabilité analytique de SAGE 1000 n'a pas été activée par ENERCA depuis plusieurs années. De ce qui précède, le budget et la comptabilité analytique sont préparés et suivis manuellement. La non-utilisation de SAGE 1000 entraîne un manque de fiabilité des chiffres parce que les données sont traitées manuellement sous format Excel, provoquant des écarts importants entre les comptes. Il y a un manque de formation du personnel aux techniques budgétaires.
<p>La fonction Audit Interne</p>	<p>La fonction d'Audit est de création récente nous n'avons pas eu connaissance d'un document qui décrit l'organisation et les missions et les attributions dévolues à la fonction Audit rattachée à la Direction Générale.</p> <p>Nous n'avons pas l'assurance que le dispositif d'audit actuel d'un point de vue qualitatif et quantitatif, permette de garantir le respect des normes minimales d'audit que sont l'indépendance, la compétence professionnelle, la couverture des risques sur la base de l'étendue des travaux, la mise en œuvre des moyens appropriés pour la gestion de la fonction d'Audit Interne.</p>
<p>Commissaires aux comptes</p>	<p>Il ressort de la lecture des rapports des travaux des Commissaire que la qualité de leurs travaux peut être nettement améliorée, aussi bien dans le fond, que dans la forme.</p>

3.2.4. Évaluation des risques

Les faiblesses du contrôle interne relevées ci-dessus révèlent des défaillances aussi bien sur l'environnement de contrôle que sur les activités de contrôle (Direction Financière, Audit Interne, Commissariat aux comptes) et laissent apparaître des risques significatifs quant à la qualité de l'information financière et partant, du pilotage de l'entreprise ENERCA.

Les risques identifiés sont de plusieurs ordres et peuvent être identifiés comme suit :

Tableau 8 : Contrôle interne d'ENERCA - Évaluation des risques

Risques	Commentaires
Risques comptables	<ul style="list-style-type: none"> → Risques liés à la préparation des états financiers incluant la difficulté de s'assurer de la réalité, l'exhaustivité et la régularité des comptes annuels depuis 2008. → Toute comptabilité non conforme au Droit comptable Révisé à compter du 1er janvier 2018 fera l'objet d'un refus de certification par le Commissaire aux comptes dans son rapport à l'Assemblée Générale en vue de l'approbation des comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2018.
Risque contrôle	<ul style="list-style-type: none"> → Fiabilité des indicateurs de performance → Difficulté de benchmarking avec les entreprises du secteur des pays voisins
Risque financier	<ul style="list-style-type: none"> → Surendettement générant de nombreuses charges financières → Pertes cumulées sur plusieurs exercices → Difficulté à effectuer une évaluation financière fiable de l'entreprise → Difficulté d'obtention de financements des banques, bailleurs de fonds et investisseurs pour restructuration
Risque juridique	<ul style="list-style-type: none"> → Non-respect des obligations de l'Acte Uniforme OHADA des Sociétés Commerciales et du GIE en matière d'arrêt (au plus tard 4 mois après la clôture de chaque exercice) et d'approbation des comptes (au plus tard 4 mois après la clôture de chaque exercice) → Non-respect de l'obligation d'information des actionnaires dans le cadre d'une assemblée générale annuelle telle que préconisée par l'Acte Uniforme OHADA des Sociétés Commerciales et du GIE. → Responsabilité des dirigeants sociaux pourrait être engagée, relativement à l'obligation de reconstitution des fonds propres en cas de la perte de la moitié du capital social dans les délais (soit 2 ans après la constatation de pertes ayant entraîné la diminution des capitaux propres jusqu'à un montant inférieur à la moitié du capital social)
Risque fiscal et social	<ul style="list-style-type: none"> → Incertitude quant au respect des obligations sociales et fiscales

3.2.5. Évaluation du système comptable

Nous avons procédé à une revue des rapports des Commissaires aux comptes et des états financiers allant des exercices 2012 à 2016. Les contrôles et vérifications effectués nous ont permis :

- D'apprécier la conformité des principes comptables appliqués avec les règles du système comptable OHADA ;
- De vérifier la bonne application des textes OHADA
- D'apprécier la cohérence globale des états financiers annuels de la Société.

Notre examen a été effectué conformément aux normes ISA.

a. Réserves formulées par le Commissaire aux comptes

Tableau 9 : Réserves formulées par le Commissaire aux comptes

Année	Réserve 1	Réserve 2	Réserve 3	Réserve 4	Informations
2012	Incertitude sur le chiffre d'affaires de FCFA 5,3 milliards	Insuffisance de la provision pour créances douteuses de FCFA 1,4 milliards pour des créances clients d'un montant de FCFA 21,8 milliards	Stocks de matières et fournitures de FCFA 1,2 milliards ne sont pas inventoriés de manière exhaustive ; les mouvements de stocks en entrée FCFA 425 millions et en sortie de FCFA 394 millions ne sont pas appuyés de pièces justificatives	Le résultat de l'exercice est de FCFA (530) millions comprend FCFA 298 millions correspondant à la décote admise lors de la cession de créance à Ecobank	Les capitaux propres sont devenus inférieurs à la moitié du capital social. L'assemblée Générale doit se prononcer sur la continuité ou non de l'exploitation
2013	Incertitude sur le chiffre d'affaires de FCFA 4,7 milliards	Insuffisance de la provision pour créances douteuses de FCFA 1,12 milliards pour des créances clients d'un montant de FCFA 23,7 milliards	Stocks de matières et fournitures de FCFA 1,2 milliards ne sont pas inventoriés de manière exhaustive ; les mouvements de stocks en entrée FCFA 349 millions et en sortie de FCFA 333 millions ne sont pas appuyés de pièces justificatives	Le résultat de l'exercice est de FCFA 394 millions comprend FCFA 298 millions correspondant à la décote admise lors de la cession de créance à Ecobank	Les capitaux propres sont devenus inférieurs à la moitié du capital social. L'assemblée Générale doit se prononcer sur la continuité ou non de l'exploitation
2014	Incertitude sur le chiffre d'affaires de FCFA 4,8 milliards	Insuffisance de la provision pour créances douteuses de FCFA 1,12 milliards pour des créances clients d'un	Stocks de matières et fournitures de FCFA 1,2 milliards ne sont pas inventoriés de manière exhaustive ; les mouvements de	Le résultat de l'exercice est de FCFA 351 millions comprend FCFA 298 millions correspondant à la décote admise lors de	Les capitaux propres sont devenus inférieurs à la moitié du capital social. L'assemblée Générale doit se prononcer sur la

Année	Réserve 1	Réserve 2	Réserve 3	Réserve 4	Informations
		montant de FCFA 26,3 milliards	stocks en entrée FCFA 390 millions et en sortie de FCFA 395 millions ne sont pas appuyés de pièces justificatives	la cession de créance à Ecobank	continuité ou non de l'exploitation
2015	Incertitude sur le chiffre d'affaires de FCFA 5,7 milliards	Insuffisance de la provision pour créances douteuses de FCFA 1,19 milliards pour des créances clients d'un montant de FCFA 29,5 milliards	Stocks de matières et fournitures de FCFA 1,01 milliards ne sont pas inventoriés de manière exhaustive ; les mouvements de stocks en entrée FCFA 1,1 millions et en sortie de FCFA 1,01 milliards ne sont pas appuyés de pièces justificatives	Les immobilisations et les subventions d'investissement au cours de l'exercice 2015, les immobilisations acquises dans le cadre du financement Banque Mondiale et la CEMAC ont été intégrés pour FCFA 3,41 milliards inscrit en matériels et FCFA 3,7 milliards inscrits en subvention de l'équipement	Les capitaux propres sont devenus inférieurs à la moitié du capital social. L'assemblée Générale doit se prononcer sur la continuité ou non de l'exploitation
2016	Incertitude sur le CA de FCFA 6,3 milliards	Insuffisance de la provision pour créances douteuses de FCFA 1,19 milliards pour des créances clients d'un montant de FCFA 32,7 milliards	Stocks de matières et fournitures de FCFA 1,01 milliards ne sont pas inventoriés de manière exhaustive ; les mouvements de stocks en entrée FCFA 525 millions et en sortie de FCFA 274 millions ne sont pas appuyés de pièces justificatives	Les immobilisations et les subventions d'investissement au cours de l'exercice 2015, les immobilisations acquises dans le cadre du financement Banque Mondiale et la CEMAC ont été intégrés pour FCFA 8,3 milliards inscrit en matériels et FCFA 8,7 milliards inscrits en subvention de l'équipement	Les capitaux propres sont devenus inférieurs à la moitié du capital social. L'assemblée Générale doit se prononcer sur la continuité ou non de l'exploitation

b. Anomalies relevées à l'issue des travaux

Tableau 10 : Faiblesses et anomalies relevées dans le système comptable

Cycles majeurs	Faiblesses et anomalies relevées
Immobilisations	<ul style="list-style-type: none"> → Le dernier inventaire physique des immobilisations a été réalisé entre 1996 et 1997. En raison de l'insécurité dans l'arrière-pays, l'inventaire n'a pas couvert l'ensemble des centres intérieurs du pays et s'est limité à la zone Bangui et Boali. → Suivi des immobilisations est effectué manuellement sur Excel depuis l'an 2000 → Des immobilisations importantes mais vétustes pour un montant de FCFA 23 milliards qui nécessitent d'être renouvelées. Le réseau de distribution est vétuste impactant sur le processus des activités de distribution. Par exemple au cours de l'année 2017, on a enregistré la perte de 17 transformateurs sur le réseau de distribution. Cette perte n'a pas fait l'objet de provisionnements dans les livres d'ENERCA → Des provisions pour immobilisations insuffisantes au regard des risques identifiés FCFA 25 millions au 31 décembre 2017 (Provisions pour dépréciation des immobilisations incorporelles ; Provisions pour dépréciation des terrains ; Provisions pour dépréciation des bâtiments, installations techniques et agencements ; Provisions pour dépréciation des titres de participation ; Provisions pour dépréciation des autres immobilisations financières n'ont pas l'objet d'un provisionnement dûment justifiée)
Stocks	<ul style="list-style-type: none"> → Des provisions pour stocks insuffisantes au regard des risques identifiés FCFA 33 millions au 31 décembre 2017 et depuis 2012 évolution anormale de cette rubrique identique de 2012 à 2016 ; beaucoup de matériels obsolètes méritent d'être provisionnés
Clients	<ul style="list-style-type: none"> → La balance clientèle au 31 décembre 2017 laisse apparaître l'absence des mouvements dans les villes sinistrées. Il n'est pas possible d'apprécier ni la valeur des créances dans ces villes, ni les taux de recouvrement des créances, ni les montants à provisionner → Évolution significative des créances. Depuis 2012, s'ajoutent tous les ans environ 3 milliards (MFCFA) par an (respectivement au fil des ans : 20 MFCFA ; 23 MFCFA; 25 MFCFA; 28 MFCFA;31 MFCFA) → Non-respect des règles de provisionnement incluses dans le manuel de procédures notamment des taux de provisionnement au regard de l'ancienneté des créances : il en découle une insuffisance des provisions sur créances à la clientèle → Des provisions pour clients insuffisantes au regard des risques identifiés FCFA 1 176 millions au 31 décembre 2017 et évolution anormale de cette provision entre 2012 et 2016 (respectivement 1.4 MFCFA; 1.1 MFCFA ; 1.1 MFCFA ; 1.1 MFCFA; 1.1 MFCFA depuis 2012) au regard de l'augmentation des créances sur la même période

	<p>→ Un total des impayés supérieur à 32 milliards de FCFA à fin 2017 ; soit un taux de provisionnement de 3% sur les impayés. Les créances irrécouvrables augmentent annuellement de l'ordre de FCFA 3 milliards par an. La consommation de l'État est de l'ordre de 1 milliard par an</p>
<p>Impôts et taxes</p>	<p>→ Situation fiscale de l'ENERCA en faveur de l'État de FCFA 3 651 998 768 au 31 décembre 2017 au titre de la TVA, CDS, IFPP, IRPP pour les exercices de 2010 à 2017. Cette situation est atténuée par des dettes croisées au 31 décembre 2017 (Créance de ENERCA sur l'État : FCFA 7 462 466 917, Créance de ENERCA sur l'État : FCFA 3 652 071 582, soit un solde en faveur de ENERCA sur l'État : FCFA 3 810 395 335). Une Convention de dettes croisées entre l'État et ENERCA signée en mai 2010 a fait l'objet de la résolution n°010/10/PCAE du 14/04/2010 du Conseil d'Administration</p> <p>→ Contribution foncière des propriétés bâties et non bâties pour une valeur vénale de FCFA 2 517 395 663 impliquant un impôt foncier d'un montant de FCFA 54 375 746 :</p> <p>→ Risque que l'assiette fiscale soit mal évaluée du fait de l'absence de l'inventaire physique des immobilisations. Il s'ensuit un risque de mauvaise évaluation de l'impôt foncier dû à l'État</p> <p>→ De nombreuses mises en demeure de payer pour déclaration non accompagnées de paiement des impôts au titre des impôts et taxes avec des pénalités 25%. En mai 2017, des pénalités d'un montant de FCFA 180 677 834 ont été réclamées par la Direction des impôts au titre des impôts de la période 2016</p> <p>→ Une notification de redressement de FCFA 90 193 577 avec 100% pénalités soit FCFA 180 387 154 sur les revenus des employés au titre de 2016</p> <p>→ Cotisation mensuelle CNSS pour un montant total de FCFA 15 000 000 de janvier à décembre 2017 paiement des arriérés auprès de CNSS accumulation sur plusieurs années environ de FCFA 2 milliards</p> <p>→ Cotisations sociales : Augmentation exponentielle des cotisations sociales de 2012 à 2016 : (passant au fil des ans respectivement de 1.3 MFCFA ; 1.5MFCFA ; 1.8MFCFA ; 2.0MFCFA ; 2.3MFCFA ; alors que la masse salariale est restée stable sur la même période)</p> <p>→ Dettes fiscales : Augmentation exponentielle de la dette fiscale de 2012 à 2016, (passant au fil des ans respectivement de 7.7MFCFA ; 8.8MFCFA ; 9.9MFCFA ; 11.1 MFCFA ; 12 .5MFCFA) ;</p>
<p>Trésorerie</p>	<p>→ De très nombreux comptes bancaires : 12 comptes environ ouverts initialement pour les comptes de Projet non fermés à la clôture desdits projets (3 comptes CBCA, 4 comptes ECOBANK).</p> <p>→ Taux de recouvrement des créances anormalement bas</p> <p>→ Les états de rapprochement bancaires ne sont pas systématiquement visés par les responsables autorisés BMPC 1 en 2017 compte n 5213100000, idem BMPC 2 compte n 5213140000, idem BMPC 3 compte n 5213150000, idem BMPC 4 compte n 5213160000, idem BSIC compte n 5214100000,</p>

