

République du Cameroun
Paix - Travail - Patrie

Republic of Cameroon
Peace - Work - Fatherland

Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité



Electricity Sector Regulatory Agency

**ÉTUDES DE FAISABILITÉ SUR LA FILIALISATION
DES SERVICES DE COMPTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ AU CAMEROUN**

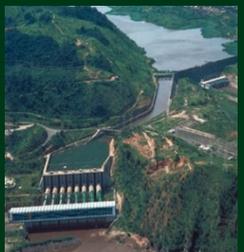
**ÉTUDE No. 2 :
CONTOURS SPÉCIFIQUES ET
MODÉLISATION FINANCIÈRE**

Juin 2021



Dev2E
INTERNATIONAL
7087225 Canada Inc.

Projet 110CM085



Références du contrat Projet BAD ID N° P-CM-FA0-009
 Contrat No. 001 – ARSEL du 29/01/2021

Client ARSEL - Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité
 Yaoundé, Cameroun.

Consultant



888, Rue De Villers - bureau 302
 Québec, QC Canada G1V 5B5
 Tel : +1 418 614 2225
 Email: dev2e@dev2e-international.org
 Web: www.dev2e-international.org

Jeanne-Adèle NGAN Vice-Présidente Finances & Développement Durable
 Directrice du Projet

Aristide Dibongue KOOU Chef d'équipe, Économiste Principal de l'Énergie
Jean-Calvin BALENG Expert en Services Publics - Commercial & Services à la clientèle
Albert CHEHADE Expert Sr, Analyse & Modélisation financière
Pierre-Achille KINGUE ELESSA Expert Ingénieur Électricien
Jacques LEPAGE Expert Économiste-Financier
Bérenger Yves MEUKE Avocat, Expert Juriste de l'énergie
Nestor SINKO Expert en Services Publics - Comptage

Rédaction du document

	VERSION 1	VERSION 2	VERSION 3
Date	28 mai 2021	20 juin 2021	
Rédaction	JCB / NS / AKE / JL / BYM / DK	JCB / NS / AKE / JL / BYM / DK	
Relecture	DK / JL	DK / JL	
Validation	NJA	NJA	

Ce rapport a été rédigé par Dev2E International dans le cadre du mandat relatif aux Études de faisabilité pour la filialisation du comptage de l'Électricité au Cameroun et des entretiens et échanges avec les personnes rencontrées. Il ne peut en aucun cas être considéré comme le reflet des opinions de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité et/ou de la Banque Africaine de Développement.

Table des matières

ABRÉVIATIONS ET ACRONYMES.....	9
LEXIQUE.....	11
1. INTRODUCTION.....	15
1.1 CONTEXTE.....	15
1.2 OBJECTIFS.....	16
2. APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE ET MODÈLE CONCEPTUEL DU SYSTÈME DE COMPTAGE DU SECTEUR ÉLECTRIQUE CAMEROUNAIS.....	19
2.1 CONTEXTE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ CAMEROUNAIS.....	19
2.2 L'ÉLECTRIFICATION RURALE DÉCENTRALISÉE, COMME COMPLÈMENT DE LA CONCESSION D'ENEO.....	20
2.2.1 LE PLAN DIRECTEUR D'ÉLECTRIFICATION RURALE ET L'ERD.....	20
2.2.2 L'AER : L'AUTRE OPÉRATEUR DE RÉSEAU.....	21
2.3 L'ORGANISATION ACTUELLE DE LA TOTALITÉ DU SEGMENT DE LA DISTRIBUTION / COMMERCIALISATION.....	23
3. LA CHAÎNE DE VALEUR DU COMPTAGE : INTERFACES ET LIGNES DIRECTRICES POUR LA CRÉATION DE FSC.....	25
3.1 LE SEGMENT DE LA DISTRIBUTION / COMMERCIALISATION.....	25
3.2 L'ANALYSE DU SYSTÈME DE COMPTAGE : L'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE (IMA).....	26
3.2.1 DESCRIPTION ET CONTOURS DE L'IMA.....	26
3.2.2 LES OPTIONS DE MISE EN ŒUVRE DE L'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE.....	33
3.2.2.1 OPTION DE MISE EN ŒUVRE DE TYPE 1.....	34
3.2.2.2 OPTION DE MISE EN ŒUVRE DE TYPE 2.....	35
3.2.2.3 OPTION DE MISE EN ŒUVRE DE TYPE 3.....	36
3.2.2.4 OPTION DE MISE EN ŒUVRE DE TYPE 4.....	37
4. DISPOSITIF JURIDIQUE DU SYSTÈME DE COMPTAGE ET STRUCTURATION CONTRACTUELLE DES FSC.....	39
4.1 DISPOSITIF JURIDIQUE DU SYSTÈME DE COMPTAGE.....	39
4.1.1 DISPOSITIF LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE.....	39
4.1.2 DISPOSITIF INSTITUTIONNEL.....	41
4.1.2.1 LE MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DE L'EAU (MINEE).....	41
4.1.2.2 L'AGENCE DE RÉGULATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ (ARSEL).....	43
4.1.2.3 L'AGENCE D'ÉLECTRIFICATION RURALE (AER).....	44
4.1.2.4 LE FONDS D'ÉNERGIE RURALE (FER).....	46
4.1.2.5 LE MINISTÈRE DU COMMERCE (MINCOMMERCE).....	49
4.1.3 DISPOSITIF CONTRACTUEL.....	51
4.1.4 DISPOSITIF DE TRANSITION DU COMPTEUR ÉLECTROMÉCANIQUE VERS LE COMPTEUR PRÉPAYÉ OU INTELLIGENT.....	53
4.2 DISPOSITIF DE FILIALISATION DE L'ACTIVITÉ DE COMPTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ.....	56
4.2.1 DISPOSITIF DE MISE EN ŒUVRE.....	56
4.2.2 DISPOSITIF DE STRUCTURATION JURIDIQUE.....	59
4.3 DISPOSITIF DE RÈGLEMENT DES CONFLITS PRÉ FILIALISATION.....	62
4.3.1 RÉSORBER LES DIFFICULTÉS INHÉRENTES À LA CONCILIATION CONFIEE PAR LE LÉGISLATEUR À L'ARSEL.....	63
4.3.1.1 LE RÈGLEMENT PAR L'ARSEL.....	63
4.3.1.2 LE RÈGLEMENT DU CONFLIT POST INTERVENTION DE L'ARSEL.....	68
4.3.2 MAÎTRISER LES ENJEUX CONSÉCUTIFS À L'ARBITRAGE CONFIE PAR LE LÉGISLATEUR À L'ARSEL.....	71
4.3.2.1 LE RÉGIME DE RÈGLEMENT AVANT LA SURVENANCE DE LA SENTENCE ARBITRALE.....	71
4.3.2.2 LE RÉGIME DE RÈGLEMENT APRÈS LA SURVENANCE DE LA SENTENCE ARBITRALE.....	77
5. ÉVALUATION DES BESOINS DU PARC DES COMPTEURS & PLAN DE FINANCEMENT CONNEXE.....	85
5.1 COMPTEURS ET SYSTÈME DE COMPTAGE.....	85
5.1.1 COMPTEURS ET SYSTÈME DE COMPTAGE.....	86
5.1.2 LE PANNEAU DE COMPTAGE EN BT ET LES DIFFÉRENTS TYPES DE COMPTAGE.....	86
5.1.2.1 LE COMPTAGE OÙ LES CÂBLES DE PUISSANCE PASSENT DIRECTEMENT DANS LE COMPTEUR.....	86
5.1.2.2 LE COMPTAGE OÙ LES CÂBLES DE PUISSANCE PASSENT DIRECTEMENT DANS LE COMPTEUR.....	87

5.1.3	LES DIFFÉRENTS TYPES DE COMPTEURS ET LEURS CARACTÉRISTIQUES.....	88
5.1.3.1	QUELQUES-UNS DES PROBLÈMES RENCONTRÉS SUR LES COMPTEURS ÉLECTROMÉCANIQUES	89
5.1.3.2	QUELQUES AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES COMPTEURS ÉLECTRONIQUE POST-PAYÉS	89
5.1.3.3	LE COMPTEUR À PRÉPAIEMENT	90
5.1.3.4	LE COMPTEUR INTELLIGENT.....	90
5.2	VOLUMÉTRIE ET TYPOLOGIE DU PARC DE COMPTEURS AU CAMEROUN.....	92
5.3	PROJECTIONS PRÉLIMINAIRES EN FONCTION DE L'ÉVOLUTION DU NOMBRE DE BRANCHEMENTS	94
6.	MODÉLISATION FINANCIÈRE : ÉVALUATION DU VOLUME D'AFFAIRE DE LA COMMERCIALISATION	97
6.1	DESCRIPTION DU CADRE ANALYTIQUE	97
6.2	CADRAGE ET CONTEXTE DU MODÈLE FINANCIER	98
6.2.1	CADRAGE.....	98
6.2.2	CONTEXTE DE PRÉPARATION DU PLAN D'AFFAIRES	98
6.2.2.1	ÉTAPE 1 : SITUATION ACTUELLE ET OBJECTIFS VISÉS	99
6.2.2.2	ÉTAPE 2 : ESTIMATION DU CAPITAL (CAPEX) ET DES COÛTS D'EXPLOITATION (OPEX) POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS DE SERVICE CIBLÉS.	101
6.2.2.3	ÉTAPE 3 : ESTIMATION DU BESOIN DE FINANCEMENT	106
6.2.2.4	ÉTAPE 4 : PLAN DE FINANCEMENT.....	107
6.3	IMPACT SUR LE RMA.....	108
6.4	LE MODÈLE MS-EXCEL	109
6.4.1	LES SCÉNARIOS, OBJETS DE RECOMMANDATIONS.....	109
6.4.2	LES FEUILLES DE CALCUL DU CLASSEUR MS-EXCEL	109
	BIBLIOGRAPHIE & RÉFÉRENCES	111

Table des Illustrations

Figure 1 : Segments de l'industrie électrique, caractéristiques et acteurs du marché de l'électricité.....	19
Figure 2 : L'organisation actuelle du segment de la Distribution / Commercialisation.....	24
Figure 3 : Séparation fonctionnelle de la Commercialisation	25
Figure 4 : Compteurs électromécaniques Vs Compteurs intelligents.....	27
Figure 5 : Chaîne de valeur actuelle de l'Infrastructure de Mesure au Cameroun	28
Figure 6 : Chaîne de valeur actuelle de l'Infrastructure de Mesure Avancée	29
Figure 7 : Représentation schématique de l'option de mise en œuvre de type 1	35
Figure 8 : Représentation schématique de l'option de mise en œuvre de type 2	36
Figure 9 : Représentation schématique de l'option de mise en œuvre de type 3	37
Figure 10 : Représentation schématique de l'option de mise en œuvre de type 4.	38
Figure 11: Compteur électromécanique monophasé	88
Figure 12 : Compteur électronique monophasé	88
Figure 13 : Compteur à prépaiement HEXING.....	90
Figure 14 : Éléments fonctionnels d'un compteur intelligent.....	91
Figure 15 : Schéma de principe de relève de compteur intelligent	92
Figure 17 : Le cadre analytique de planification de la viabilité financière – Modèle financier	98
Figure 18 : Schéma des flux physiques et financiers de la commercialisation	101
Figure 19 : Schéma des flux physiques et financiers - CAPEX	104
Figure 20 : Schéma Flux physiques et financiers – OPEX	106
Tableau 1 : Évolution du nombre de clients ENEO sa	86
Tableau 2 : Caractéristiques de lecture des compteurs.....	89
Tableau 3 : Volumétrie des compteurs installés	92
Tableau 4 : Volumétrie des compteurs par type	92
Tableau 5 : caractéristiques des compteurs électroniques installés à ENEO sa	93
Tableau 6 : Consommations par types de compteur	94
Tableau 7 : Volumétrie et fabricants des types de compteurs électroniques.....	94
Tableau 8 : Volumétrie et fabricants des types de compteurs prépayés	94
Tableau 9 : Données sur les branchements ENEO & Approximation nombre de compteurs.....	95
Tableau 10 : Objectifs globaux de branchements liés au taux d'accès à l'électricité.....	95
Tableau 11 : Prévision de la demande du Secteur Public (hors clients HT).....	99
Tableau 12 : Données sur les branchements ENEO sa	100
Tableau 14 : Répartition des compteurs installés en 2020	100
Tableau 15 : Paramètres utilisés pour le calcul des coûts d'investissement	101
Tableau 16 : Coût moyen des branchements ENEO en kFcfca	101
Tableau 17 : Plan d'affaires 2915 – 2019 / États financiers prévisionnels.....	102
Tableau 18 : Objectifs globaux du taux d'accès à l'électricité – Horizon 2031.....	103
Tableau 19 : Prévision de la croissance des abonnements – Horizon 2031	103
Tableau 20 : Nombre de nouveaux compteurs installés par types – Horizon 2031.....	103
Tableau 21 : Coûts unitaires des compteurs y.c. l'installation Hors PDER.....	104
Tableau 22 : Coûts d'investissement reliés à l'acquisition des compteurs en kFcfca (Hors PDER)	104
Tableau 23 : Coûts unitaires des compteurs y.c. l'installation - PDER	105
Tableau 24 : Coûts d'investissement reliés à l'acquisition des compteurs en kFcfca - PDER	105
Tableau 25 : Investissements en infrastructures diverses (CAPEX)	105
Tableau 26 : Prévision des OPEX en kFcfca	106

Abréviations et Acronymes

AER	-	Agence d'Électrification Rurale
ANOR	-	Agence des Normes et de la Qualité
ANS	-	Accord sur les Niveaux de Service
APA	-	Apport Partiel d'Actifs
ARSEL	-	Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité
AUSCGIE	-	Acte Uniforme OHADA sur les Sociétés Commerciales et le Groupement d'Intérêt Économique
BAfD / AfDB	-	Banque Africaine de Développement / African Development Bank
BT	-	Basse Tension
CAPEX	-	Capital Expenditure / Dépenses d'Investissement de Capital
CEEAC	-	Communauté Économique des États de l'Afrique Centrale
CMPC	-	Coût Moyen Pondéré du Capital
CTD	-	Collectivité Territoriale Décentralisée
DCUD	-	Direction de la Communauté Urbaine de Douala
DCUY	-	Direction de la Communauté Urbaine de Yaoundé
DPDC	-	Dibamba Power Development Company
DRC	-	Direction Régionale du Centre
DRE	-	Direction Régionale de l'Est
DRNEA	-	Direction Régionale du Nord, Extrême-Nord & Adamaoua
DRONO	-	Direction Régionale Ouest & Nord-Ouest
DRSANO	-	Direction Régionale Sanaga & Océan
DRSM	-	Direction Régionale Sud & Mbalmayo
DRSOM	-	Direction Régionale Sud-Ouest & Moungo
EDC	-	Electricity Development Corporation
ENEO sa	-	Energy of Cameroon
ERD	-	Électrification Rurale Décentralisée
FAD	-	Fond Africain de Développement
FEICOM	-	Fonds Spécial d'Équipement et d'Intervention Intercommunale
FER	-	Fond d'Électrification Rurale
FSC	-	Fournisseur de Services de Comptage
GIDI	-	Gestionnaire Indépendant d'Informations
GIE	-	Groupement d'Intérêt Économique
GRD	-	Gestionnaire de Réseau de Distribution d'électricité
GRT	-	Gestionnaire de Réseau de Transport
GRT	-	Global System for Mobile Communication
HT	-	Haute Tension
IPC	-	Indice des Prix à la Consommation
ISO	-	International Standards Organisation
KPDC	-	Kribi Power Development Company
LAN	-	Local Area Network – Protocole de Réseau Local
MINCOM	-	Ministère du Commerce
MINEE	-	Ministère de l'Énergie et de l'Eau
MINPAT	-	Ministère de l'Économie, du Plan et de l'Aménagement du Territoire
MINMIDT	-	Ministère des Mines, de l'Industrie et du Développement Technologique
MINPMEESA	-	Ministère des Petites et Moyennes Entreprises, de l'Économie Sociale et de l'Artisanat

MT	-	Moyenne Tension
PIE / IPP	-	Producteur Indépendant d'Électricité / Independent Power Producer
OHADA	-	Organisation pour l'Harmonisation du Droit des Affaires en Afrique
OPEX	-	Operating Expenses / Dépenses ou charges d'Exploitation
OR	-	Opérateur de Réseau
OSER	-	Opérateur de Services d'Énergie Rurale
PDER	-	Plan Directeur d'Électrification Rurale
PNDP	-	Programme National de Développement Participatif
QSE	-	Qualité, Sécurité & Environnement
RCCM	-	Registre du Commerce et du Crédit Mobilier
RSE	-	Responsabilité Sociale des Entreprises
SAIDI	-	Indice de durée moyenne d'interruption du réseau
	-	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	-	Indice de fréquence moyenne d'interruption du réseau
	-	System Average Interruption Frequency Index
SAP	-	Systems, Applications and Products for data processing
SAS	-	Société par Actions Simplifiées
SFT	-	Structure de Fractionnement des Travaux
SGPM	-	Secrétariat Général du Premier Ministère
SGPR	-	Secrétariat Général de la Présidence de la République
SONATREL	-	Société Nationale de Transport d'Électricité
STS	-	Standard Transfer Specification
TC	-	Transformateur de courant
TRI - E	-	Taux de Rentabilité Interne - Économique
TRI - F	-	Taux de Rentabilité Interne - Financier
VAN	-	Valeur Actuelle Nette
WB	-	The World Bank
Wh - kWh	-	Wattheure – kilowatt-heure

Lexique

<p>CAPEX Dépenses d'investissement en Capital</p>	<p>Les dépenses d'Investissement en Capital ou tout simplement, les dépenses en capital correspondent aux fonds que l'entreprise dépense pour acheter, entretenir ou améliorer ses immobilisations. Dans le cas du système de comptage, cela englobe le compteur proprement dit (et le coffret le cas échéant) , mais également le facteur d'installation (installation, étalonnage et programmation, vérification du fonctionnement etc.) ainsi que le logiciel et les interfaces.</p>
<p>Compteur électrique</p>	<p>Un compteur électrique est un appareil électrotechnique fonctionnant en courant alternatif et servant à mesurer la quantité d'énergie électrique consommée dans un lieu : habitation, industrie ... etc. Il est utilisé par les fournisseurs d'électricité afin de facturer la consommation d'énergie au client.</p>
<p>Coût Moyen Pondéré du Capital</p>	<p>C'est un indicateur économique, qui représente le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et les créanciers, en retour de leur investissement.</p>
<p>Coût par point de mesure du déploiement de l'IMA</p>	<p>Il correspond au coût unitaire, c'est-à-dire à supporter par chaque client; des charges occasionnées par les éléments retenus dans le cadre du déploiement retenu pour le pays. Ce coût est d'autant plus élevé que les technologies utilisées sont onéreuses.</p>
<p>Compteurs intelligents Ou communicants</p>	<p>Ce sont des Appareils de Mesurage Intelligents. Ils présentent la caractéristique de permettre la télé-lecture bidirectionnelle sans requérir une relève physique, c'est-à-dire de pouvoir communiquer et donc de pouvoir être relevés, coupés et remis en route à distance. Ils permettent le comptage des flux d'énergie dans les deux sens. Cela permet aux foyers équipés d'une installation propre de production électrique de mesurer les flux envoyés au réseau quand la réglementation l'autorise.</p>
<p>Chaîne de valeur</p>	<p>Ensemble d'activités interdépendantes dont la mise en œuvre permet de créer de la valeur, identifiable et mesurable. Une telle chaîne intègre donc toutes les étapes, de l'approvisionnement en matières premières à la consommation finale.</p>

Compteur à prépaiement	Compteur électronique avec carte disposant d'un crédit permettant la consommation d'une certaine quantité d'énergie (kWh), habituellement sans plage horaire.
Éclairage public	Demande d'électricité des municipalités / Collectivités Territoriales Décentralisées pour éclairer leurs zones concédées.
Efficacité d'un processus énergétique	Obtention d'un objectif ou d'un résultat, sans qu'il n'importe si, pour atteindre cet objectif, un meilleur usage des ressources n'ait pas été fait ou si le résultat affecte les processus productifs
Efficienc e d'un processus énergétique	Relation entre les ressources utilisées et les résultats ou les objectifs obtenus. L'efficacité est obtenue lorsqu'on utilise moins de ressources pour atteindre un objectif ou lorsque, avec les mêmes ressources, de meilleurs résultats sont obtenus.
Électrification Rurale Décentralisée	L'électrification rurale décentralisée désigne le processus de mise à disposition de l'énergie électrique aux populations de régions rurales et/ou éloignées sur la base d'une production décentralisée et partant, non reliée aux réseaux électriques existants. Cette condition s'applique dans les zones rurales des pays en développement, du fait de la consommation individuelle et de la densité de population très faibles, qui rendent l'extension du réseau peu intéressante économiquement.
FSC	Les Fournisseurs de Services de Comptage sont les entités qui sont chargées de tout ou partie de la gestion du système de comptage, c'est-à-dire le compteur proprement dit, mais également le facteur d'installation (installation, étalonnage et programmation, vérification du fonctionnement etc.) ainsi que le logiciel et les interfaces.
GIDI	Le Gestionnaire Indépendant d'Informations est une entité chargée de centraliser et de garantir la disponibilité des informations / données pour l'ensemble des utilisateurs (propriétaire, exploitant ou utilisateur) en assurant la protection de ces données ainsi que les aspects d'interopérabilité.
GRD	Le Gestionnaire de Réseau de Distribution d'électricité est l'entité qui est chargée de l'entretien, du fonctionnement et du développement des réseaux de distribution d'énergie électrique. Il met à la disposition des producteurs et des entités en charge de la fourniture, le réseau - postes et lignes - qui amène l'électricité jusqu'à l'utilisateur final.

GRT	Le Gestionnaire de Réseau de Transport est l'entité chargée de l'exploitation et de la gestion de tout ou partie d'un réseau de transport d'énergie à haute tension.
AMI Advanced Metering Infrastructure Infrastructure de Mesure Avancée	<p>L'AMI est une autre appellation des « compteurs Intelligents », qui désigne une configuration de mesure utilitaire facilitant la communication bidirectionnelle entre différentes applications et leurs fournisseurs de services respectifs.</p> <p>L'activité de Mesure Avancée comprend l'installation, l'administration, l'exploitation, la maintenance et le remplacement de l'infrastructure de mesure avancée, c'est-à-dire l'étalonnage, la certification de conformité, l'installation, la vérification du fonctionnement, la maintenance et le remplacement des compteurs avancés. Il faut rajouter à cela, la lecture et les processus de révision et de critique, ainsi que la protection des données de consommation individuelle des utilisateurs, activités qui, dans la réglementation camerounaise actuelle, sont à la charge du négociant en énergie électrique.</p>
Intégration verticale	L'intégration verticale désigne un processus qui vise à contrôler la totalité des segments de la chaîne de valeur. Dans le cas de l'industrie électrique, cela correspond au contrôle des trois segments que sont : la production, le transport ainsi que la distribution / commercialisation de l'électricité. L'objectif est de réaliser des économies d'échelle ou d'envergure, de mieux maîtriser ses coûts et partant, d'améliorer ses marges.
OPEX Operating Expenses	Les dépenses d'exploitation correspondent aux coûts / charges continus à supporter pour faire fonctionner l'entreprise ou le système de comptage dans le cas présent.
O.R.	Opérateur de Réseau : Autre appellation du Gestionnaire de Réseau de Distribution d'électricité.
Opérateur de Services d'Énergie Rurale (OSER)	Toute personne physique ou morale de droit camerounais, capable de mobiliser des ressources humaines, matérielles, techniques et financières nécessaires conformément à la réglementation et aux standards en vigueur, et ayant le droit d'opérer une activité de fourniture de services durables d'énergie aux utilisateurs finaux domestiques, socio- communautaires, artisanaux, commerciaux ou industriels.
Pertes Non Techniques	Pertes relatives à tout ce qui concerne la gestion de la clientèle. Elles sont également désignées sous le terme « pertes commerciales »

Pertes techniques	Pertes relatives à la configuration d'un réseau électrique en fonction de la charge existante et prévue
Séparation comptable	Séparation des activités dans les comptes réglementaires de l'opérateur (GRD)
Séparation fonctionnelle	Création d'un département séparé et mise en œuvre de règles de fonctionnement permettant d'ériger entre celui-ci et les autres services de l'opérateur historique des « murailles de Chine »
Séparation juridique	Filialisation du département concerné
Séparation de propriété	Désinvestissement de l'opérateur dans la filiale créée (revente à un actionnariat différent)

1. Introduction

L'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL) a, sur un financement de la Banque Africaine de Développement (BAfD) et par le biais de l'ordre du service No. 001/OS/ARSEL/DG/UGP/2021 daté du 29 janvier 2021, demandé au consultant Dev2E International de réaliser les prestations relatives à l'étude faisabilité de la filialisation des services de comptage de l'électricité au Cameroun.

Le présent document concerne l'Étude No. 2 sur « les contours spécifiques et la modélisation financière » de cette filialisation des services de comptage et en constitue le premier livrable contractuel, comme précisé dans le contrat signé entre les deux parties.

Cette étude se veut un éclairage par rapport à l'opportunité d'utiliser les technologies des compteurs intelligents, et alimentera le processus de réflexion et de décision des multiples acteurs impliqués; et cela sur toute l'étendue du territoire camerounais.

1.1 Contexte

Les termes de référence (TdR) rédigés par l'ARSEL présentent la demande d'assistance technique en faveur de l'Agence de Régulation en vue de définir un cadre institutionnel, réglementaire, juridique et opérationnel solide pour les fournisseurs de compteurs afin de stimuler sensiblement le déploiement des compteurs grâce à l'implication d'opérateurs privés dans le secteur du comptage de la consommation d'électricité au Cameroun.

Dans cette optique, ces TdR mettent en avant la notion de « compteurs intelligents », en tant que matériels de mesure à même de permettre la participation active de nouvelles entités du secteur privé, les fournisseurs de service de comptage (FSC), et des consommateurs au fonctionnement du marché de l'électricité. Concrètement, il s'agit d'arriver à évaluer les conditions de substitution du système actuel basé principalement sur des compteurs électromécaniques et électroniques « passifs », par une infrastructure de mesure avancée (IMA) qui repose sur des compteurs intelligents à même de réaliser une gestion active de la demande émanant des consommateurs.

Les compteurs intelligents constituent donc la composante essentielle, bien que non exclusive de cette IMA. En l'occurrence, il convient de distinguer deux éléments au sein de ce système intelligent :

- 1) Le « compteur intelligent » proprement dit, c'est-à-dire l'outil qui permet au fournisseur de faire la facturation de ses clients. Le compteur intelligent est l'élément indispensable lorsqu'il s'agit de valoriser la gestion active de la demande du consommateur, découlant du comportement de ce dernier. En effet, à l'heure actuelle, les clients équipés de compteurs classiques électromécaniques, se voient attribuer des profils de consommation identiques, alors que les compteurs intelligents vont permettre de mesurer leur comportement réel.
- 2) Le « réseau intelligent », qui est l'interface entre tous les utilisateurs dont le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) a la charge. Ce réseau intelligent intègre les objectifs fixés en termes d'intégration des productions décentralisées.