	<ul style="list-style-type: none"> → De nombreux suspens anciens datant de 2009 dans le rapprochement bancaire des comptes suivants au 31 décembre 2017 : BSIC-CBCA 2, ECOBANK 2 → Des provisions ou des pertes sont à passer sur les comptes banques qui regorgent des suspens dont l'antériorité est ancienne et une multitude de comptes dormants. Aucune provision n'a été passée au 31 décembre 2017 → Trésorerie : L'ENERCA fait face à des difficultés de trésorerie dues à la faiblesse des ventes et du recouvrement ; l'ENERCA a dans son portefeuille des créances impayées de plus de 32 milliards de FCFA ; La difficulté à couvrir les engagements de l'ENERCA vis-à-vis des fournisseurs et autres débiteurs ; L'ENERCA traîne des dettes par devers elle de plusieurs années qu'elle n'arrive pas à honorer. L'absence d'un plan de trésorerie pour bien maîtriser l'évolution des encaissements et des décaissements ;
<p>Fonds propres/situation nette/Capitaux propres</p>	<p>Les capitaux propres sont devenus inférieurs à la moitié du capital social depuis 2012 : D'après les Articles 664 et 665 de l'acte uniforme OHADA sur les sociétés commerciales et du GIE « si du fait des pertes constatées dans les états financiers de synthèse, les capitaux propres de la société deviennent inférieurs à la moitié du capital social, le Gérant ou, le cas échéant, le commissaire aux comptes doit dans les (4) mois qui suivent l'approbation des comptes ayant fait apparaître cette perte consulter les associés sur l'opportunité de se prononcer sur la dissolution anticipée de la société » ; Or, nous n'avons pas eu d'évidence que cette diligence a été effectuée par l'Assemblée Générale</p>
<p>Provisions pour risques de gestion et charges</p>	<p>→ Des provisions pour risques insuffisantes au regard des risques identifiés FCFA 118 millions au 31 décembre 2017. Aucune provision n'a été passée au 31 décembre 2017 au titre de Provisions pour grosses réparations ; Provisions pour contentieux et dommages ; Provisions pour pertes de change ; Provisions pour amendes et pénalités fiscales ou sociales).</p>
<p>Dettes</p>	<p>→ Un niveau d'endettement très élevé environ FCFA 38 milliards de 2012 à 2016 (soit un peu plus de 58% du total bilan) entraînant des charges financières importantes auprès des banques locales. Il s'ensuit un déséquilibre financier.</p>

3.3. Conclusions quant à la qualité des informations financières

Sur la base du retard de sept (7) années initialement constatées, dans la production des états financiers tels que fournis impliquant certaines limitations, il ressort les principales conclusions suivantes :

- La situation comptable ne donne pas une image fidèle du résultat des périodes sous revue et de la situation financière et du patrimoine de la société ENERCA. Le système d'information financière et comptable n'est pas bien maîtrisé et peu fiable au regard :
 - Des opinions avec des réserves répétitives des Commissaires aux comptes, au fil des ans, et ce sur plusieurs années compte tenu de la présence de plusieurs anomalies dans les états financiers ;
 - Des anomalies mises en exergue par notre revue limité.
- Les états financiers ne respectent pas les normes de l'OHADA tant dans la forme que sur le fond; aussi la faible fiabilité de l'information financière s'explique entre autres par le niveau encore modeste d'appropriation et de maîtrise du droit comptable OHADA;
- Non-respect de nombreux principes comptables notamment du principe de prudence du fait de l'absence et de l'insuffisance de provisionnement d'actifs obsolètes (immobilisations et stocks), douteux (créances impayées), fictifs (suspens en rapprochement bancaires) ;
- Un retard dans la mise en place du nouveau référentiel comptable révisé OHADA entré en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018 ; le nouveau référentiel comptable tel qu'adopté par le Conseil des Ministres au cours de sa séance du 26 janvier 2017 impose à toute entreprise dont le siège est situé dans un pays de l'espace OHADA de migrer sa comptabilité vers le SYSCOHADA REVISE à compter du 1er janvier 2018. Afin de mieux accompagner le processus, le Législateur a indiqué à l'attention des Commissaires aux comptes des sociétés que toute comptabilité non conforme aux Droit comptable Révisé à compter du 1er janvier 2018 fera l'objet d'un refus de certification par le Commissaire aux comptes dans son rapport à l'Assemblée Générale en vue de l'approbation des comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2018.

Le processus de basculement de l'ancien plan comptable vers le nouveau plan comptable révisé de l'OHADA est un processus complexe pour lequel ENERCA ne dispose pas de moyens et des ressources humaines formées pour mener à bien cette transition comptable et juridique. Ainsi, il serait nécessaire de se faire assister par un cabinet expérimenté dans la mise en œuvre des nouvelles normes OHADA révisées.

3.4. Facteurs internes de la performance opérationnelle : le cadre de fonctionnement technique et commercial

3.4.1. Généralités

L'examen du cadre de fonctionnement technique et commercial repose sur le schéma de la chaîne de valeur des trois segments du secteur électrique, c'est-à-dire : la Production, le Transport et la Distribution / Commercialisation. ENERCA gère en RCA la totalité des activités de cette chaîne de valeur et intervient de ce fait, sur la totalité des métiers de l'électricité. Il est à noter que l'entreprise ne recourt à aucune sous-traitance pour ses activités techniques et commerciales.

3.4.2. Le premier segment de la chaîne de valeur : la Production d'électricité

ENERCA en une capsule !

La production totale d'électricité d'ENERCA en 2017 a été de 145,6 GWh. Elle était de 133,7 GWh en 2016, soit une croissance de 8,9%. Cette production est principalement d'origine hydraulique (96%), et la puissance installée disponible est de 23 MW; capacité très inférieure à la demande.

Les pertes totales du système électrique sont de 31,5%, et le taux de recouvrement des factures de consommation est de 71%.

La situation financière critique de l'Entreprise qui affiche un chiffre d'affaires en 2017 de 6,9 milliards de francs CFA ne permet pas de faire face de manière efficace aux besoins aigus de maintenance ou de renouvellement des équipements dont la plupart sont vétustes. Cette situation qui se traduit notamment par une insuffisance de la capacité de production a comme conséquence des délestages quotidiens d'une durée moyenne de huit heures.

Les investissements nécessaires pour la construction de nouvelles infrastructures de production et de transport d'énergie apparaissent hors de portée d'ENERCA.

3.4.2.1. Les caractéristiques générales

Le segment de la production comporte un volet hydraulique, prépondérant et qui est complété par un volet thermique.

→ La Production hydraulique

L'eau est la ressource renouvelable exploitée par ENERCA avec 18,6 MW de puissance installée (environ 18 MW de puissance disponible). Le parc de BOALI situé à une centaine de km de la ville de Bangui est composé de deux centrales hydroélectriques :

- BOALI I, qui comprend 5 groupes de 2,2 MVA (1 750 kW) chacun, et
- BOALI II, avec 2 groupes de 5,5 MVA (4 950 kW) chacun,

Soit un total de 22 MVA (18 MW) pour la production hydraulique.

→ La Production thermique

Six groupes d'une puissance nominale totale de 18,3 MW se trouvent dans la centrale thermique de Bangui. La plupart de ces groupes sont déclassés ou Hors Service, dans la mesure où l'installation de certains d'entre eux remonte à 1969). Trois des six groupes existants sont encore en bon état. Toutefois, seuls deux groupes de 2,5 MW chacun fonctionnent effectivement, avec une puissance disponible réelle de 4,4 MW pour la production thermique.

Soit une puissance totale installée en thermique, de 8,5 MW.

→ La Production totale en 2017

Production totale en 2017:	145,577 GWh
• Hydraulique :	139,659 GWh (Facteur d'Utilisation ⁵ : 88,6 %)
• Thermique :	5,918 GWh (Facteur d'Utilisation : 7,9 %)

Tableau 11 : ENERCA – Puissance totale disponible & production d'énergie

Centrales	Puissance disponible (MW)	Production GWh
BOALI 1		72,643
BOALI 2		67,016
Total HYDRO	18	139,659
Total THERMIQUE	5	5,918
TOTAL GENERAL	23	145,577

3.4.2.2. Exploitation & Maintenance

Les réponses au questionnaire du segment de la Production élaboré par le Consultant, ont mis en évidence la vieillesse des équipements. En effet, certains groupes thermiques datent de 1969, et certains équipements des centrales hydrauliques datent de 1954, ou au mieux; de 1976 pour les plus récents.

⁵ Le facteur de charge ou facteur d'utilisation¹ d'une centrale électrique est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période.

Cet état de fait est susceptible d'entraîner de nombreuses défaillances techniques. Une maintenance insuffisante et peu rigoureuse avec un non-respect des plannings de maintenance peut aggraver la situation.

Il y a lieu de souligner toutefois, que des réhabilitations de certains équipements ont été effectuées, sous l'égide de la Banque Mondiale.

La place de la maintenance préventive pour éviter des pannes récurrentes et coûteuses en réparation est capitale, d'où la nécessité de disposer d'un guide de maintenance et d'un programme de maintenance annuel accessible à tous les intervenants. Ce guide de maintenance n'existe pas pour le moment, ce qui amène le personnel à se référer aux manuels des constructeurs.

Ces instructions des constructeurs sont une bonne base pour l'élaboration de l'indispensable guide de la maintenance. Les consignes d'exploitation sont à rassembler dans un guide, de même que les procédures techniques, dont un manuel est en cours d'élaboration.

Les préoccupations environnementales ne sont pas du tout abordées. Une attention particulière doit pourtant leur être portée avec notamment :

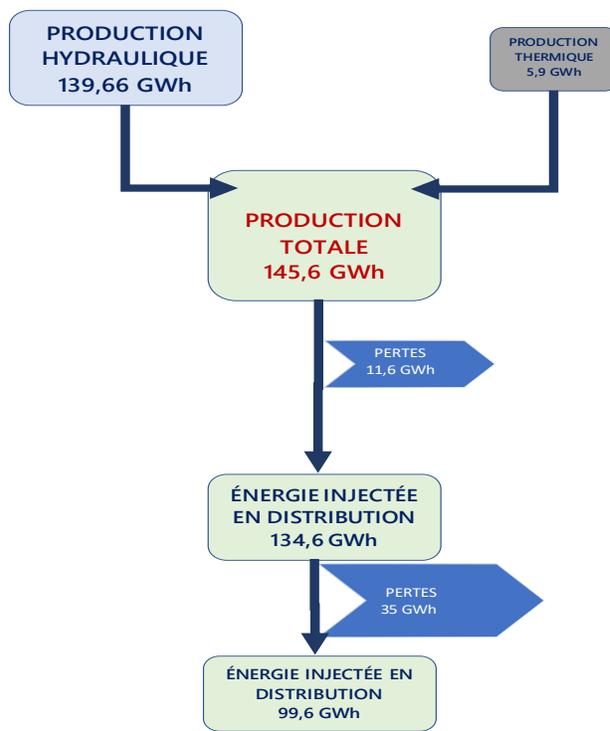
- La gestion des déchets polluants organiques et persistants des centrales thermiques, avec l'entreposage des combustibles pour groupes thermiques. Ou encore,
- Les huiles des transformateurs de puissance qui utilisent les polychlorobiphényles (PCB) comme liquide de refroidissement, lesquelles sont interdites depuis la fin des années 1980, parce que classées comme cancérogènes pour l'homme.

3.4.2.3. Budget de Maintenance

→ Pas de provision / budget de maintenance des équipements de production.

3.4.2.4. Bilan énergétique d'ENERCA

Figure 1 : ENERCA - Bilan énergétique



3.4.3. Le deuxième segment de la chaîne de valeur : le Transport d'électricité

3.4.3.1. Les caractéristiques générales

L'acheminement de l'énergie électrique, des centres de production vers les centres ou points de consommation se fait au travers de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension. Ces lignes sont connectées entre elles par des postes électriques, qui permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre, grâce aux transformateurs de puissance.

L'activité de transport d'électricité d'ENERCA consiste à transporter l'électricité des centrales de production jusqu'aux postes de transformation HTB/HTA, pour pouvoir être ensuite injectée sur le réseau de distribution. Le réseau de transport d'ENERCA se compose actuellement de deux lignes électriques issues de BOALI, et d'une longueur d'environ 82 km chacune. Elles sont exploitées en 63 kV jusqu'à deux postes électriques qui alimentent la capitale Bangui :

- Le poste BANGUI A où se trouvent deux transformateurs de puissance de 10 MVA chacun (T1 et T2),
- Le poste BANGUI B, où se trouve le transformateur de puissance T3

L'activité. Deux lignes de transport, et exploitées en 63 kV partent du site de BOALI jusqu'aux postes BANGUI A, et BANGUI B. Les transformateurs de puissance (T1, T2 et T3) sont tous les trois du type 63 kV/15 kV. Le réseau de distribution commence à la sortie des disjoncteurs 15 kV des postes BANGUI A et BANGUI B.

Tableau 12: ENERCA – Récapitulation des caractéristiques du segment Transport

Ligne No. 1, construite en 1954 – longueur 81 km – Tension 63 kV	
Ligne No. 2, construite en 1976 – longueur 83 km – Tension 110 kV mais exploitée en 63 kV	
Longueur totale des réseaux de transport : 164 km	
Postes électriques : 3 postes HTA / HTB – 63 kV / 15 kV	
Transformateurs de puissance : 2 x 10 MVA & 1 x 5 MVA	
Énergie totale produite : 145.6 GWh	Énergie totale livrée Distribution : 134.6 GWh
Pertes de Transport : 11 GWh	Taux de pertes de Transport : 7.5 %

3.4.3.2. Exploitation & Maintenance

À l'instar du segment de la production, il y a une nécessité pour le segment du transport d'élaborer un guide des infrastructures et équipements du réseau de transport (disjoncteurs, appareils de sectionnement, transformateurs de puissance ...) et d'effectuer un contrôle continu de la végétation sur la base d'un planning d'interventions à respecter impérativement.

Dans ce segment aussi, nous avons fait le constat de l'absence d'un manuel de procédures qui, toutefois, est en cours d'élaboration.

Des consignes pour l'exploitation du réseau de transport existent, et le Centre de conduite du réseau fonctionne sur un système de quart. Les enregistrements des événements affectant le réseau de transport ou le réseau de distribution se font manuellement, et sont consignés ensuite dans un registre.

La frontière entre le réseau de transport et celui de la distribution se trouve à la sortie des disjoncteurs 15 kV, et est sous la responsabilité de la Direction de la Production et du Transport. Il est à noter que les départs moyenne tension ne sont pas dotés de compteurs d'énergie.

3.4.3.3. Budget de Maintenance

→ Pas de provision / budget de maintenance du réseau de transport.

3.4.4. Le troisième segment de la chaîne de valeur : la Distribution d'électricité et son corollaire, la commercialisation de l'électricité

3.4.4.1. Les caractéristiques générales

L'acheminement de l'énergie électrique après les réseaux de transport dont il est question dans le paragraphe précédent, s'effectue au travers des réseaux de distribution. Lorsqu'il est fait mention de la « Distribution », cela désigne donc les réseaux de distribution. Ils reçoivent l'énergie électrique issue des réseaux de transport et peuvent ensuite la distribuer aux consommateurs finaux alimentés

soit en moyenne tension (HTA, c'est-à-dire en 15 kV), soit en basse tension (BT, c'est-à-dire en 380 V ou en 220 V).

Les niveaux de tension du réseau de distribution sont de 15 000 V en moyenne tension, et 380 V / 220 V en basse tension. La longueur du réseau de distribution est d'environ 550 km pour le réseau basse tension et 300 km pour le réseau moyenne tension.

Une fois l'énergie électrique distribuée aux consommateurs en moyenne tension, ou en basse tension; il faut alors la gérer comme tout bien vendu (facturation, encaissement etc.) Ce second volet du troisième segment est désigné comme la « Commercialisation » et l'indicateur par excellence de ce volet est le chiffre d'affaires.

ENERCA a réalisé au cours de l'exercice fiscal écoulé (2017), un chiffre d'affaires de 6,9 milliards francs CFA issus de la vente d'énergie électrique à 101 clients moyenne tension, 91 clients basse tension spéciaux (BT/TC), et 32 123 clients basse tension.