Cette distinction est fondamentale au plan conceptuel se doit d'être relevée, même si dans le cas du Cameroun les « réseaux intelligents » ne sont pas encore une réalité. Le projet de Système de Contrôle et d'Acquisition de Données en temps réel (SCADA¹) initié par AES SONEL en son temps dans les années 2010, n'est pas encore finalisé à ce jour. En d'autres termes, il n'existe pas actuellement au sein du GRD, de

¹ SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition

système de télégestion à grande échelle permettant de traiter en temps réel un grand nombre de télémesures et de contrôler à distance des installations techniques.

Notre étude pour laquelle, l'un des livrables contractuels va concerner une évaluation des coûts et avantages des compteurs intelligents; va tenir compte de la réalité de terrain de manière à n'attribuer aux compteurs intelligents, que les éléments qui leur sont spécifiquement imputables en fonction des spécificités locales.

Nous reviendrons sur les considérations précédentes lors de l'Analyse Coûts – Bénéfices (Étude No. 3), en ce qui concerne la manière dont doit être envisagée la définition de la situation de référence (Scénario Business as Usual) ainsi que la valorisation de certains postes de bénéfices tels que la réduction de consommation ou encore la gestion active de la demande.

1.2 Objectifs

En accord avec les TdR ainsi que notre proposition technique, la présente Étude No. 2 sur « les contours spécifiques et la modélisation financière » doit permettre de répondre aux impératifs mis en exergue dans chacun des chapitres du présent rapport après le premier chapitre d'introduction des travaux :

1. Le Chapitre 2 traite de « l'approche méthodologique et du modèle conceptuel du système de comptage ».

Il présente de façon précise et circonstanciée, le fonctionnement optimal de la chaîne de valeur du comptage en s'inspirant des meilleures pratiques en cours à l'échelle mondiale. Base sans laquelle il est difficile de faire tous les développements suivants relatifs aussi bien à l'évaluation des besoins en compteurs, qu'à dresser l'état du système de comptage, qu'à faire l'état exact du cadre juridique et réglementaire de la structure juridique et de(s) la forme(s) proposée(s) pour les FSC ainsi que de la modélisation financière et des plans de financements,

2. Le Chapitre 3 analyse la « chaîne de valeur du comptage pour être en mesure de proposer les interfaces et les lignes directrices pour la création de FSC ».

C'est à cette étape qu'il est possible d'élaborer de façon explicite les contours spécifiques à l'intention des GRD pour le nombre et l'objet social des FSC à recruter. C'est également sur la base des acquis de ce chapitre qu'il sera possible de faire des propositions de conseils à l'ARSEL pour les interfaces et l'intégration des systèmes à l'échelle des dits-FSC pour la totalité des activités de gestion de la clientèle avec la séparation fonctionnelle dans le sous segment de la commercialisation,

3. Le Chapitre 4 est centré sur « le dispositif juridique du système de comptage et la structuration contractuelle des FSC ».

Cette partie va permettre de présenter la situation juridique du système de comptage au sein du sous segment de la commercialisation, en présentant de manière détaillée les dispositifs législatif, réglementaire et institutionnel, avant de se pencher sur les éléments du dispositif de passage du comptage classique (compteurs électromécaniques et électroniques « passifs ») vers l'Infrastructure de Mesure Avancée (compteurs électroniques intelligents⁰, ainsi que le dispositif de filialisation de l'activité de comptage.

Il est à noter de façon spécifique que nous nous appesantirons sur la présentation du niveau de services et de contrats de performances entre le GRD et les FSC et nous proposerons les éléments nécessaires à l'élaboration de modèles d'ANS.

De même, une fois définis l'objet social des FSC et partant, les relations commerciales avec les autres parties prenantes du sous-segment de la commercialisation, il sera possible de faire des propositions de processus d'arbitrage et de règlement des litiges entre le(s) GRD(s) et les FSC.

4. Le Chapitre 5 aborde la question de l'évaluation des besoins du parc des compteurs et le plan de financement connexe.

Cette partie du document se focalise dans un premier temps sur la volumétrie et la typologie du parc de compteurs sur le marché camerounais de l'électricité, avant de mettre ensuite l'accent sur les projections préliminaires en fonction de l'évolution du nombre de branchements. Cela repose sur l'examen et l'analyse des meilleures technologies en matière de matériels de mesure proprement dit, mais également des équipements connexes indispensables pour une IMA performante (logiciels pour gérer les fonctions de service à la clientèle et administrative).

C'est à l'issue de cette évaluation crédible du volume de compteurs requis à l'horizon 2030 – 2035 que nous serons à même de déterminer les besoins de financement nécessaires à l'acquisition de ces matériels.

5. Le Chapitre 6 traite de « la modélisation financière pour être en mesure d'évaluer le volume d'affaire du segment de la commercialisation » et plus spécifiquement de la chaîne de valeur du système de comptage.

Le modèle financier élaboré sera fourni avec son cadrage analytique et son articulation en modules de travail : Module « Données de base », Module « Hypothèses », Module « Calculs » et Module « Résultats attendus », c'est-à-dire les comptes de résultats attendus ainsi que les États Financiers prévisionnels.

Ces résultats serviront de support aux propositions de modalités de financement des FSC sans compromettre la rentabilité du (des) GRD(s), et dans la mesure du possible; des possibilités d'opportunités supplémentaires pour les MPME camerounaises.

2. Approche méthodologique et modèle conceptuel du système de comptage du secteur électrique camerounais

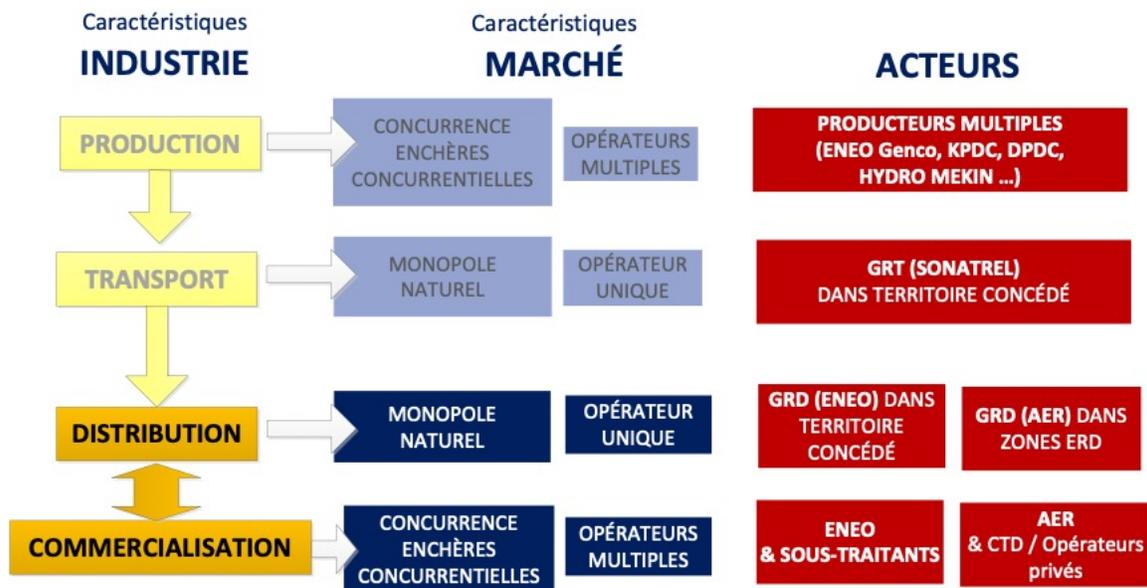
2.1 Contexte du marché de l'électricité camerounais

La globalité du secteur électrique camerounais s'analyse au travers de la combinaison des dispositions réglementaires qui régissent son organisation industrielle et les caractéristiques du marché de l'électricité qui en découlent. À l'heure actuelle, les trois segments de l'industrie électrique camerounaise sont clairement fonctionnellement séparés entre la production, le transport et la distribution. La séparation étant même juridique pour le segment du transport, avec la création de la société nationale de transport d'électricité² (SONATREL); mais également dans le segment de la production. Dans ce dernier en effet, au-delà de la présence depuis quelques années de producteurs indépendants d'électricité tels que GLOBELEQ Africa³ (304 MW) ou la société HYDRO MEKIN (30 MW), il faut souligner la constitution de la société ENEO Genco depuis le 12 avril 2021, filiale à 100% d'ENEO Cameroun⁴.

Le troisième segment de la distribution peut se décomposer en deux (2) sous-segments :

- la distribution proprement dite qui est assurée par un GRD ou un Opérateur de Réseau, et
- la commercialisation qui consiste à s'acquitter de toutes les activités / tâches qui permettent d'assurer la fourniture de services électriques au consommateur final.

Figure 1 : Segments de l'industrie électrique, caractéristiques et acteurs du marché de l'électricité



² La SONATREL est une société à capital public ayant comme unique actionnaire l'État du Cameroun, et qui a été créée le 8 octobre 2015 par décret No. 2015/454.

³ Globeleq Africa fournit près de 25% de l'électricité produite au Cameroun, par l'exploitation de deux centrales: la centrale à gaz de Kribi (KPDC, 216 MW), et la centrale à fuel lourd de Yassa-Dibamba à l'entrée Est de la ville de Douala (DPDC, 88 MW).

⁴ En accord avec l'article 10 de l'avenant No. 3 au contrat cadre de concession et de licence entre l'État du Cameroun et AES SONEL du 1^{er} novembre 2018.

Ce troisième segment, dans le cas du Cameroun se caractérise par une dé-intégration horizontale⁵ qui assure un dégroupage entre le territoire concédé qui revient contractuellement à ENEO sa, et les zones d'Électrification Rurale Décentralisée (ERD) qui sont sous la responsabilité de l'AER, c'est-à-dire l'électrification spécifique des zones éloignées du réseau interconnecté ou des lignes de distribution. Il est à noter que ce dégroupage ne fait pas forcément référence à des zones géographiques contiguës.

2.2 L'Électrification Rurale Décentralisée, comme complément de la concession d'ENEO

Du fait que l'étude de faisabilité qui nous a été confiée couvre la totalité du territoire et va donc au-delà du seul territoire octroyé au concessionnaire ENEO sa, il s'avère nécessaire d'apporter des précisions sur les contours du développement de l'électrification rurale, à la lumière du document de base de la stratégie sectorielle en faveur de l'électrification rurale : Le Plan directeur d'Électrification Rurale (PDER), élaboré en Janvier 2016.

2.2.1 Le Plan Directeur d'Électrification Rurale⁶ et l'ERD

Le PDER est un des outils principaux de planification de l'État camerounais pour accélérer l'électrification du territoire national. Le PDER part du principe qu'au rythme actuel de la mise en œuvre des projets d'électrification, notamment dans les zones rurales, les populations des dites localités resteront encore longtemps dans le noir si on ne change pas de paradigme, en privilégiant l'électrification décentralisée à l'extension de réseau dans les zones éloignées des réseaux de distribution.

L'approche d'une électrification rurale au Cameroun principalement basée sur l'extension du réseau existant doit impérativement être élargie, puisque les progrès dans ce domaine restent lents en raison des coûts importants liés aux distances à couvrir et des budgets limités alloués par l'opérateur ENEO sa ou par l'État pour ce type d'activités. En complément de l'approche par extension habituellement par antennes du réseau électrique national, il y a ainsi un impératif de couvrir les zones non forcément viables financièrement, en installant des mini-réseaux dans les villages trop éloignés du réseau pour être raccordés, ou en recourant à des systèmes individuels (ex : installations solaires domestiques et lampes solaires) dans les zones faiblement peuplées et avec une demande potentielle faible.

Au-delà de l'évaluation des conditions permettant l'électrification de la quasi-totalité des localités du Cameroun par raccordement au réseau MT interconnecté via la réalisation de 50 000 branchements par an sur 20 ans, l'objectif affiché du PDER est ainsi de mettre en valeur le très fort potentiel camerounais pour le développement des énergies renouvelables, tant en petite hydroélectricité, en biomasse-énergie, qu'en énergie solaire photovoltaïque, pour permettre d'augmenter l'accès à l'électricité dans les zones reculées trop loin du réseau MT existant pour être raccordées à court ou à moyen terme. Ainsi la cible de ce développement de l'Électrification Rurale Décentralisée, va au-delà de la réalisation des quelques 250 000 branchements par période quinquennale dans le périmètre de la concession ENEO et s'établit à 20 000 branchements par période quinquennale, hors périmètre de concession.

Le PDER ne traite pas de la production distribuée par énergie renouvelable, c'est-à-dire du développement d'ouvrages à base d'énergies renouvelables qui seraient raccordés aux réseaux interconnectés (RIS, RIN ou RIE) car leur impact en termes d'accès et d'électrification rurale est faible. Il traite explicitement de la production à partir d'énergies renouvelables pour alimenter des mini-réseaux locaux (MT/BT) situés dans

⁵ Le concept de dé-intégration horizontale du segment de la Distribution consiste, à avoir des sociétés de distribution, juridiquement indépendantes qui disposent chacune d'une zone géographique de franchise pour l'alimentation des consommateurs. Il est possible de considérer dans le cas camerounais qu'il y en a actuellement deux (2) : ENEO sa dans la zone de la concession, et l'AER dans le périmètre hors concession.

⁶ MINEE - Plan directeur d'Électrification Rurale, Rapport final provisoire. Janvier 2016

des zones reculées où le réseau n'arriverait que tardivement, en raison de l'éloignement des grands centres urbains, ou de la faible densité de la charge, notamment dans les régions de l'Adamaoua et de l'Est.

Les développements de l'ERD avec des branchements additionnels à ceux du concessionnaire ENEO sur le territoire camerounais sont illustrés par le projet gouvernemental mené au Cameroun par le MINEE en tant que Maître d'Ouvrage au titre de l'État, l'AER comme Maître d'Ouvrage délégué⁷ et la firme chinoise HUAWEI Technologies Co Ltd qui agit comme Maître d'œuvre, ou Opérateur de Services d'Énergie Rurale⁸ (OPER) tel que défini dans le décret No. 2009/409 du 10 décembre 2009 portant création, organisation et fonctionnement du Fonds d'Énergie Rurale.

Ce projet vise à électrifier à terme par systèmes solaires photovoltaïques mille (1 000) localités éloignées du réseau interconnecté ou des lignes de distribution du périmètre concédé, sur des financements de la Bank of China.

La première phase de ce projet qui est actuellement opérationnelle, ciblait cent soixante-six (166) localités et a été lancée en 2016. Elle est suivie en 2018, d'une deuxième phase de cent quatre-vingt-quatre (184) localités supplémentaires suite à l'accord de prêt signé en juin 2017 par le ministre camerounais de l'Économie auprès de la Bank of China. Les trois cent cinquante (350) localités concernées ciblent explicitement les zones rurales et comportent, outre la construction de mini centrales solaires photovoltaïques, la construction des mini réseaux de distribution connexes, ainsi que l'installation de systèmes prépayés de comptage pour la commercialisation de l'électricité produite. À la date du 30 septembre 2018, le nombre d'abonnés de ces centrales solaires PV s'élevait à 6 159 unités. Ces estimations sont cohérentes avec le chiffre de 20 000 branchements par période quinquennale, hors périmètre de concession du PDER, que nous retiendrons dans notre étude.

Il convient de souligner que d'autres OSER, tels que le FEICOM, le PNDP ou encore les CTD interviennent également dans le cadre de Projets d'Initiative Locale d'Énergie Rurale⁹ (PILER).

2.2.2 L'AER : l'autre Opérateur de Réseau

Le cadre institutionnel énonce clairement au travers de la Loi No. 2011/022 du 14 Décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun que :

Art. 3.- (3) Le service public de l'électricité est organisé par l'État.

Art. 5.- Pour l'application de la présente loi et des textes réglementaires qui en découlent, les définitions ci-après sont admises:

- Distributeur: toute personne morale ou physique qui établit et/ou exploite des réseaux électriques de moyenne et de basse tension et qui vend et/ou fournit de l'électricité aux usagers.
- Distribution: établissement et exploitation des réseaux électriques de moyenne et de basse tension en vue de la vente de l'énergie au public

⁷ L'effectivité du transfert à l'AER par le MINEE des 166 premières localités déjà électrifiées sur les 1 000 prévues, a été actée lors de la session du Conseil d'Administration de l'AER du 22 juillet 2020.

⁸ OSER : Opérateur de Services d'Énergie Rurale. Suivant l'Article 1 du décret No. 2009/409 du 10 décembre 2009 portant création, organisation et fonctionnement du Fonds d'Énergie Rurale, un OSER est toute personne physique ou morale de droit camerounais capable de mobiliser des ressources humaines, matérielles, techniques et financières nécessaires conformément à la réglementation et aux standards en vigueur, et ayant le droit d'opérer une activité de fourniture de services durables d'énergie aux utilisateurs finaux domestiques, socio-communautaires, commerciaux, artisanaux ou industriels.

⁹ PILER : Projet d'Initiative Locale d'Énergie Rurale. Décret 2009/409 – Projet porté par un porteur de projet public, privé ou une organisation non gouvernementale portant sur le développement de l'accès durable à l'énergie dans une localité, un groupe de localité ou une zone rurale.

- Gestionnaire du réseau de distribution: personne physique ou morale chargée de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau de distribution dans une zone donnée.

Dans le Titre IV de ce texte de loi qui traite de l'Électrification rurale, et dans son Chapitre 1^{er}, il est clairement énoncé que :

Art. 58.- (1) L'État assure la promotion et le développement de l'électrification rurale sur l'ensemble du territoire national.

Art. 59.- (1) L'électrification rurale se fait soit par raccordement aux réseaux interconnectés, soit par production décentralisée.

Art. 62.- Un décret du Président de la République précise les missions, l'organisation et le fonctionnement de **L'Agence chargée de promouvoir l'électrification rurale.**

De plus, le décret No. 2009/409 du 10 décembre 2009 portant création, organisation et fonctionnement du Fonds d'Énergie Rurale stipule :

Art. 3 :

- (1) Le Fonds est le mécanisme principal de financement des programmes annuels d'énergie rurale par l'État et les partenaires au développement du Cameroun.
- (2) **L'Agence d'Électrification Rurale est l'organe d'exécution du Fonds.**

Le décret No. 99-193 du 8 septembre 1999 portant organisation de l'Agence d'Électrification Rurale énonce clairement les missions dévolues à cette agence dans le cadre de la promotion de l'électrification rurale.

Art. 3.- (1) L'Agence est chargée de promouvoir l'électrification rurale. A ce titre, elle accorde aux opérateurs et aux usagers l'assistance technique et éventuellement financière, nécessaire au développement de l'électrification rurale.

L'Agence a notamment pour mission :

- ...
- D'élaborer des dossiers techniques en liaison avec les administrations concernées pour le compte des communautés rurales, les opérateurs du secteur en vue du financement nécessaire à l'électrification rurale;
 - D'assister les opérateurs, en tant que de besoin et en matière d'électrification rurale, dans la préparation des dossiers relatifs à la production, notamment de centrales hydroélectriques de faible puissance, au transport, à la distribution et à la vente d'électricité dans les conditions fixées par la législation et la réglementation en vigueur;
 - D'accorder aux opérateurs et aux communautés villageoises une assistance financière dans les conditions fixées par arrêté conjoint du ministre chargé de l'électricité et du Ministre chargé des finances;
 - D'élaborer les mécanismes de gestion communautaire et de maintenance des installations d'électrification en milieu rural ;

→ D'encadrer les communautés rurales bénéficiaires des installations d'électrification en milieu rural dans la gestion et la maintenance de celles-ci ;

→ ...

Compte tenu du fait que le développement de l'ERD en particulier nécessite des actions spécifiques et que le Maître d'Ouvrage qu'est le MINEE ne possède pas forcément les compétences ou l'expérience métier nécessaire pour piloter les projets, l'AER doit assumer le rôle de maître d'ouvrage délégué. Cette assistance à la maîtrise d'ouvrage, en droite ligne des missions de son décret de création, doit lui permettre de faire l'interface entre le Maître d'Ouvrage et le Maître d'œuvre qui aura été désigné.

L'AER est ainsi l'unité autonome de service de l'État du Cameroun, chargée de promouvoir l'électrification rurale à travers un soutien à toutes les initiatives au niveau national, en particulier pour développer les programmes d'électrification arrêtés sur la base du plan Directeur d'Électrification Rurale. En tant que structure unique pour de meilleures synergies, l'AER est responsable du développement, du financement et de la gestion des projets d'énergies solaire, éolienne et hydraulique, et de toute autre énergie renouvelable susceptible d'être développée au Cameroun.

Les responsabilités de l'AER doivent permettre au Cameroun d'atteindre les objectifs du PDER à l'horizon 2035, en travaillant de concert et en tant que « partenaire privilégié » avec le concessionnaire, mais chacun dans son périmètre de compétence.

Le modèle singulier d'intervention de l'AER en tant qu'« Opérateur de Réseau », est censé offrir à terme la palette de compétences et d'expertises pluridisciplinaires, en ce qui comprend l'ensemble des fonctions supports, essentiels à la bonne réalisation des projets intégrés d'ERD. Et cela, parce qu'elle est l'acteur central des énergies renouvelables au Cameroun, qui accompagne chaque étape du développement des installations d'énergies renouvelables formant une chaîne de compétences spécifiques complète et cohérente (développement, construction, exploitation et maintenance).

2.3 L'organisation actuelle de la totalité du segment de la Distribution / Commercialisation

Pour être en mesure de traiter de la filialisation du système de comptage au Cameroun, nous devons tenir compte des deux périmètres qui cohabitent actuellement sur le territoire national :

- La zone concédée à ENEO sa et qui concerne la quasi-totalité de l'évolution du nombre de branchements et partant, du nombre de compteurs;
- Le périmètre hors zone de concession gérés par l'AER qui, bien que marginal a un impact social incontestable; et représente tout de même un certain nombre de branchements, et donc de compteurs; dont il faut tenir compte.

L'analyse du système de comptage camerounais va se faire en tirant parti des économies d'envergure qui découlent d'une approche qui englobe tout le territoire, c'est-à-dire aussi bien les zones concédées au Gestionnaire des Réseaux de Distribution (GRD), ENEO sa; que les zones hors du périmètre de la concession dont la Maîtrise d'Ouvrage délégué est dévolue à l'AER en tant qu'Opérateur de Réseau (OR).

Il est à noter toutefois, que l'installation de compteurs intelligents dans les zones rurales hors concession ne sera pas envisagée dans la mesure où cela n'aboutirait à priori qu'à un renchérissement significatif du coût global de la fourniture, compte tenu du coût des matériels en question. La recommandation sera donc plutôt de se limiter à des compteurs prépayés dans les zones rurales hors du périmètre de la concession.

Figure 2 : L'organisation actuelle du segment de la Distribution / Commercialisation



La description des segments de l'industrie électrique donnée par le schéma précédent indique clairement que la totalité des développements qui vont être faits dans le cas du présent mandat vont être centrés sur le segment de la Distribution – Commercialisation. L'accent sera toutefois mis sur le sous-segment de la Commercialisation que nous serons amenés à décrire en extension et dont nous décrivons les fonctionnalités et les intervenants / acteurs concernés, c'est-à-dire les interactions / transactions entre le GRD et les FSC que nous aurons identifiés.

3. La chaîne de valeur du comptage : interfaces et lignes directrices pour la création de FSC

3.1 Le segment de la Distribution / Commercialisation

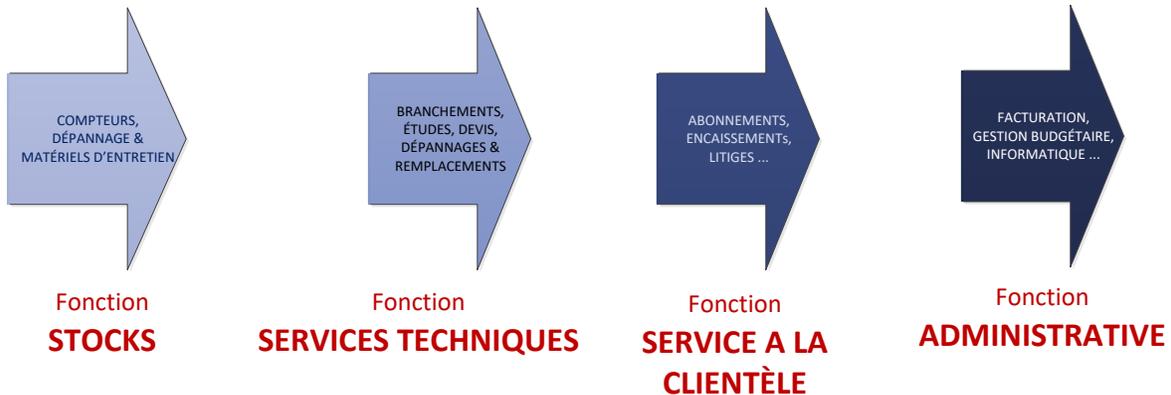
La distribution de l'électricité (gestion et exploitation des réseaux de distribution) demeure une activité monopolistique suivant les termes de la convention de concession de distribution et la licence de vente signée entre l'État du Cameroun et aujourd'hui, ENEO sa.

ENEO sa, en tant qu'Opérateur industriel, est le Gestionnaire du Réseau de Distribution sur le territoire camerounais, dans le périmètre concédé, et l'entreprise a l'obligation de garantir un accès au réseau électrique aux clients finals, quels qu'ils soient.

Dans le sous segment de la commercialisation de l'électricité et en tant que GRD, ENEO en charge des activités de gestion de la clientèle avec la distinction des principales fonctions, telles que présentées dans le schéma qui suit :

1. La fonction « Stocks » pour l'acquisition des matériels de comptage et de dépannage, de même que les matériels d'entretien,
2. La fonction « Services Techniques » relative aux études, aux devis, aux branchements, dépannages et remplacements de matériels,
3. La fonction « Service à la clientèle » pour gérer les abonnements/branchements, les encaissements ou encore les plaintes et les litiges,
4. La fonction « administrative », pour la facturation, la gestion budgétaire ou encore le support informatique.

Figure 3 : Séparation fonctionnelle de la Commercialisation



Dans le cadre de la présente étude, Il importe de souligner spécifiquement, que le GRD est aujourd'hui le responsable des activités de comptage de l'électricité; activité qui englobe : la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien & le renouvellement des dispositifs de comptage et d'assurer également la gestion de la masse des données connexes, localisées normalement dans une même banque de données.

→ **Prévoir ici un paragraphe sur les applications de gestion de la clientèle :**

- CMS
- GESABEL, et surtout
- SAP

Logiciel de gestion de la clientèle

SAP. =. *Systems, Applications and Products for data processing*

SAP est par abus de langage le nom utilisé pour désigner un progiciel de gestion intégré développé et commercialisé par l'éditeur de ce produit. Le nom exact du progiciel a été plusieurs fois modifié au fur et à mesure de l'évolution des versions et des plateformes technologiques : R/1 puis R/2 ; R/3 ; R/3

Un progiciel de gestion intégré (ERP) peut être défini comme un système dans lequel les différentes fonctions de l'entreprise (comptabilité, finances, production, approvisionnement, marketing, ressources humaines, qualité, maintenance, etc.) sont reliées entre elles par l'utilisation d'un système d'information centralisé sur la base d'une configuration client/serveur.

La mise en œuvre d'un système complètement intégré permet de répondre de manière précise et en temps réel aux questions du type : « Que se passe-t-il si je décide de faire ceci ? ». Par exemple, si une entreprise reçoit une commande de marchandises, il est possible de savoir presque instantanément les conséquences de cette demande sur les capacités de production, sur les besoins d'approvisionnement, sur le personnel nécessaire pour accomplir cette tâche, sur les délais requis pour satisfaire cette demande, sur les besoins de financement, sur la rentabilité de cette opération, etc.

Les modules sont les composants fonctionnels du système SAP ERP. On peut distinguer trois familles de modules fonctionnels : logistique, gestion comptable et ressources humaines. En parallèle, SAP a développé une offre sur la mise en conformité réglementaire par rapport aux exigences de développement durable.

La société SAP a également étendu les fonctionnalités de son logiciel pour couvrir les processus propres à chaque secteur d'activité et l'a décliné en 23 solutions qui sont : Aérospatiale et défense, Automobile, Banque, Produits chimiques, Biens de consommation, Bâtiment et Travaux Publics, Services financiers, Santé (établissements de soin), Enseignement supérieur et recherche, Haute technologie, Équipement industriel, Assurances, Industrie des médias, Industrie textile, Industrie minière, Pétrole et gaz naturel, Industrie pharmaceutique, Services professionnels, Administration et secteur public, Commerce de détail et distribution, Prestations de services, Télécommunications, Production, transport et distribution d'énergie.

3.2 L'analyse du système de comptage : L'Infrastructure de Mesure Avancée (IMA)¹⁰

3.2.1 Description et contours de l'IMA

Le système de comptage est un des piliers de la commercialisation de l'électricité et c'est la raison pour laquelle l'infrastructure sur laquelle il repose doit répondre à des objectifs et fonctionnalités qui vont au-delà de la seule détermination de la consommation, en touchant la réorganisation de toute la chaîne de valeur pour atteindre une plus grande efficacité dans la fourniture.

Pour la réalisation des buts et objectifs, et l'efficacité des fonctionnalités, il est prévu l'adoption d'une infrastructure de mesure avancée, qui soit en mesure de supporter un système d'information, qui peut être collecté, échangé et utilisé, au moyen de matériel (compteurs avancés, centres de gestion des mesures, routeurs, concentrateurs, antennes, entre autres), architectures et réseaux logiciels et de communication, intégrés. De plus, l'intégration de ces éléments doit permettre l'exploitation de l'infrastructure et la gestion des données du système de distribution d'énergie électrique et des systèmes de mesure

L'analyse du système de comptage qui en découle aboutit à une présentation de la chaîne de valeur suivant

¹⁰ Traduction de l'acronyme anglais AMI : Advanced Metering Infrastructure.

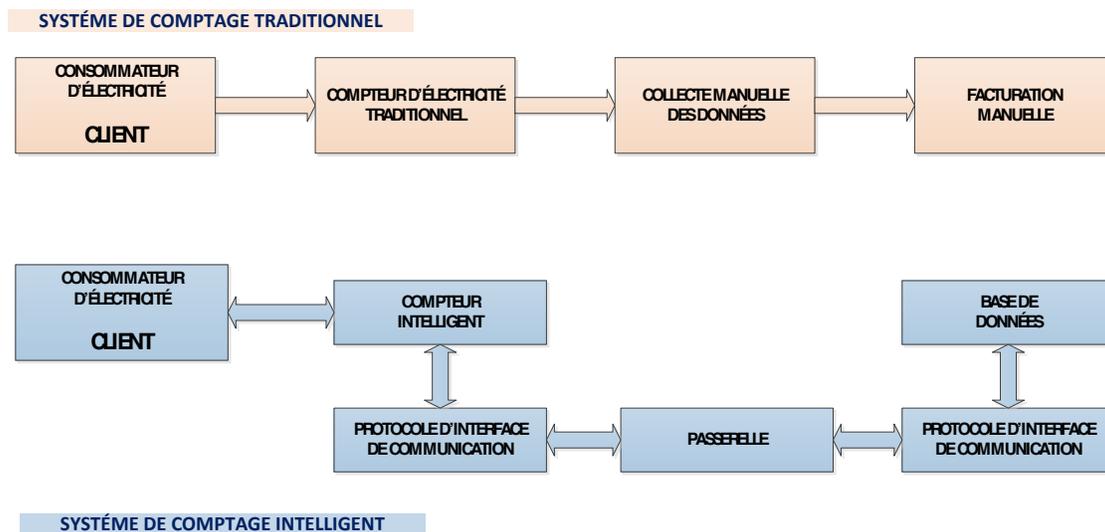
l'ensemble des activités suivantes :

1. Installation, administration, exploitation, entretien et remplacement de l'équipement de mesure,
2. Installation, administration, exploitation, maintenance et remplacement de l'infrastructure de communication du système IMA.
3. Lecture du compteur, validation, critique, stockage, protection et transport, du compteur au Gestionnaire, des données de consommation.
4. Gestion des données d'utilisation de l'énergie pour leur disponibilité et accès par les utilisateurs de l'information.

Ces activités constituent le substrat de l'encadrement de la chaîne de valeur du système de comptage, et qui est désigné comme l'Infrastructure de Mesure Avancée (IMA). Cette infrastructure, comme il ressort de la figure suivante; se compose de deux (2) types d'actifs :

- i. Des actifs corporels qui se composent de stocks de matériels et d'équipements de mesure et de communication (Modem et interfaces) qui vont permettre l'exploitation, la maintenance et le remplacement de l'infrastructure de mesure avancée, c'est-à-dire l'étalonnage, la certification de conformité, l'installation, la vérification du fonctionnement, la maintenance et le remplacement des compteurs avancés;
- ii. Des actifs incorporels, qui englobent la gestion des données pour qu'elles soient disponibles et qu'elles puissent être mises à la disposition des utilisateurs pour leurs besoins divers.

Figure 4 : Compteurs électromécaniques Vs Compteurs intelligents



L'analyse de ces actifs est à la base des propositions et recommandations qui pourront être faites pour la définition de l'objet social des sociétés de Fournisseurs de Services de Comptage (FSC) à mettre sur pied si l'analyse Coûts – Avantages le justifie.

Figure 5 : Chaîne de valeur actuelle de l'Infrastructure de Mesure au Cameroun

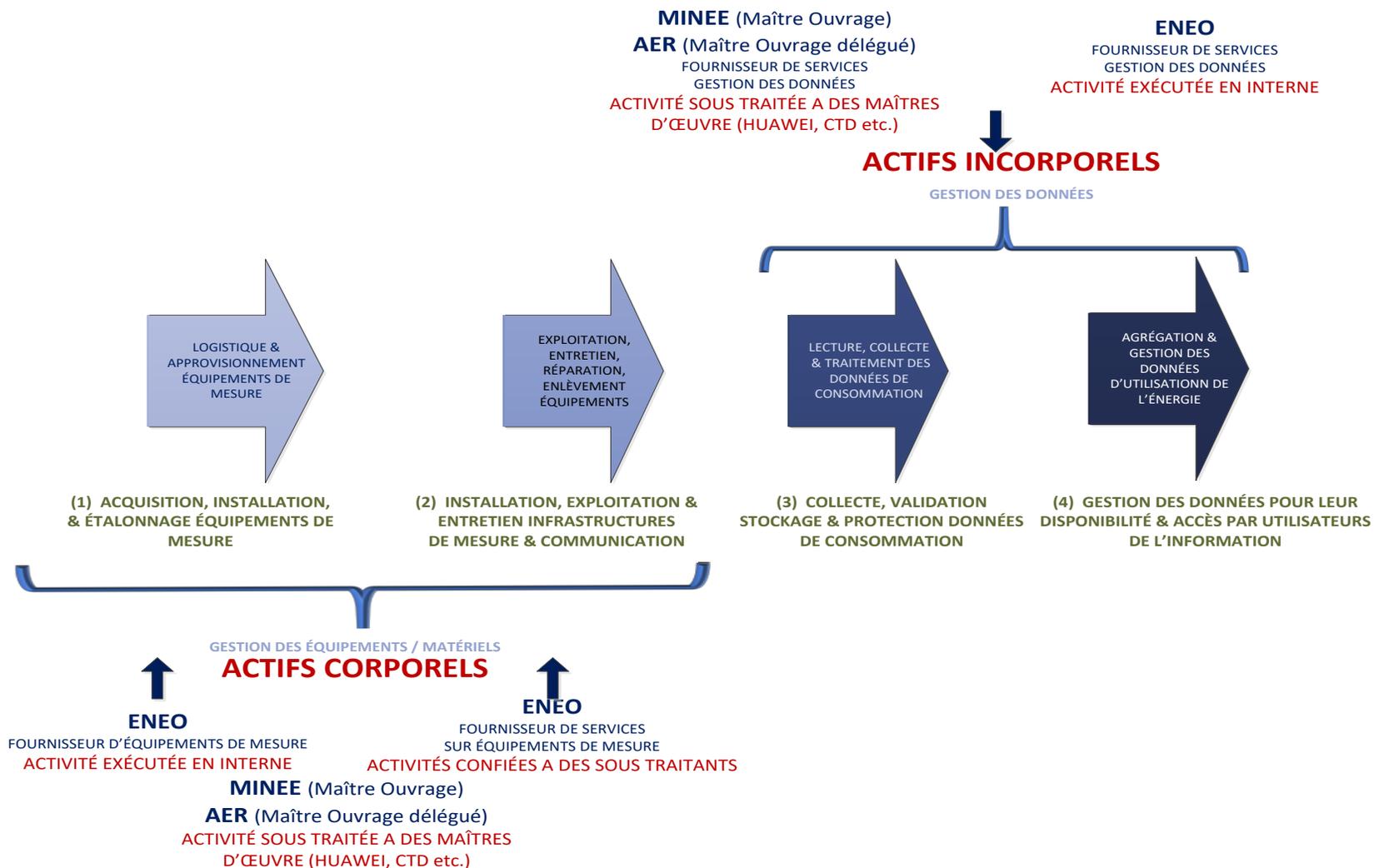
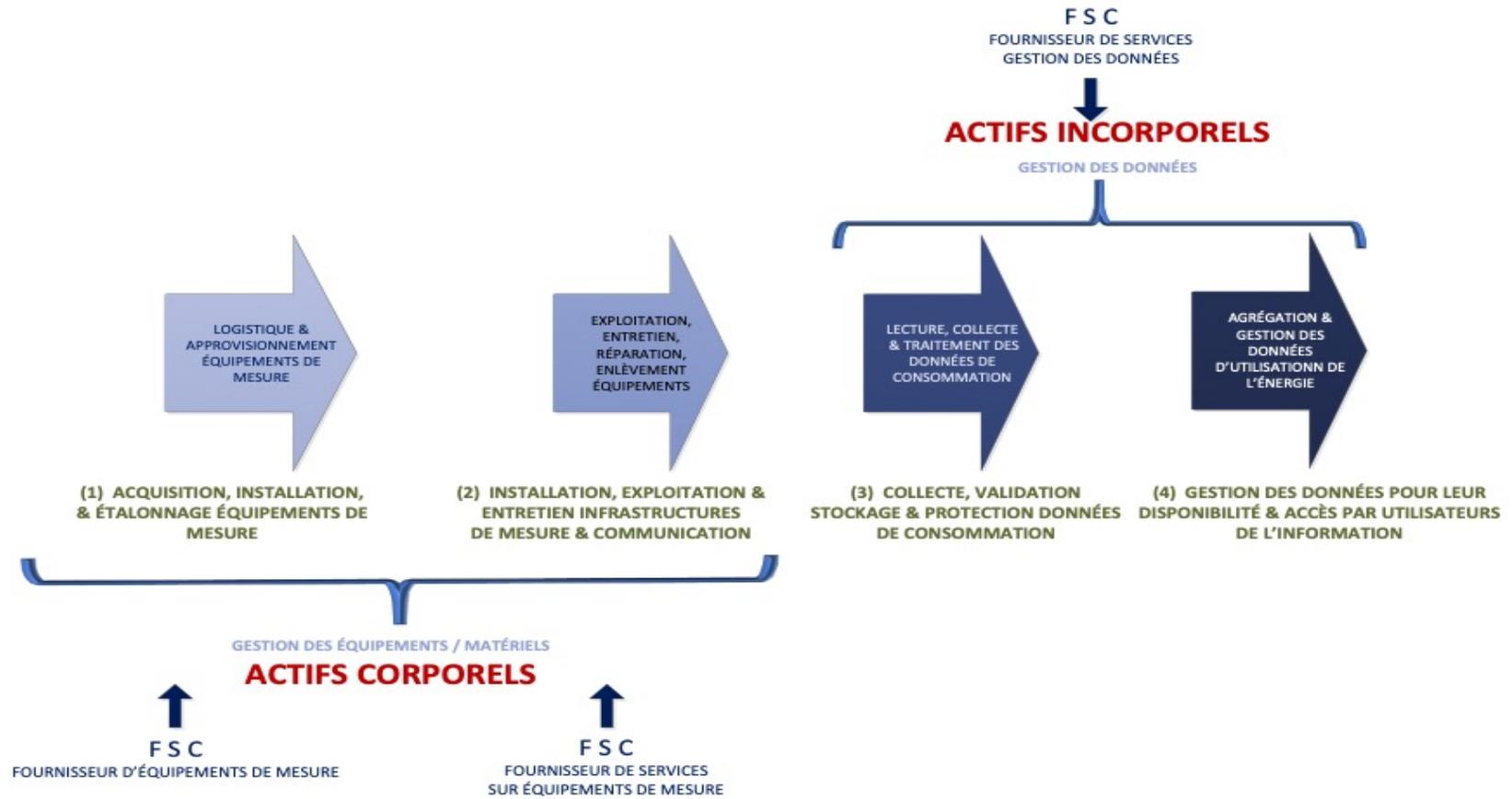


Figure 6 : Chaîne de valeur actuelle de l'Infrastructure de Mesure Avancée



La figure précédente fait ressortir de manière générique l'objet social de même que le positionnement des FSC dans le paysage nouveau de l'IMA. La question de la séparation juridique entière ou partielle de ces FSC de du GRD ENEO et/ou de l'AER en tant qu'Opérateur des centres d'ERD en dehors du périmètre de la concession fera l'Objet de développements spécifiques.

Nous ébauchons toutefois dans le présent document les points à résoudre pour ce qui est de l'opérationnalisation de la filialisation, c'est-à-dire i) le mécanisme de mise en œuvre et ensuite ii) la structuration juridique, étant entendu que la mise en œuvre de la filialisation des activités de comptage va exiger du concessionnaire qu'il renonce à son monopole¹¹ dans le sous segment de la commercialisation pour transférer les-dites activités à une ou plusieurs autres structures existantes ou à créer. Ces filiales pouvant être des créations ex-nihilo dont le capital est détenu entièrement (100%) ou partiellement (51% ou minorité de blocage ...); ou encore un GIE qui regrouperait tous les acteurs du secteur électrique sous le contrôle de l'ARSEL¹².

En fin de compte, la règle de décision va moins tenir compte des aspects juridiques, que des résultats de l'analyse technico-économique. La question ultime est en effet de savoir si les contours du schéma retenu pour l'IMA permet, en créant ces FSC, de promouvoir une meilleure efficacité et une plus grande efficacité et partant, une réduction des coûts de la fourniture du service de l'électricité.

L'infrastructure de comptage avancée se veut un mécanisme de gestion efficace de l'énergie électrique, visant, entre autres, à promouvoir les activités de la production et l'utilisation de sources d'énergie non conventionnelles, principalement renouvelables, dont la promotion, la stimulation et l'incitation au développement qui, dans le cas du Cameroun, ont été déclarées «comme une question d'intérêt social et national pour la préservation et la conservation des ressources naturelles renouvelables».

Il est aisé de comprendre que le fonctionnement des nombreux compteurs électromécaniques encore installés sur le territoire national ne sont généralement pas en bon état et qu'ils ne répondent plus aux caractéristiques techniques qui permettent de mesurer adéquatement la consommation dans le cadre du schéma actuel de fourniture de services d'électricité. Ils ne garantissent donc pas le bon fonctionnement requis pour mesurer la consommation une fois considérées, en particulier les pertes techniques et non techniques. Et de plus, dans une optique de modernisation du système de comptage, ces compteurs se révèlent inadéquats dans un régime de prestation de services dans lequel l'utilisateur serait activement impliqué dans :

- La livraison des surplus éventuels de production d'énergie de sources renouvelables au réseau, avec le droit de négocier ou de monétiser des crédits d'énergie;
- La réponse à la demande, à travers des changements dans la consommation d'électricité par le consommateur en réponse à des signaux de prix horaires ou à des incitations destinées à induire une faible consommation; et en général;
- Dans la gestion efficace de l'énergie.

C'est l'impératif d'introduire ce nouveau schéma de fourniture de services qui tient compte du développement technologique, qui fait qu'un compteur d'énergie électrique avancé est capital, défini comme « dispositif qui mesure et enregistre les données sur l'utilisation de l'énergie électrique par les

¹¹ Article 10 de l'avenant No. 3 au Contrat cadre de concession et de licence de Vente

¹² Des développements juridiques circonstanciés figurent plus loin en section 4.2

utilisateurs, à des intervalles bien précis de la journée, avec une capacité de stockage et la capacité de transmettre lesdites données au moins quotidiennement. »

Les informations ainsi enregistrées pourront alors être utilisées, non seulement pour la gestion commerciale comme c'est le cas actuellement, mais également directement pour la planification et l'exploitation du système dans l'optique d'une gestion efficace des pertes.

L'infrastructure de comptage avancée qui est à la base du nouveau schéma de fourniture de services reposant sur la disparition à terme des compteurs électromécaniques, va reposer sur des compteurs électroniques dont le fonctionnement et la précision doivent permettre :

- La prévention et la détection des fraudes et partant, la réduction drastique des pertes non techniques,
- Le stockage des données, la communication bidirectionnelle avec l'utilisateur et les éléments de l'IMA
- La mise à jour et la configuration locale et à distance du compteur avancé concernant le logiciel, les intervalles de lecture, et les schémas d'options de tarifs horaires,
- La connexion, la déconnexion et la limitation locale ou distante de l'alimentation en électricité,
- Le suivi et l'amélioration de la qualité de service au travers des indicateurs de mesures sur la durée d'indisponibilité du service de l'électricité,
- Le prépaiement des consommations d'électricité.

Tous ces arguments militent en faveur d'un passage complet à terme, du système de comptage de la fourniture d'électricité à l'utilisation d'instruments de mesure beaucoup plus précis tels ceux actuellement disponibles grâce au développement technologique.

Les compteurs électromécaniques actuels qui représentent environ le tiers du parc des matériels de comptage et qui ne répondent pas aux nouvelles exigences énoncées ci-dessus car ils ne permettent pas de mesures avancées dans le nouveau schéma de fonctionnalité et de précision requises.

Comme déjà signalé plus haut, l'IMA englobe deux (2) types d'actifs :

- i. Des actifs corporels qui se composent de stocks de matériels et d'équipements de mesure et de communication qui vont permettre l'exploitation, la maintenance et le remplacement de l'infrastructure de mesure avancée, c'est-à-dire l'étalonnage, la certification de conformité, l'installation, la vérification du fonctionnement, la maintenance et le remplacement des compteurs avancés;
- ii. Des actifs incorporels, qui englobent la gestion des données qu'elles soient disponibles et qu'elles puissent être mises à la disposition des utilisateurs pour leurs besoins divers.

Si les immobilisations corporelles qui sont matérielles, ne nécessitent pas de développements spécifiques autres que ceux liés à leur gestion quotidienne et aux cash-flow qu'elles génèrent à leurs propriétaires, il n'en est pas de même des immobilisations incorporelles qui elles en revanche, soulèvent un certain nombre de questions.

Avec l'adoption des IMA, les responsables de ces immobilisations incorporelles deviennent de facto, des gestionnaires de méga-données énergétiques, ce qui conduit à s'interroger sur les types de modèles de gestion de ces données à adopter dans la mesure où, le grand avantage de ce type de technologie est la manière dont les informations qui peuvent être rendues disponibles sont utilisées.

Les activités qui composent le modèle de gestion des données sont définies comme suit :

1. La lecture des données du compteur, c'est-à-dire le processus par lequel des données sont enregistrées suite à une consommation d'énergie électrique,

2. Le transport de données, c'est-à-dire, le processus par lequel les données sont transférées du compteur vers un support de stockage physique,
3. La validation des données, c'est-à-dire, le processus dans lequel il est vérifié que les informations de lecture des données sont correctes,
4. Le stockage et la protection des données ; qui est le processus par lequel la sauvegarde des données sera conservée et sécurisée,
5. L'utilisation des données pour les processus de facturation, qui est le processus par lequel les données sont utilisées à des fins de règlement et/ou de facturation d'une consommation d'énergie
6. L'utilisation des données pour la planification et les processus opérationnels, qui est le processus par lequel certaines des données sont utilisées pour optimiser les processus associés à l'exploitation et à la planification d'un système électrique.
7. La disponibilité des données pour un tiers, qui est le processus par lequel la consultation d'une donnée est activée par le biais d'informations d'identification d'accès permettant à un tiers d'effectuer des processus de surveillance, conception des politiques publiques, ou la conception de nouveaux modèles d'affaires (business model).

3.2.2 Les options de mise en œuvre de l'Infrastructure de Mesure Avancée

Dans la perspective du paragraphe précédent, deux (2) options de déploiement sont présentées qui s'appliquent au contexte camerounais, en précisant que dans le contexte actuel d'organisation du marché de l'électricité, le déploiement des compteurs sur la totalité du territoire national doit être piloté par les deux opérateurs de réseau pour chacun des deux marchés de commercialisation existants, que sont i) le concessionnaire ENEO sa et ii) l'AER pour le périmètre hors concession.

Il reste cependant que la gestion de la masse considérable d'informations générées à la suite du déploiement de l'IMA dans les deux marchés de commercialisation que sont le territoire de la concession (ENEO sa), et le périmètre hors concession (AER) doit être réalisé à travers un « Manager de données », c'est-à-dire une entité nouvelle (FSC) chargée de centraliser et de garantir la disponibilité des informations pour les utilisateurs et les différents acteurs du secteur électrique.

La taxonomie des modèles de gestion de données distingue deux manières de classer les modèles de gestion des données - défini à travers les activités énumérées ci-dessus -, à savoir : le modèle décentralisé et le modèle centralisé.

- Le modèle décentralisé : Il est défini comme un modèle au sein duquel la disponibilité des données générées à la suite du déploiement de l'IMA est distribuée dans plusieurs bases de données. Dans ce modèle, toutes les activités qui composent le modèle de gestion des données sont réalisées par un seul agent pour chaque marché de commercialisation, c'est-à-dire i) le concessionnaire ENEO sa et ii) l'AER pour le périmètre hors concession¹³.
- Le modèle centralisé est défini comme un modèle dans lequel la totalité des informations générées à la suite du déploiement de l'IMA sont concentrées dans une base de données unique gérée par l'Opérateur qui peut donner accès à différents utilisateurs autorisés via un portail unique qui concentre toutes les demandes d'informations. Il est à noter qu'à la différence du modèle décentralisé,

¹³ Il est à l'image de l'option qui prévaut dans le système de comptage actuel puisque chacun des deux opérateurs gère ses données en toute indépendance.

dans le modèle centralisé, les activités qui composent le modèle de gestion des données peuvent être réalisées par différents acteurs.

À titre d'illustration, les données peuvent être transportées par l'opérateur du réseau ou par un autre agent - connu dans la littérature sous le nom de gestionnaire de communication - qui est en charge de déplacer les données de son lieu d'origine vers un site désigné par le régulateur. Ce modèle permet donc à des acteurs autorisés/certifiés, autres que les opérateurs de réseaux d'intervenir et d'apparaître dans le déploiement et l'exploitation d'un système IMA.

À la lumière des deux modèles de gestion de données qui viennent d'être énoncés, le système IMA peut être mis en œuvre à travers différentes options, mais en tout état de cause, c'est à l'issue des résultats de l'Analyse Coûts - Avantages et de l'analyse des risques que nous retiendrons in fine l'une ou l'autre des options présentées.

3.2.2.1 Option de mise en œuvre de type 1

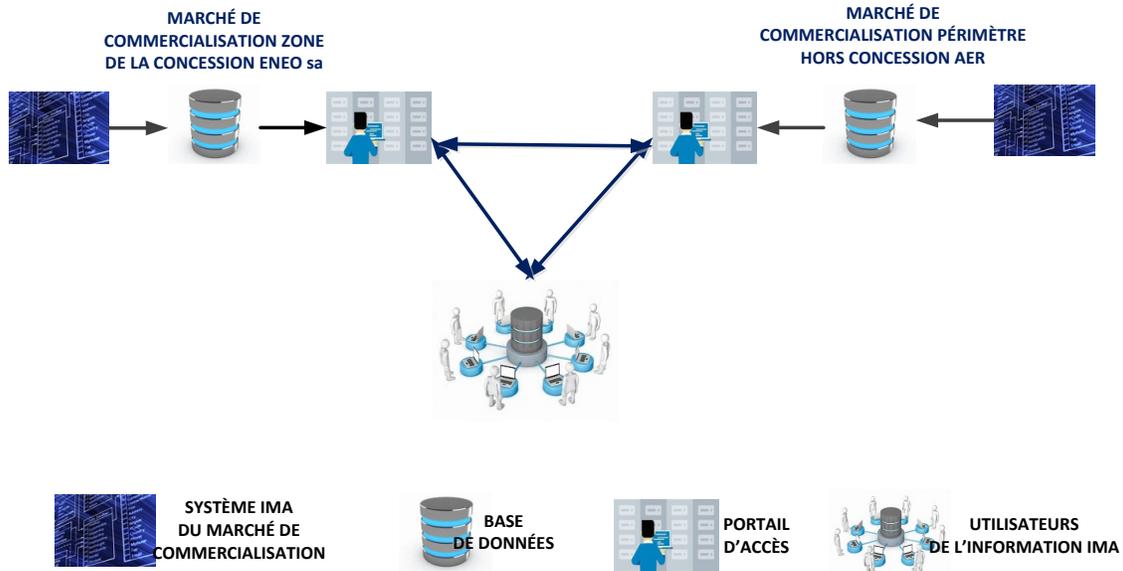
Cette option de déploiement correspond à un « modèle décentralisé » et concentre donc toutes les activités listées qui composent le modèle de gestion des données en un seul responsable, qui, en général, est l'opérateur du réseau (OR). Autrement dit, chaque OR est responsable, dans chacun des deux marchés de commercialisations identifiés dans le cas camerounais, de la mise en œuvre du système IMA.

En conséquence de ce qui précède, les informations qui proviennent du système IMA sont disponibles dans différentes bases de données qui pourront être consultées via différents portails Web. Les utilisateurs des informations disposeront donc d'autant de portails web que de marchés de commercialisation pour accéder aux données qu'ils jugent importantes.

La figure qui suit représente graphiquement cette option où il est mis en évidence que chaque système IMA de chaque marché de commercialisation génère des informations qui sont déposées dans une base de données et mises à disposition via un portail Web. Les flèches indiquent la manière dont on accède à l'information, c'est-à-dire que l'agent autorisé en charge d'un marché de commercialisation - par exemple marché hors périmètre de concession - pourrait être intéressée par l'information de l'autre marché – zone du concessionnaire - à des fins de conception.

Il est à noter que les utilisateurs de la partie inférieure sont ceux qui ont besoin d'informations du système IMA à des fins de surveillance (ARSEL), de conception de politiques publiques (MINEE, MINPMEESA ...), de conception de nouveaux modèles commerciaux ou de spécialistes du marketing non intégrés aux opérateurs de réseau. Les accès aux portails doivent bien entendu, avoir une politique de privilèges via des mots de passe. Du point de vue de l'accès à l'information, ce modèle dispose d'autant de bases de données qu'il y a de marchés de commercialisation.