Tableau 13: ENERCA – Récapitulation des caractéristiques de la Distribution

Longueur des réseaux de Distribution en Moyenne Tension 300 km
Longueur des réseaux de Distribution en Basse Tension 554 km
Nombre de cabines MT / BT : 92
Nombre de Postes sur poteau : 181
Énergie totale reçue en Distribution en 2017 : 134.6 GWh

3.4.4.2. La Distribution : Exploitation et maintenance

Les constats faits par le Consultant pour le volet Distribution du troisième segment de la chaîne de valeur du secteur électrique :

- Pas de guide pour la maintenance préventive du réseau de distribution.
- Pas de programme de maintenance.
- Pas de consignes d'exploitation écrites.
- Pas de suivi des informations collectées par le Centre de conduite du réseau pour le compte de la distribution, notamment les énergies non distribuées.
- Pas de statistiques des causes des incidents, ni de classement par nombre d'incidents des départs moyenne tension, utiles pour déterminer les priorités pour la maintenance préventive.
- Pas d'informations sur les questions liées à l'environnement (PCB, huiles transfo par exemple),
- Aucune information sur les risques pour la santé et la sécurité dans l'environnement de travail, tels que les accidents causés par le réseau de distribution au personnel (qui ne dispose pas d'équipement de sécurité individuel) et au public.
- Pas d'informations et/ou de suivi spécifique sur le nombre et le type de poteaux, alors que les poteaux bois pourris (par exemple) non remplacés à temps peuvent causer des accidents, et générer de nombreuses interruptions de courant.

3.4.4.3. Budget de Maintenance

- Pas de provision / budget de maintenance du réseau de distribution.

3.4.4.4. La Commercialisation de l'électricité

Ce second volet fait référence à ce qu'il est convenu d'appeler de façon générique, la gestion de la clientèle, et elle repose sur un processus rythmé par la vente de l'énergie et les encaissements monétaires qui s'ensuivent, et selon un certain nombre d'étapes comme il ressort du tableau ci-dessous.

Tableau 14: ENERCA – Récapitulation des étapes du processus de gestion de la clientèle.

Étape 1 :	La RELÈVE des compteurs
Étape 2 :	La FACTURATION
Étape 3 :	La DISTRIBUTION des factures
Étape 4 :	Le PAIEMENT des factures
Étape 5 :	Le RECOUVREMENT des factures impayées
Étape 6 :	La GESTION DES ANOMALIES → Gestion des installations coupées pour impayés → Gestion des pertes techniques → Gestion des pertes commerciales / Fraudes

3.5. Facteurs internes de la performance opérationnelle : l'analyse des tarifs (structure et niveaux)

3.5.1. Généralités

Les tarifs de l'électricité doivent être rémunérateurs, c'est-à-dire qu'ils doivent tenir compte du coût réel de l'énergie électrique suivant l'ensemble des charges encourues tout au long des trois segments de la chaîne de valeur du secteur, et de façon générique sans être exhaustif à ce stade :

- Les achats de combustible,
 - Les frais d'exploitation et de maintenance des infrastructures et équipements des 3 segments de la chaîne de valeur du secteur électrique,
 - La dépréciation des actifs, ou encore
 - Les frais financiers et les autres frais généraux.
- i. Les tarifs sont donc déterminés de façon à être compatibles avec le développement du système électrique centrafricain, et en accord avec l'évolution prévue de la demande.
 - ii. Il est également impératif de proposer parallèlement, un mécanisme d'ajustement périodique des tarifs, de façon à tenir compte des variations de coûts d'exploitation. C'est à cette condition qu'est assuré l'équilibre financier du secteur et qu'il est possible de générer un autofinancement raisonnable du programme d'investissements du secteur (adéquation Offre - Demande),
 - iii. La structure tarifaire proposée doit permettre d'orienter correctement les choix des utilisateurs en reflétant les coûts occasionnés par chaque catégorie de consommateurs, et notamment, notamment les ménages à (très) faibles revenus.

3.5.2. Analyse et diagnostic de la grille tarifaire

Du fait que nous ne disposons pas des données et informations fiables et détaillées sur la facturation des clients d'ENERCA et que notre mandat ne concerne pas une étude tarifaire, nous nous contenterons de procéder à une évaluation conceptuelle de la structure tarifaire supportée par des chiffres agrégés provenant des informations obtenues lors de nos missions in situ des mois de mai et juin 2018.

L'examen de la grille tarifaire, objet de l'Arrêté ministériel No. 017/2006 du 1^{er} février 2006 présente une structure avec six catégories tarifaires, dont cinq correspondent à la Basse tension (BT) et une à la Moyenne Tension (MT).

Dans les catégories de BT, les tarifs sont monômes, avec :

- Trois catégories correspondent aux consommateurs discriminés par type d'usage (éclairage, Force Motrice et Mixte), puis par tranches de consommation d'énergie⁶,
- Une catégorie correspond à l'éclairage public, et

⁶ Il est à noter qu'à partir de la 2^{ème} tranche, il est tenu compte de la puissance souscrite par le client.

- Une dernière catégorie s'applique sans distinction de types d'usages ou de tranches, aux consommateurs des localités situées dans les centres secondaires (c'est-à-dire, en dehors de la capitale Bangui).

La catégorie relative à la Moyenne Tension (MT), indique un tarif binôme, avec

- Une prime fixe qui permet de tenir compte de façon effective, de la puissance souscrite par le client,
- Un tarif horaire proportionnel à l'énergie consommée, avec un niveau diurne de 42.30 Fcfa/kWh, nettement supérieur au niveau nocturne qui s'élève à 30.38 Fcfa/kWh,
- La catégorie MT tient également compte de la facturation de l'énergie réactive, sans précision de la valeur du facteur de puissance du client ($\cos \phi$) à ne pas dépasser. De plus, La catégorie intègre également une pénalité de 26.15 Fcfa par kW de dépassement de la puissance souscrite.

Tableau 15 : Grille tarifaire

Arrêté No. 017/2006/MMEH/DICAB/DGE du 1er Février 2006

	Prix de vente TTC		Modalités tarifaires
BASSE TENSION			
Éclairage			
1ère Tranche	75,56	Fcfa	
2ème Tranche	82,70	Fcfa	50 h. d'utilisation x Puissance Souscrite
3ème Tranche	89,31	Fcfa	de la 51è heure à la 100è heure
Force Motrice			
1ère Tranche	64,60	Fcfa	
2ème Tranche	69,76	Fcfa	65 h. d'utilisation x Puissance Souscrite
3ème Tranche	75,35	Fcfa	de la 66è heure à la 195è heure
Mixte			
1ère Tranche	75,53	Fcfa	
2ème Tranche	81,57	Fcfa	65 h. d'utilisation x Puissance Souscrite
3ème Tranche	88,10	Fcfa	de la 66è heure à la 130è heure
ÉCLAIRAGE PUBLIC			
Tarif unique	69,92	Fcfa	
MOYENNE TENSION			
Prime fixe	2 749,50	Fcfa	par kW de Puissance Souscrite
Actif Jour	42,30	Fcfa	
Actif Nuit	30,38	Fcfa	
Réactif	37,58	Fcfa	
Pénalité	26,15	Fcfa	par kW dépassement de la Puissance Souscrite
CENTRES SECONDAIRES			
Toutes localités	160,84	Fcfa	

Sans surprise, il ressort des données obtenues lors de nos passages in situ; une caractéristique typique du secteur électrique; qui est le poids important en nombre des consommateurs BT. Ils forment l'essentiel des plus de 30.000 clients recensés, puisqu'il n'y a que 101 clients MT enregistrés.

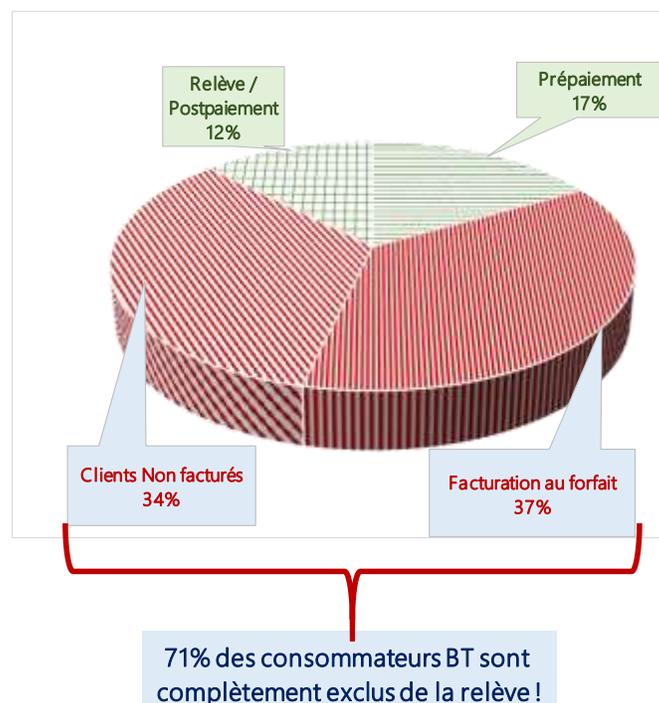
Tableau 16 : Clients BT Facturés et consommations moyennes (2017)

Nb clients facturés au forfait	12 000
Nb clients avec compteurs à <u>consommation nulle</u>	11 000
Nb Clients « pré-paiement »	5 400
Nb Clients « post-paiement »	4 000
Total Abonnements actifs	32 123
Consommation moyenne annuelle abonné avec compteur	3 037 kWh
Consommation moyenne annuelle abonné facturé au forfait	1 092 kWh
Consommation moyenne annuelle abonné compteur « pré-paiement »	4 310 kWh

Il apparaît toutefois que 29% seulement des clients BT sont réellement sujets à facturation :

- 12% font l'objet d'une relève par ENERCA et sont ensuite facturés en « post-paiement », et
- 17% sont facturés sans relève, grâce à des compteurs en « pré-paiement »

Figure 2 : Les classes de consommateurs BT



Il s'avère assez difficile de tirer des enseignements du niveau des tarifs, dans la mesure où les informations comptables et financières auxquelles nous avons eu accès, ne nous permettent pas de juger véritablement de la pertinence des prix du kWh en ce qui a trait au recouvrement des coûts. Cela d'autant plus qu'il ressort clairement des réserves récurrentes depuis près de cinq années des Commissaires aux comptes, qu'il y a de grosses incertitudes sur le chiffre d'affaires et donc, sur la qualité même des informations comptables et financières fournies.

Au plan structurel cependant, il est possible de souligner une anomalie fondamentale, qui devra être corrigée lors de la prochaine étude tarifaire qui devra être menée dans le secteur :

La RCA se caractérise aujourd'hui (à court terme et à moyen terme), par un sous équipement qui entraîne des délestages systématiques et récurrents. Du fait que l'objectif à moyen et long terme, est d'arriver à assurer l'accès du plus grand nombre d'utilisateurs aux services électriques, il est impératif de parvenir à mutualiser les recettes pour aboutir à un élargissement effectif des zones de couverture.

Cet objectif impose de transmettre aux consommateurs un signal économique conforme à la réalité des coûts. Le signal tarifaire (le prix du kWh) doit informer le consommateur sur la structure des coûts de production futurs du service qu'ils reçoivent, de façon à lui permettre d'effectuer des choix rationnels, et en particulier d'éviter le gaspillage.

La structure de la grille tarifaire, actuellement basée sur les usages; doit donc être modifiée pour tenir compte du financement des investissements nécessaire à l'instauration d'un équilibre Offre – Demande. Au premier rang de ces investissements se trouve la centrale solaire de 25 Mwc prévue dans les environs de Bangui sur financement de la Banque Mondiale.

3.6. Facteurs internes de la performance opérationnelle : bilan succinct des ressources humaines

3.6.1. Généralités

À la date du 31 décembre 2017, ENERCA comptait 689 employés, dont les caractéristiques sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 17 : Distribution socioprofessionnelle des ressources humaines

Âge moyen (sur base contrats CDI)	42 ans	
Droit à la retraite (horizon 2020)	Non Disponible	
Distribution socioprofessionnelle (sur base contrats CDI)		
Cadres	82	11.72 %
Agents de maîtrise	142	20.69 %
Agents d'exécution	465	67.59 %

3.6.2. Quelques caractéristiques des RH

La productivité, mesurée comme le rapport entre le nombre d'abonnés au nombre d'employés, s'élève à 46. Cette donnée indique une productivité très médiocre, et elle place ENERCA en queue de peloton des sociétés d'électricité d'Afrique subsaharienne, puisque la moyenne aujourd'hui se situe dans une plage qui varie de 300 à 400 abonnés par employé.

Les autres indicateurs de productivité et de performance de l'entreprise pour l'année 2016 sont indiqués ci-après :

Tableau 18 : Quelques indicateurs de productivité

Effectifs totaux	689
Valeur Ajoutée / Effectifs	7.29
Nombre Abonnés / Agents	46
Nombre kWh vendus / Agent	144 557
Frais de personnel	2 525 millions
Production totale d'électricité	145.6 GWh

Ventes en GWh	99.6 GWh
Coût moyen du kWh produit	44.61 Fcfa
Prix moyen du kWh vendu	63.72 Fcfa

Il y aura lieu de mettre ces indicateurs de productivité et de performance en perspective, c'est-à-dire de voir leur comportement sur une période cinq à dix années avant de faire une analyse comparative avec les sociétés de la sous-région Afrique centrale.

4. Le diagnostic et les indicateurs de mesure de la performance opérationnelle interne

Le présent chapitre présente le diagnostic proprement dit, du système électrique de la RCA, sur la base des indicateurs de performance utilisés et reconnus pour le Suivi-Évaluation des systèmes énergétiques dans le cadre de la gestion axée sur les Résultats.

Ce diagnostic sera fait au travers de l'évaluation de cinq catégories fonctionnelles qui permettent de circonscrire toutes les facettes du fonctionnement d'une société d'électricité telle que ENERCA : les trois segments de la chaîne de valeur, à savoir la Production, le Transport et la Distribution/Commercialisation de l'électricité (y compris les contraintes de l'offre, ou encore les pertes du système électrique), ainsi que les données financières et les tarifs.

4.1. Le diagnostic financier : les indicateurs de la performance financière et de la compétitivité

4.1.1. Généralités

Le diagnostic financier nous permet d'avoir une vision claire des grands indicateurs financiers d'ENERCA, à partir de l'analyse de son bilan et de son compte de résultat. Les résultats obtenus à partir de ce diagnostic financier nous permettent d'apprécier la rentabilité de l'entreprise, d'évaluer le besoin en fonds de roulement et d'établir une analyse empirique de sa surface et de sa structure financière.

Il est à noter que ce diagnostic a été effectué sur la base des bilans des trois derniers exercices fiscaux d'ENERCA : 2014, 2015 et 2016 et sur la base des comptes de résultats des exercices fiscaux 2015 et 2016, qui correspondent aux derniers états financiers audités par le Commissaire aux Comptes d'ENERCA.

4.1.2. Évolution de la situation bilantielle

L'analyse de bilan d'ENERCA laisse ressortir une structure de bilan déséquilibrée, mais en croissance sur la période allant de 2014 à 2016. En effet, Le total du bilan est en progression constante sur la période observée, avec un taux de croissance annuel moyen de près de 6%; et passe ainsi de FCFA 53 745 millions en 2014, à FCFA 59 858 millions en 2015 puis FCFA 64 992 millions en 2016.

Cette croissance du total bilan s'est accompagnée d'une amélioration constante des capitaux propres, du fait des subventions d'investissement d'un montant total d'environ FCFA 3 000 millions octroyées, chaque année par l'État, et les partenaires notamment la Banque Africaine de Développement et l'entreprise «Sud Moteurs» en vue de financer l'acquisition d'actifs immobilisés et notamment, le matériel de production (groupes turbine/alternateur, transformateurs, système d'exploitation de centrale et postes électriques ...).