Figure 7 : Représentation schématique de l'option de mise en œuvre de type 1



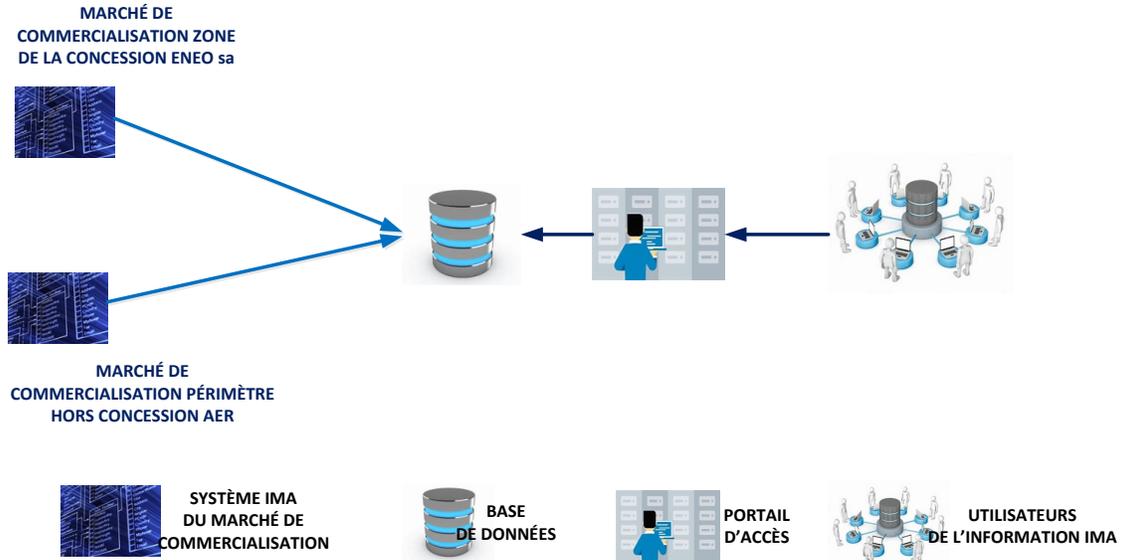
3.2.2.2 Option de mise en œuvre de type 2

Cette option de mise en œuvre correspond à un modèle centralisé où les activités de transport des données sont déléguées à un responsable de la communication et le stockage, la protection et la disponibilité des données sont sous la responsabilité d'un gestionnaire de données. Dans le cas du Cameroun, l'adoption de ce modèle entraînerait la création d'une FSC disposant de deux départements techniques en son sein dans le cadre de la gestion des données; un département spécialisé dans le transport des données et responsable de la communication et un autre département spécialisé dans le stockage et la protection des données.

Bien que les résultats de l'Analyse Coûts - Avantages puissent éventuellement la recommander, il y a lieu de noter que les coûts de transactions beaucoup plus élevés que ceux de la 1^{ère} option ne militent toutefois pas à priori en faveur de son adoption.

La figure qui suit montre schématiquement cette option de mise en œuvre où il est mis en évidence que toutes les informations générées par le système IMA de tous les marchés de commercialisation sont concentrées dans une seule base de données qui est consultée par les différents utilisateurs via un seul portail Web. La centralisation des informations facilite le processus de consultation par des tiers puisqu'il suffit de consulter un seul portail web et non différents portails comme cela se produit dans l'option de mise en œuvre de type 1.

Figure 8 : Représentation schématique de l'option de mise en œuvre de type 2



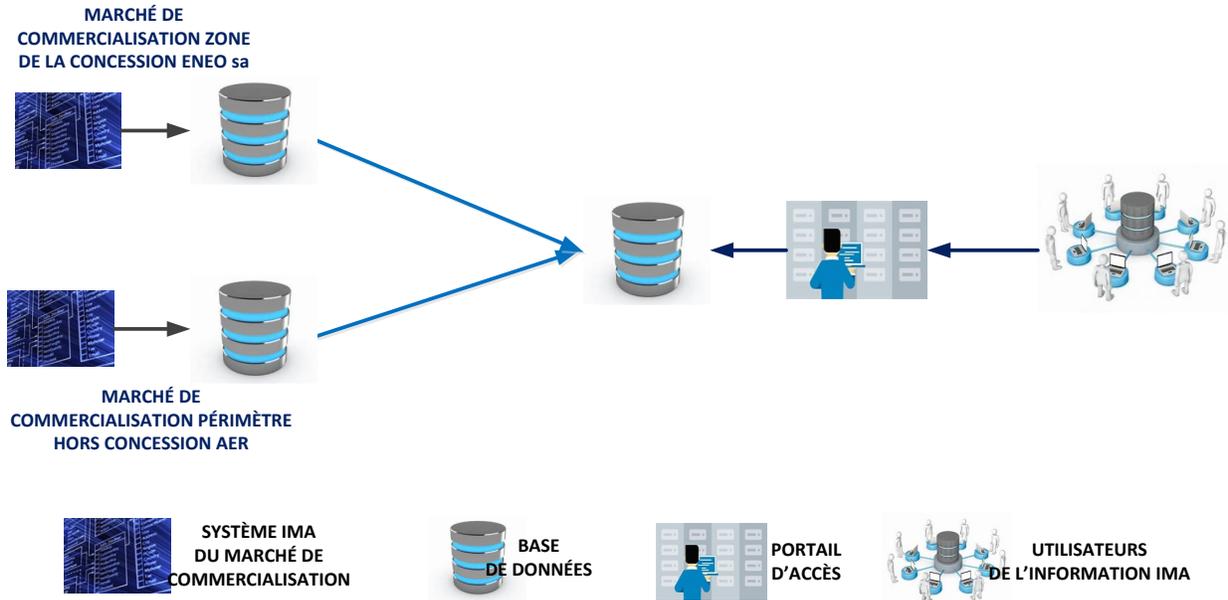
3.2.2.3 Option de mise en œuvre de type 3

Cette option de mise en œuvre correspond à un modèle centralisé où l'activité de stockage de données est sous la responsabilité d'un gestionnaire de données et les autres activités sont généralement déléguées à un opérateur de réseau pour chaque marché de commercialisation.

La figure suivante montre cette option où il est clairement observé comment toutes les informations générées par tous les systèmes IMA des différents marchés de commercialisation sont centralisées dans une seule base de données, bien que ce modèle permette également à chaque marché d'avoir une copie des informations propres aux autres marchés.

Les utilisateurs de l'information y accèdent via un portail Web qui est géré par le gestionnaire de données qui est non seulement en charge de centraliser les informations, mais ses tâches principales seraient associées à la génération d'intrants pour exploiter tous les avantages fournis par les informations de l'IMA, car elles doivent être comprises comme une technologie permettant de nouvelles approches commerciales.

Figure 9 : Représentation schématique de l'option de mise en œuvre de type 3



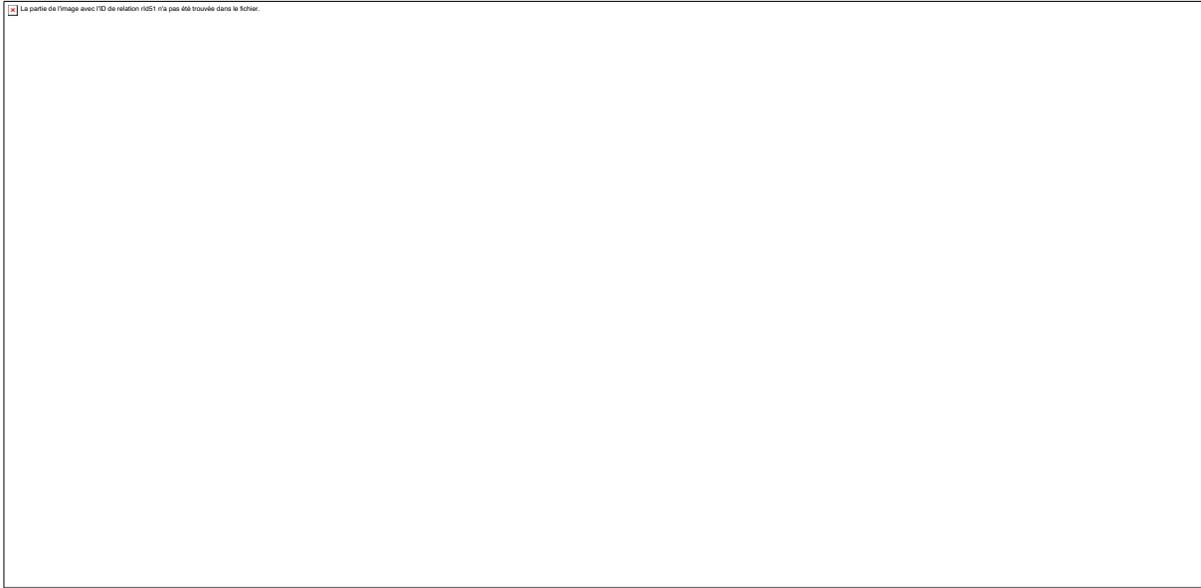
3.2.2.4 Option de mise en œuvre de type 4

Cette option de mise en œuvre correspond à un modèle centralisé où l'activité de stockage des données est décentralisée et sous la responsabilité - généralement - d'un opérateur de réseau. Les données, cependant, sont accessibles via un portail Web unique, qui centralise les requêtes d'informations.

Il s'agit d'une extension de l'option de type 1 mais avec un moyen d'accès centralisé à l'information. Il n'y a pas de gestionnaire d'informations, donc dans cette option, il n'y a pas de business intelligence sur les données générées par les systèmes IMA qui peuvent guider les utilisateurs dans leurs décisions.

La figure suivante montre cette option de mise en œuvre où l'on observe clairement comment toutes les informations générées par tous les systèmes IMA des différents marchés marketing ne sont pas centralisées mais leur accès est centralisé, c'est-à-dire les utilisateurs des informations accèdent via un portail Web unique.

Figure 10 : Représentation schématique de l'option de mise en œuvre de type 4.



4. Dispositif juridique du système de comptage et structuration contractuelle des FSC

La détermination de la situation juridique du système de comptage s'inscrit dans le cadre de la filialisation des services de comptage de l'électricité au Cameroun. Elle vise à moderniser le système de commercialisation de l'électricité en facilitant, autant que faire se peut; les activités qu'il englobe.

D'après les dispositions de l'article 9.1 du Contrat Cadre de Concession et de Licence intervenu entre l'État du Cameroun et la SONEL en date du 18 juillet 2001, le concessionnaire a reçu l'exclusivité de la distribution / commercialisation de l'énergie électrique au Cameroun sur le territoire à lui concédé.

Or, le concessionnaire ENEO sa fait face actuellement à un défi majeur qui est celui de l'obsolescence du matériel de comptage (compteurs électromécaniques) installé depuis parfois plus d'une décennie, ce qui est source de pertes aussi bien techniques que commerciales d'électricité et partant, un préjudice financier certain. ENEO a donc entrepris depuis 2017, un processus d'installation de compteurs prépayés ou intelligents qui se heurte toutefois aujourd'hui, à la non-existence d'un cadre juridique approprié.

La détermination de la situation juridique du système de comptage a donc pour objectifs ici, de faire :

- un diagnostic du dispositif juridique actuel du comptage de l'énergie électrique, pour être ensuite en mesure
- de faire des propositions concrètes de dispositifs de filialisation de l'activité de comptage.

4.1 Dispositif juridique du système de comptage

Ce dispositif juridique se décline en quatre volets :

- Le dispositif législatif et réglementaire,
- Le dispositif institutionnel,
- Le dispositif contractuel, et
- Le dispositif de transition du compteur électromécanique aux compteurs prépayés et intelligents.

4.1.1 Dispositif législatif et réglementaire

Le comptage électrique est régi au Cameroun par plusieurs textes éparses dont les plus pertinents sont :

- La loi N°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le Secteur de l'Électricité au Cameroun ;
- Le décret N° 2012/2806/PM du 24 septembre 2012 portant application de certaines dispositions de la loi N°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun ;
- La loi N°2004/002 du 21 avril 2004 régissant la métrologie légale au Cameroun ;
- L'arrêté N°00000013/MINEE du 26 Janvier 2009 portant approbation du Règlement du service de Distribution Publique d'Électricité de la Société AES SONEL ;
- Le règlement du Service de Distribution Publique d'Électricité.

De ces différents textes, le Règlement du Service de Distribution Publique d'Électricité est celui qui impacte directement la présente étude. Les dispositions de ses articles 9, 13.3, 15.5 et 15.7 sont spécifiquement consacrés aux différents aspects entrant dans le système du comptage électrique.

À cet effet, l'article 9.1 et 2 du Règlement prévoit que « l'énergie électrique consommée est de manière générale mesurée par un compteur fourni exclusivement par AES SONEL (...) L'installation d'un compteur se fait à la demande expresse de l'Usager. Au moment de l'installation du compteur, le Client atteste de sa réception à travers la signature d'une fiche d'engagement en présence d'un agent de AES SONEL. »

« Les systèmes de comptage et les appareils de contrôle sont fournis, installés et plombés par AES SONEL. Ils sont entretenus par AES SONEL à l'exception des frais de réparation ou de remplacement résultant d'une dégradation imputable au Client ou à un vol et qui seront donc à la charge du Client (...) »

« Les appareils de comptage sont placés sous la responsabilité du Client qui en assure la garde en bon père de famille et doit signaler sans délai au point commercial de AES SONEL dont il dépend toute altération (bris du plombage, rotation anormale du compteur etc.) ou tout dysfonctionnement du compteur (...) »

« Les compteurs doivent être en permanence accessibles pour les agents de AES SONEL ou tout agent mandaté par AES SONEL aux fins de relève. Les agents qualifiés de AES SONEL ou les agents mandatés par AES SONEL ont le droit d'accès de 6 heures à 18 heures aux appareils de mesure et de contrôle des Clients ; ils devront être munis à cet effet d'un badge portant un numéro qu'ils devront présenter à toute réquisition des Clients (...) »

« Tout Client peut à tout moment demander la vérification de son compteur (ou tout autre système de comptage et de contrôle) soit par des agents assermentés de AES SONEL, soit par un expert désigné soit d'un commun accord, soit par l'ARSEL, ou, à défaut, par les tribunaux ».

« En cas d'anomalie ou de défectuosité des appareils de comptage ou de contrôle, il sera procédé à la régularisation de la facturation (au profit du Client ou de AES SONEL selon le cas) à compter de la date de survenance de l'anomalie ou du défaut, compte tenu des constatations effectuées et éventuellement par référence à des périodes comparables, antérieures ou postérieures à celles concernées par l'anomalie. La période de régularisation n'excédera pas 36 mois ».

L'article 13.3 est quant à lui relatif au contrôle du système de comptage. Il prévoit des mesures que le concessionnaire pourrait prendre pour se prémunir contre la fraude de l'énergie. Ainsi, le Concessionnaire est en droit, en cas de soupçon de fraude ou d'anomalie, de prendre toutes les mesures pour établir ces faits, notamment par l'installation d'un compteur sur poteau pour vérifier la consommation réelle de l'Usager ou par un bilan de puissance.

L'article 15.5 traite de la vérification des compteurs à la suite de l'article 9.2. En effet, l'Usager a la possibilité de demander la vérification de son compteur électrique à tout moment, et, le Concessionnaire est en droit d'y répondre suivant les délais prescrits faute de quoi, des frais financiers sont mis à sa charge. Il s'agit notamment d'une incitation contractuelle à payer à l'Usager, sous forme d'avoir sur la facture d'électricité, d'un montant de 5 000 Fcfa indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation. Par ailleurs, une incitation contractuelle est également prévue par l'article 15.7 en cas de non-respect des délais de déplacement des compteurs.

De l'analyse de ces dispositions il découle deux types de constats de part et d'autre de chacun des intervenants au système de comptage électrique.

En vertu de l'exclusivité qui lui a été accordée dans la distribution de l'énergie électrique, la plupart des obligations liées au comptage électrique incombent au Concessionnaire, même si l'Usager est généralement invité tantôt à une collaboration active, tantôt à une collaboration passive pour accompagner, assister et coopérer avec le Concessionnaire dans l'exécution de ses obligations.

1. Obligations du Concessionnaire
 - Le compteur est la propriété exclusive du Concessionnaire (Article 9.1)
 - Le Concessionnaire a l'exclusivité de la fourniture des compteurs (Article 9.1)
 - Le compteur est installé par le Concessionnaire (Article 9.1)
 - Le système de comptage et les appareils de contrôle sont fournis, installés et plombés par le Concessionnaire (Article 9.1)
 - Le remplacement du compteur est fait par le Concessionnaire (Article 9.1)
 - Le contrôle des installations est assuré par le Concessionnaire (Article 13)
 - Le Concessionnaire a libre accès aux installations entre 6H et 18 H (Article 9.1)
 - Le Concessionnaire assure le relevé des consommations, la distribution des factures (Article 9.1)
 - Le Concessionnaire assure les coupures et les remises d'électricité

2. Collaboration active de l'Usager
 - Demande expresse d'installation d'un compteur et de sa vérification
 - Paiement des frais de réparation ou de remplacement résultant d'une dégradation imputable à l'Usager ou à un vol
 - Responsabilité de la garde du compteur
 - Information de toute altération ou du dysfonctionnement du compteur
 - La charge des frais d'expertise en cas de tort

3. Collaboration passive de l'Usager
 - Rendre le compteur accessible aux agents du Concessionnaire et vérifier leur identité ;
 - Attestation d'installation du compteur à travers la signature d'un engagement en présence de l'agent du Concessionnaire ;
 - La présence de l'Usager ou de son représentant est obligatoire lors du remplacement du compteur et des inspections des agents du Concessionnaire (même si celui-ci doit être préalablement informé de leur présence).

4.1.2 Dispositif institutionnel

Le dispositif institutionnel du comptage de l'électricité fait appel à deux acteurs principaux en l'occurrence, le Ministère de l'Énergie et de l'Eau (MINEE) et l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL). Toutefois, ce dispositif mérite d'être complété avec le rôle des acteurs institutionnels qui interviennent dans le cadre de l'électrification rurale au Cameroun, parmi lesquels on peut citer l'Agence d'Électrification Rurale (AER) et le Fond d'Énergie Rurale (FER). Ces deux institutions accompagnent le développement de l'Électrification Rurale, que ce soit l'Électrification Rurale Décentralisée ou l'électrification rurale faite par raccordement aux réseaux interconnectés.

Par ailleurs, il est important de préciser que le Ministère du Commerce (MINCOMMERCE) est l'institution responsable de la métrologie légale au Cameroun et ce, à travers sa Direction de la Métrologie chargée entre autres des études techniques et essais des modèles des instruments de mesure en vue de leur approbation, de l'étalonnage et de la vérification des instruments de mesure.

4.1.2.1 Le Ministère de l'Énergie et de l'Eau (MINEE)

L'article 71 de la Loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité indique simplement et sans autre précision, que l'« l'Administration chargée de l'électricité » veille à la conception de la mise en œuvre et au suivi de la

politique gouvernementale dans le secteur de l'électricité. Cette « Administration » est notamment responsable de la planification générale, de la conduite des études stratégiques sectorielles et de la signature des concessions et licences, de l'approbation des programmes d'investissements des opérateurs et de la politique tarifaire dans le secteur de l'électricité.

Dans la pratique, ce rôle est dévolu au MINEE qui est le bras séculier de l'État dans le domaine de l'électricité. Le MINEE a notamment compétence pour l'octroi des concessions et des licences de production, de transport et de distribution de l'électricité. Ce ministère est régi par un organigramme interne tel qu'il ressort du Décret N° 2012/501 du 07 novembre 2012 portant organisation du Ministère de l'Eau et de l'Énergie.

Des dispositions de l'article 1^{er} alinéa 2 dudit texte, le Ministre de l'Eau et de l'Énergie est responsable de l'élaboration et de la mise en œuvre de la politique du Gouvernement en matière de production, de transport, de distribution l'eau et de l'énergie.

En effet, ce ministère dispose en son sein d'une Direction de l'Électricité qui est sa cheville ouvrière pour les questions relatives à ce secteur. Conformément aux dispositions de l'article 42 du Décret N° 2012/501 du 07 novembre 2012, cette direction est entre autres, chargée de :

- l'élaboration et de la mise en œuvre des politiques et stratégies dans le domaine de l'électricité, de la planification et du développement des activités du domaine de l'électricité ;
- en liaison avec les administrations et les organismes concernés, du suivi et du contrôle des activités de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de vente de l'électricité, en liaison avec les administrations et organismes concernés ;
- du contrôle de la conformité des équipements et installations électriques.

Cette direction travaille généralement en étroite collaboration avec l'autorité de régulation. À ce titre, elle examine les demandes de concession et de licence instruites par l'autorité de régulation avant leur approbation par le MINEE.

Le MINEE est chargé de définir, de mettre en œuvre, d'impulser et d'implémenter la politique gouvernementale en matière d'électricité. Il assure une tutelle technique sur les établissements et les sociétés de production, de transport, de distribution et de régulation de l'électricité, notamment :

- Electricity Development Corporation (EDC)
- Agence de l'Électrification Rurale (AER)
- Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL)
- Société Hydro Mekin Electric Development Corporation (HYDROMEKIN)
- Société Nationale de Transport d'Électricité

Le MINEE assure ainsi une surveillance, un œil de regard vigilant sur les activités du secteur de l'électricité qui est un secteur stratégique de l'économie nationale. C'est ce qui justifie que l'octroi des concessions et des licences de production, de transport et de distribution de l'électricité soit de son ressort alors que dans certaines juridictions, cette compétence est dévolue au régulateur.

4.1.2.2 L'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL)

L'ARSEL a été créée par l'article 41 de la Loi N°98/022 du 24 décembre 1998 régissant le secteur de l'électricité, modifiée et complétée par la Loi N°2011/022 du 14 décembre 2011 qui consacre la libéralisation du secteur de l'électricité au Cameroun.

Son organisation et fonctionnement étaient fixés par le Décret N°99/125 du 15 juin 1999 qui a été abrogé par le Décret N°2013/203 du 28 juin 2013 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité.

Les missions de l'Agence sont concomitamment prévues par l'Article 3 (1) du Décret précité et par l'Article 72 (1) de la Loi N°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité.

Ces Articles disposent que : « L'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité assure la régulation le contrôle et le suivi des activités des exploitants et des opérateurs du secteur de l'électricité. »

- « À ce titre, elle a entre autres pour missions de veiller au respect des textes législatifs et réglementaires applicables au secteur de l'électricité, ainsi que des contrats de concession de licence d'autorisation et de tout autre forme de contrat adopté dans ce cadre;
- « de s'assurer que l'accès aux réseaux s'effectue dans les conditions objectives transparentes et non discriminatoires;
- « de veiller aux intérêts des consommateurs et d'assurer la protection de leurs droits pour ce qui est du prix de la fourniture et de la qualité de l'énergie électrique;
- « de garantir une concurrence saine et loyale dans le secteur de l'électricité;
- « de mettre en œuvre suivre et contrôler le système tarifaire établi dans le respect des méthodes et procédures fixées par l'Administration chargée de l'électricité;
- « d'octroyer les autorisations; d'instruire les demandes de licences et de concession;
- « d'arbitrer les différends entre les opérateurs du secteur de l'électricité sur saisine des parties;
- « de contribuer à l'exercice de toute mission d'intérêt public que pourrait lui confier le Gouvernement pour le compte de l'État dans le secteur de l'électricité ».

L'Agence est également compétente dans tous les autres cas prévus à l'article 11 de la Loi régissant le secteur de l'électricité. Ainsi, l'octroi des autorisations, déclarations ou libertés découlant de l'application des régimes juridiques en vigueur relèvent de sa responsabilité.

L'Arrêté N°0193/A/MINEE du 28 avril 2014 du MINEE détermine, après avis de l'Agence, la composition des dossiers de demande de concession, de licence et d'autorisation ainsi que le barème des frais y afférents.

L'ARSEL a la responsabilité de soumettre au MINEE, avant le lancement d'un appel d'offres, pour approbation, les projets de conventions de concession et de licence, ainsi que les projets de cahiers des charges y afférents. L'organisation et le lancement de l'appel d'offres pour l'octroi des concessions sont effectués par l'Agence conformément aux critères et procédures définis au Décret N°2012/2806/PM du 24 septembre 2012.

L'Agence reçoit et instruit les demandes d'obtention de licences relatives aux activités visées à l'article 29 de la Loi de 2011 sur l'électricité et les transmet à l'Administration chargée de l'électricité.

Il en ressort donc que L'ARSEL exerce un rôle d'importance voire déterminant dans l'octroi des Concessions et Licences dans le secteur de l'électricité.

Par ailleurs, l'ARSEL a une autonomie décisionnelle et opérationnelle lui permettant d'avoir des pouvoirs étendus pour investiguer, contrôler et sanctionner les contrevenants aux textes régissant le secteur de l'électricité.

L'ARSEL est également compétente pour le règlement des différends suivants les deux modes de résolutions que sont, la conciliation et l'arbitrage.

Si le règlement de litige entre le Concessionnaire et ses Usagers se fait par voie de conciliation devant le régulateur (Article 9.2.4 du Règlement de service, Article 85.1 de la loi N° 2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité), le règlement de différends entre opérateurs se fait par voie d'arbitrage.

Dans le cadre de cette étude, nous reviendrons sur le mécanisme de règlement des différends qui devrait alors prendre en compte à la filialisation envisagée et les nouveaux acteurs qui entreront dans le processus du comptage de l'électricité.

À l'analyse des différentes missions susmentionnées, on note que l'ARSEL a la nature d'une Autorité Administrative Indépendante (AAI) à laquelle est traditionnellement dévolue 4 types de fonctions :

- Une fonction Règlementaire qui consiste à légiférer par voie de Décision ou de Directive ;
- Une fonction Exécutive, c'est-à-dire de régulation et de contrôle (régulation ex ante et ex post) à travers laquelle, elle assure le respect des textes législatifs et réglementaires, elle instruit les demandes de Concessions et de Licences, elle accorde les autorisations et elle assure la régulation tarifaire;
- Une fonction Disciplinaire consistant au prononcé des sanctions qui peuvent être administratives, financières ou pénales (les agents assermentés commis spécialement par l'Agence, sont chargés de la recherche, de la constatation et des poursuites en répression des infractions commises en matière d'électricité (article 96 de la Loi de 2011); et,
- Une fonction Juridictionnelle relative au règlement des différends entre d'une part, les Opérateurs et les Usagers; et d'autre part, entre les Opérateurs.

4.1.2.3 L'Agence d'Électrification Rurale (AER)

Des dispositions pertinentes de l'article 58 de la Loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité, il revient à l'État d'assurer la promotion et le développement de l'électrification rurale sur l'ensemble du territoire national. L'article 62 du même texte ajoute qu'un décret du Président de la République précise les missions, l'organisation et le fonctionnement de l'Agence chargée de promouvoir l'électrification rurale.

C'est à cette suite qu'est intervenu le Décret N° 2013/204 du 28 juin 2013 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de l'Électrification Rurale (AER) qui a succédé au Décret N° 99/193 du 08 septembre 1999.

Il ressort de l'article 1er du Décret de 2013 que l'AER est un établissement public administratif régi par la Loi N° 99/016 du 22 décembre 1999 portant statut général des Établissements publics administratifs et des Entreprises du secteur public et parapublic.

L'AER a alors été placée sous la tutelle technique du Ministre chargé de l'électricité et sous la tutelle financière du Ministre chargé des finances.