L'endettement à long terme s'élève à un montant de FCFA 38,482 millions au 31 décembre 2016 et représente structurellement un taux anormalement élevé de 59% du total bilan.

Cette situation indique la mauvaise santé financière de l'entreprise qui se caractérise principalement par un surendettement et une situation de trésorerie négative au cours de la période sous revue.

→ Évolution de l'actif

Tableau 19 : ENERCA - Bilan comptable synthétique - ACTIF

ACTIF			
En M FCFA	2014	2015	2016
Valeurs Immobilisées	18 964	21 950	24 288
Indice	100	116	126
Evolution (Valeur)	-	2 986	2 338
Evolution (%)	0	16%	11%
Valeur d'Exploitation (VE)	2 620	2 458	2 056
Indice	100	94	77
Evolution (Valeur)	-	-162	-402
Evolution (%)	0	-6%	-16%
Valeur Réalisables (VR)	30 867	34 575	37 721
Indice	100	112	121
Evolution (Valeur)	-	3 708	3 146
Evolution (%)	0	12%	9%
Valeur Disponibles (VD)	1 294	875	927
Indice	100	68	74
Evolution (Valeur)	-	-419	52
Evolution (%)	0	-32%	6%
Compte de Régularisation			
Total	53 745	59 858	64 992
Indice	100	111	120
Evolution (Valeur)	-	6 113	5 134
Evolution (%)	0	11%	9%

Les valeurs immobilisées sont en constante progression au cours des exercices sous revue et représentent 37% du total bilan au 31 décembre 2016. Cette progression est le reflet de l'effort d'investissement minimal constant réalisé par ENERCA, tous les ans, malgré ses ressources financières limitées. Ces investissements correspondent à l'acquisition du matériel de production et sont essentiellement financées par des subventions d'investissement.

Le poids des valeurs d'exploitation sur le total bilan d'ENERCA est très faible soit 3% au 31 décembre 2016. Les valeurs réalisables sont en augmentation régulière et représentent 58% du total bilan au

31 décembre 2016 reflétant l'augmentation régulière du portefeuille d'ENERCA. Les valeurs disponibles évoluent de manière contrastée et représentent seulement 1% du total du bilan au 31 décembre 2016.

Les constats faits ci-dessus, traduisent tout simplement les difficultés de trésorerie structurelles, que connaît ENERCA depuis quelques années.

→ Évolution du passif

Tableau 20 : ENERCA - Bilan comptable synthétique - PASSIF

PASSIF				
En M FCFA	2014	2015	2016	
Capitaux Propres	- 6 044	- 2 119	1 537	
<i>Indice</i>	100	35	-137	
<i>Evolution (Valeur)</i>	-	3 925	3 656	
<i>Evolution (%)</i>	0	-65%	-173%	
Dettes à long et moyen terme	38 295	38 709	38 482	
<i>Indice</i>	100	101	100	
<i>Evolution (Valeur)</i>	-	414	227	
<i>Evolution (%)</i>	0	1%	-1%	
Dettes à court terme	19 640	21 384	22 995	
<i>Indice</i>	100	109	116	
<i>Evolution (Valeur)</i>	-	1 744	1 611	
<i>Evolution (%)</i>	0	9%	8%	
Concours de trésorerie	675	705	799	
<i>Indice</i>	100	104	118	
<i>Evolution (Valeur)</i>	-	30	94	
<i>Evolution (%)</i>	0	4%	13%	
Compte de Régularisation	1 179	1 179	1 179	
Total	53 745	59 858	64 992	

La proportion des dettes à long et moyen terme (DLMT) reste stable sur les trois exercices soit 59% au 31 décembre 2016 alors que le niveau des dettes à court terme (DCT), bien qu'en hausse; culmine à 35% en 2016. La prédominance des dettes à long et moyen terme (DLMT) sur les dettes à court terme (DCT) matérialise la politique de financement choisie par ENERCA.

4.1.3. Surface financière, structure financière et liquidité

L'analyse de bilan d'ENERCA laisse ressortir une structure de bilan déséquilibrée, mais en croissance sur la période allant de 2014 à 2016. En effet, Le total du bilan est en progression constante sur la

période observée, avec un taux de croissance annuel moyen de près de 6%; et passe ainsi de FCFA 53 745 millions en 2014, à FCFA 59 858 millions en 2015 puis FCFA 64 992 millions en 2016.

→ Analyse de la surface financière

Les fonds propres d'ENERCA composés uniquement du capital social en l'absence des provisions à caractère de réserve, sont restés stables sur les trois années sous revue, à FCFA 4 805 millions.

Tableau 21 : Analyse de la surface financière

En M FCFA	2014	2015	2016
Fonds Propres (FP)	4,804	4,804	4,804
Actif Net (AN)	15,263	21,376	26,51
Capitaux Permanents (CP)	32,251	36,59	40,019
AN / CP	0.47	0.58	0.66
AN / PASSIF	0.28	0.36	0.41
DLMT / FP (Tx d'Endettement)	797.15%	805.77%	801.04%

L'évolution du ratio de financement structurel (Actif Net / Capitaux permanents), qui mesure la manière dont l'entreprise finance ses emplois fixes par des ressources stables, est mauvais dans la mesure où il est systématiquement inférieur à 1 sur l'ensemble de la période sous revue.

L'évolution des capitaux permanents qui passent de FCFA 32 251 millions à FCFA 40 019 millions en 2016 s'explique par les subventions d'investissement venant de l'État d'une part, et des partenaires tels que la Banque Africaine de Développement et Sud Moteurs dans le cadre d'un appui au financement des équipements de production.

Les taux d'endettement d'ENERCA, entendu comme les Dettes à Long et Moyen terme, rapportées aux Fonds Propres culminent à près de 800%, ce qui est anormalement élevé et traduit un surendettement de l'entreprise ENERCA.

→ Structure financière et liquidité

- Fonds de Roulement net (FRN)

Le fond de roulement net (FRN), se définit comme la carence (lorsqu'il est négatif) ou l'excédent (quand il est positif) des capitaux permanents par rapport au capital économique que représentent les valeurs immobilisées nettes de l'entreprise, Dans le cas présent, il évolue de façon réellement positive de 2014 à 2016, puisqu'il passe de l'indice 100 en 2014 à l'indice 118, soit un taux d'accroissement de 18% et on constate qu'il représente en 2016 plus de 30 mois de chiffres d'affaires.

Cette situation, positive au premier abord au regard du caractère positif et de l'évolution positive du FRN en ce sens que ENERCA dégage un surplus de ressources permanentes par rapport à l'actif stable qui pourra être utilisé pour financer d'autres besoins de l'entreprise mais également de l'augmentation concomitante et constante du chiffre d'affaires de l'entreprise. Ce constat doit toutefois être relativisé, par le fait qu'il s'agit uniquement de l'impact mécanique de l'augmentation des capitaux propres, qui résulte elle-même des subventions de financement octroyés par des tiers à l'entreprise : l'État et ses partenaires.

Tableau 22 : Évolution de la structure financière

En M FCFA	2014	2015	2016
Fonds de Roulement Net (FRN)	13,287	14,64	15,731
<i>Indice</i>	100	110	118
FRN en mois de CA	33	30	30
Actif à Court terme (AC)	34,781	37,908	40,704
FR / AC	0	0	0
FR / VE	5	6	8
Besoin en fonds de roulement (13,847	15,649	16,782
<i>Indice</i>	100	113	120
BFR en mois de CA	35	33	32
FRN /BFR	96%	94%	94%
Trésorerie	-560	-1,009	-1,051
Compte client en mois CA	77	72	71
Client Etat / Total clients			
MBA	71,561	77,612	82,689
<i>Indice</i>	100	108	115

- Besoin en Fonds de Roulement (BFR)

Le Besoin en Fond de Roulement (BFR) est issu des décalages liés au cycle d'exploitation et au type d'activité de l'entreprise. Il correspond au financement supplémentaire nécessaire au financement de l'actif circulant (financement des stocks et compte client), après la prise en compte de l'incidence du délai fournisseur. Il est donc lié à la fois :

- Au niveau de l'activité et à la politique commerciale vis-à-vis de la clientèle
- Aux facilités obtenues des fournisseurs.

Le BFR de ENERCA est positif sur les trois exercices sous revue et traduit un surplus de besoins par rapport aux ressources avec une tendance haussière. Cette situation est due au fait que les créances clients sont conséquentes et évoluent à la hausse au fil des ans soit FCFA 30 867 millions en 2014, FCFA 34 575 millions en 2015 et FCFA 37 721 millions en 2016 et représentent 58% du total bilan et environ 7 fois le chiffre d'affaires annuel. Dans le cas présent, les créances représentent un besoin important à financer car elles sont constituées principalement de créances impayées dont le taux de recouvrement est très bas, environ 17% par an contre des standards de 98%.

- Trésorerie nette et équilibre financier

Le solde de trésorerie nette (TN) équivaut à la différence entre le fonds de roulement net (FRN) et le besoin en fond de roulement (BFR) et permet de savoir si l'entreprise possède une trésorerie saine c'est-à-dire ni trop positive ni trop négative.

ENERCA dégage un fonds de roulement positif : ses ressources permanentes couvrent la totalité des immobilisations mais ne permettent de financer que 94% (FR/BFR) des besoins en fonds de roulement au 31 décembre 2016. ENERCA fait ainsi appel aux concours bancaires (trésorerie négative). Nous observons une augmentation lente de la trésorerie négative mais cette augmentation croissante au fil des ans est à surveiller afin d'anticiper les éventuelles difficultés. Du fait des découverts et des dettes à long et moyen terme, ENERCA est fortement dépendante du système bancaire. Afin d'atténuer cette dépendance au système bancaire et améliorer sa trésorerie, ENERCA doit veiller à réduire ses créances clients notamment en améliorant son taux de recouvrement afin de réduire la proportion des clients douteux par le biais d'une politique de recouvrement élaborée et agressive.

De même, les dettes à court terme comprenant les dettes fournisseurs, les dettes fiscales et sociales culminent à un montant de FCFA 22 995 millions au 31 décembre 2016 soit un taux de 36% du total bilan. Le règlement de ces dettes rendrait le bilan largement déséquilibré. Ainsi, il conviendrait pour ENERCA de négocier, avec ses gros fournisseurs, des délais de paiement plus longs.

4.1.4. Évaluation critique des comptes de gestion et des soldes significatifs de gestion

→ Revue analytique des comptes de gestion

L'analyse des comptes de gestion permet d'avoir une idée plus précise du compte d'exploitation, au travers du suivi de l'évolution du niveau d'activité et des charges, parallèlement à celle des ressources.

- Les charges

Il ressort des états financiers d'ENERCA, que les charges les plus importantes et dont il est impératif de surveiller l'évolution et les incidences sur les comptes de gestion, sont par ordre d'importance :

1. Les salaires, primes et indemnités, avec 31,12 % - (2 100 millions FCFA)
2. Les dotations aux amortissements, avec 26,98 % - (1 821 millions FCFA)
3. Les achats de matières consommables et les approvisionnements, avec 14,24 % - (961 millions FCFA)

Ces charges apparaissent comme les plus importantes en valeur absolue, mais en plus pour ce qui est des deux dernières, elles représentent les deux postes les plus importants en termes de variation d'une année sur l'autre avec respectivement, 62,8% et 20,5% entre les exercices fiscaux 2016 et 2015.

- Les produits

Il ressort des états financiers d'ENERCA, que les produits les plus importants aussi bien en termes de pondération, qu'en termes d'évolution en valeur sont :

1. Les ventes d'électricité qui représentent 85,6% du total des produits (5 779 millions FCFA)
2. Les subventions réintégréés dont la valeur représente 10,1% du total des produits en 2016. (734 millions FCFA)

→ Analyse de l'activité et de la rentabilité

Tableau 23 : Évolution des soldes significatifs de gestion

En M FCFA	2014	2015	2016
Chiffre d'affaires (CA)	4 810	5 772	6 346
<i>Indice</i>	100	120	130
<i>Evolution (Valeur)</i>	-	962	574
<i>Evolution (%)</i>	0	20,00%	9,94%
Valeur ajoutée (VA)	4 243	4 502	5 028
<i>Indice</i>	100	106	118
<i>Evolution (Valeur)</i>	-	259	526
<i>Evolution (%)</i>	0	6,10%	11,68%
Excédent brut d'exploitation (EBE)	2 071	2 059	2 504
<i>Indice</i>	100	99	121
<i>Evolution (Valeur)</i>	-	12	445
<i>Evolution (%)</i>	0	-0,58%	21,61%
Capacité d'autofinancement (CAF)	2 008	2 184	2 627
<i>Indice</i>	100	109	129
<i>Evolution (Valeur)</i>	0	176	443
<i>Evolution (%)</i>	0	8,76%	20,28%

- Le chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de ENERCA a augmenté passant de FCFA 5,772 millions en 2015 à FCFA 6,347 millions en 2016. Cette performance s'explique principalement par l'impact de la mise en œuvre des abonnements prépayés qui ont connu un succès auprès des abonnés.

- La valeur ajoutée

La valeur ajoutée (VA) est la valeur additionnelle qu'une organisation incorpore dans ses produits par rapport à la valeur des biens et services achetée à des tiers. Cette valeur est le résultat de l'utilisation des moyens matériels et humains, ainsi que du savoir-faire. Elle permet d'apprécier l'efficacité industrielle d'une entreprise compte tenu des facteurs de production dont elle dispose. Au plan macro-économique, cet agrégat constitue un des éléments clé du calcul du produit intérieur brut (P.I.B.), c'est-à-dire de la richesse du pays. Cette notion est un bien meilleur indicateur de la dimension d'une entreprise que le chiffre d'affaires, qui n'est finalement qu'un critère commercial.

Dans le cas d'ENERCA, bien que le chiffre d'affaires soit en hausse constante (20%), il apparaît que la valeur ajoutée, croît elle dans une bien moindre proportion sur la période étudiée (6%). Cette situation est à mettre en relation avec la forte hausse des charges sur ladite période. Cette croissance moindre de la valeur ajoutée traduit l'incapacité d'ENERCA à créer de la richesse. Cela est principalement dû aux difficultés de l'entreprise à maîtriser ses charges de matières consommables et d'approvisionnements qui ont connu une croissance d'environ 15% sur la période sous revue.

Il est également à souligner que l'analyse de l'utilisation de la valeur ajoutée révèle que la part cumulée des frais de personnel et des impôts et taxes s'élève structurellement à plus de 60% des montants accumulés par la ENERCA. Ce qui, il faut bien le dire est excessif.

Tableau 24 : Utilisation de la Valeur Ajoutée

En M FCFA	2014	2015	2016
Frais de personnel / VA	51,19%	54,25%	50,20%
Impôts & taxes / VA	7,26%	6,26%	5,75%
S/TOTAL	58,45%	60,51%	55,95%
Frais financiers / VA	1,67%	2,15%	2,67%
Dot. amort. & prov. / VA	39,08%	37,25%	36,22%
Valeur Ajoutée	99,20%	99,92%	94,83%

Le tableau ci-dessus indique clairement que les frais de personnel et les impôts et taxes culminent en 2014 au pourcentage disproportionné de 58,45%. S'il est vrai que cette situation s'est constamment améliorée pour se situer à 55,95% en 2016, des efforts importants restent néanmoins à faire par ENERCA :

- soit par des mesures non tarifaires, qui peuvent passer par une stratégie volontariste de réduction de charges,

- soit par des mesures tarifaires, qui passeraient par une amélioration du chiffre d'affaires découlant principalement d'un ajustement tarifaire; afin d'améliorer la valeur ajoutée signe de création de richesse pour l'entreprise et de rentabilité.

Le tableau qui précède, révèle aussi une situation contrastée qui donne l'impression d'une rentabilité relative d'ENERCA. L'entreprise est en effet fortement endettée alors que la part de ses charges financières est beaucoup plus faible et que l'outil de production (dotations aux amortissements) coûte moins cher que les frais de personnel.

ENERCA est certes fortement endettée au regard de la part de l'endettement dans le total bilan (58% du total bilan au 31 décembre 2016) mais est fortement dépendante des financements internationaux à des taux concessionnels (Fonds Koweïtien, IDA, FAD ...) bien inférieurs aux taux des banques commerciales. Cet état de fait pourrait partiellement expliquer la faiblesse des charges financières.

- L'Excédent Brut d'Exploitation

L'Excédent Brut d'Exploitation (EBE) encore appelé, Résultat Économique Brut permet de mesurer la performance industrielle de l'entreprise, indépendamment de la politique d'investissement et de financement. L'EBE est un excellent indicateur de rentabilité économique car il permet de véritablement juger de la rentabilité avérée ou non de l'activité propre de l'entreprise.

L'EBE d'ENERCA connaît un bond significatif passant de FCFA 2 071 millions en 2015 à FCFA 2 504 millions en 2016 soit une augmentation en valeur absolue de FCFA 445 millions et 21,6% en valeur relative reflet d'une meilleure maîtrise des charges en 2016. L'EBE représente respectivement 43% du chiffre d'affaires en 2014, 35% en 2015 et 39% en 2016. Ainsi, la rentabilité brute d'exploitation (EBE/CA) de la ENERCA, peut être qualifiée de globalement satisfaisante, bien qu'elle ait connu une diminution entre 2014 et 2016.

- La Capacité d'Autofinancement

La capacité d'autofinancement (CAF) est la ressource de financement interne générée par l'activité de l'entreprise. La CAF a pour objectif le maintien et le développement du potentiel industriel de l'entreprise, ainsi que la couverture des nouveaux besoins de financement liés à sa croissance et la rémunération des actionnaires.

L'analyse de la capacité d'autofinancement d'ENERCA fait ressortir que celle-ci s'est améliorée régulièrement sur les trois années sous revue. Bien qu'en légère et constante évolution, la CAF d'ENERCA se situe à un très faible niveau en valeur absolue et est loin d'être suffisante pour financer les besoins en investissements de ENERCA. Lesquels besoins sont partiellement couverts par les subventions d'investissement des bailleurs de fonds.

En conclusion partielle, nous pouvons constater que la ENERCA a été bénéficiaire tout au long de la période sous revue allant de 2014 à 2016, puisque le résultat net affiché par les états financiers est positif et en progression : FCFA 805 millions en 2014, 507 millions en 2015 et FCFA 351 millions en 2016.

Toutefois, bien que les résultats nets d'ENERCA soient positifs au cours de ces dernières années, il est important de mentionner ici la situation critique dans laquelle se trouve actuellement l'entreprise

et qui se matérialise par des capitaux propres négatifs de FCFA (6 044) millions en 2014, FCFA (2 119) millions en 2015 et positifs de FCFA 1 537 millions en 2016.

Les pertes cumulées au cours des exercices précédents culminent à un montant disproportionné de FCFA (16 334) millions en 2014, FCFA (15 590) millions en 2015 et FCFA (15 590) millions en 2016 sont à l'origine de ces capitaux propres négatifs qui ont conduit depuis 2012 à la perte de plus de la moitié du capital social.

Les capitaux propres étant devenus inférieurs à la moitié du capital social depuis 2012, il aurait fallu selon les articles 664 et 665 de l'acte uniforme OHADA sur les sociétés commerciales et du GIE que l'Assemblée générale prenne des mesures urgentes aux fins de redressement de la société. Il est donc impératif pour ENERCA de mettre en place de manière urgente un plan de redressement de la société qui permettrait de restaurer les capitaux propres pour permettre un fonctionnement normal de la société.

4.1.5. Les ratios d'évaluation de la structure financière et la rentabilité

Le tableau suivant recense quelques ratios qui viennent parachever le diagnostic financier d'ENERCA.

Tableau 25 : Principaux ratios de la structure financière et de la rentabilité

FORMULE DE CALCUL	2 014	2 015	2 016
Structure financière			
Cap. Permanents / Immos. Nettes	170%	167%	165%
Cap. Propres / Cap. Permanents	-19%	-6%	4%
Cap. Propres / Dettes LMT	-16%	-5%	4%
(Réalizable + disponible) / Dettes CT	164%	166%	168%
FRN / BFR	96%	94%	94%
Rentabilité			
CAF / production vendue	42%	38%	41%
CAF / (Immos nettes + BFR)	11%	9%	10%
MBA / (Immos brutes + FRN)			
Résultat net / Cap. Propres	-13%	-38%	52%
Dettes financières / CAF			

4.1.5.1. Structure financière

- Ratio de financement structurel (Cap. Perm. / Immos. Nettes) qui mesure la manière dont l'entreprise finance par des ressources stables ses emplois fixes.

Ce ratio permet de s'assurer que les immobilisations sont financées par des ressources permanentes. Ce ratio chez ENERCA est supérieur à l'unité sur la totalité de la période. Les capitaux permanents sont ainsi supérieurs aux immobilisations nettes et il en résulte un fonds de roulement positif pour la période sous revue, de 2014 à 2016.

- Ratio de financement propre (Cap. Propres/ Cap. Permanents) mesure la part de financement propre de l'entreprise dans ses ressources permanentes fixes.

Au regard de la situation de ENERCA, ce ratio évolue défavorablement puisqu'il est :

- Négatif de - 19% en 2014 et - 6% en 2015 du fait des capitaux propres négatifs identifiés plus haut.
- Positif mais insuffisant de 4% en 2016.

Cette situation traduit la faiblesse de la part des financements propres de l'entreprise dans ses ressources permanentes et confirme la forte dépendance de l'entreprise aux emprunts extérieurs et notamment ceux des bailleurs de fonds internationaux. Inverser cette tendance requiert soit une augmentation conséquente du capital social, ou encore un recours plus important aux subventions d'investissement et la prise en compte de provisions réglementées beaucoup plus fortes.

- Ratio d'indépendance (Cap. Propres/Dettes LMT) qui mesure le degré d'indépendance de l'entreprise par rapport à ses prêteurs

Le ratio d'autonomie financière connaît lui aussi une évolution défavorable. Cela reflète encore la faible autonomie financière d'ENERCA, ainsi que son extrême dépendance aux prêts des bailleurs de fonds. La solution à cet état de fait est identique à celle proposée pour le ratio de financement propre.

- Ratio de liquidité ((Réalizable + disponible) /Dettes CT) qui permet de vérifier si l'entreprise peut faire face à ses engagements à court terme

Ce ratio permet de répondre à la préoccupation selon laquelle l'entreprise disposerait ou pas de ressources financières immédiatement liquides (avoirs en banque) associés aux ressources financières potentiellement liquides (créances clients et autres) pour payer toutes ses dettes à court terme.

Au regard des taux observés par ces ratios supérieurs à l'unité sur toute la période sous revue, on pourrait aisément conclure que ce ratio connaît une évolution favorable et qu'ENERCA serait en mesure de faire entièrement face à ses engagements à court terme en 2016. Cependant, cette assertion n'est valide qu'à la seule condition que ENERCA recouvre entièrement dans des délais très court des créances clients qui culminent à un montant FCFA 32 millions pour des dettes à court terme de FCFA 22 millions. Ce qui semble peu probable lorsqu'on analyse la qualité des créances querellées qui sont pour la plupart des impayés dont l'antériorité est importante. Compte tenu de cette incertitude sur les créances clients, combinée au montant très marginal et peu significatif des avoirs en banque, on pourrait conclure que ENERCA ne sera pas en mesure de respecter ses engagements à court terme. Il est absolument critique pour ENERCA d'arriver à trouver des ressources pour le financement des engagements de court terme.

- Ratio de financement de l'activité (FRN/BFR) qui permet d'apprécier le degré de couverture du BFR par le FRN

De manière brute, l'importance des créances clients tel qu'évoqué ci-dessus conduit à un fonds de roulement positif, susceptible de couvrir aisément le BFR. Toutefois, il ressort de la nature des créances considérées (impayés et créances sur l'État), que le calcul des ratios de financement de l'activité et de celui de liquidité aboutit à un leurre. Le résultat obtenu minimise en effet le risque de liquidité nécessaire au respect des engagements à court terme, ou encore de couverture du BFR par le FRN.

4.1.5.2. Rentabilité

- Ratio de rentabilité annuelle ou taux de variation du résultat de l'exercice (Résultat Net N - Résultat Net N-1 / Résultat Net N-1) qui mesure si l'entreprise dégage une meilleure rentabilité que l'exercice précédent afin de juger de son évolution effective.

En 2015, le taux de variation de l'exercice est de 45% contre 58% en 2016. Comme dans une situation normale, l'augmentation du chiffre d'affaires s'est traduite par un accroissement des résultats. Cependant, le taux d'évolution du chiffre d'affaires n'est pas corrélé avec le taux d'augmentation du résultat net. Pour chercher l'origine des écarts, il s'avère nécessaire pour ENERCA de mettre en place une bonne comptabilité analytique et un bon système d'analyse et de contrôle des coûts.

- Ratio de rentabilité globale d'exploitation (CAF/production vendue) qui mesure la rentabilité totale de l'entreprise par rapport à son activité

Ce ratio est assez élevé et a varié comme suit au cours des trois exercices : 42% en 2014, 38% en 2015 et 41% en 2016. Ce ratio permet d'indiquer que ENERCA peut devenir globalement rentable par rapport à son activité malgré plusieurs faiblesses : faible taux de recouvrement et nombre d'années sous revue très court.

- Rentabilité économique (CAF / (Immos nettes + BFR)) ou (MBA/(Immos brutes + FRN)) qui permet de déterminer la capacité de l'entreprise à rentabiliser au mieux les moyens économiques mis à sa disposition notamment la rentabilité des investissements

Les ratios de rentabilité économiques de ENERCA sont très faibles Cette situation montre que les investissements n'ont pas eu l'effet escompté c'est-à-dire une amélioration significative du Chiffre d'affaires en raison principalement de la situation conjoncturelle en République Centrafricaine qui a engendré plusieurs faits de nature à limiter la rentabilité des investissements. Il s'agit notamment de:

- Sous-emploi du matériel de production qui n'a pas été utilisé au maximum dans les zones de l'arrière-pays en raison de l'insécurité dans ces zones ;
- La vétusté des immobilisations qui nécessitent d'être renouvelées pour un montant d'environ FCFA 23 milliards.

Ainsi, afin d'améliorer la rentabilité des investissements, des acquisitions supplémentaires de matériel de production s'imposent pour améliorer le chiffre d'affaires.

- Ratio de rentabilité financière (Résultat net/Cap. Propres) qui complète ceux de la rentabilité économique et permet d'évaluer la capacité de l'entreprise à rentabiliser les fonds investis par les actionnaires et permet aussi de répondre à la préoccupation des actionnaires de savoir s'ils ont effectué un bon placement. Idéalement, la rentabilité financière doit normalement suivre l'évolution de la rentabilité économique

Le niveau du ratio de rentabilité financière est faible. Le cas d'ENERCA est atypique dans la mesure où la rentabilité économique est supérieure à la rentabilité financière à l'exception de l'année 2016 où la situation s'est inversée. Cette situation est imputable à la fois à :

- La politique d'investissement (augmentation des dotations aux amortissements du fait de la vétusté progressive des immobilisations) ;
 - La politique financière (niveau d'endettement significatif).
- Ratio de la capacité de remboursement (Dettes financières / CAF) qui montre comment et dans quel délai l'entreprise est à même de rembourser ses dettes financières, en utilisant la totalité de la CAF à cet usage. Ce ratio doit être le plus bas possible car la CAF devrait permettre dans la réalité de financer les investissements, de rémunérer les actionnaires et ne peut par conséquent servir exclusivement au remboursement des dettes financières et les banques commerciales considèrent que 3 années constituent la limite maximale.

En ce qui concerne ENERCA, ce ratio se situe à 0,19 sur les trois exercices sous revue, soit un niveau réellement médiocre. Ainsi, ENERCA a des difficultés à respecter ses engagements, bien que ces emprunts soient à très long terme et financés à des taux concessionnels par les bailleurs de fonds internationaux.

Les banques commerciales exigeant que ce ratio n'excède pas les trois ans, peuvent refuser leur concours (prêts, découverts...) estimant que le risque est trop grand de voir l'entreprise ultérieurement dans l'incapacité d'honorer ses engagements.

4.1.6. Conclusion

La revue générale d'ENERCA révèle que l'entreprise connaît des difficultés majeures qui se caractérisent principalement par les faits suivants :

- Des difficultés pour ENERCA d'honorer ses engagements auprès des tiers : fournisseurs, État - Organismes sociaux, Banques : échéances impayées ;
- Des relations tendues avec les banques ;
- Des ratios financiers en deçà des normes généralement admises ;
- Une forte dépendance aux prêts des bailleurs de fonds internationaux en regard du fort niveau d'endettement ;
- Une évolution anormale des stocks ;
- Des retards anormalement longs dans la production des états financiers ;
- Un dépassement des délais légaux de reconstitution des fonds propres.

ENERCA rencontre ainsi des difficultés structurelles qu'il convient de résorber au plus tôt dans la mesure où son avenir est compromis par les principaux éléments suivants :

Bien que légèrement bénéficiaire au cours des trois derniers exercices sous revue, la rentabilité de ENERCA s'est effondrée au fil des ans et a entraîné depuis plusieurs années des pertes cumulées importantes qui laissent transparaître des problèmes de continuité d'exploitation du fait de la perte de plus de la moitié du capital social.

La rentabilité d'ENERCA est négativement affectée par la vétusté chronique de son parc d'immobilisations.

La progression constante des créances clients et des impayés engendre une hausse des impayés de nature à favoriser une explosion des besoins en fonds de roulement qui entrainera une situation de trésorerie délicate caractérisée par une solvabilité relative et une absence de liquidités pour faire face aux engagements avec les tiers.

Les solutions structurelles envisageables au titre la restructuration pourrait se résumer comme suit :

→ Restructurer le fonds de roulement notamment par les actions suivantes :

- Augmentation du capital si elle est acceptée par les actionnaires en vue de réduire les pertes cumulées mais également participer au financement de nouvelles immobilisations ;
- Augmentation des réserves prélevées sur les bénéfices au détriment de toute distribution de dividendes ;
- Reconstitution des marges par un meilleur contrôle des coûts (par la mise en place d'une comptabilité analytique) associé à un ajustement des tarifs qui s'avère être nécessaire dans le cas particulier de ENERCA où apparait une insuffisance tarifaire importante provenant du fait que la grille tarifaire n'a pas été mise à jour depuis plus de 10 ans pour s'adapter au contexte actuel de l'exploitation.

→ Diminuer les besoins en fonds de roulement notamment par l'action suivante :

- Diminution des créances clients;

Ce diagnostic a été élaboré sur la base des états financiers audités mais sur lesquels nous avons émis des réserves significatives préalablement à ce diagnostic et qui vont au-delà de celles émises par le Commissaire aux comptes. Afin de réaliser un diagnostic qui correspond le mieux à la réalité de la situation de ENERCA, il s'avère nécessaire d'effectuer une Vérification Diligente (Due diligence/audit) indépendante qui aurait pour objectif de proposer des ajustements comptables et financiers pertinents permettant de mieux apprécier la réalité et la valeur de la société ENERCA.