L'AER est donc créé dans le but de contribuer à l'électrification des communes rurales camerounaises et est chargée de contribuer à l'élaboration et à la mise en œuvre de la politique gouvernementale dans le secteur qui lui est confié.

L'AER a pour missions selon le décret qui l'organise :

- D'approuver les plans et projets d'électrification rurale qui sont initiés par les Collectivités Territoriales Décentralisées,
- D'élaborer les projets d'appel d'offres,
- De s'approprier toutes les mesures tendant à attirer les investisseurs dans le secteur qui lui est confié,
- De s'approprier et vulgariser les énergies renouvelables,
- De collecter les informations relatives aux opportunités d'investissements et de les diffuser aux acteurs (Collectivités Territoriales Décentralisées, Opérateurs privés, Investisseurs, bailleurs de fonds, Institutions financières, Administrations, ...)
- De mettre en place une banque de données de projets,
- D'accueillir, d'assister et d'orienter les investisseurs dans le cadre de la mise en place des projets d'électrification rurale,
- De réaliser des enquêtes et études débouchant sur des solutions techniques économiquement applicables en milieu rural,
- D'élaborer des dossiers techniques pour le compte des acteurs,
- D'approuver le plan et les projets d'électrification initiés par les administrations et les Collectivités Territoriales Décentralisées,
- De négocier auprès des bailleurs de fonds les financements nécessaires à l'électrification rurale,
- D'encadrer les communautés rurales bénéficiaires des installations électriques,
- D'élaborer des mécanismes de gestion communautaire et de maintenance des installations électriques,
- De préparer et proposer des projets d'électrification éligibles au Fonds d'Énergie Rurale (FER),
- D'élaborer des dossiers d'appel d'offres pour la réalisation des travaux d'électrification en milieu rural,
- D'assurer la sélection des opérateurs d'électrification rurale en concertation avec l'ARSEL, puis accompagner leurs activités pour en dresser bilan,
- De vulgariser les technologies nouvelles d'électrification rurale (énergies renouvelables, Électrification Rurale Décentralisée –ERD-, dispositifs à faible consommation d'électricité).

Observations n°1 :

- ENEO SA a obtenu de l'État du Cameroun une concession d'électricité sur le périmètre concédé,
- À la lecture des dispositions combinées de la Loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité et du Décret de 2013 organisant l'AER, l'État du Cameroun entend conserver ses prérogatives sur certaines zones rurales en les déléguant à l'AER pour assurer en ses lieux et place, la mission de service public de l'électricité en milieu rural et dans les Collectivités Territoriales Décentralisées,

- L'AER ne devrait donc pas être assimilée à un concessionnaire au même titre que ENEO sa.

Observations n°2 : L'une des missions fondamentales de l'AER est d'informer le plus largement possible de tous les partenaires potentiels, publics et privés, sur les possibilités de développement de l'énergie rurale au Cameroun afin de stimuler la demande et l'offre de services dans le domaine, tout en répondant également aux soucis d'équité et transparence. Cette information est dirigée vers :

- les collectivités territoriales et le grand public, les associations d'usagers ou de particuliers, et autres Organisations Non Gouvernementales (ONG) dans le but de favoriser l'émergence d'initiatives locales ;
- les opérateurs privés et les investisseurs, pour renforcer et/ou développer l'offre de services et stimuler l'émergence de projets privés pour l'énergie rurale ;
- les bailleurs de fonds et les organismes de financement (institutions financières, banques, partenaires au développement, ...) pour accroître les ressources et les produits financiers consacrés à l'énergie rurale ;
- les départements ministériels concernés par le développement de l'énergie rurale (collectivités territoriales, développement rural, agriculture, élevage, forêts, environnement, hydraulique, santé travaux public, ...);
- les agents de l'administration (impôts, douane, eaux et forêts, ...) pour rappeler les mesures incitatives prévues pour le développement de l'énergie rurale et des énergies renouvelables afin de résorber les lenteurs administratives.

4.1.2.4 Le Fonds d'Énergie Rurale (FER)

Le FER a été créé par le décret N° 2009/409 du 10 décembre 2009 portant création, organisation et fonctionnement du Fonds d'Énergie Rurale.

Des dispositions de l'article 3 du décret de 2009, le FER est le mécanisme principal de financement des programmes annuels d'énergie rurale par l'État et les partenaires au développement du Cameroun.

Objectif global – Son objectif global est de promouvoir, au moyen de subventions partielles ciblées à l'investissement, l'accès aux différentes formes d'énergie moderne en milieu rural, dont l'électrification rurale, pour la satisfaction des besoins domestiques, sociocommunautaires, artisanaux, commerciaux ou même industriels. À ce titre il doit contribuer au développement rural par :

- la promotion de toutes les activités économiques (agriculture, industrie, artisanat, commerce) et sociales en milieu rural ;
- le rehaussement du niveau de vie des population rurales ;
- le remplacement des sources d'énergie à coût élevé par des alternatives moins coûteuses et ayant moins d'impact sur l'environnement ;
- la protection de la santé publique et de l'environnement,
- l'amélioration des conditions de vie dans les zones rurales, afin de contribuer à réduire l'exode vers les zones urbaine.

Objectifs spécifiques – De façon spécifique, il s'agit pour le FER de :

- mettre en place un mécanisme de financement pérenne et mobiliser les ressources financières nécessaires au développement rapide et efficace de l'accès à l'énergie en milieu rural ;
- assurer l'équité et la transparence dans la couverture du territoire et l'attribution des marchés, sur la base de critères et de procédures clairs, simples et vérifiables d'éligibilité et de sélection des projets ;
- maximiser les bénéfices économiques, sociaux et environnementaux des subventions accordées à l'énergie rurale ;
- être l'instrument principal de financement de l'État et des partenaires au développement du Cameroun en matière d'énergie rurale en fédérant tous les financements reçus destinés à l'énergie rurale et en accordant toutes les subventions selon les procédures ;
- permettre la viabilité économique et financière des projets d'énergie rurale, notamment dans les choix liés à la politique tarifaire des services d'énergie rurale ;
- promouvoir la participation du secteur privé au financement de l'énergie rurale ;
- contribuer à la professionnalisation et au développement des petites et moyennes entreprises dans le secteur ;
- promouvoir le développement durable par le recours aux sources d'énergie renouvelable (biomasse, hydroélectricité, solaire, etc.) pour la production, la vulgarisation des équipements et appareils à basse consommation d'énergie, et la préservation de l'environnement (biodiversité faunique et floristique, paysages, protection des milieux naturels et des ressources en eau, réduction des nuisances, récupération et recyclage des déchets et équipements, etc.) ;
- accompagner le développement de petites activités économiques durables et non polluantes ;
- stimuler les approches innovantes en matière d'énergie rurale.

Observations n°1 :

- Le dispositif institutionnel du FER s'insère dans un aménagement du cadre institutionnel actuel de l'électrification rurale. Il s'appuie le plus possible sur l'esprit des textes législatifs et réglementaires existants (Loi de 2011) tout en étant assez précis en termes de coordination, concertation, efficacité et transparence.
- L'AER est l'organe d'exécution du FER.
- Par ailleurs, l'ARSEL joue également un rôle important en ce qu'elle est chargée de :
 - promouvoir la concurrence et la participation des entreprises privées en matière de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de vente de l'énergie électrique dans les conditions objectives, transparentes et non discriminatoires ;
 - soumettre à la signature du Ministre en charge de l'énergie, après sa validation, les contrats de concession, ainsi que les demandes de licence ;
 - faire signer par le Directeur Général les demandes d'autorisation ;
 - mettre en œuvre, suivre et contrôler les systèmes tarifaires établis, dans le respect des méthodes et procédures fixées par les lois et règlements en vigueur ;
 - assurer avec l'assistance requise de l'AER, la sélection des acteurs conformément aux règles des marchés publics en vigueur et des procédures des bailleurs de fonds ;

- élaborer, de concert avec les professionnels de l'électricité, les normes applicables aux activités menées en matière d'électrification rurale et les soumettre à l'homologation du MINEE;
- veiller au respect par les acteurs des conditions d'exécution des contrats de concession ou d'autorisation, et des licences ;
- suivre l'application des normes et règles en la matière ;
- veiller au respect du principe d'égalité de traitement ;
- veiller à l'application des sanctions prévues par la loi ;

Observations n°2 : L'électrification rurale est l'accès à l'électricité des zones de faibles agglomérations et éloignées des centres urbains. Son enjeu au Cameroun est à ce point crucial, qu'une intervention des pouvoirs publics était nécessaire pour réduire la pauvreté et améliorer la qualité de vie dans les zones rurales. C'est ainsi que la mise en place de l'Agence d'Électrification Rurale vise à mener les actions dans ce sens.

Toutefois, en ce qui concerne le financement des projets d'électrification, en plus du FER qui est logé à l'AER, on note également la participation significative des partenaires au développement tel que :

- Le FONDS SPÉCIAL D'ÉQUIPEMENT ET D'INTERVENTION INTERCOMMUNAL (FEICOM) qui a été créé par la Loi N° 74/23 du 05 décembre 1974 portant organisation communale au Cameroun et rendu fonctionnel par le Décret d'application N°77/85 du 22 mars 1977 ;

- Le Décret N°2018/635 portant réorganisation du Fonds Spécial d'Équipement et d'Intervention Intercommunale (FEICOM) est intervenu par la suite en application des dispositions de la Loi N° 2017/010 du 12 juillet 2017, portant statut général des Établissements Publics, et ce, dans un contexte marqué par l'accélération du processus de décentralisation et le renforcement du dispositif institutionnel d'accompagnement du développement local.

- Le FEICOM a alors changé de statut, pour d'Établissement public devenir un Établissement public à caractère économique et financier, doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière, placé sous la tutelle technique du Ministère en charge des Collectivités Territoriales Décentralisées et la tutelle financière du Ministère en charge des Finances.

- La principale mission du FEICOM est de contribuer au développement harmonieux de toutes les Collectivités Territoriales Décentralisées sur la base de la solidarité nationale et de l'équilibre inter-régional et intercommunal, en liaison avec les administrations concernées.

- Le PROGRAMME NATIONAL DE DÉVELOPPEMENT PARTICIPATIF (PNDP). C'est l'un des cadres opérationnels de la stratégie de réduction de la pauvreté mis en place par l'État du Cameroun, avec l'aide de plusieurs partenaires techniques et financiers. Ses activités couvrent l'ensemble des régions du Cameroun et peuvent être réparties en quatre axes :

- L'appui financier au développement des communes et communautés rurales à travers le financement d'infrastructures sociales, d'équipements publics marchands, l'électrification rurale, la protection de l'environnement et la mise en valeur des ressources naturelles,

- L'appui aux Collectivités Territoriales Décentralisées dans le processus progressif de décentralisation dont l'objectif est de renforcer les capacités techniques et opérationnelles des communes,

- Le renforcement des capacités des acteurs publics et privés impliqués dans la mise en œuvre du Programme, par des activités de formation, le recrutement de prestataires accompagnant les maîtrises

d'ouvrage locales dans l'élaboration des diagnostics et plans de développement et le suivi de la réalisation des micro-projets,

- La coordination, la gestion et le suivi-évaluation des activités du Programme pour mettre à la disposition de tous les acteurs les informations et les outils d'aide à la décision nécessaires à l'accomplissement de leurs responsabilités.
- Les Collectivités Territoriales Décentralisées (CTD) avec le financement de la production décentralisée de l'énergie électrique pour favoriser la croissance économique locale,

4.1.2.5 Le Ministère du Commerce (MINCOMMERCE)

Les compteurs d'énergie électrique sont des instruments de mesure.

Or, l'énergie électrique consommée par les clients est de manière générale mesurée par un compteur d'un modèle agréé par l'administration chargée des poids et mesures.

L'administration chargée des poids et mesures est le Ministère du Commerce (MINCOMMERCE).

C'est le Décret N°2012/513 du 12 novembre 2012 portant organisation du Ministère du Commerce qui détermine les missions et responsabilités dévolues à ce département ministériel et parmi lesquels, la métrologie légale.

À la lecture de ce texte et conformément aux dispositions de son article 1er, il ressort que le MINCOMMERCE a entre autres pour missions :

- L'élaboration, de la mise en œuvre et de l'évaluation des stratégies de promotion des produits camerounais;
- L'élaboration de la réglementation en matière de prix et du suivi de son application, en liaison avec les administrations concernées;
- La régulation des approvisionnements des produits de grande consommation, en relation avec les administrations concernées;
- La recherche des nouveaux marchés pour les produits camerounais ;
- La promotion et la défense d'un label de qualité pour les produits destinés au marché local et à l'exportation;
- La promotion et le contrôle de la saine concurrence ;
- La négociation et du suivi de la mise en œuvre des accords commerciaux en liaison avec le Ministère des Relations Extérieures;
- La promotion de la compétitivité des produits camerounais sur les marchés étrangers;
- L'application des sanctions administratives en cas de fraude ou de non-respect des normes fixées, sans préjudice des attributions dévolues aux autres départements ministériels concernés;
- L'organisation et de la supervision des foires commerciales;
- Le suivi du commerce international des matières premières et des produits dérivés, en liaison avec les départements ministériels et les organismes concernés;
- Le suivi de l'application des normes en matière d'importation, en liaison avec les administrations concernées;

- Le suivi de l'inflation en liaison avec les administrations concernées;
- Le suivi des circuits de conservation et de distribution des produits de grande consommation;
- Le suivi de l'élaboration et de l'application des normes des instruments de mesure et de contrôle de qualité en liaison avec les administrations concernées;
- Le suivi des relations avec les organisations internationales œuvrant dans le domaine du commerce international en liaison avec les administrations concernées ;
- Le suivi de l'élaboration ou de l'homologation des normes de présentation, de conservation et de distribution des produits de grande consommation et du respect de ces normes par les opérateurs économiques en liaison avec les administrations concernées;
- Le suivi des négociations commerciales avec l'Union Européenne en liaison avec le Ministère des Relations Extérieures ;
- Assurer la liaison entre le Gouvernement et l'Organisation Mondiale du Commerce (OMC).

L'article 7 (2) du Décret de 2012/513 ajoute que l'administration centrale comprend entre autres une Direction de la métrologie, de la qualité et des prix.

C'est à cette suite que l'article 46 (1) du décret 2012/513 a placé sous l'autorité de la Direction de la Métrologie, de la Qualité et des Prix, les missions ci-après :

- l'élaboration et de la mise en œuvre de la législation et de la réglementation sur la métrologie et les prix, en liaison avec la Division des Affaires Juridiques;
- la collecte, du traitement et de la diffusion des informations relatives à la métrologie et aux prix;
- le suivi de l'élaboration des normes des instruments de mesure et de contrôle de qualité, en liaison avec les administrations concernées;
- le suivi de l'élaboration des normes de présentation et de conservation des produits de grande consommation, en liaison avec les administrations concernées ;
- la conception et de la réalisation du programme de formation et de recyclage du personnel de la métrologie et des prix;
- l'élaboration des prix des biens et services destinés à la consommation des administrations publiques et parapubliques ;
- la validation des prix et tarifs des produits et services non référencés dans la mercuriale;
- le suivi des activités des organismes internationaux en matière de prix et de métrologie.

La Direction de la Métrologie, de la Qualité et des Prix comprend une Sous-Direction de la Métrologie chargé en vertu de l'article 51 (1) du Décret de 2021/513 :

- des études techniques et des essais des modèles des instruments de mesure, en vue de leur approbation;
- de l'étalonnage et des vérifications des instruments de mesure;
- du suivi des activités des organismes internationaux en matière de métrologie;
- de la conception, de la vulgarisation et de l'harmonisation des techniques et procédures de vérification.

Cette Sous-Direction de la Métrologie comprend :

- le Service des Instruments de Pesage et des autres Paramètres Métrologiques;
- le Service des Instruments Volumétriques;
- le Service des Études et de la Législation Métrologique.

Placé sous l'autorité d'un Chef de service, le Service des Instruments de Pesage et des autres Paramètres Métrologiques est chargé entre autres :

- des essais de modèles des instruments de pesage et autres paramètres métrologiques;
- de la vérification des instruments des instruments de mesurage.

C'est la Loi N° 2004/002 du 21 avril 2004 régissant la métrologie légale au Cameroun qui précise dans son article 9 que la détermination de la quantité d'un produit tout comme l'étalonnage est assujetti au contrôle métrologique légale.

L'activité de comptage d'électricité au Cameroun pour ce qui est des aspects en rapport avec la métrologie, nécessite donc l'intervention du MINCOMMERCE.

Par ailleurs, le Décret N°2019/143 du 19 mars 2019 portant réorganisation de l'Agence des Normes et de la Qualité (ANOR) confie à cet établissement public à caractère administratif et technique l'élaboration et la mise en œuvre de la politique du Gouvernement dans le domaine de la normalisation et de la qualité.

L'ANOR homologue donc les normes et évalue leur conformité y compris s'agissant des compteurs électriques.

4.1.3 Dispositif contractuel

Le rôle de l'ARSEL ayant été examiné ci-dessus, pour des besoins de cohérence et afin d'éviter toute répétition, les développements seront consacrés au Concessionnaire. En effet, il convient de rappeler ici que ENEO CAMEROON a succédé à AES SONEL - SA qui elle-même a succédé à la SONEL SA.

Les contrats ci-après définissent le rôle et les obligations du Concessionnaire en matière de comptage d'électricité :

- Contrat Cadre de Concession et de Licence signé entre l'État du Cameroun et la SONEL en date du 18 juillet 2001 ;
- Contrat de Concession de distribution et vente d'électricité basse tension entre la République du Cameroun et la SONEL en date du 18 juillet 2001 ;
- Contrat de licence de vente d'électricité entre République du Cameroun et la SONEL en date du 18 juillet 2001 ;
- Avenant du 04 décembre 2006 au Contrat Cadre de Concession et de Licence signé entre l'État du Cameroun et la SONEL en date du 18 juillet 2001, entre l'État du Cameroun et AES-SONEL ;
- Avenant N°2 du 07 août 2015 au Contrat Cadre de Concession et aux contrats dérivés en date du 18 juillet 2001 entre l'État du Cameroun et ENEO CAMEROON SA ;
- Avenant N°3 du 1er novembre 2018 au Contrat Cadre de Concession et aux contrats dérivés en date du 18 juillet 2001 entre l'État du Cameroun et ENEO CAMEROON SA.

De la lecture croisée de ces différents contrats, il ressort principalement que :

- Le Concessionnaire est l'opérateur qui a reçu l'exclusivité des activités de distribution et de vente de l'électricité et partant, de la gestion des services de comptage d'électricité au Cameroun à travers le Contrat Cadre de Concession et de Licence signé entre l'État du Cameroun et la SONEL en date du 18 juillet 2001 et des Contrats dérivés subséquents.
- En vertu du Cahier des Charges dudit Contrat (article 3.1), le Concessionnaire a notamment l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens nécessaires et prendre toutes les dispositions utiles permettant d'assurer, dans les limites prévues au Contrat Cadre et au Cahier des Charges, en permanence un fonctionnement continu et régulier des services concédés.
À cet effet, le Concessionnaire s'est engagé à fournir en quantité et qualité suffisantes toute l'énergie électrique nécessaires aux besoins des Usagers et Grands Comptes.
- D'après l'article 6 alinéas 1 et 2 du Contrat de Concession de Distribution et de Vente d'Électricité Basse Tension, le Concessionnaire est tenu de procéder au branchement au réseau de distribution, de toute personne physique ou morale en faisant la demande à l'intérieur du périmètre de distribution dans les conditions de prix et de service précisées au Cahier des Charges.
Dans l'hypothèse où l'auteur de la demande n'est pas raccordé au réseau de distribution, le Concessionnaire a l'obligation de procéder préalablement au raccordement (article 4).
- Conformément au Règlement de Service de Distribution Publique d'électricité, le Concessionnaire est responsable des branchements, de leur entretien, de leur renouvellement et même de leur enlèvement dans certaines conditions.
- Le système de comptage est fourni, posé, réglé, plombé, vérifié et entretenu par le Concessionnaire (article 8 du Contrat de Concession de Distribution et article 4 du Contrat de Concession de Licence de Vente d'Électricité)
- L'installation, l'entretien et le relevé des compteurs sont donc à la charge du Concessionnaire qui dispose par ailleurs en d'un Laboratoire spécialisé pour assurer le Contrôle Qualité Métrologique de tous les compteurs d'électricité neuf et usagés utilisés sur son réseau de distribution.

À l'analyse, plusieurs constats peuvent être faits :

- Le Concessionnaire a l'exclusivité de la distribution de l'électricité au Cameroun (article 4),
- Le Concessionnaire est responsable à ses frais de la protection, de l'entretien, du renforcement, et, si nécessaire, de la réhabilitation ou du renouvellement des installations de distribution nécessaires (article 3.4),
- Les installations de distribution et de vente d'électricité sont des biens concédés au Concessionnaire par l'État (article 3.2),
- Le Concessionnaire a l'obligation de brancher toute personne physique ou morale qui en fait la demande,
- Le Concessionnaire fait la proposition tarifaire qui est soumise à l'approbation de l'ARSEL (article 7 du Contrat et article 6.1.2 du Règlement de service),
- Le Concessionnaire est responsable sur le plan contractuel et même délictuel,

- Le compteur est la propriété du Concessionnaire,
- L'installation du compteur, l'entretien, le relevé des consommations incombent également au Concessionnaire.

4.1.4 Dispositif de transition du compteur électromécanique vers le compteur prépayé ou intelligent

Le compteur électrique généralement utilisé depuis la création de la Société Nationale d'Électricité du Cameroun (SONEL) en 1974 est le compteur électromécanique qui présente des caractéristiques suivantes :

- un disque tourne mécaniquement lorsque de l'électricité est consommée;
- de petits cadrans ou un affichage numérique indiquent la quantité d'électricité consommée.

La particularité des compteurs électromécaniques est qu'après 10 à 15 ans de vie, ils deviennent complètement obsolètes¹⁴. Or, entre temps, les Concessionnaires qui se sont succédé n'ont pas toujours procédé au renouvellement systématique des compteurs jadis installés et dont la durée de vie avait expiré.

Par ailleurs, le compteur électromécanique est susceptible de fraudes orchestrées dans le but de fausser l'enregistrement des énergies consommées par le compteur.

À l'image d'autres pays d'Afrique noire francophone comme la Côte d'Ivoire, le Rwanda ou le Sénégal, le compteur prépayé ou le compteur intelligent est donc une nécessité.

Et cela, d'autant plus qu'il s'agit bien d'une obligation prévue dans le Cahier des Charges de l'Avenant N°3 au Contrat de Concession signé entre ENEO et l'État du Cameroun le 1^{er} novembre 2018 et qui a trait à la modernisation de la distribution électrique.

Le Cahier des Charges du Contrat de distribution et de vente de l'Avenant N°3 prévoit à ses articles 14.2.4 et 14.2.6, le droit pour ENEO d'installer un système de comptage et de contrôle permettant un paiement par avance de consommation (Compteurs prépayés) et dotés de technologies permettant de suivre en temps réel sa consommation (Compteurs intelligents).

D'après le rapport annuel ENEO 2019 (p. 24), le compteur prépayé/intelligent présente les avantages suivants :

- Pas de passage des releveurs chez les clients ;
- Pas de coupures pour impayés ;
- Pas d'avances sur consommation ;
- Pas de factures mensuelles et de contestation des index ;
- Dépôt de compteur à chaque changement de locataire ;
- Autonomie de gestion des consommations ;
- Plus d'anticipation

La difficulté sera donc relative à la **gestion de la problématique de la confidentialité des données** des usagers.

La technologie des compteurs prépayés ou intelligents suscite quelques inquiétudes et certaines interrogations, notamment s'agissant de la masse de données qui sera générée par son utilisation et dont une absence d'encadrement et de contrôle exposerait à une violation de la vie privée des Usagers.

¹⁴ Rapport annuel ENEO 2019, p. 19

Pour fonctionner, le compteur « intelligent » est amené à collecter et à traiter un grand nombre de données personnelles.

A partir des index et des courbes de charge qui seront télé-relevés, les agents qui interviendront dans le comptage après la filialisation auront accès à diverses informations sur la présence ou non des consommateurs à leur domicile, sur le nombre de personnes au domicile, le type d'appareils utilisés chez le consommateur ou sur son mode de vie, ses heures d'absence, les heures auxquelles il se lève ou se couche par exemple.

« La législation et la réglementation de la protection des données à caractère personnel, initialement consacrées à la protection aux droits de l'homme et de la vie privée, a aujourd'hui une prégnance considérable en matière financière, économique, sécuritaire, en raison de la valeur que lesdites données ont prise dans le marché y dédié, et des usages que l'on en fait désormais. Ainsi, de la vie privée et des droits fondamentaux, il est dorénavant aussi question de protectionnisme économique, de sûreté de l'État, de sécurité publique et même de patrimonialisation ».

Si on s'arrête simplement sur le plan de la sécurité publique, de la sûreté de l'État, de la lutte contre le terrorisme, de la géopolitique et de lutte contre la cybercriminalité, les données à caractère personnel représentent un enjeu vital en raison de leur rôle primordial dans le cadre de la préservation des vies et des biens, de la paix, la prévention et la répression pénale, tout en s'évertuant à respecter les droits des personnes concernées par le traitement de leurs données.

Pour l'Union Africaine, la donnée à caractère personnel est définie comme « toute information relative à une personne physique identifiée ou identifiable directement ou indirectement, par référence à un numéro d'identification ou à un ou plusieurs éléments, propres à son identité physique, physiologique, mentale, économique, culturelle et sociale ».

Or, à ce jour, le Cameroun ne dispose pas de législation spécifique sur la protection des données à caractère personnel, ni d'une autorité chargée d'en assurer la protection comme cela est par exemple le cas au Gabon, en Côte d'Ivoire, au Mali ou au Sénégal.

Certes, on peut être tenté d'aller chercher dans des dispositions législatives et réglementaires divers et variés. Mais, celles-ci n'abordent pas directement l'aspect relatif à la protection des données personnelles.

Sur le plan législatif, on peut convoquer :

- la Loi N°2010/012 du 21 décembre 2010 relative à la cybersécurité et la cybercriminalité au Cameroun,
- la Loi N°2010/013 du 21 décembre 2010 régissant les communications électroniques au Cameroun,
- la Loi N° 2010/021 du 21 décembre 2010 régissant le commerce électronique au Cameroun,
- la Loi N° 2006/018 du 29 décembre 2006 régissant la publicité au Cameroun,
- la Loi N° 2011/012 du 6 mai 2011 portant protection du consommateur au Cameroun.

Sur le plan réglementaire, on peut citer :

- le Décret N°2012/1637/PM du 14 juin 2012 fixant les modalités d'identification des abonnés et des terminaux,

- le Décret N°2013/0399/PM du 27 février 2013 fixant les modalités de protection des consommateurs des services de communications électroniques,
- le Décret N°2012/092 et N°2012/180 de avril 2012 portant création, organisation et fonctionnement de l'Agence Nationale des Technologies de l'Information et de la Communication.

À l'analyse de ces différents textes, on peut y déceler 3 types de difficultés à une réelle protection des données à caractère personnel :

1. Difficulté organique avec une absence de loi exclusivement dédiée à la protection des données à caractère personnel mais également l'absence de structure en charge de la régulation de la protection des données ;
2. Difficulté organisationnelle en ce sens que les lois et règlements en vigueur et pouvant avoir un lien avec les données à caractère personnel sont sectoriels, épars, peu cohérents et dans une certaine mesure annihilants les uns des autres ;
3. Difficulté fonctionnelle dans la mesure où il n'existe aucune structure dédiée spécifiquement au traitement des données, d'où une absence de contrôles réels et de sanctions significatives, accompagnée d'une impunité des violations des données protégées.