4.2. Le diagnostic opérationnel : les indicateurs de la performance technique et commerciale

4.2.1. Généralités

Le diagnostic opérationnel complète le volet financier du chapitre précédent. Il va s'articuler autour de deux volets :

- Les indicateurs de la performance opérationnelle technique (Qualité et fiabilité du réseau électrique, activités de maintenance et de dépannage du réseau etc.), Ils couvrent les segments de la Production, du Transport et de la Distribution,
- Les indicateurs de la gestion de la clientèle, et les indicateurs relatifs aux services connexes au volet de la commercialisation de l'électricité (la relève, la facturation, les encaissements et le recouvrement etc.)

4.2.2. Les indicateurs de la performance opérationnelle technique

4.2.2.1. Les indicateurs du segment de la production d'électricité

Le déficit important de production que connaît ENERCA ne facilite pas la connaissance de la demande et de la pointe. Des extrapolations peuvent être faites, mais le ratio « Capacité de Production / Demande » est difficile à exploiter, du fait que de nombreux clients dans le besoin ne peuvent être servis.

Nous utiliserons pour évaluer les performances en matière de production des indicateurs qui mesurent la disponibilité ou l'indisponibilité des centrales, tel qu'il ressort du tableau suivant.

- Définition des indicateurs des performances des centrales

Tableau 26 : Indicateurs de performance des centrales

Indicateur technique	Unité de mesure	Définition
Facteur de disponibilité Energy Availability Factor	%	Facteur de Disponibilité d'une centrale=Durée pendant laquelle une centrale est capable de produire sur une période donnée/durée de la période donnée
Facteur d'indisponibilité suite incidents Equivalent Forced Outage Factor	%	Facteur Equivalent d'Indisponibilité pour arrêts forcés=fraction de la période de fonctionnement durant laquelle une centrale n'est pas disponible pour cause de pannes ou d'arrêts
Facteur d'indisponibilité suite travaux programmés Equivalent Scheduled Outage Factor	%	Facteur d'indisponibilité suite travaux programmés=Pourcentage d'heures de travaux programmés sur le nombre total des heures de la période
Nombre d'incidents par an	#/an	
END	MWh	Energie Non Distribuée

→ Benchmarking des indicateurs de performance – Production

Tableau 27 : Benchmarking Indicateurs de performance - Production

	ENERCA 2017	ENEO sa 2016	SNEL RDC 2016
Energie produite (GWh)	145,60	6 501,00	8 889,00
(EAF %) GLOBAL	N/A	85,86	N/A
Hydraulique	N/A	92,10	43,00
Thermique	N/A	64,74	N/A
(EFOF%) GLOBAL	N/A	7,01	N/A
Hydraulique	N/A	2,34	N/A
Thermique	N/A	22,95	N/A
(ESOF %) GLOBAL	N/A	7,14	N/A
Hydraulique	N/A	5,56	N/A
Thermique	N/A	12,30	N/A
END Production - GWh	N/A	3,07	N/A
END Production - GWh	28,00	9,75	N/A
Formation (Homme-heure)	256 (*)	28 952,00	12 406,00

→ Analyse des indicateurs de performance – Production

Compte tenu du fait que la capacité de la production est inférieure à la demande, ce qui conduit à des délestages tournants dans la ville de Bangui, les exploitants doivent veiller à ce que les puissances installées dans les deux centrales hydrauliques de BOALI (18 MW) et dans la centrale thermique de Bangui (8,5 MW) soient disponibles, pour ne pas aggraver le déficit de la production. Cela passe par des programmes de maintenance suivis de manière rigoureuse.

Une disponibilité élevée des installations étant l'objectif d'ENERCA, cette compagnie d'électricité peut mettre en œuvre à partir de 2019 le calcul et le suivi sur une base mensuelle et annuelle des indicateurs de disponibilité et d'indisponibilité des centrales définis ci-dessus, en cherchant à les améliorer d'un mois à l'autre, d'une année à l'autre.

Les éléments rentrant dans le calcul de cet indicateur sont disponibles, comme le nombre d'heures d'arrêt de groupes et leurs causes, ainsi que le nombre d'interruptions (133 en 2017) et leur durée.

Les indicateurs suivis par ENERCA comme le nombre d'interruptions par an et leur durée, peuvent permettre le calcul des Énergies Non Distribuées (END) dès 2019.

Les objectifs de réduction du nombre d'incidents et des énergies non distribuées seront clairement posés et quantifiés.

Les équipes d'intervention en cas d'incidents, qui sont saisies par le Centre de conduite grâce à des talkie walkies doivent réagir le plus rapidement possible, en attendant l'automatisation de certains équipements des réseaux de Transport et de Distribution, ceci contribuera à réduire le volume des END.

4.2.2.2. Les indicateurs de performance du segment du Transport

Les indicateurs qui permettent de mesurer leur performance sont repris dans le tableau suivant.

→ Définition des indicateurs des performances du Transport

Tableau 28 : Indicateurs de performance du segment Transport

Indicateur technique	Unité de mesure	Définition
SAIDI : System Average Interruption Index	heures	Évalue la durée cumulée moyenne d'interruptions ressenties par un client sur une année période donnée = (Somme totale des durées d'interruption ressenties par les clients)/ (Nombre total des clients)
SAIFI : System Average Interruption Frequency Index	Ratio	Désigne le nombre moyen d'interruptions ressenties par un client sur une année période donnée = (Somme totale des clients ayant ressenti des interruptions de service)/(Nombre total de clients)
Pertes Transport	MWh ou %	Energie produite – Energie émise sur le réseau de Distribution la période

→ Benchmarking des indicateurs de performance – Transport

Tableau 29 : Benchmarking Indicateurs de performance - Transport

	ENERCA 2017	ENEO sa 2016	SNEL RDC 2016
Longueur Réseau (km)	163	2 273	6 711
Nb d'incidents	133,00	215,00	N/A
Nb d'incidents / 100 km	81,00	9,00	N/A
END Transport	N/A	30,40	N/A
Nb Total de clients	32 215	1 101 373	641 280
Nb clients / km Transport	198	484	95
SAIDI Transport	N/A	72,20	N/A
SAIFI Transport	N/A	23,60	N/A
Pertes Transport en %	7,50	6,53	9,80
Formation (Homme-Heure)	N/A	28 952,00	12 406,00

→ Analyse des indicateurs de performance – Transport

ENERCA doit s'astreindre à évaluer la qualité de service du système électrique à l'aide d'indicateurs standards, cette démarche commune à de nombreuses sociétés d'électricité peut commencer maintenant que la taille du réseau est relativement réduite, sans attendre la densification et l'expansion du réseau qui apporteront de la complexité dans la gestion des données et des événements, et devront probablement s'accompagner des outils modernes pour l'enregistrement des données et de suivi du réseau (SCADA).

Le nombre d'incidents /100 km est de 81 hors délestage, il est trop élevé quand on le compare à celui du Cameroun qui est de 9 incidents /km.

Un plan d'action peut être bâti à partir des causes d'incident pour réduire le nombre d'incidents.

Le calcul des indicateurs comme le SAIDI ou le SAIFI nécessite la connaissance des clients affectés par une interruption de fournitures, cette donnée n'est pas actuellement disponible.

ENERCA peut donc d'abord se focaliser sur le suivi rigoureux du nombre d'interruptions de fourniture, les classer par cause (incidents, travaux programmés, délestage), enregistrer leur durée, pour pouvoir calculer les END à partir de la puissance coupée. Ceci peut être fait à partir de 2019.

La méthodologie pour le calcul des autres indicateurs que sont le SAID et le SAIFI pourra être développée dans un horizon à définir (2 à 3 ans).

Enfin la formation du personnel doit être un objectif permanent, pour l'amélioration des performances, et les réalisations dans ce domaine doivent être mesurables : combien d'agents formés dans l'année, dans quel domaine, la durée des formations.

4.2.2.3. Les indicateurs de performance du segment de la Distribution

Les définitions des indicateurs utilisés pour mesurer la qualité de service au niveau de la Distribution ont déjà été faites pour le Transport.

→ Benchmarking des indicateurs de performance – Distribution

Tableau 30 : Benchmarking Indicateurs de performance - Distribution

	ENERCA 2017	ENEO sa 2016	SNEL RDC 2016
Longueur totale Réseau (km)	857	34 500	18 671
Nb d'incidents	151	3 500	N/A
Nb d'incidents réseau MT	50	20	N/A
Nb d'incidents aux 100 km MT	133,60	4 680	5 051
Energie injectée en Distribution	N/A	92	N/A
SAIDI Distribution (heures)	38 (*)	32	34
Nb clients / km	N/A	23	N/A
SAIFI Distribution	N/A	1	N/A
Décès Agents et sous Traitants	N/A	7	N/A
LTA (Accident Agent avec perte de temps)	N/A	72	N/A
Blessés Public (imputables au réseau Distribution)	N/A	25	N/A
Taux d'END (END totales/Energie Facturée)	N/A	1,20%	N/A
Formation (Homme-Heure)	256 agents formés	28952 (**)	12406 (**)

→ Analyse des indicateurs de performance – Distribution Technique

De nombreux indicateurs qui permettent le suivi des performances du réseau de distribution dans le but d'améliorer la qualité de service à la clientèle et de fiabiliser le réseau ne sont pas encore suivis à ENERCA, alors que les informations pour les déterminer sont parfois accessibles.

Les END Distribution peuvent être obtenues à partir des informations collectées par le Centre de Conduite du réseau de Distribution, à condition que chaque départ MT soit doté d'un compteur d'énergie et de puissance, que toutes les interruptions de fourniture ainsi que leurs causes (travaux, incidents) soient enregistrées, et qu'une méthodologie d'évaluation de la puissance coupée soit définie.

Le SAIFI et le SAIDI par exemple sont des indicateurs qui rentrent dans le rapport annuel du Doing Business de la Banque Mondiale, et peuvent être calculés tous les mois.

Mais comme ils supposent la connaissance des clients impactés par une interruption, ils ne pourront être introduits à ENERCA que quand une codification client de type géographique (GPS/GIS) ou basée sur le réseau, avec rattachement du point de livraison au transformateur qui l'alimente sera mise en place. Ces préalables peuvent prendre de deux à trois ans, si leur financement est trouvé.

Une évaluation des personnes touchées par une coupure de courant sur le réseau sera alors possible, et permettra de calculer le SAIDI et le SAIDI Distribution.

Les accidents causés par le réseau de Distribution (sur le personnel ou sur le public) doivent également devenir une préoccupation permanente, et leur suivi doit être mis en place.

Toujours par rapport à la sécurité, les électriciens et les autres agents d'intervention doivent tous disposer du matériel de sécurité individuel, pour éviter les accidents. Cette grave entorse sur la protection du personnel concerne tous les départements ayant des agents d'intervention sur le réseau (Production, Transport, Distribution Technique et Commerciale).

4.2.3. Les indicateurs de performance de la Commercialisation (Service à la clientèle)

De nombreuses sociétés d'électricité ont développé un indice de satisfaction de la clientèle qui est calculé ou mesuré de manière mensuelle, et les efforts des agents commerciaux doivent tendre vers l'amélioration de cet indicateur. L'insatisfaction de la clientèle est souvent fortement liée à un niveau élevé des interruptions de courant.

ENERCA étant contrainte de procéder à des délestages quotidiens importants du fait de la production insuffisante d'électricité, un indicateur de satisfaction de la clientèle n'a pas lieu d'être implémenté dans la situation actuelle. Il pourra trouver sa place dans l'Entreprise quand l'équilibre de l'offre et de la demande sera une réalité.

Les clients font un certain nombre de demandes, comme l'exécution d'un branchement, ou de réclamations comme la contestation d'une facture. L'accueil du client doit être bien organisé, et la réaction de l'Entreprise doit être idéalement très rapide.

Nous avons voulu connaître le délai pour l'obtention d'un nouveau branchement, et évaluer les délais de réaction aux demandes classiques de la clientèle.

Ces délais peuvent être considérés comme des indicateurs de performance, et leur réduction doit être un objectif.

4.2.3.1. Les délais de réaction à une demande / réclamation Clientèle

Tableau 31 : Informations sur la gestion de la clientèle

Espace accueil clientèle dédié ?	N/A
Descente sur le terrain après la demande d'un branchement	2 jours
Établissement d'un devis de branchement	N/A Pas de bordereau des prix
Construction d'un branchement basse tension	N/A 1 552 instances de branchement à construire au 31/12/2017 (*)
Pose compteur	N/A Pas de compteur classique disponible depuis 2001 Temps mis pour poser 5 500 compteurs à prépaiement fournis par la BM : presque 3 ans
Raccordement sur le réseau	N/A
Délai max pour la vérification d'un compteur	N/A

Délai max pour réponse à une demande relative à une facture erronée	1 mois
Délai max pour changement d'un compteur défectueux	N/A Pas de compteur disponible
Modification du contrat et des bases de données après réclamation justifiée	1 mois
Registre des réclamations ?	N/A

(*) Le taux de réalisation des branchements au premier trimestre 2018 est de 67% (688 raccordements réalisés sur 1149 demandes, source rapport d'activités 1^{er} trimestre DCO)

4.2.3.2. Analyse

Le nombre de clients (32 315), les troubles récurrents et l'insécurité qui règnent dans le pays et dans la capitale Bangui, peuvent justifier l'existence d'une seule Agence commerciale, logée au siège d'ENERCA.

Les demandes des clients doivent être orientées vers un point focal qui est l'Unité d'accueil des clients, et les réponses aux demandes doivent également remises aux clients dans cette Unité.

Situation actuelle :

- Pas de délai raisonnable pour servir un client qui demande un branchement. Avec les ruptures régulières du matériel de branchement, la solution parfois c'est de demander au client de fournir le matériel manquant.
- Pas de registre des demandes (qui peuvent être verbales ou écrites) ou des réclamations, avec date de réception de la demande/réclamation, et date de transmission de la réponse au client
- Pas de statistiques des réclamations, pour connaître les principales causes d'insatisfaction

La mise en place d'une procédure pour la réception et le traitement des réclamations avec fixation des délais s'impose, de même que l'enregistrement de toutes les demandes et réclamations, et des délais de traitement, ceci peut être fait à travers un registre tenu manuellement en attendant l'arrivée d'un système de gestion informatisé

4.2.3.3. Le processus de Gestion Clientèle

La Distribution Commerciale à travers les ventes et les encaissements, est le poumon de l'Entreprise.

Les processus utilisés dans ses activités doivent être rigoureux, pour maximiser les recettes et les sécuriser, mais il faut reconnaître que le contexte troublé du pays ne facilite pas un déroulement serein des activités sur le terrain.

Les agents d'ENERCA peuvent être confrontés à l'agressivité de certains usagers, et ne pas être en situation d'effectuer certaines activités utiles au fonctionnement de l'Entreprise comme les coupures pour impayés, ou les contrôles des installations dans le cadre de la lutte contre la fraude. Le soutien des Autorités est à ce moment-là indispensable.

Après que le branchement du client a été exécuté et l'abonnement effectué, le cycle de gestion clientèle amorce les étapes qui sont décrites ci-après.

4.2.3.4. La relève des compteurs

Il y a quatre types de compteurs:

- Le compteur BT classique (ou post-payé)
- Le compteur BT/TC installé chez 99 clients spéciaux
- Le compteur à prépaiement installé depuis 2015 chez 5 400 clients BT
- Le compteur MT (type) installé chez les 101 clients MT

Tous les compteurs sont étalonnés et vérifiés, et les transformateurs de mesure paramétrés dans un Laboratoire d'ENERCA équipé de deux bancs d'étalonnage et de trois étalons portatifs.