Il ne restera alors qu'à faire usage d'instruments internationaux parmi lesquels, la Convention de l'Union africaine (UA) sur la cybersécurité et la protection des données à caractère personnel, appelée aussi « **Convention de Malabo** », adoptée le 27 juin 2014 et notamment son chapitre 2 relatif à la protection des données à caractère personnel.

Dans tous les cas, l'article 9 de ce texte soumet à la Convention :

- Toute collecte, tout traitement, toute transmission, tout stockage ou toute utilisation des données à caractère personnel effectués par une personne physique, par l'État, les collectivités locales, les personnes morales de droit public ou de droit privé ;
- Tout traitement automatisé ou non de données contenues ou appelées à figurer dans un fichier ;
- Tout traitement mis en œuvre sur le territoire d'un État Partie de l'Union Africaine.

Avec le développement de l'installation de compteurs prépayés ou intelligents, l'adoption urgente d'une législation spécifique sur la protection des données à caractère personnel s'avère donc indispensable.

Cependant, en attendant l'avènement de ce texte, l'application d'un mécanisme d'emprunt est possible afin d'asseoir les grands principes du traitement des données à caractère personnel, à savoir à mettre à la disposition des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) et de Fournisseurs de Services de Comptage (FSC) en qualité de gestionnaire des données de comptage :

- Des indications concrètes sur la façon de respecter la vie privée des Usagers et des modes opératoires précis ;
- Des référentiels pour les traitements de données personnelles pour déboucher sur un ensemble de règles et de bonnes pratiques déclinées au moyen des vecteurs juridiques et normes simplifiées, recommandations, mais aussi des fiches pratiques élaborées pour clarifier et donner des exemples concrets.

4.2 Dispositif de filialisation de l'activité de comptage de l'électricité

La filialisation (séparation juridique) est une technique sociétaire éprouvée qui séduit régulièrement les entreprises qui souhaitent structurer leur croissance et dans le cas d'espèce, permettre une saine concurrence afin de parvenir à une réduction du coût de l'électricité à l'avantage de l'Usager.

L'intérêt de la constitution de filiales réside précisément dans cette autonomie de gestion et dans l'indépendance que la société et la personnalité morale confèrent. Filialiser doit se faire en ayant l'objectif explicite de faire des services de comptage, un centre de profit économiquement autonome.

L'élaboration d'un dispositif de filialisation de l'activité de comptage nécessite :

- L'implémentation d'un mécanisme de mise en œuvre, et également
- Une structuration juridique.

4.2.1 Dispositif de mise en œuvre

Actuellement au Cameroun, la responsabilité du comptage est une prérogative du gestionnaire du réseau de distribution (GRD), qui demeure un monopole conformément à l'article 4 du Contrat de Concession de Distribution et de Vente de l'électricité Basse Tension entre la République du Cameroun et la SONEL du 18 juillet 2001 qui pose clairement que « la SONEL disposera du droit exclusif d'assurer la Distribution et la Vente d'électricité Basse Tension à l'intérieur du Périmètre de Distribution pendant toute la durée du présent Contrat ».

Or, la mise en œuvre de la filialisation des activités de comptage exige que le concessionnaire renonce à son monopole (l'article 10 de l'Avenant N° 3 au Contrat Cadre de Concession et de Licence) pour transférer lesdites activités à une ou plusieurs autres structures existantes ou à créer.

Dans le second cas, la filialisation va permettre la naissance d'au moins une personne morale nouvelle, dont le patrimoine sera distinct de celui de ENEO sa. Dans ce cas, ENEO sa devrait transférer l'ensemble des actifs, droits et obligations relatifs à son activité de comptage d'électricité dans des termes et conditions à être établis par le parties ou à défaut décrétés par le Régulateur.

Sous réserves des statuts de ENEO CAMEROON SA, dont nous n'avons pas encore pu avoir connaissance à cette étape de l'étude, plusieurs possibilités sont envisageables :

1. La création d'une filiale détenue à 100 % par ENEO sa à l'instar de la filialisation des activités de production avec la constitution de la société ENEO-GENCO depuis le 12 avril 2021 (article 10 de l'Avenant N° 3 au Contrat Cadre de Concession et de Licence entre l'État du Cameroun et la SONEL du 1^{er} novembre 2018 qui prévoit que « au plus tard le 17 juillet 2021, ENEO créera une filiale de droit camerounais destinée à gérer l'activité de production et dont elle disposera de la totalité des titres et droits de vote (...) » ;

2. La création d'une société à capital public à l'instar de ce qui a été fait pour la filialisation des activités de transport avec la constitution de la société SONATREL en 2015. Dans ce cas, un Décret sera nécessaire car ce type de société est soumise à la Loi N° 2017/011 du 12 juillet 2017 portant statut général des entreprises publiques ;
3. La création d'une filiale dont le capital sera détenu par les FSC (et autres acteurs) et dans laquelle, ENEO sa sera l'actionnaire majoritaire avec 51 % du capital social ;
4. La création de plusieurs sociétés en fonction des différentes activités liés au comptage, avec une filiale détenue à 100% par ENEO sa (pour les activités d'approvisionnement, de mise en marche et de maintenance) et d'une deuxième société dont le capital serait détenu en majorité par les FSC (et autres acteurs), la société ENEO sa étant très minoritaire (pour les activités de relève et de distribution de factures, de coupure et de remise d'électricité) ;
5. La création d'une filiale détenue à 100 % par ENEO sa, puis la création d'un Groupement d'Intérêt Économique (GIE) entre la filiale ainsi créée et les autres acteurs du secteur de l'électricité (GRD, FSC, ...). Par conséquent, il ne s'agira pas d'une société commerciale, dans la mesure où son but n'est pas de réaliser des bénéfices pour elle-même et à les partager, mais de mettre en commun des moyens destinés au développement de l'activité économique de ses membres, le tout sous le contrôle de l'ARSEL ;

Ce GIE qui n'est ni une société, ni une association serait comme un instrument de collaboration entre les différents acteurs, plus simple en termes de fonctionnement que la société et plus efficace qu'une association ;

6. La création d'une société dont le capital sera détenu en majorité par les FSC et la société ENEO sa serait minoritaire.

Toutefois, s'agissant de cette dernière option, on ne saurait juridiquement parler de filialisation.

En effet, les dispositions de l'article 179 de l'Acte Uniforme OHADA sur les Sociétés Commerciales et le Groupement d'Intérêt Économique (AUSCGIE) ne permettent la filialisation que dans la mesure où ENEO sa détiendrait au moins 51% du capital social de la structure à créer.

Cette option a donc in fine, une portée assez limitée dans le cadre de cette étude sur la faisabilité de la filialisation des activités de comptage.

La filialisation de l'activité de comptage nécessitera l'élaboration préalable d'un cadre juridique approprié.

Le processus de filialisation devrait entraîner :

- La révision de la Loi N°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité relatifs des dispositions relatives aux concessions de distribution et aux gestionnaires du réseau de distribution ; Notamment s'agissant des articles ci-après :
 - Article 26 : « Les concessions de distribution définissent les conditions d'exclusivité dans le territoire pour lequel elles sont octroyées. Elles définissent, en outre, les droits et obligations du distributeur dans le cadre de son activité. »
 - Article 27 : « La concession de gestion des réseaux de distribution est conclue entre l'État et les gestionnaires des réseaux de distribution sur toute l'étendue du territoire national. Elle définit les droits et les obligations des gestionnaires des réseaux de distribution. »

- Article 28 : « Les gestionnaires des réseaux de distribution sont soumis à des obligations particulières qui leur sont imposées dans le cadre du service public, notamment celle de fournir de l'électricité à toute personne physique ou morale établie sur le territoire de leur concession, suivant les conditions fixées dans les cahiers de charges. »
- La modification de l'Arrêté N°00000013/MINEE du 26 Janvier 2009 portant approbation du Règlement du service de Distribution Publique d'Électricité de la Société AES SONEL ;
- La modification du Règlement de Service de Distribution Publique d'Électricité ;
 - Notamment en ses articles 1^{er}, 9, 11, 12, 15.5, 15.7, 17 et 18
- La modification par voie d'Avenant du Contrat Cadre de Concession et de Licence signé entre l'État du Cameroun et la SONEL en date du 18 juillet 2001, sur l'ensemble de ses dispositions impactées par la distribution ; et notamment :
 - L'article 9.1 qui pose que : « l'État prendra toutes les mesures nécessaires pour garantir l'ensemble des droits d'exclusivité dont la SONEL bénéficie au titre des Contrats Dérivés »,
 - L'article 12.2 relatif à la filialisation d'activités,
- La modification par voie d'Avenant du Contrat de Concession de distribution et vente d'électricité basse tension entre la République du Cameroun et la SONEL en date du 18 juillet 2001 ; Notamment :
 - Des articles 4 relatifs à l'exclusivité de la distribution et 8 en rapport avec le Règlement de Service,
 - De l'Annexe I qui traite des principes du Règlement du Service,
 - Du Cahier des Charges et plus spécifiquement les articles 8.1 et 8.2 qui abordent le système de comptage et son contrôle,
 - Du cahier des charges en rapport avec l'article 9.2.4 relatif aux normes de vérification des compteurs.
- La modification de l'Avenant N° 1 du 04 décembre 2006 au Contrat Cadre de Concession et de Licence entre l'État du Cameroun et la SONEL du 18 juillet 2001 ;
 - Notamment s'agissant de son article 6 relatif à la filialisation.
- La modification de l'Avenant N° 2 du 07 août 2015 au Contrat Cadre de Concession et de Licence entre l'État du Cameroun et la SONEL du 18 juillet 2001, notamment en ses dispositions prévues à l'article 8.6 « les activités de Distribution et de Vente restent à la charge de ENEO » ; Notamment :
 - L'article 5 sur le transfert des activités, la mise en place d'un Comité de Pilotage, la gestion de la phase transitoire et les conditions suspensives au transfert effectif,

- L'article 8.6 sur les normes de vérification des compteurs.
- La modification de l'Avenant N° 3 du 1^{er} novembre 2018 au Contrat Cadre de Concession et de Licence entre l'État du Cameroun et la SONEL du 18 juillet 2001 ; notamment en ses dispositions prévues à :
 - L'article 10 pour le rajout d'une disposition relative à la filialisation des activités de comptage et la mise en conformité de la seconde disposition en rapport avec « les activités de Distribution et de Vente restent à la charge de ENEO »,
 - L'article 14.2.4 et 14.2.6-c qui prévoit que ENEO doit installer progressivement des Systèmes de Comptage et de Contrôle permettant un paiement par avance de consommation (Compteurs prépayés) et dotés de technologies permettant de suivre en temps réel sa consommation (Compteurs intelligents)

Les modalités de déploiement de ces nouveaux Systèmes de Comptage et de Contrôle sont arrêtées conjointement avec l'ARSEL et sous le contrôle de l'administration en charge de l'électricité

- La signature d'un Contrat de Concession des activités de comptage électrique ;
- L'adoption d'une législation relative au comptage électrique ;
- L'adoption d'une législation relative à la protection des données à caractère personnel.

4.2.2 Dispositif de structuration juridique

La structuration de la filialisation par ENEO sa de ses activités de comptage électrique doit obéir aux règles fixées par l'Acte Uniforme OHADA sur les Sociétés Commerciales et le Groupement d'Intérêt Économique (AUSCGIE).

L'instrument privilégié de la constitution de filiales est l'apport partiel d'actif.

Or, en réalisant un apport partiel d'actif, la société apporteuse (la future société mère) peut voir ses titres capitalistiques perdre de leur valeur du fait de l'aliénation de ses actifs vers une société filiale.

De façon générale d'ailleurs, la filialisation ajoute un échelon structurel supplémentaire et instaure une forme de distance entre le centre d'exploitation (la filiale) et le centre de décision (la mère).

Les actionnaires minoritaires peuvent être lésés par cette technique de filialisation et il n'est pas improbable qu'ils soient portés à critiquer la décision de filialiser sur le classique terrain de l'abus de majorité. Ils pourront, par exemple, solliciter la nullité des délibérations des Assemblées Générales Extraordinaires des sociétés apporteuse et bénéficiaire de l'apport partiel d'actif si ce dernier est soumis au régime des scissions.

À l'examen, la transmission d'actifs d'une société à une autre société, dans laquelle les associés majoritaires sont intéressés et sans que ces derniers n'aient proposé de garanties suffisantes aux minoritaires, peut constituer un abus de majorité.

D'une part, la filialisation par le bas peut amener les actionnaires minoritaires à être privés de leurs droits financiers lorsque la fille ne fait pas remonter les bénéfices qu'elle réalise vers la mère.

D'autre part, la rupture d'égalité entre les actionnaires peut résulter du préjudice porté au droit à l'information et au droit de critique reconnus aux minoritaires. L'atteinte à leur pouvoir décisionnel dans la société qui filialise ne paraît pas devoir être plaidée puisque ce pouvoir est par hypothèse faible. Au demeurant, les actionnaires minoritaires devront encore démontrer que la décision de filialiser viole l'intérêt social de la mère. Il est vrai que cette condition se confond parfois avec la rupture d'égalité.

Des dispositions pertinentes de l'article 195 de l'AUSCGIE, « *l'opération par laquelle une société fait apport d'une branche autonome d'activité à une société préexistante ou à créer [...] » est un *Apport Partiel d'Actifs (APA)*.*

La réalisation de l'apport partiel d'actifs qui est une opération de scission, suppose donc que soient en principe transférés les actifs et passifs de l'activité de comptage pour lui permettre à l'activité de se poursuivre de façon autonome.

Soumis au régime de la scission, l'opération va entraîner une transmission universelle du patrimoine (article 190 de l'AUSCGIE), c'est-à-dire la transmission de plein droit des biens, droits et obligations se rattachant à l'activité de comptage.

L'apport partiel d'actifs se réalisera contre remise d'actions nouvelles, et éventuellement une soulte dont le montant ne peut dépasser 10% de la valeur d'échange des actions attribuées et ce, conformément aux dispositions de l'article 191 de l'AUSCGIE.

La procédure spécifique prévue par l'AUSCGIE pour les apports partiels d'actifs doit donc être mise en œuvre :

1. Conclusion d'un projet d'apport partiel d'actifs arrêté par les organes sociaux de chaque société participant à l'opération: « Toutes les sociétés qui participent à une opération de fusion ou de scission établissent un projet de fusion ou de scission arrêté, selon le cas, par le Conseil d'Administration, l'Administrateur général, [le Président d'une SAS], le ou les gérants de chacune des sociétés participant à l'opération » (article 193 de l'AUSCGIE) ;
2. Établissement d'un rapport sur l'opération arrêté par les organes sociaux de chaque participant: « Le conseil d'Administration ou, le cas échéant, l'administrateur général, [le Président d'une SAS], de chacune des sociétés participant à l'opération établit un rapport qui est mis à la disposition des actionnaires » (article 671 de l'AUSCGIE) ;
3. Désignation d'un commissaire aux apports chargé d'émettre un rapport: « Un ou plusieurs commissaires à la fusion [à l'APA/scission], désignés par la juridiction compétente, établissent, sous leur responsabilité, un rapport écrit sur les modalités de la fusion » (article 672 de l'AUSCGIE). Le commissaire aux apports ne peut être choisi parmi les commissaires aux comptes des sociétés qui participent à l'opération. Le commissaire aux apports est désigné par la juridiction compétente du lieu du siège social (Article 619 de l'AUSCGIE). S'il n'est établi qu'un seul rapport pour l'ensemble de l'opération, la désignation a lieu sur requête conjointe de toutes les sociétés participantes ;
4. Dépôt au greffe du projet d'Apport Partiel d'Actifs et publication d'avis d'Apport Partiel d'Actifs : « le projet de fusion ou de scission est déposé au Registre du Commerce et du Crédit Mobilier du siège social desdites sociétés et fait l'objet d'un avis inséré dans un journal habilité à recevoir les annonces

légal par chacune des sociétés participant à l'opération » (article 194 de l'AUSCGIE) et délai d'opposition des créanciers de 30 jours (Articles 194, 679 et s de l'AUSCGIE) ;

5. Réunion d'une AGE de chaque participant approuvant l'opération: L'opération est décidée par l'assemblée générale extraordinaire de chacune des sociétés (article 671 de l'AUSCGIE) ;
6. Déclaration de régularité et de conformité : « à peine de nullité, les sociétés participant à une opération de fusion, scission, apport partiel d'actifs sont tenues de déposer au greffe une déclaration dans laquelle elles relatent tous les actes effectués en vue d'y procéder et par laquelle elles affirment que l'opération a été réalisée en conformité du présent Acte Uniforme » (article 198 de l'AUSCGIE) ;
7. Date d'effet de l'apport : l'article 192 de l'AUSCGIE dispose que la scission (et par suite l'Apport Partiel d'Actifs) prend effet : « 1°) En cas de création d'une ou plusieurs sociétés nouvelles, à la date d'immatriculation, au registre du commerce et du crédit mobilier, de la nouvelle société ou de la dernière d'entre elles ; chacune des sociétés nouvelles est constituée selon les règles propres à la forme de la société adoptée.

Lorsque l'apport est fait à une société préexistante, le 2° du même article prévoit que « dans les autres cas à la date de la dernière assemblée générale ayant approuvé l'opération, sauf si le contrat prévoit que l'opération prend effet à une autre date, laquelle ne doit être ni postérieure à la date de clôture de l'exercice en cours de la ou des sociétés bénéficiaires ni antérieure à la date de clôture du dernier exercice clos de la ou des sociétés qui transmettent leur patrimoine » ;

8. Mise en place d'un mécanisme de :
 - vérification des conditions de transfert des actifs des activités de comptage ;
 - supervision de l'élaboration des modifications contractuelles (Contrat Cadre et Contrats Dérivés) ;
 - définition d'un calendrier de transfert des activités ;
 - gestion du sort des contrats commerciaux en cours.

En tout état de cause, de la détermination finale du nombre d'acteurs et opérateurs qui interviendront, tout comme celle du schéma économique, commercial, financier, comptable et marketing retenu pour la filialisation des activités de comptage, dépendra :

- la propriété du compteur,
- le type de filialisation juridique (proposition d'au moins 2 scénarios de filialisation),
- la forme juridique de la filiale,
- la répartition du capital social,
- les responsabilités des parties prenantes,
- le rôle de l'ARSEL et ses pouvoirs,
- les modèles normalisés d'ANS,
- les protocoles relatifs aux conditions et les tarifs d'accès aux prestations des FSC par le (les) GRD(s),
- les mécanismes de résolution des différends,
- les règles de procédure devant favoriser la prise en charge et la célérité du traitement des litiges,
- les modalités de mise en place d'un Centre d'Arbitrage et d'un Centre (ou Cadre) de conciliation entre les opérateurs et les usagers,

- les réformes législatives à envisager.

4.3 Dispositif de règlement des conflits pré filialisation

Dans le secteur de l'électricité au Cameroun, plusieurs acteurs interviennent au titre desquels figurent :

- Les usagers,
- Les opérateurs et/ou concessionnaire
- Les contractants et/ou sous-contractants,
- Les organisations professionnelles,
- Les associations de consommateurs,
- Les pouvoirs publics,

Dans le cadre de l'activité de comptage, les acteurs sont les mêmes, y compris les GRD et les FSC.

Pour la résolution des conflits à intervenir entre ces acteurs, le dispositif législatif camerounais a opté comme dans bien des pays, pour les Modes Alternatifs de Résolution de Conflit (MARC), notamment avec la Loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité et le Décret du 28 juin 2013 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation du secteur de l'Électricité.

En effet, depuis le début de notre civilisation, l'homme a cherché des moyens pour régler ses conflits qui pouvaient parfois être destructeurs.

À la décision autoritaire d'un Chef ou d'un Roi, s'est progressivement substituée la mise en place de règles, codifiées dans des Lois, et mises en œuvre par le pouvoir judiciaire.

Aux côtés des modes « classiques » de résolution des conflits, que sont les tribunaux, ont par la suite émergé des Modes Alternatifs de Résolution des Conflits (MARC).

En effet, le procès n'est pas nécessairement la solution la plus adaptée au conflit qui oppose les parties. Dans bien des cas, la Médiation peut s'avérer être une solution plus judicieuse, notamment lorsque le conflit comporte une dimension relationnelle et que la solution du litige dépend, pour partie, de l'appréciation des faits.

Les Modes alternatifs regroupent des processus aux techniques et finalités différentes :

La négociation – Elle se caractérise par une discussion informelle où les parties tentent de rapprocher leurs positions tout en préservant leurs intérêts. La négociation peut être « frontale », lorsqu'elle utilise la technique du rapport de force, ou elle peut être raisonnée, lorsque qu'elle utilise les techniques de la « négociation raisonnée » issue des travaux d'Harvard .

La conciliation - Obligatoire dans certaine procédure judiciaire (contentieux social, procédures de divorce), celle-ci consiste à confronter les parties pour les amener, avec l'aide d'un tiers, à trouver une issue, souvent pécuniaire, à leurs différends. Contrairement à la médiation, la conciliation porte essentiellement sur le résultat, sans nécessairement s'intéresser à la relation.

Le droit collaboratif – Qui est un processus amiable de résolution des conflits qui utilise les techniques de la Médiation pour amener les parties à négocier un accord. Contrairement à la Médiation, la discussion est menée sans la présence d'un Médiateur, mais avec la présence des avocats des parties, nécessairement formés au Droit Collaboratif. Ce processus, en forte croissance actuellement, permet de trouver en commun une solution acceptée, pérenne et juridique à un litige, tout en préservant la relation. Les échanges sont confidentiels, et les avocats présents sont tenus de se déporter si une suite judiciaire devait être donnée au litige.

L'arbitrage – Qui consiste à confier à une justice privée le soin de trancher un litige. Cette procédure, plus rapide et entièrement confidentielle, permet de rendre une décision qui aura autorité de la chose jugée et pourra être soumise à la procédure « d'exequatur » devant le tribunal pour acquérir la force exécutoire.

Dans le secteur de l'électricité au Cameroun, le législateur a confié à l'ARSEL un rôle d'une importance capitale, celui de résoudre les conflits et différends à naître entre les acteurs.

Le régime de résolution des conflits mis en place par le législateur camerounais tient compte des parties au dit litige.

C'est ainsi que le législateur pose que le régulateur peut en être saisi, et la procédure suivie sera une conciliation ou l'arbitrage en fonction des parties :

- lorsque le différend opposera les opérateurs aux usagers, l'ARSEL sera saisie en conciliation (article 85 alinéa 1er de la Loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité) et,
- lorsque le différend opposera les opérateurs entre eux, l'Agence sera saisie comme instance d'arbitrage (article 86 alinéa 1er de la Loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité).

Observations n°1: Si elle s'inscrit dans un mouvement de déjudiciarisation, cette construction législative n'est pour autant pas parfaite.

- Tout d'abord, l'on peut noter le caractère facultatif de la saisine du régulateur pour le règlement des différends entre les acteurs de ce secteur. La loi pose en effet que « L'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité peut être saisie dans le cadre d'une procédure... ».

Il découle que le législateur n'envisage la saisine du régulateur que comme une faculté .

Les acteurs peuvent donc choisir de saisir directement les juridictions étatiques afin d'avoir une solution à leurs litiges.

Le droit de l'électricité étant une discipline particulière qui échappe aux réalités du droit commun, le règlement des litiges par les professionnels du secteur présente l'avantage que les décisions rendues tiennent compte des réalités du secteur et de l'impératif de sa contribution au développement économique du pays.

Dans cette optique, le régulateur, par ses décisions, contribue efficacement à la construction de ce droit en plein essor au Cameroun.

L'on comprend donc aisément dans ces conditions que lorsque les acteurs soumettent leurs litiges aux juges étatiques dont la compétence est générale, le secteur de l'électricité n'en tire que peu de bénéfices.

C'est la raison pour laquelle, il y serait judicieux que le recours au régulateur pour le règlement des conflits qui surviendront entre les acteurs soit une obligation pour ces derniers et non une simple faculté.

Bien d'autres difficultés nécessitent que l'on y apporte des solutions tant s'agissant du règlement des conflits entre les consommateurs / contractants / sous contractants et les opérateurs (1) que du règlement des conflits entre les opérateurs (2).

4.3.1 Résorber les difficultés inhérentes à la conciliation confiée par le législateur à l'ARSEL

Le conflit qui survient entre les opérateurs et les consommateurs est appelé à être réglé par le régulateur lorsqu'il est saisi, en conciliation. Lorsqu'une partie à un litige aura choisi de saisir le régulateur, celui-ci devra tenter de concilier les parties (1). Après cette phase devant le régulateur, les parties devront se tourner ensuite vers le juge étatique (2).

4.3.1.1 Le règlement par l'ARSEL

L'ARSEL est une autorité administrative indépendante, chargée d'assurer la régulation du secteur de l'électricité au Cameroun. Pour mener à bien cette mission, le législateur lui a donné le pouvoir de résoudre les litiges qui opposent les acteurs et qui sont en rapport avec le secteur de l'électricité. Ces règles

concernent la saisine et l'instruction de la cause par l'ARSEL (a), toute chose qui débouche sur une issue particulière (b).

a. La saisine de l'ARSEL et l'instruction de la cause

Les règles qui gouvernent la saisine de l'ARSEL sont connues et accessibles (a.1). Mais il faut relever que la conciliation que mène l'ARSEL n'est pas tout à fait comme on la connaît d'habitude (a.2).

i. La juridiction de l'ARSEL

Le constat qui se dégage à l'analyse des textes et de la pratique est que la procédure de règlement est marquée par sa simplicité. Le régulateur est en effet saisi par simple requête, « sans timbre ni frais ». De plus, la saisine peut être virtuelle via la plateforme de l'ARSEL.

Quant à l'instruction, il faut noter que le législateur est resté silencieux sur cette question. L'on peut déduire de ce silence l'application des règles du droit commun, mais il est difficile que ces règles soient adaptées au contexte particulier dans lequel l'on se trouve. Ici en effet, la règle qui découle de la pratique est la liberté de la preuve, que le litige porte sur la qualité du service fourni, ou alors sur sa rémunération.

Dans le premier cas en effet, pour établir la qualité approximative du service fourni, le demandeur peut employer tous les moyens. C'est pourquoi, lorsqu'il s'agira de la suspension abusive du service fourni, le demandeur pourra établir ses allégations en produisant au régulateur l'avis de coupure. En l'absence de l'avis de coupure, la preuve pourra être rapportée par tout autre moyen. Il pourra même faire établir un exploit d'huissier faisant état de la suspension alléguée.

Si le différend est lié à la mauvaise qualité du service fourni le consommateur fait dresser un exploit d'huissier qui sera produit lors de l'audience. Cependant, cet acte n'est pas indispensable. En effet, puisque le régulateur jouit d'une proximité avec les justiciables dont il doit veiller au respect des droits, la preuve par prises de vue des aliments dégradés du fait des coupures intempestives d'énergie suffira à prouver la mauvaise qualité du service.

Dans le règlement par le régulateur des litiges en rapport avec la rémunération des services, la preuve est aussi libre. En effet, en contrepartie du service fourni, les acteurs qui fournissent les services doivent percevoir des fonds des autres acteurs. Plus particulièrement dans le secteur de l'électricité, le montant à payer contre la fourniture de l'énergie électrique est obtenu à la base du nombre de pixels consommés au cours du mois. Les agents de la société ENEO SA relèvent l'index figurant sur le compteur au moment x, qu'ils déduisent de l'index y figurant à la dernière relève, et multiplient la différence par le montant de l'unité. Normalement l'utilisateur ne doit payer que ce qu'il a consommé. Or, il arrive très souvent qu'une erreur se glisse dans la procédure, ayant pour conséquence une surfacturation du client. Cet élément constitue la grande partie du contentieux devant l'ARSEL.

Dans ces cas, l'opérateur admet tous les éléments tendant à établir les faits. C'est pourquoi dans le différend opposant la société ENEO SA à l'abonné XX, l'abonné a pris le soin de faire des prises de vue de son compteur, précisément de l'index y figurant, dont il s'est muni le jour de l'audience avec une copie de la facture reçue. Il les a présentés à l'opérateur qui n'a pu que conclure à la réalité de la surfacturation. La matière est donc dominée par la simplicité.

Observations n°2 : Cette solution présente l'avantage de rendre la justice toujours plus accessible aux acteurs du secteur. Mais il faut craindre qu'elle ne produise l'effet inverse.

En effet, cette extrême simplicité pourrait être utilisée pour faire valider des prétentions mensongères, sur la base de fausses preuves. C'est pourquoi il y a lieu de soutenir que les règles d'administration de la preuve,

basées sur la simplicité, soient quand même inscrites dans les textes et réglementés en fonction de la matière afin d'éviter les écarts.

ii. **La difficile assimilation de la conciliation menée par l'ARSEL à la conciliation classique et les perspectives**

La conciliation est le mode de droit commun pour la résolution des litiges dans plusieurs pays, et même ceux d'Afrique.

Cela se vérifie par le fait que dans la plupart des matières où le législateur a prévu que les parties essaient de parvenir à un accord avant de saisir le juge étatique du contentieux, il a prescrit le recours à la conciliation.

Ainsi par exemple, en matière de divorce, la tentative de conciliation est obligatoire. Il en est de même pour la résolution des conflits individuels de travail. En matière commerciale aussi, les parties peuvent opter de saisir d'abord le juge conciliateur. Elles pourront saisir le juge au contentieux après l'échec de cette tentative. L'on a ainsi pu dire que c'est en procédure civile que le régime de faveur de la conciliation se manifeste avec plus de force.

En dépit de cette préférence marquée pour la conciliation, celle-ci n'a pas été définie par le législateur camerounais. Il faut recourir à la doctrine pour en avoir une définition. Il s'agit d'un moyen de prévenir un litige judiciaire ou d'y mettre fin en obtenant l'adhésion et l'accord de personnes ayant des intérêts opposés.

Ce mode présente un intérêt non négligeable. Il permet de « gagner du temps, d'économiser des frais, de laisser aux plaideurs l'impression qu'il n'y a ni gagnant, ni perdant ».

L'institution des conciliateurs a pour objectif de mettre à la disposition des plaideurs des personnes à même de les renseigner et les aider à trouver un terrain d'entente avec leur adversaire. Le constat a pu être fait que plusieurs différends avaient pour origine une mauvaise information des plaideurs.

Au-delà de toutes ces considérations, il faut noter que la conciliation est un MARC et en tant que tel, est fondé sur le consentement des parties avant la survenance du différend, ou alors une fois que le litige est né. Cet élément fait défaut dans la conciliation de l'ARSEL.

En effet, le recours à la conciliation, bien qu'il ne soit qu'une faculté offerte aux parties, ne se fonde pas sur un accord de volonté entre elles. Cet accord de volonté peut se matérialiser dans un document écrit. Il peut aussi être verbal, mais la preuve de son existence et de sa validité doit pouvoir être rapportée.

Curieusement, le législateur camerounais de l'électricité ne conditionne pas la saisine de la commission de conciliation de l'ARSEL à l'existence de la convention.

L'on a voulu malgré tout voir le consentement des parties. Puisque la saisine de l'ARSEL est facultative, on a pu penser que cette saisine suppose le consentement du demandeur ; et la réponse à la convocation du défendeur vaut acceptation de sa part.

Mais cela n'est pas conforme à l'esprit du MARC qui voudrait que l'accord de volonté des parties existe avant le recours à l'instance qui va mener la procédure.

Observations n° 3 : Dans de telles conditions, il n'est pas possible d'assimiler à proprement parler la conciliation menée par l'ARSEL à la conciliation telle qu'on la connaît.

Une institution qui semble similaire est la conciliation menée par l'inspecteur du travail. Mais l'assimilation n'est toujours pas totale.

L'examen des deux institutions laisse voir trois éléments de rapprochement :

- D'abord, le statut du conciliateur. En contentieux social, la procédure est menée par l'inspecteur du travail, agissant ici comme une autorité administrative. Dans le secteur de l'électricité, il s'agit du régulateur, qui est aussi une Autorité Administrative.
- Ensuite, le déroulement de la procédure. Dans les deux cas, le conciliateur écoute toutes les parties et essaie de les conduire vers un consensus. Sur les différents points de divergence, il essaiera de les conduire vers une solution qui leur convienne. C'est pour cela que dans les deux cas, la procédure est sanctionnée par un PV qui retrace les points sur lesquels les parties ont pu s'entendre. Enfin, les conditions d'exécution du PV. Dans les deux cas, il doit être homologué par le Président de la juridiction compétente. Il existe donc bel et bien des points de rapprochement, mais les différences persistent.
- Les conditions du recours aux deux institutions sont différentes. En droit social, la saisine de l'inspecteur du travail pour qu'il tente de concilier les parties est obligatoire, et en cas d'échec de la tentative de conciliation, une copie du PV de non-conciliation doit obligatoirement être jointe à la déclaration que la partie diligente fait au greffe pour saisir le juge du contentieux. Contrairement à cela, la saisine de l'ARSEL pour qu'elle règle le litige entre les opérateurs et les consommateurs n'est pas obligatoire. Il ne s'agit là que d'une faculté. La saisine de l'ARSEL n'est ainsi qu'une faculté donnée aux parties, qui peuvent choisir d'aller directement devant le juge étatique pour la résolution de leur litige. A cet effet, l'on a eu à dire que l'ARSEL n'était qu'« une alternative offerte aux clients de AES Sonel qui veulent éviter les lenteurs et les dépenses consécutives aux procédures judiciaires ». Dans cette affaire particulièrement, une partie avait saisi le régulateur alors que l'affaire était encore pendante devant le Tribunal de Grande Instance du Mfoundi. L'ARSEL a dû se déclarer incompétent à statuer.
- C'est ainsi que pareillement, le législateur est resté silencieux sur l'issue de la procédure en cas d'échec de la tentative de conciliation de l'ARSEL, laissant ainsi entendre que même si la rédaction du PV de non-conciliation doit être faite, la production de ce document ne sera pas exigée pour la saisine du juge étatique. C'est dire qu'en cas d'échec on fera comme si la tentative n'avait jamais eu lieu.
- Il faut donc admettre que la conciliation menée par l'ARSEL est toute particulière, ne se rattachant pas aux autres institutions qui portent pourtant la même dénomination. L'on peut comprendre qu'en cette matière le législateur camerounais n'ait pas voulu poser l'existence de la convention de recours à la conciliation comme condition pour la saisine de l'ARSEL. Mais nous pensons que dans ce cas il aurait été plus aisé de s'aligner derrière la solution du législateur social pour instituer une conciliation forcée car au moins on aurait su dans quelle catégorie classer cette institution. Actuellement, il s'agit d'une construction sui generis et nous ne pouvons que plaider que le législateur de l'électricité prenne vraiment position entre les deux institutions, la conciliation telle qu'on la connaît ou alors la conciliation sociale.

b. L'issue de la procédure

La procédure de conciliation se solde par un succès lorsque les parties ont pu trouver un terrain d'entente. Elle peut aussi se solder par un échec, qui peut être partiel ou total. Le législateur camerounais de l'électricité est resté silencieux sur la conduite à tenir lorsque les parties n'auront pas pu se concilier.

Cette procédure de conciliation sous l'égide de l'ARSEL est comparable à la tentative de conciliation dans le règlement des conflits individuel de travail. C'est la raison pour laquelle il est tentant de chercher dans cette autre matière une solution transposable au régime de règlement des différends opposant les opérateurs aux usagers du secteur de l'électricité.

En matière de règlement des différends individuels de travail, il est admis que la tentative de conciliation doit laisser une trace, ceci qu'elle ait réussi, ou alors échoué. C'est ainsi qu'en cas d'échec de la tentative,

un procès-verbal doit être dressé. Cet état des choses a été expressément posé par le législateur. Aux termes du Code du Travail, « en cas de conciliation partielle, le procès-verbal mentionne les points sur lesquels un accord est intervenu et ceux sur lesquels un désaccord persiste. En cas d'échec de la tentative de conciliation, l'inspecteur du travail dresse un procès-verbal de non-conciliation ». Le procès-verbal établi à l'issue de la procédure définit les limites du contentieux dont devra connaître le juge du fond. C'est d'ailleurs pourquoi le juge du contentieux ne peut être saisi sans ce document. En effet, le Code du travail prévoit qu'en cas d'échec total ou partiel de la tentative de conciliation, l'action est introduite par déclaration au Greffe du tribunal compétent. La déclaration doit, « à peine d'irrecevabilité, être accompagnée d'un exemplaire du procès-verbal de non-conciliation ou de conciliation partielle ». Cette pièce en effet, aidera le tribunal saisi à s'assurer que la tentative de conciliation a bel et bien eu lieu. « Il en profitera aussi pour saisir les limites de sa saisine car le litige ne peut être extensible au-delà de ce qui a été soumis à la tentative de conciliation ». C'est dire que sans le Procès-Verbal (PV) de non-conciliation ou de conciliation partielle, il n'est pas possible de saisir le juge du fond.

Le législateur de l'électricité a gardé silence sur l'établissement du PV de non conciliation, contrairement à l'établissement du PV de conciliation qui a bel et bien été posé comme un impératif pour le régulateur. L'on a pensé déduire de ce silence le caractère facultatif de ce document dans la suite de la procédure. L'on a pu penser que cela découlait du caractère non obligatoire du recours à la conciliation. Autrement dit, l'intervention du juge étatique ne sera pas subordonnée à la saisine préalable du régulateur pour une tentative de conciliation.

Observations n°5 : Dans ces conditions, l'échec de la tentative de conciliation s'analyserait comme une absence de cette procédure préalable, puisque le recours est laissé à la discrétion des parties. Certains ont pu penser que c'est lorsque la tentative de conciliation est obligatoire que le PV doit être établi, qu'il y ait eu réussite ou échec de cette tentative. Car alors, le PV est une preuve de ce que la tentative de conciliation a bien eu lieu. D'autres ont pu conclure que dans ces conditions, il n'est que logique que le législateur ait gardé le silence sur l'établissement du PV de non-conciliation ou de conciliation partielle.

Cette analyse, bien que comportant une part de vérité, ne peut être entièrement retenue. En effet, la procédure de conciliation doit se terminer par l'établissement d'un acte. Il est acquis que toute activité qui se veut moderne doit être sanctionnée par un rapport. Un document doit être produit qui renseigne les personnes concernées contemporaines et futures sur ce qui s'est passé. Cette exigence est encore plus accrue dans l'administration ou tout est consigné. Pendant les audiences en matière civile, les conclusions des parties sont remises au juge sur la base desquelles il rendra sa décision. La décision aussi relate tous les mouvements de la procédure et les dires de chacune des parties. Dans ces conditions, le rapport ne servira pas uniquement à saisir une autre instance du même litige le cas échéant, mais à faire état de ce qui s'est vraiment passé.

Dans cette optique, l'on ne saurait envisager que le PV sanctionnant la procédure de conciliation par l'ARSEL ne soit pas établi. C'est ainsi que même si le législateur n'a pas été explicite sur cette question, le PV de non-conciliation ou de conciliation partielle doit être établi, ceci dans le but de constater la clôture de la procédure.

Le PV devrait alors être établi, que les parties aient pu parvenir à un accord total ou pas. Seulement, la production du document sera obligatoire en cas de conciliation totale ou partielle pour obtenir son homologation. Si les parties n'ont pas pu parvenir à un accord, il ne pourra servir en cours de procédure devant le juge étatique que pour l'informer de ce qu'une tentative de conciliation a eu lieu mais sans succès.

Mais dans le silence du législateur, il est difficile de soutenir que ce document soit requis pour la saisine du juge du contentieux. Dans ce cas en effet, les parties devront saisir le juge du contentieux comme si la tentative n'avait pas eu lieu.

Cette précision ouvre la voie à la procédure de règlement après le régulateur.

4.3.1.2 Le règlement du conflit post intervention de l'ARSEL

Lorsque la tentative de conciliation a réussi, un PV est dressé. Celui-ci devra être homologué (i) avant que son exécution ne soit envisagée (ii).

i. L'homologation du procès-verbal

L'homologation est l'approbation judiciaire à laquelle la loi subordonne certains actes et qui, supposant du juge un contrôle de légalité et souvent d'opportunité, confère à l'acte homologué la force exécutoire d'une décision de justice¹⁵.

Une fois que le PV de conciliation a été rédigé et signé par les parties et le régulateur, il doit être exécuté. L'exécution peut se faire de bonne foi par la partie qui a succombé. Dans ce cas, la procédure prend fin. Seulement, il s'agit là des cas rares et il faudra presque toujours recourir à un moyen de pression pour forcer le débiteur d'une obligation découlant du PV à s'exécuter.

Pour ce faire, ce PV devra donc être homologué. Ainsi que le soulignent certains auteurs, « l'intervention du Président a pour objet de conférer la force exécutoire à la décision, c'est-à-dire de permettre son exécution forcée. Cela signifie qu'avant cette intervention, l'accord peut être volontairement exécuté »¹⁶. Cette procédure appelle à des observations particulières relatives au juge de l'homologation (a) et à la procédure qui sera suivie (b).

a. Les observations relatives au juge de l'homologation

Le législateur de l'électricité prévoit que le PV signé par les parties et le régulateur est « soumis au Président du Tribunal compétent pour se voir revêtir de la formule exécutoire »¹⁷. Cette disposition laisse subsister plusieurs zones d'ombre.

L'une des questions à résoudre est celle de la juridiction compétente, le législateur étant resté silencieux. Mais on devrait envisager qu'il faille « éviter de réfléchir systématiquement en fonction de l'intérêt en jeu dans la demande ou l'accord. S'agissant d'une intervention simplement homologuant, il faut penser à la compétence du Président du Tribunal de Première Instance, juge de droit commun des ordonnances sur requête »¹⁸.

Quant à l'office du juge, l'on pense qu'il ne devrait s'assurer que de ce qu'il « s'agit d'un véritable accord entre les parties et que celui-ci n'est pas contraire à l'ordre public »¹⁹.

b. La procédure d'homologation

Le juge sera en principe saisi par requête. La durée de la procédure n'a pas été déterminée par la loi²⁰. Mais dans la pratique, après le dépôt de la requête, il faut attendre en moyenne trois (03) jours pour avoir un

¹⁵ CORNU (G), op cit.

¹⁶ POUGOUE (PG) et Autres, Code de travail annoté, p210.

¹⁷ Article 85 alinéa 2 in fine de la loi régissant le secteur de l'électricité au Cameroun.

¹⁸ POUGOUE (PG) et Autres, op cit, p211, commentaire sous l'article 139 du Code du travail.

¹⁹ Idem.

²⁰ Ni la loi régissant le secteur de l'électricité, ni le Code du Travail.

retour. Le juge peut accorder l'objet de la demande, ou alors la rejeter. Dans l'hypothèse de l'accord, la procédure d'exécution forcée pourra se déclencher. Mais si le juge refuse d'homologuer le PV, alors il y a à craindre que la procédure s'arrête à ce niveau.

Observations n°6 : Le régime ainsi présenté est de nature à priver de son efficacité la procédure tout entière. En effet, le recours aux juridictions de droit commun est incontournable pour obtenir l'exécution forcée de la décision. Ce détour aura pour conséquence d'alourdir la procédure de règlement. Pourtant, le secteur de l'électricité concourt à la satisfaction d'un besoin d'intérêt général. C'est ainsi qu'un différend entre les acteurs peut avoir une incidence sur la qualité du service et les droits des usagers. Il serait donc dans l'intérêt des acteurs et du secteur que les décisions obtenues puissent être exécutées, et ceci le plus rapidement possible.

La procédure d'homologation du procès-verbal telle qu'exposée, n'est pas en faveur de ces impératifs. Pour résoudre cette difficulté deux options sont envisageables :

- Dans un premier temps, la procédure d'homologation du PV peut être maintenue, mais suivre un régime particulièrement rapide. Le législateur pourrait ainsi préciser que le contrôle effectué se bornera à examiner la forme et de ce qu'il s'agit bien de l'accord intervenu entre les parties. Il est vrai qu'en dépit de cela, l'on est en droit de craindre que la procédure d'homologation s'alourdisse quand même du fait des acteurs de la justice, ce qui n'avantagera pas le secteur.
- On peut aussi envisager que la procédure d'homologation du PV soit supprimée. **Cela conduirait à conférer à ce document une force juridique supérieure à un simple accord sous seing privé.**

Nous pensons ainsi à la solution retenue par le législateur des communications électroniques, qui a prévu qu'au vu du PV qui vaut accord entre des parties, régulièrement signé par les parties et l'Autorité de Régulation des Télécommunications (ART), le régulateur prenne une décision de conciliation qui consacre la solution à l'amiable du litige²¹, ce qui nous met en présence d'un Acte Administratif Unilatéral (AAU), du moins sur la forme. L'acte administratif présenterait alors plusieurs avantages, et celui qui nous intéresse ici est serait privilège de l'exécution d'office. Ceci aura pour conséquence que la décision sera exécutoire immédiatement après avoir été notifiée aux parties, sans qu'il n'y ait besoin d'y apposer la formule exécutoire.

Le régime d'exécution de la décision aussi est perfectible.

i. L'exécution de la décision ou le recours aux règles de droit commun

L'exécution de la décision intervenue est l'aboutissement normal d'une procédure de règlement des différends. Si le régime d'exécution est allégé, cela concourt à rehausser l'éclat de la procédure entière. A cet égard, la solution du législateur du secteur de l'électricité (a) peut être améliorée (b).

b.1. L'exposé de la solution

Le législateur camerounais de l'électricité n'a pas prévu une procédure particulière pour l'exécution de force du PV par la partie défaillante. Par conséquent, les règles de droit commun devront s'appliquer. L'analyse part de l'article 85 alinéas 2 in fine de la Loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité qui dispose que « *Ce PV est soumis au Président du tribunal compétent pour se voir revêtir de la formule exécutoire* ».

²¹ Article 65 alinéa 5 de la loi régissant les communications électroniques au Cameroun.

L'exécution d'une décision assortie de la formule exécutoire se fait suivant le droit commun. Muni d'un titre exécutoire, le créancier de l'obligation pourra poursuivre l'exécution sur les biens du débiteur²². A cet effet, il devra obtenir le concours des agents d'exécution et de la police judiciaire si cela est nécessaire. C'est dire en résumé que la décision issue de la procédure de conciliation sera exécutée suivant les règles de droit commun. Cette solution présente plusieurs inconvénients.

- L'exécution des décisions de justice au Cameroun suivant les règles de droit commun est un véritable parcours du combattant. Tout semble être fonction de la spécificité du domaine et de la voie choisie. Mais le recours aux services d'un spécialiste du domaine, un avocat en l'occurrence, est nécessaire. Il faudra lui régler ses honoraires. En outre, il faudra recourir aux agents d'exécution qui devront aussi être rémunérés. Or il est difficile pour le justiciable de connaître le montant qu'il faudra verser à ces auxiliaires de justice et particulièrement aux agents d'exécution pour obtenir leur concours. C'est ainsi que le montant demandé, le plus souvent élevé, est de nature à décourager le justiciable qui ne sait jamais avec certitude s'il rentrera dans ses droits à l'issue de la procédure. Très souvent il va choisir délibérément de ne pas exécuter la décision.
- De plus, il faut remarquer que la loi n'a prévu, dans l'exécution, le recours aux « *Procureurs Généraux, Officiers de force publique* »²³ que « *lorsqu'ils en seront légalement requis* »²⁴, donnant ainsi la possibilité de suivre l'exécution sans leur intervention au cas où la présence de l'Huissier de justice seul suffirait. Mais la pratique a consacré le recours quasi-automatique à cet avocat de la société et ses agents, ce qui ne va pas sans frais. A toutes ces phases, il faudra engager des moyens financiers. Lorsque le créancier de l'obligation est un opérateur, l'on peut comprendre que cela ne pèsera pas lourd. Mais lorsque l'exécution sera poursuivie par le consommateur personne physique ou morale de taille petite ou même moyenne, en tout cas modeste, alors il y a des risques qu'incapable de suivre le rythme, il abandonne.

b.2. Les perspectives

Pour tenter d'endiguer la difficulté, on peut imaginer deux hypothèses :

- Dans un premier temps, il se pourrait que maintenir la qualité d'acte sous seing privé du PV de conciliation soit la solution idoine pour le législateur. Dans ce cas, après avoir obtenu l'homologation de cet acte par une procédure plus rapide et plus simplifiée encore que la procédure traditionnelle, que l'exécution suive une procédure encore plus rapide et avec le concours du régulateur. En effet, l'ARSEL semble la mieux indiquée pour connaître les réalités du secteur régulé et les enjeux des différends qui surviennent. Il serait judicieux qu'il diligentât l'exécution du PV régulièrement homologué par la juridiction compétente.

Ceci semble compliqué si on se réfère au caractère d'autorité administrative de l'ARSEL. On imagine difficilement en effet une autorité administrative se mêlant de l'exécution d'une décision rendue par une juridiction de droit commun à laquelle, en plus, il n'a pas été partie. Mais son intervention dans cette phase de la procédure n'aura pour but que d'en faciliter le cours. Se substituant au justiciable créancier d'une obligation, il pourra activer efficacement tous les leviers nécessaires pour que la

²² Il pourra pratiquer une saisie sur les biens du Débiteur afin de les vendre et se faire payer sur le prix. Les modalités sont régies par l'acte uniforme OHADA sur les procédures simplifiées de recouvrement et les voies d'exécution.

²³ Article 61 de Code de Procédure Civile et Commerciale.

²⁴ Idem.

décision soit exécutée. A cette fin, on pourrait même imaginer que les frais exposés soient remboursés par le Trésor public ou alors la comptabilité de l'ARSEL²⁵, **du moins lorsque le bénéficiaire de la décision sera un consommateur**. Le produit de l'exécution sera donc reversé au justiciable. Une disposition légale dans ce sens ne pourra qu'être bénéfique pour le secteur tout entier.

- La seconde approche consisterait en une prise par l'ARSEL sur la base du PV de conciliation, d'une décision de conciliation qui aura la forme juridique d'un AAU. Le PV sera exécutoire d'office et à la diligence du régulateur. L'avantage vient ici du fait que la partie qui aura bénéficié de la décision ne sera pas dans l'obligation de s'épuiser devant les instances de droit commun pour en obtenir l'exécution, mais pourra rentrer dans ses droits avec l'appui du régulateur. En effet, rendre la décision qui met fin au différend entre les parties sous la forme d'un AAU rendrait le régime de résolution plus efficace.

Dans tous les cas, il faut dire que le régime d'exécution du PV de conciliation consacré par le législateur contient plusieurs éléments de nature à en fragiliser l'efficacité, et partant, toute la procédure de règlement des différends.

4.3.2 Maîtriser les enjeux consécutifs à l'arbitrage confié par le législateur à l'ARSEL

« Le procès remplit une double fonction : rendre la justice et résoudre les litiges. C'est la fonction de tous les procès ». Cependant, le droit du règlement des conflits ne se limite pas à leur résolution par une juridiction étatique. « Le juge doit être conçu comme un dernier recours qui doit être saisi seulement lorsqu'il n'a pas été possible de régler autrement le conflit ». Les MARC doivent donc être largement développés, y compris devant le juge lui-même, y compris au cours de la procédure juridictionnelle et non pas seulement au début de l'instance. C'est le « système de justice plurielle » qui exprime l'idée que « chaque litige doit se voir offrir le mode de règlement qui lui convient, la loi devant faciliter le passage d'un mode à l'autre dès lors que chacun de ces modes présente des garanties équivalentes de bonne justice pour éviter que cette justice alternative ne se fasse au détriment des parties les plus faibles ». « Le droit à une conciliation équitable doit ainsi répondre au droit à un procès équitable ». Dans ce système de justice plurielle, il faut insérer les autorités publiques indépendantes, « spécialement les autorités de régulation de marché qui exercent des missions de juridiction aussi bien que de conciliation ».

C'est donc tout naturellement que le législateur camerounais a consacré cette justice plurielle dans le régime de résolution des différends entre les opérateurs des secteurs des communications électroniques par exemple et de l'électricité.

Dans un souci d'efficacité du régime de règlement, il a institué le règlement par le régulateur sectoriel. Celui-ci interviendra avant la saisine du juge étatique, mais pas obligatoirement.

Les phases pré (1) et post (2) sentence arbitrale de l'ARSEL appellent quelques interrogations.

4.3.2.1 Le régime de règlement avant la survenance de la sentence arbitrale

Les différends entre les opérateurs du secteur de l'électricité relèvent de la compétence du Centre d'Arbitrage de l'ARSEL (CARSEL). Ce centre d'arbitrage doit être saisi conformément aux dispositions de l'Acte Uniforme sur le Droit de l'Arbitrage (AUA).

²⁵ Les fonds de l'ARSEL pourraient supporter l'exécution, puisqu'ils seraient conséquents. Voir les recettes de l'ARSEL, article 22 Décret du 28 Juin 2013 portant organisation et fonctionnement de l'ARSEL.

L'opérateur doit donc adresser au CARSEL une demande d'arbitrage qui devra à son tour en informer la partie adverse. Les parties devront se prononcer dans la demande et la réponse à la demande d'arbitrage sur le nombre d'arbitres membres du tribunal arbitral ainsi que sur le choix de ces arbitres. Le jour et l'heure de la réunion préparatoire seront fixés pour le règlement des questions qui gouverneront la tenue des audiences arbitrales. Suite à cette réunion préparatoire, les audiences se tiendront, les mesures d'instruction seront prises et dans un délai qui ne saurait excéder 6 mois sauf cas de force majeure, le tribunal arbitral devra rendre sa décision.

Il convient de souligner le caractère particulier de l'arbitrage menée par l'ARSEL, qui n'obéit pas vraiment aux règles de l'arbitrage tel qu'on les connaît et pratique (a), toute chose qui a un impact sur la procédure toute entière (b).

a. La difficile assimilation de l'arbitrage CARSEL au MARC

Les MARC ont été conçus pour contourner les imperfections de la justice étatique. Le but ultime des MARC est de « *déjudiciariser* » les conflits et d'amener à un règlement du litige en dehors des tribunaux. C'est la raison pour laquelle, en arbitrage tout au moins, les textes précisent que lorsqu'elles sont saisies d'un litige qui devait être soumis à la procédure arbitrale, les juridictions étatiques doivent se déclarer incompétentes²⁶ à la demande d'une des parties. Il pourra en être autrement si l'arbitre n'a pas encore été saisi et qu'il est question pour le juge de constater de prime abord l'existence d'une convention d'arbitrage. Cet élément nous rappelle que le fondement du recours à cette justice alternative est la volonté des parties. L'inexistence de cet accord de volonté dans l'arbitrage du CARSEL a tendance à invalider l'identité du MARC ainsi appliqué.