La relève est mensuelle, étalée sur 7 jours, se fait sur papier pour les clients MT et BT, selon un calendrier préétabli.

Des contre-relèves ont effectuées de manière aléatoire, pour détecter les cas de mauvaise relève.

Trois types de client BT se présentent à cette étape :

- 12 000 clients branchés en direct depuis plusieurs années, facturés sur la base de forfaits fixés depuis près de vingt ans, qui ne correspondent à rien, et qui sont un facteur certain de réduction des recettes
- 5 400 clients avec compteur à prépaiement qui ne sont pas dans le programme de relève
- 11 000 clients dont les index présentent des incohérences, et qui sont facturés avec des consommations nulles sur une longue période.

4.2.3.5. La facturation

Le cycle de facturation est de 30 jours.

Sur les 32 123 abonnés :

- 5 400 sont dotés de compteur à prépaiement
- 12 000 sont branchés en direct, et relèvent des forfaits de facturation mensuels suivants selon la catégorie client :
 - 6 990 francs CFA,
 - 13 000 francs CFA,
 - 27 000 francs CFA, inchangés depuis 2001
- 11 000 sont facturés avec une consommation nulle, à cause des incohérences des index

Seuls finalement environ 4 000 abonnés sont facturés avec des consommations à partir de la relève des compteurs.

4.2.3.6. La distribution des factures

Elle est faite par les releveurs, en 7 jours.

Date limite de paiement : dès réception des factures

4.2.3.7. Le paiement des factures

Trois modes de paiement sont autorisés :

- . Le virement
- . Le paiement en espèces dans les agences d'ENERCA
- . Ou par chèque dans les agences d'ENERCA

4.2.3.8. Le recouvrement

Le taux de recouvrement, dont la définition communément admise dans les sociétés d'électricité est ratio énergie recouvrée (encaissements)/énergie facturée a une signification différente à ENERCA.

Le rapport annuel 2017 présente une facturation HT, et des encaissements TTC, le calcul du taux de recouvrement avec ces deux éléments de nature différente débouche sur un indicateur inexploitable. D'autre part le taux de recouvrement est calculé dans certains documents comme le ratio encaissements/Impayés (y compris les arriérés), cela donne un taux de 4% qui ne donne pas d'information véritable sur l'efficacité de l'Entreprise en matière de recouvrement. Il ressort en effet de la réalité du terrain que les impayés comprennent des dettes de clients qui n'ont plus aucune chance d'être récupérées, et qui doivent être passées en créances irrécouvrables (et se voir appliquer la procédure de write off).

Nous avons dû nous rabattre sur le rapport DCO du 1er trimestre 2018, pour obtenir des informations sur les encaissements TTC et la facturation TTC sur une période donnée:

- Encaissements TTC 1er trimestre 2018 : 1 422 milliards de francs CFA
- Ventes TTC 1er trimestre 2018 : 2 007 milliards de francs CFA
- Taux de recouvrement : 71 %

Ce taux de recouvrement est une image acceptable du taux réel de l'entreprise, il montre qu'environ 29 % de chaque nouvelle facturation bascule en impayés, et va grossir le poste des arriérés d'un montant de 32 milliards francs CFA, chiffre colossal, au regard du chiffre d'affaires annuel de 6,9 milliards de francs CFA en 2017, et du chiffre d'affaires mensuel d'environ 600 millions de francs CFA.

Le crédit client qui se définit comme la dette client sur le chiffre d'affaires est donc égal 4,6 années du chiffre d'affaires, indicateur catastrophique impacté par le gonflement des impayés par des factures irrécouvrables. ENERCA doit s'atteler à sortir rapidement du montant des impayés les factures passées en irrécouvrables.

4.2.3.9. La gestion des installations coupées pour impayés

Ce taux de recouvrement de 71 % doit être amélioré pour accroître les recettes de l'entreprise, il est donc important de suivre les installations coupées dont les usagers restent sans réaction.

4.2.3.10. Les pertes totales du système électrique

Elles sont obtenues par le ratio énergies émises par la production moins les énergies facturées le tout rapporté aux énergies de la production : $(145,6 \text{ GWh} - 99,6 \text{ GWh}) / 145,6 \text{ GWh} = 31,5 \%$

4.2.3.11. Pertes totales Distribution :

Elles sont égales au ratio entre les énergies émises sur le réseau de Distribution moins les énergies facturées, le tout rapporté aux énergies Distribution : $(134,6 \text{ GWh} - 99,6 \text{ GWh}) / 134,6 \text{ GWh} = 26 \%$

4.2.3.12. La lutte contre la fraude et conversion des consommateurs illégaux en clients

Le nombre d'installations contrôlées en 2017 n'est pas disponible, ni le nombre d'installations trouvées en fraude ou avec des anomalies affectant l'enregistrement des consommations.

Dans un contexte de pertes très élevées comme celui auquel ENERCA est confrontée l'activité de lutte contre la fraude doit être quotidienne bien organisée avec une structure dédiée et encadrée par des règles et procédures.

On doit également à côté des procédures traitant des cas des clients en fraude, définir des règles pour le traitement des consommateurs illégaux (non-clients), avec comme finalité leur conversion en clients sous certaines conditions.

4.2.3.13. La Gouvernance

Des informations sur l'implication des agents d'ENERCA dans des cas de fraude circulent, et doivent être clarifiées. La lutte contre la fraude doit commencer au niveau du processus de la gestion des demandes des usagers. Les phases doivent être séquentielles, et aucun collaborateur ne doit être impliqué seul dans une transaction (contrôle mutuel entre sections, « segregation of duties »). Elle doit se poursuivre sur le terrain à travers les contrôles des installations, de la relève des compteurs, de la distribution des factures, de l'effectivité des coupures pour impayés, de la falsification des scellés. Le matériel de branchement doit être revu et amélioré pour rendre la fraude plus difficile. Les anomalies constatées sur le terrain doivent entraîner de graves conséquences pour le personnel qui a omis de les signaler, pouvant aboutir à des licenciements.

La fraude interne doit être combattue comme la fraude externe, et donner lieu quand les faits sont avérés à des sanctions exemplaires.

Les tableaux qui suivent, rassemblent les chiffres clé de l'activité commerciale en 2017

→ NOMBRE DE CLIENTS BT FACTURES ET CONSOMMATIONS MOYENNES (2017)

Tableau 32 : Caractéristiques de la clientèle BT

Abonnements actifs	32 123
Nombre de clients facturés au forfait	12 000
Nombre de clients avec compteurs à consommation nulle	11 000
Nombre de clients avec compteur à prépaiement	5 400
Consommation moyenne annuelle abonné avec Compteur	3 037 kWh
Consommation moyenne annuelle abonné facturé au Forfait	1 092 kWh
Consommation moyenne abonné avec compteur à Prépaiement	4 310 kWh

→ LUTTE CONTRE LA FRAUDE ET LES CONSOMMATEURS ILLEGAUX 2017

Tableau 33 : Fraude et consommateurs illégaux de la clientèle BT

Plan de réduction des pertes non techniques	N/A
Nombre d'installations contrôlées	
Nombre d'installations trouvées en fraude	N/A
Montant factures fraudes (FCFA)	N/A
Encaissements factures fraudes (FCFA)	N/A
Nombre d'installations normalisées	N/A
Nombre d'illégaux convertis en clients	N/A

→ SITUATION DES IMPAYES (Fin Février 2018)

Tableau 34 : Clientèle BT – Situation des impayés

Nombre d'abonnés total	32 315
Nombre d'abonnés MT	101
Nombre d'abonnés BT/TC	91
Nombre d'abonnés BT	32 123
CA annuel	6,9 milliards F CFA
Taux de recouvrement (Encaissements /Facturation)	71 % (Rapport DCO 1 ^{er} trimestre 2018)
Impayés particuliers ou Privés	15,657 milliards Fcfa
Impayés Ambassades	156 580 649 Fcfa
Impayés Mairie	2 001 746 626 Fcfa
Impayés Sociétés d'ETAT	7 162 018 986 Fcfa
Impayés Administration	7 382 763 292 Fcfa
Impayés Personnel	569 321 652 Fcfa
Impayés Totaux	32 929 576 449 Fcfa

4.2.3.14. Le benchmarking des indicateurs de performance de la commercialisation

Tableau 35 : Benchmarking Indicateurs de performance - Commercialisation

	ENERCA 2017	ENEO sa 2016	SNEL RDC 2016
Nb total de clients	32 315	1 103 373 dont 7 clients HT	641 280 dont 44 clients HT
NB Clients MT	101	1 750	1 552
Nb Clients BT (yc BT/TC)	32 214	1 099 616	641 280
Nb d'incidents aux 100 km MT	133,60	4 680	5 051
Effectifs (RH)	689,00	3 683,00	6 646,00
Nb Abonnés / Agent	46	300	96
Ventes totales (GWh)	99,60	3 172,00 Hors Ventes HT	3 283,00 Hors Ventes HT
Ventes totales (Milliards FCFA)	6,90	276,00	173,00
Taux Recouvrement (%)	71,00	98	69,00
Énergie injectée	134,60	4 603,00	5 051,00
Pertes totales (%)	N/A	29,50%	35,00

4.2.3.15. Analyse des indicateurs de performance de la commercialisation

- 12 000 clients sans compteur sont facturés sur la base de forfaits fixés il y a près d'une vingtaine d'années.
- 11 000 autres sont facturés avec une consommation nulle à cause des incohérences sur les index relevés.

Cela correspond donc à 23 000 / 32 000 clients qui ne sont pas facturés à partir de la relève des compteurs.

On voit donc qu'il y a des opportunités importantes d'accroissement rapide des ventes en alignant les factures estimées (consommation moyenne de 1 092 kWh) aux factures basées sur la relève des index (consommation moyenne de 3 037 kWh). Cela représente des gains qui peuvent être réalisés rapidement. Cet alignement des forfaits sur les consommations moyennes mesurées par les compteurs, en plus d'améliorer les recettes de l'Entreprise, corrige une situation d'inégalité de traitement qui doit interpeller le Régulateur, en effet celui-ci doit veiller à l'obligation d'égalité devant le service public, qui demande de traiter sur un pied d'égalité, sans discrimination, les usagers se trouvant dans des situations comparables au regard de ce service public. Or selon que l'on dispose d'un compteur ou non, pour des consommations et des installations Basse tension identiques, la consommation peut varier du simple (cas sans compteur) au triple (cas avec compteur).

On voit donc qu'il y a des opportunités importantes d'accroissement rapide des ventes en alignant les factures estimées (consommation moyenne de 1 092 kWh) aux factures basées sur la relève des index (consommation moyenne de 3 037 kWh). Cela représente des gains qui peuvent être réalisés rapidement.

Pour les 11 000 compteurs facturés sans consommation, des délais (courts) doivent être fixés pour le traitement des anomalies à l'origine de cette non-facturation de certains clients.

Les compteurs à prépaiement présentent des consommations spécifiques élevées (4 310 kWh), qui militent pour leur généralisation à Bangui, si les financements d'une telle opération existent ou peuvent être négociés.

Le nombre abonnés/agent, qui est de 46 pour ENERCA, 96 pour la SNEL RDC et de 300 pour ENEO Cameroun, est extrêmement défavorable pour ENERCA, et demande des adaptations du personnel ou des ajustements, pour améliorer le ratio coût du personnel rapporté aux revenus.

La relève manuelle des clients MT est une préoccupation, ces clients qui sont potentiellement des gros consommateurs d'énergie doivent être dotés de compteurs électroniques moyenne tension avec la fonction télé-relève.

Le taux de recouvrement de 71% est particulièrement bas, couplé à un taux de pertes de distribution de 26%, on arrive à un rendement opérationnel Distribution pour ENERCA aux alentours de 50%. (Le rendement opérationnel d'ENEO sa hors clients Haute Tension est de 67%).

La combinaison mauvaise facturation (situation subie) et mauvais recouvrement est un gros problème pour ENERCA. Le compteur à prépaiement de type split peut être dans ce contexte une piste d'amélioration rapide des performances de la facturation et du recouvrement.

5. Recommandations et impacts attendus

5.1. Au plan financier et de la compétitivité

La revue générale d'ENERCA révèle que l'entreprise connaît des difficultés majeures qui se caractérisent principalement par les faits suivants :

- Des difficultés pour ENERCA d'honorer ses engagements auprès des tiers : fournisseurs, État - Organismes sociaux, Banques ;
- Des relations tendues avec les banques du fait des échéances impayées ;
- Des ratios financiers en deçà des normes généralement admises ;
- Une forte dépendance aux prêts des bailleurs de fonds internationaux en regard du fort niveau d'endettement ;
- Une évolution anormale des stocks ;
- Des retards anormalement longs dans la production des états financiers ;
- Un dépassement des délais légaux de reconstitution des fonds propres.

ENERCA rencontre ainsi des difficultés structurelles qu'il convient de résorber au plus tôt dans la mesure où son avenir est compromis par les principaux éléments suivants :

- Bien que légèrement bénéficiaire au cours des trois derniers exercices sous revue, la rentabilité de ENERCA s'est effondrée au fil des ans et a entraîné depuis plusieurs années des pertes cumulées importantes qui laissent transparaître des problèmes de continuité d'exploitation du fait de la perte de plus de la moitié du capital social.
- La rentabilité d'ENERCA est négativement affectée par la vétusté chronique de son parc d'immobilisations.
- La progression constante des créances clients et des impayés engendre une hausse continue des impayés, qui favorise une explosion des besoins en fonds de roulement. Il s'ensuit une situation de trésorerie délicate caractérisée par une solvabilité relative et une absence de liquidités pour faire face aux engagements avec les tiers.

Les solutions structurelles envisageables au titre la restructuration pourrait se résumer comme suit :

- Restructurer le fonds de roulement notamment par les actions suivantes :
 - Augmentation du capital si elle est acceptée par les actionnaires en vue de réduire les pertes cumulées, mais également participer au financement de nouvelles immobilisations ;

- Augmentation des réserves prélevées sur les bénéfices au détriment de toute distribution de dividendes ;
- Reconstitution des marges par un meilleur contrôle des coûts (par la mise en place d'une comptabilité analytique) associée à un ajustement des tarifs. Cela s'avère nécessaire dans le cas particulier de ENERCA qui se caractérise par une insuffisance tarifaire importante, conséquence du gel depuis plus de 10 ans, de la grille tarifaire; sans tenir compte du contexte actuel de l'exploitation.

→ Diminuer les besoins en fonds de roulement notamment par les actions suivantes :

- Diminution des créances clients;

Ce diagnostic a été élaboré sur la base des états financiers audités mais sur lesquels nous avons émis des réserves significatives préalablement à ce diagnostic et qui vont au-delà de celles émises par le Commissaire aux comptes. Afin de réaliser un diagnostic qui correspond le mieux à la réalité de la situation de ENERCA, il s'avère nécessaire d'effectuer une Vérification Diligente (Due diligence/audit) indépendante qui aurait pour objectif de proposer des ajustements comptables et financiers pertinents permettant de mieux apprécier la réalité et la valeur de la société ENERCA.

5.2. Au plan des performances opérationnelles techniques et commerciales.

5.2.1. Le segment de la production.

ENJEUX	RECOMMANDATIONS	AMELIORATIONS ATTENDUES
Implémenter les indicateurs de performance	<p>Rassembler les éléments qui entrent dans le calcul des indicateurs de disponibilité des centrales, EAF, EOF, ESOF</p> <p>Ce calcul de disponibilité des centrales qui est déjà effectif à ENEO et à la SNEL peut être mis en place à partir de 2019</p> <p>Mesurer systématiquement le nombre d'incidents, et les END par nature : travaux programmés, incidents, délestage</p> <p>Fixer les objectifs d'amélioration mensuels de ces indicateurs</p>	<p>Suivi des objectifs sur une base mensuelle, comparaison des performances, comparaison entre Sociétés d'électricité, par mois et années pour stimuler le personnel.</p> <p>Amélioration du taux de disponibilité des centrales</p>
<p>Rédiger Manuel des procédures techniques</p> <p>Bâtir un programme de maintenance annuel</p>	<p>Achever la rédaction du manuel des procédures techniques.</p> <p>Définir le contenu des formations</p> <p>Suivre l'exécution mensuelle de ce programme, définir les priorités</p> <p>Fiabiliser les groupes en service à travers le respect du planning de maintenance et de l'analyse des défaillances.</p>	<p>Réduction du nombre d'incidents et amélioration de la continuité de service.</p>
Accroître la capacité de production	Suivre et s'impliquer dans la réalisation des programmes de réhabilitation, de renforcement et de construction de nouvelles infrastructures de production	<p>Amélioration de la capacité de production</p> <p>Réduction du volume des délestages</p>
Établir un planning de formation des agents de Production	Mettre en place une formation continue des agents, diffuser le guide des procédures techniques, mesurer la durée	Amélioration de la performance des agents et accroissement de la productivité

5.2.2. Le segment du Transport

ENJEUX	RECOMMANDATIONS	AMELIORATIONS ATTENDUES
Implémenter indicateurs de performance	<p>Suivre et enregistrer le nombre d'incidents</p> <p>Rassembler éléments pour le calcul tous les mois à partir de 2019 : du nombre d'incidents/mois, nombre d'incidents/100 km, pertes réseau de Transport, END par nature (suite travaux programmés, incidents)</p> <p>Dans deux ou trois ans introduire le calcul du SAIFI Transport</p>	<p>Suivi évolution des performances mensuelles et annuelles connues, mesure de l'amélioration ou de la dégradation connues facilement</p> <p>Prise des mesures correctives à temps</p>
<p>Rédiger Manuel des procédures techniques et des Consignes d'exploitation</p> <p>Bâtir et diffuser programme annuel de maintenance</p>	<p>Achever la rédaction du manuel des procédures techniques, définir le contenu des formations</p> <p>Effectuer à temps les entretiens des lignes de Transport</p> <p>Effectuer à temps les élagages, pour ramener à zéro des 2019 le nombre de pannes causées par la végétation</p>	<p>Réduction des pannes et de l'énergie non distribuée</p> <p>Amélioration de la continuité de service et de la satisfaction clientèle</p>
Réduire les pertes Transport et les incidents	<p>Suivre et s'impliquer dans la réalisation des programmes de réhabilitation, de renforcement et de construction de nouvelles infrastructures de transport.</p> <p>Accélérer le projet de passage de la tension de la ligne 1 de 63 kV à 110 kV</p> <p>Utiliser les boulons anti-vandalisme pour réduire le vol des cornières</p> <p>Mener l'entretien des transformateurs de puissance et les contrôles généraux selon les standards</p>	<p>Réduction des pertes techniques Transport</p> <p>Réduction des pannes et de l'énergie non distribuée</p> <p>Amélioration de la continuité de service et amélioration de la satisfaction clientèle</p> <p>Risque de panne d'un transformateur de puissance réduit</p> <p>Évaluation de la puissance coupée facilitée</p>

	Installer des compteurs d'énergie et de puissance sur tous les départs MT	
Moderniser et fiabiliser la conduite du réseau	Conduire une étude sur la modernisation du Centre de conduite du réseau, de l'automatisation progressive des équipements compte tenu des projets d'extension du réseau HTB connus, en attendant l'évolution vers le SCADA	Optimisation de la conduite du réseau, diminution des durées pannes, du temps de remise en service des équipements Réduction des durées d'interruption, amélioration de la satisfaction clientèle Réduction des END
Formation Sécurité	Planifier formation des agents et mesurer la durée des formations, délivrer habilitations justifiées Doter tous les électriciens d'EPI (Équipement de protection individuelle : chaussures de sécurité, casque, lunettes.) Enregistrer tous les accidents et les causes Sensibiliser en liaison avec les autres Départements le personnel et le public sur les risques d'accidents d'origine électrique	Amélioration de la performance des agents et de leur productivité Réduction du nombre d'accidents

5.2.3. Le segment de la Distribution

ENJEUX	RECOMMANDATIONS	AMELIORATIONS ATTENDUES
	→ Calculer mensuellement à partir de 2019: Taux de pertes de Distribution, Nombre d'interruptions, Nombre d'interruptions/mois, nombre d'interruptions/km, Nombre de mesures des charges des transformateurs/mois, Nombre de transformateurs équilibrés/mois, Nombre d'avaries transformateurs, Hit	

<p>Implémenter les indicateurs de performance</p>	<p>parade du nombre d'interruptions de courant et d'END par départ MT, END par nature (travaux programmés, incidents), taux d'END</p> <p>→ Dans deux ou trois ans passer au calcul du SAIDI et du SAIFI Distribution</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi évolution des performances mensuelles et annuelles connues, mesure de l'amélioration ou de la dégradation connues facilement • Prise des mesures correctives à temps
<p>Rédiger</p> <p>→ Manuel des procédures techniques,</p> <p>→ Manuel des Consignes d'exploitation,</p> <p>→ Guide des modes opératoires</p> <p>Bâtir un programme de maintenance annuel du réseau MT</p> <p>Mutualiser coupures programmées par la Production ou le Transport pour travaux</p>	<p>→ Définir contenus des formations pour agents d'intervention</p> <p>→ Effectuer à temps les entretiens des ouvrages (en fonction des moyens disponibles, définir priorités sur la base du hit-parade des END par départ MT), mesures des charges des transformateurs, mesures des prises de terre, réhabilitation des protections des transformateurs, les travaux d'élagage</p> <p>→ Réduire de manière drastique le nombre d'incidents causés par la végétation</p> <p>→ Connaître planification des coupures programmées par le Transport et la Production pour insérer coupures programmées par la Distribution</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction du nombre d'incidents, des interruptions de la fourniture d'électricité, et des END • Réduction des interruptions de la fourniture d'électricité

programmés ou de maintenance		
Réduire les pertes techniques Distribution	<ul style="list-style-type: none"> → Réduire les déséquilibres des phases BT → Améliorer facteur de puissance en posant des condensateurs aux postes HTB/MT → Inciter en liaison avec le Commercial les clients MT à améliorer leur facteur de puissance → Étudier en liaison avec le Commercial les incitations tarifaires pour l'effacement des clients MT aux heures de pointe → En liaison avec la DCO, définir un système de codification des points de livraison avec rattachement au transformateur qui les alimente, procéder à un inventaire de tous les points de livraison cela permettra d'avoir une estimation sur le nombre de clients touchés par une interruption, et d'aller vers le calcul du SAIDI et du SAIFI Distribution 	<ul style="list-style-type: none"> • Amélioration du taux de pertes Distribution • Augmentation des énergies mises à la disposition du Commercial • Réduction des incidents, des interruptions de courant, des END • Amélioration de la continuité de service et de la satisfaction clientèle
Maitriser situation et état des poteaux bois	<p>Étudier un projet d'inventaire de tous les poteaux et transformateurs du réseau MT, avec leur localisation (GPS/GIS)</p> <p>Dater la pose des nouveaux poteaux bois</p> <p>Recenser les poteaux bois et évaluer leur état</p>	<p>Réduction du nombre d'accidents parmi le personnel et le public</p> <p>Réduction du nombre d'incidents et des interruptions de courant, des END</p> <p>Amélioration de la satisfaction clientèle</p>

	Détecter les poteaux bois pourris et programmer leur remplacement ou la pose de béquilles	
Formation	Planifier formation des agents et mesurer la durée des formations, délivrer habilitations justifiées	Amélioration de la performance des agents et de leur productivité
Sécurité	Doter tous les électriciens d'EPI (Équipement de protection individuelle : chaussures de sécurité, casque, lunettes..) Enregistrer tous les accidents et leurs causes Sensibiliser en liaison avec les autres Départements le personnel et le public sur les risques d'accidents d'origine électrique	Réduction du nombre d'accidents parmi le personnel Élaboration de mesures pour la réduction des accidents en fonction des causes

5.2.4. Le segment de la Commercialisation

ENJEUX	RECOMMANDATIONS	AMELIORATIONS ATTENDUES
Implémenter les indicateurs de performance	→ Calculer ou évaluer tous les mois les indicateurs suivants : le taux de recouvrement global, les taux de recouvrement spécifiques (recouvrement des arriérés , de l'Etat, des Ambassades, des Sociétés d'État...), taux de pertes Distribution, Nombre de BD normalisés avec la pose d'un compteur, Nombre d'installations coupées , Nombre d'installations remises après coupure, Nombre d'installations MT et BT contrôlées, Nombre d'installations trouvées en fraude, Nombre d'illégaux convertis en clients, Nombre d'abonnés /agent	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi mois par mois des performances avec mise sur pied des mesures correctives pour l'atteinte de l'objectif annuel • Comparaison des performances d'un mois à l'autre, Comparaison avec les sociétés d'électricité de la Région

<p>Mettre à jour les procédures commerciales</p>	<p>→ Le Manuel des procédures commerciales attend d'être validé depuis 2006, il faut le mettre à jour et le valider avant la fin 2018</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comportement des agents conforme aux procédures, réduction des actes portant préjudice à ENERCA • Sanctions à l'encontre des agents prises sur des bases claires, qui peuvent leur être opposables • Amélioration de la productivité des agents
<p>Améliorer la qualité de la facturation</p>	<p>→ Accélérer l'implantation du progiciel GALATEE</p> <p>→ Ajuster la facturation au forfait aux consommations spécifiques des installations avec compteur (principe de l'égalité de traitement)</p> <p>→ Poser les compteurs sur tous les branchements directs (12 000)</p> <p>→ Négocier avec les bailleurs de fonds pour obtenir la généralisation des compteurs à prépaiement du type split, compte tenu de leur consommation spécifique élevée</p> <p>N.B. Les pertes non techniques sont passées en trois ans de 70% à 4% à PHAMBILI NOMBANE en Afrique du Sud grâce à l'installation généralisée des compteurs à prépaiement</p> <p>→ Étudier la possibilité de poser les compteurs sur poteau pour les 11000 installations avec consommation nulle, en attendant l'acquisition en nombre suffisant de compteurs à prépaiement split</p> <p>→ Fixer des délais contraignants pour le traitement des anomalies affectant la facturation, et pour l'émission de la facture corrective</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Optimisation de la gestion clientèle avec le nouveau progiciel (facturation fiable des clients, augmentation des recettes par une meilleure gestion des encaissements et un suivi des impayés et des coupures pour non-paiement, amélioration de la qualité de service au client par un accès rapide, unique et fiable des informations

<p>Améliorer le recouvrement</p>	<ul style="list-style-type: none"> → Assainir la situation des 32 milliards de francs d'impayés, en procédant à des apurements documentés, obtenir l'autorisation de procéder à des write off dans les cas d'impossibilité de recouvrer l'impayé → Étudier la possibilité d'échanges de service avec les sociétés d'État qui accumulent les impayés, dans une forme de compensation → Fixer un délai et une date limite de paiement des factures au lieu de la mention « dès réception » → Étudier la possibilité de coupler la relève des compteurs et la distribution des factures, pour laisser plus de temps aux coupures pour impayés dans le planning mensuel → Envoyer des sms de relance aux clients ayant des impayés → Intensifier et rationaliser les campagnes de recouvrement forcé; → Développer une politique de lobbying efficace pour les clients sensibles et les instances officielles → Étudier la possibilité de nouer des partenariats avec les opérateurs téléphoniques pour le paiement des factures 	<ul style="list-style-type: none"> • Amélioration du taux de recouvrement • Augmentation des recettes de l'Entreprise
	<ul style="list-style-type: none"> → Définir un plan d'action annuel de réduction de la fraude et des illégaux → Rédiger les procédures pour le contrôles des installations et la gestion des cas de fraude → Contrôler au moins deux fois par an les transformateurs de mesure (voir possibilité sous-traiter ces contrôles à un acteur externe) 	

<p>Lutte contre la fraude et les illégaux</p>	<ul style="list-style-type: none"> → Passer à la télé relève des compteurs MT → Intensifier la vulgarisation de la loi pénalisant les cas de fraude à travers des campagnes de communication dans le public → Pour les gros consommateurs (Puissance souscrite supérieure à 20 kW) présentant des consommations douteuses, étudier la possibilité de leur poser un compteur sur poteau, ou de les passer en comptage MT s'ils sont BT, ou de les équiper d'un comptage MT/MT avec un transformateur dédié s'ils sont MT 	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction de la fraude • Réduction du taux des pertes Distribution • Amélioration des recettes de l'Entreprise
<p>Formation Sécurité</p>	<ul style="list-style-type: none"> → Planifier formation des agents et mesurer la durée des formations, délivrer habilitations justifiées → Doter tous les électriciens d'EPI (Équipements de protection individuelle : chaussures de sécurité, casque, lunettes.) → Enregistrer tous les accidents et leurs causes 	<ul style="list-style-type: none"> • Amélioration de la performance des agents et de leur productivité • Réduction du nombre d'accidents parmi le personnel • Élaboration de mesures pour la réduction des accidents en fonction des causes
<p>Améliorer la Gouvernance (Relève de la Direction générale)</p>	<ul style="list-style-type: none"> → Mise en place d'un dispositif d'alerte permettant de recueillir de manière anonyme les accusations de concussion et comportements illicites concernant le personnel et déclencher systématiquement les enquêtes → Prendre des sanctions exemplaires pour les cas des fraudes impliquant les agents d'ENERCA et les publier. 	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction des fraudes internes • Amélioration des recettes de l'Entreprise
<p>Amélioration du service à la</p>	<ul style="list-style-type: none"> → Fixer des délais pour la réalisation des branchements → Fixer des délais pour répondre aux réclamations des clients 	

<p>clientèle et de l'image de marque d'ENERCA</p>	<p>→ Améliorer l'accueil par la mise en place d'un système de gestion des réclamations des clients</p> <p>→ Renforcer la communication vers la clientèle en cas d'interruptions de courant programmées ou suite incidents</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Amélioration de la qualité de service et de la satisfaction de la clientèle
---	---	---

5.2.5. Un impératif transversal à prendre en compte : l'environnement

ENJEUX	RECOMMANDATIONS	AMELIORATIONS ATTENDUES
<p>Implémenter les normes de certification volontaires</p>	<p>→ La norme ISO 14001</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mesure de l'impact de l'activité d'une entreprise sur l'environnement avec la prise en compte des émissions dans l'air, de la contamination des sols, de la gestion des déchets et de l'utilisation des matières premières et des ressources naturelles.
	<p>→ La norme ISO 26001</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Intégration des normes de responsabilité sociale, de gouvernance et d'éthique d'une manière plus élargie.
	<p>→ Les normes OHSAS 18001</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Gestion des risques pour la santé et la sécurité dans l'environnement du travail.
	<p>→ Qualité, hygiène, sécurité, environnement (QHSE) ou Hygiène, santé, sécurité, environnement (HSSE)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Contrôle des aspects liés aux risques professionnels au sein d'une entreprise.



Diagnostic, Indicateurs de performance et Cibles associées.