Un autre élément de discordance est relatif à l'arbitrabilité des différends. L'arbitrage est le fait d'arbitrer, de régler un différend en le soumettant à la décision d'un tiers, l'arbitre. C'est un processus généralement informel où les parties soumettent volontairement leur différend à un adjudicataire ayant le pouvoir de rendre des décisions contraignantes. Il s'agit d'un mode dit parfois amiable ou pacifique, mais toujours juridictionnel de règlement d'un litige par une autorité qui tient son pouvoir de juger non d'une délégation permanente de l'État ou d'une institution internationale, mais de la convention des parties. L'on peut donc retenir que l'arbitrage est un mode de règlement choisi. Le moyen du choix des parties est la convention d'arbitrage.

Pourtant, dans le secteur de l'électricité, le recours à l'arbitrage pour le règlement des différends entre les opérateurs ne se fonde pas sur l'accord de volonté des parties. Il est vrai qu'une lecture de la loi donne l'impression que pour le législateur, l'existence de la convention d'arbitrage est présumée, mais il serait permis d'en douter.

La Loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité pose que « *L'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité peut être saisie comme instance d'arbitrage par tout opérateur, aux fins de règlement des différends entre opérateurs* »²⁷.

Une fois de plus, le législateur camerounais a opté pour le silence sur l'existence de la convention d'arbitrage entre les litigants. La tentation serait grande de conclure en la présomption de l'existence de la convention d'arbitrage entre les parties en raison de deux éléments principaux :

- Primo : l'on aurait voulu soutenir que dans les secteurs régulés, les modalités et la procédure pour devenir opérateur, et plus précisément concessionnaire, sont assez lourdes. Elles requièrent du candidat de l'attention pour prendre connaissance de toutes les règles auxquelles il sera assujéti. Il

²⁶ Article 13 alinéa 1 de l'AUA

²⁷ Article 86 alinéa 1.

peut donc renoncer à poursuivre la procédure à tout moment avant la signature des conventions. Il a également la possibilité de demander la résiliation du contrat dans l'hypothèse où il change d'avis en cours d'exécution. Pour lui en effet, être opérateur dans le secteur régulé, c'est investir, exercer une activité qui lui rapportera du bénéfice. En somme, c'est une activité commerciale. Ces règles qui encadrent l'activité de l'opérateur sont aussi relatives au mode de résolution des conflits qui surviendraient dans l'exercice de cette activité. Par conséquent, l'on aurait voulu conclure qu'en choisissant de devenir et de demeurer opérateur, il accepte implicitement que les différends qui surviendraient puissent être résolus par le MARC à la saisine d'une partie. L'opérateur aurait donc marqué son accord à cela, mais bien avant qu'un quelconque litige se dessine à l'horizon. Dans cet optique, l'on a pu dire qu'il existe une convention d'arbitrage qui prendrait la forme d'une règle d'adhésion, conclue non pas entre les parties, mais entre le législateur et chaque partie.

- Deuxio : l'on aurait voulu déduire la volonté des parties des termes de la loi. Il est en effet prévu que « *L'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité **peut être** saisie comme instance d'arbitrage par tout opérateur, aux fins de règlement des différends entre opérateurs* ». L'usage du verbe « **pouvoir** » implique le choix, la faculté pour une partie de saisir ou non le régulateur, et non une obligation. Ainsi, si une partie saisit le CARSEL, elle marquerait sa volonté de recourir à l'arbitrage. L'autre partie n'est pas obligée de coopérer, mais si elle le faisait, alors l'on pourrait conclure qu'il y a eu accord de volonté entre les deux.

Ces considérations ne peuvent pourtant prospérer. En effet, « *Le processus d'arbitrage est fondé sur la convention d'arbitrage* »²⁸, qui s'avère être « la source du pouvoir juridictionnel de l'arbitre »²⁹. Le droit de l'arbitrage admet la nécessité d'une approbation spécifique pour la stipulation d'une convention d'arbitrage. Ceci découle de l'analyse des dispositions de l'AUA³⁰ aux termes duquel « *La convention d'arbitrage doit être faite par écrit ou par tout autre moyen permettant d'en administrer la preuve, notamment par la référence faite à un document la stipulant* ». Certains ont vu dans cette disposition la consécration du consensualisme, ceci de façon unanime³¹. Ainsi, le consentement conjoint des parties doit faire l'objet d'une convention qui peut être écrite ou verbale, pourvu que la preuve de son existence puisse être rapportée. L'on ne saurait donc déduire de l'acceptation d'une partie à exercer une activité commerciale, son consentement à une éventuelle procédure arbitrale en cas de survenance d'un litige.

Mieux, l'accord de volonté lie les parties au litige, et non chacune d'elle à une tierce partie, fût-elle l'État. De même, une fois le différend survenu, le compromis est passé entre les litigants qui donnent mutuellement leur consentement à l'arbitrage avant la saisine de l'organe d'arbitrage choisi. Ce n'est donc pas lorsque le CARSEL est saisi et que l'autre opérateurs coopère à la procédure, que l'on doit conclure qu'il y a consentement à l'arbitrage. Dans cette hypothèse en effet, il n'y a jamais eu accord de volonté entre les parties.

Observations n°7 : Il faut donc se rendre à l'évidence que l'arbitrage du CARSEL ne se fonde pas sur l'existence de la convention d'arbitrage. Un autre élément rend difficile l'assimilation de ce mode de résolution à l'arbitrage, il s'agit du défaut de précision de la loi sur le caractère arbitral des droits soumis à la juridiction du CARSEL.

²⁸ BAYO BIBI (B), L'efficacité de la convention d'arbitrage en droit OHADA, in Revue de l'ERSUMA, n°2, Mats 2013, p61-78, spéc p 63

²⁹ Idem

³⁰ Article 3-1 alinéa 4 de l'AUA

³¹ POUGOUE (P. G.), TCHAKOUA (J. M.) et FENEON (A), Droit de l'arbitrage dans l'espace OHADA, PUA, Yaoundé 2000, p69

En effet, ce ne sont pas toutes les questions qui peuvent être soumises à l'arbitrage. Le législateur a voulu circonscrire les matières arbitrables, en se réservant l'exclusivité dans les autres matières. C'est ainsi que le législateur pose que « *Toute personne physique ou morale peut recourir à l'arbitrage sur les droits dont elle a la libre disposition* »³².

Bien que la détermination des droits dont on a la libre disposition puisse varier d'un État à l'autre, il ne fait pas de doute que « *plus un droit sera envisagé comme un instrument de protection d'une personne, plus il sera indisponible, et inversement, plus il sera tenu comme l'expression juridique de la volonté, plus il sera disponible* »³³. La détermination des litiges arbitrables vise ainsi la protection des justiciables, et les matières non arbitrables ne seront soumises qu'au juge étatique.

Dans la Loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité, aucune précision n'a été faite sur les matières qui peuvent être soumises à cette procédure. Ainsi, si la nature arbitrable des différends découlant des rapports contractuels entre les parties ne fait pas de doute, la réalité est tout autre en matière délictuelle, lorsque du fait d'une pratique anti concurrentielle, d'une faute ou d'une négligence de la part d'un opérateur, un autre a subi un préjudice pour lequel il réclame réparation, la question se pose donc de savoir si le CARSEL sera compétent pour statuer sur cette question ?

Il est vrai que l'on a voulu voir un début de solution dans l'alinéa 2 de la même disposition qui pose que les modalités de la procédure seront conformes à l'AUA³⁴. Mais l'on est forcé d'admettre que les modalités de la procédure se situent en aval des matières arbitrables, de sorte que l'on ne saurait appliquer la délimitation posée par l'article 2 de l'AUA.

Pour le législateur de l'électricité, il semble bien que tous les litiges entre les opérateurs soient arbitrables, et qu'il suffit juste que le régulateur soit saisi par une partie au conflit. Il y a lieu de conclure qu'il ne s'agit pas ici d'un arbitrage habituel, ce qui impacte la procédure toute entière.

b. L'impact sur la procédure arbitrale et les perspectives

L'arbitrage ARSEL préconisé pour le règlement des différends entre les opérateurs du secteur de l'électricité déroge sur plusieurs points de son régime à l'arbitrage ordinaire. Cet état des choses a des conséquences, parfois négatives sur le règlement de ces différends. Des propositions peuvent permettre d'améliorer la situation.

Les conséquences sont relatives au fondement de l'arbitrage d'une part et à sa mise en œuvre d'autre part.

- Dans le premier cas, la convention d'arbitrage est la source de la mission de l'arbitre. C'est ainsi qu'en l'absence de convention, les différends doivent être soumis au juge étatique. Dans ces conditions, l'arbitre qui entre en mission en l'absence d'un accord de volonté des parties, prive sa procédure, de même que la décision qui en résultera, de toute légitimité. Et nonobstant cette décision, la partie qui refuse de s'exécuter sera dans son droit. Elle pourrait même décider de saisir le juge étatique du même différend qu'elle serait toujours dans son droit. La procédure entière est donc fragilisée, rien n'obligeant les litigants à la respecter.
- Dans le second cas, l'inexistence de la convention d'arbitrage conduira indubitablement à un allongement de la procédure de règlement des différends. En effet, dans un premier temps, l'on pourrait penser que le régulateur sera saisi et rendra une décision. En l'absence de fondement juridique pour contraindre les parties à respecter cette solution, la partie la plus diligente saisira le

³² Article 2 de l'AUA

³³ ISSA SAYEGH (I) et Autres, Traités et actes uniformes commentés et annotés, Juriscope, Bruylant Bruxelles 2011, p119

³⁴ Article 86 alinéa 2 de la loi

juge étatique. Non seulement il y aura eu perte de temps devant le régulateur dont la décision demeurera lettre morte, mais en plus la procédure qui s'ouvrira devant le juge étatique avec tous ses inconvénients privera de tout son intérêt l'institution du MARC par le régulateur. De même, en l'absence de précisions sur les matières arbitrables par le CARSEL, il pourrait arriver que la sentence arbitrale rendue par le tribunal arbitral soit annulée par le juge de contrôle parce qu'elle n'aurait pas dû être soumise au juge arbitral. La conséquence principale sera le recommencement de la procédure avec tous les inconvénients que cela comporte. Il y a donc lieu d'améliorer ce régime de règlement.

Le constat qui se dégage de la Loi de 2011 régissant cet arbitrage est que le législateur a voulu instituer une justice alternative pour le règlement des conflits entre les opérateurs, mais il n'est pas allé jusqu'au bout de la logique. Aussi y'a-t-il lieu d'indiquer que deux options sont envisageables afin de rendre plus cohérent le règlement des différends. L'on pourrait mettre sur pied une véritable justice parallèle pour le règlement de ces différends avant la saisine du juge étatique auquel le terme « *arbitrage* » ne sera plus employé (1), tout comme l'on pourrait compéter le régime de l'arbitrage en l'arrimant au droit de l'arbitrage tel que prévu par l'OHADA et l'Acte Uniforme y relatif (2).

b.1. L'institution par le législateur d'une véritable justice parallèle devant l'ARSEL

Le secteur de l'électricité remplit une mission de service public au Cameroun. Afin de préserver les droits fondamentaux des acteurs de ce secteur, le régime de règlement des différends qui surviennent ont grand intérêt à être dérogoire au droit commun. L'institution d'une justice parallèle obligatoire serait donc l'une des solutions d'amélioration. Cette solution aura pour avantage de permettre le règlement des litiges par les spécialistes du secteur de l'électricité tout en prenant en compte les spécificités liées à l'électrification rurale et même décentralisée. En effet, les magistrats ordinaires ne disposent pas encore d'outils nécessaires pour appréhender ce pan entier du développement économique. Il s'agit là en effet d'une matière embryonnaire dans les pays dits développés et encore absente dans le programme d'étude de nos universités³⁵. Pourtant les décisions rendues dans le secteur régulé « *doivent tenir compte des réalités juridiques, environnementales et pas seulement techniques* »³⁶. Le cas SINERG illustre bien les risques encourus lorsque le litige est résolu exclusivement par le juge de droit commun. En effet, « *Les autorités de régulation ont une expertise qui leur permet de résoudre les litiges complexes et techniques* »³⁷. Les décisions qui sont rendues par les spécialistes du domaine sont favorables au développement économique du secteur de même qu'aux exigences relatives à la qualité du service.

- Un autre avantage de cette solution est la célérité. La procédure devant les régulateurs est rapide. En effet, l'ARSEL rend sa décision dans le cadre de la procédure de conciliation au bout de deux audiences au plus³⁸. Si la décision est rendue sous la forme d'un AAU, le régulateur sera chargé de veiller à ce qu'elle soit exécutée, et ceci dans un délai réduit afin que le secteur ne souffre pas du fait de ce différend.
- Par ailleurs, les règles de procédure sont assez souples et orientées vers la résolution optimale du litige. C'est ainsi que le régulateur est généralement saisi par une simple requête sans timbres ni frais. Et comme le dit par exemple le rapporteur de la séance de conciliation du 08 décembre 2010

³⁵ Certaines institutions comme l'UCCAC dispensent le droit des communications électroniques. Mais la discipline plus globale de droit de la régulation ou de l'électricité demeure absente.

³⁶ JEULAND (E), Régulation et théorie générale du procès, op cit, p258.

³⁷ Idem

³⁸ Ceci se dégage du rapport des séances de conciliation de l'ARSEL, consulté sur <http://www.arsel-cm.org>, le 02/07/2018 à 15H55

par l'ARSEL, « *En plus de la simplicité de la procédure (...), l'on note que les requêtes ou réclamations sont traitées avec célérité et perspicacité* ».

Ici, les parties emploient un vocabulaire simple et compréhensible. Les arbitres sont faciles d'accès et les parties peuvent poser leurs questions en toute quiétude, sans crainte d'être rabrouées .

- Enfin, les pouvoirs dont dispose le régulateur sont exorbitants de droit commun. Ainsi, il peut prononcer des mesures étrangères au juge de droit commun à l'instar de l'injonction de conclure une convention d'interconnexion, ceci dans l'intérêt des acteurs, pouvoir étranger au juge civil ordinaire.

Une autre solution serait d'arrimer l'arbitrage du CARSEL au droit commun de l'arbitrage.

b.2. L'arrimage de l'arbitrage de l'ARSEL au droit commun de l'arbitrage

L'on pourrait tout aussi consacrer le régime de droit commun de l'arbitrage dans le règlement des différends entre les opérateurs du secteur de l'électricité.

Fondamentalement, cela n'est pas impossible. En effet³⁹, les litiges dans les secteurs régulés sont arbitrables, le droit de la régulation s'articulant autour du droit de la concurrence et du droit administratif. C'est ainsi qu'il n'est pas envisageable de saisir le régulateur dans un contrat international en matière de télécommunications dès lors qu'il est national⁴⁰. Dans ce cas, les opérateurs liés par un contrat international concluront une convention d'arbitrage. Pourtant, la nature des questions que pose le droit de la régulation ne changent pas, qu'il s'agisse des relations internes ou internationales. De plus, les secteurs libéralisés sont structurés de façon à s'autoréguler⁴¹. Pourtant, le rôle de l'arbitrage est « *d'équilibrer progressivement le contrat afin qu'il soit bien exécuté* »⁴². Tout cela démontre à suffire que le droit de l'arbitrage tel qu'on le connaît n'est pas incompatible avec le droit de la régulation, mais au contraire les deux « *peuvent valablement s'épauler* »⁴³.

Dans la pratique il s'agira de permettre aux opérateurs d'insérer dans les contrats qui les lient des conventions d'arbitrage. Elles pourront pour cela choisir un centre d'arbitrage parmi ceux indiqués par le régulateur afin que ce dernier puisse garder sur la procédure un droit de supervision. Il ne sera sûrement pas question pour le régulateur de faire des injonctions au centre d'arbitrage ou au tribunal arbitral, mais juste de veiller à ce que l'instance choisie dispose des compétences requises pour trancher les litiges en cette matière, et avec laquelle la collaboration sera aisée en vue du développement du secteur de l'électricité. Il faut dire que ces raisons ont sûrement conduit le législateur à créer au sein de l'ARSEL un centre d'arbitrage. Mais à la réalité la saisine du CARSEL ne devra pas être incontournable pour le règlement du litige, les parties ayant le choix entre ce centre et d'autres, ceci afin de préserver autant que possible l'autonomie de leur volonté.

La procédure qui se poursuit après la sentence du régulateur comporte également des règles particulières.

³⁹ FRISSON –ROCHE (MA), Arbitrage et droit de la régulation, op cit, p225.

⁴⁰ Idem.

⁴¹ Il s'agit d'un mode de régulation particulier en tant qu'il repose sur la capacité d'un système à engendrer sans intervention extérieure les adaptations et les règles nouvelles sont il a besoin. Voir FRISSON –ROCHE (MA), Arbitrage et droit de la régulation, op cit, p226.

⁴² FRISSON –ROCHE (MA), Arbitrage et droit de la régulation, op cit, p226.

⁴³ Idem.

4.3.2.2 Le régime de règlement après la survenance de la sentence arbitrale

Une fois la sentence arbitrale rendue, deux hypothèses sont envisageables. Soit une des parties, en principe celle qui a succombé, la contester auprès du juge étatique (a), soit en l'absence de recours, la sentence est portée devant le juge étatique compétent afin qu'elle soit exécutée (b). Dans les deux cas, l'on assiste à un recours au juge étatique, solution qui n'est pas sans présenter des difficultés pour le secteur de l'électricité.

a. Le recours contre la sentence du CARSEL

La sentence arbitrale peut faire l'objet de plusieurs recours dont le recours en annulation. Cette solution permet de légitimer la sentence arbitrale qui sera finalement exécutée, ceci dans l'intérêt de l'administration d'une bonne justice. Cependant, appliquée aux différends qui surviennent dans le secteur de l'électricité, cela porte atteinte à l'efficacité de la procédure de règlement. En effet, l'AUA a prévu six cas d'ouverture de ce recours⁴⁴ dont quelques-uns seulement peuvent être appliqués à la sentence arbitrale rendue par le CARSEL.

- Dans le premier cas, le recours en annulation est ouvert si une des parties estime que le tribunal arbitral a été irrégulièrement composé ou l'arbitre unique irrégulièrement désigné. En effet, la constitution du tribunal arbitral ou la désignation de l'arbitre unique est incontournable dans la procédure. Dans le droit traditionnel, cela se fait « conformément à la convention des parties »⁴⁵. Elles peuvent le faire dans la clause compromissoire, ou bien à défaut, dans le compromis ou alors avec l'aide du centre d'arbitrage qu'elles auront saisi⁴⁶. Dans le cadre des différends qui surviennent dans le secteur de l'électricité en l'absence de convention d'arbitrage, nous pensons que le CARSEL aidera les parties dans la constitution du tribunal arbitral ou la désignation de l'arbitre unique.
- Dans le deuxième cas, le recours en annulation sera ouvert si le tribunal arbitral a statué sans se conformer à la mission qui lui a été confiée. Traditionnellement, l'étendue de la mission de l'arbitre est précisée dans l'acte de mission, rédigé au terme de la réunion préparatoire à laquelle sont présents les parties et les arbitres. Dans le cadre du règlement des litiges qui surviennent dans le secteur de l'électricité, cette réunion préparatoire pourra avoir lieu et la mission de l'arbitre précisée. En cas de non-respect de l'étendue de cette mission par la sentence arbitrale, cette dernière pourra faire l'objet d'un recours en annulation.
- Les autres cas d'ouverture du recours en annulation sont le non-respect par l'arbitre du principe du contradictoire, la contrariété de la sentence arbitrale avec l'ordre public, le défaut de motivation de la sentence.

Il est aisé de remarquer que s'il y a plusieurs cas d'ouverture du recours en annulation, c'est bien que le législateur OHADA a voulu répondre à l'impératif d'administration d'une bonne justice. Cependant, la conséquence est l'augmentation de la durée du règlement au détriment des parties et même de l'économie nationale, d'autant plus que la procédure qui s'ouvre après l'exercice de cette voie de recours n'est pas des plus simples.

⁴⁴ Article 26

⁴⁵ Article 6 AUA

⁴⁶ Cette lecture découle de l'article 14 de l'AUA qui dispose que « Les parties peuvent, directement ou par référence à un règlement d'arbitrage, régler la procédure arbitrale ». Par ailleurs, les règlements d'arbitrage tiennent une liste de personnes pouvant être arbitres. Les parties sont invitées à en choisir pour leur procédure au cas où elles ne l'avaient pas encore fait.

a.1. La procédure inadaptée du recours

Le secteur de l'électricité a pour objet une mission de service public. Dans ce cas, les litiges qui surviennent entre les acteurs peuvent avoir des répercussions sur le secteur tout entier et l'ensemble des usagers, répercussions que les mesures provisoires peuvent ne pas réussir à cantonner. Il est donc préférable pour tous que ces différends soient vite et définitivement résolus. Mais le recours en annulation fausse le jeu, ce qui encourage à faire des suggestions en vue d'une amélioration.

En effet, l'analyse de la procédure arbitrale permet d'estimer sa durée à trois (03) mois minimums lorsque la juridiction saisie du recours a statué. A défaut, elle sera de sept (07) mois et demi minimum. A cette durée, il faut augmenter le temps qui s'écoulera entre la sentence définitive, et l'exercice du recours en annulation, durée qui n'est pas fixe, mais que le législateur fixe à un (01) mois après signification de la sentence arbitrale avec l'exéquatur. On se retrouve alors à huit (08) mois et demi au minimum. Or pendant tout ce temps, la sentence ne pourra pas être exécutée, sauf si le tribunal arbitral avait ordonné l'exécution provisoire. C'est ce qui découle de l'AUA qui dispose que « *Sauf si l'exécution provisoire de la sentence a été ordonnée par le tribunal arbitral, l'exercice du recours en annulation suspend l'exécution de la sentence arbitrale jusqu'à ce que la juridiction compétente dans l'État Partie ou la Cour Commune de Justice et d'Arbitrage, selon le cas, ait statué* »⁴⁷.

Cette procédure s'avère donc être inappropriée pour le secteur de l'électricité.

a.2. Les perspectives : La sentence rendue sous la forme juridique d'un AAU

Ces ramifications de la procédure peuvent être évitées, en vue d'une efficacité optimale du règlement des différends entre les opérateurs du secteur de l'électricité. En effet, la sentence arbitrale peut être rendue sous la forme d'une décision de l'Autorité Administrative qu'est le régulateur. Dans ces conditions, elle bénéficiera des privilèges du préalable et de l'exécution d'office propres aux AAU. Cela garantira une exécution rapide de la décision ainsi intervenue. En termes de recours, ce qui était l'exception deviendra le principe, puisque la décision sera exécutoire d'office et le sursis à exécution ordonné par la juridiction compétente dans des conditions bien précises.

Par ailleurs, les voies de recours extraordinaires ne pourront plus retarder l'issue de la procédure. Ces voies de recours sont en effet propres à la procédure civile, et ont le dénominateur commun d'engendrer une insécurité juridique, que la procédure ait eu un dénouement heureux ou pas. Car dans l'esprit des acteurs, rien n'est définitif. Elles constituent un mal nécessaire, dans la mesure où elles concourent à une justice plus équitable. Lorsque les parties concernées sont des personnes privées, l'impact est comme limité à leurs biens. Mais lorsqu'il s'agit des acteurs d'un secteur public, on peut comprendre que cette insécurité juridique puisse plomber tout le secteur et même priver les usagers de leurs droits fondamentaux. La conséquence est une dégradation dans la qualité du service fourni, ce que l'État aura justement voulu éviter en maintenant ce secteur au nombre des services publics. Or ces voies de recours sont inexistantes en contentieux administratif. Les décisions prises par les autorités administratives dans le cadre de leurs prérogatives de service public ne pourront faire l'objet de recours en révision ou de tierce opposition. De plus, ces décisions sont exécutoires par principe, l'exécution ne pouvant être suspendue qu'exceptionnellement.

⁴⁷ Article 28 alinéa 1.

Il semblerait donc que si la décision rendue par le CARSEL l'est sous la forme d'un AAU⁴⁸, le règlement des différends sera vraiment efficace pour le secteur entier.

Toutefois, il faut garder à l'esprit que les parties peuvent ne pas exercer de recours contre la sentence, ce qui ouvrira la voie à son exécution.

b. L'exécution de la sentence du CARSEL

Le législateur a prévu que la sentence arbitrale soit exécuturée (1) avant de pouvoir faire l'objet d'exécution forcée (2).

b.1. Les obstacles à l'efficacité de la procédure d'exéquat

Aux termes de l'AUA, la « *sentence arbitrale n'est susceptible d'exécution forcée qu'en vertu d'une décision d'exequatur rendue par la juridiction compétente dans l'État Partie* ». La juridiction compétente au Cameroun pour connaître de la demande d'exequatur est le Président du Tribunal de Première Instance du lieu de l'arbitrage ou le magistrat qu'il délègue à cet effet⁴⁹. L'examen de cette procédure permet de réaliser qu'elle comporte des facteurs qui font obstacles à son efficacité, au nombre desquels la durée, la complexité et le coût.

Le législateur OHADA a voulu que la procédure d'exequatur soit rapide. En effet, l'AUA dispose que le juge doit statuer « *dans un délai qui ne saurait excéder quinze (15) jours à compter de sa saisine* »⁵⁰. Ce délai est assez court et cela pourrait être préjudiciable. Mais il traduit l'esprit de célérité qui doit animer cette procédure. Pour contraindre les juges à épouser cette logique, ou alors contourner les lenteurs potentielles, le législateur prévoit que « *Si à l'expiration de ce délai, la juridiction n'a pas rendu son ordonnance, l'exequatur est réputé avoir été accordé* »⁵¹. Une fois que l'exequatur est accordé, ou en cas de silence de la juridiction saisie de la requête en exequatur dans le délai de quinze (15) jours, la partie la plus diligente saisit le Greffier en chef ou l'autorité compétente de l'État Partie pour apposition de la formule exécutoire sur la minute de la sentence⁵². En somme, la durée de la procédure d'exequatur ne doit qu'exceptionnellement atteindre un (01) mois. Telle est la volonté du législateur, qui n'est pas toujours suivie dans la pratique.

En effet, au dépôt de la requête, très souvent le juge ne statue pas dans le délai imparti. Le justiciable est ainsi obligé de rester dans l'attente des suites du secrétariat du Président et ce, sans suite favorable. Lorsqu'il se présente pour obtenir apposition de la formule exécutoire en application de la loi⁵³, le justiciable se voit souvent opposer un refus du Greffier en Chef, sans que l'on ne sache toujours les raisons. Il est loisible de constater l'impasse dans lequel se retrouve le justiciable dès ce moment. Il ne pourra en principe pas recourir au juge communautaire en cassation⁵⁴, puisque l'exequatur n'a pas à proprement parler été refusé⁵⁵. Une voie de sortie peut être de soutenir que la phase d'exécution de la sentence a déjà commencé et que l'affaire relève d'un cas de difficulté d'exécution. Sauf qu'il faudra recourir au juge qui avait déjà refusé d'accorder l'exequatur pour poser

⁴⁸ Comme c'est le cas dans le secteur des communications électroniques où la décision du régulateur est rendue sous la forme d'un AAU

⁴⁹ Article 2 de la loi n° 2003/009 du 10 juillet 2003 désignant les juridictions compétentes visées à l'acte uniforme relatif au droit de l'arbitrage et fixant leur mode de saisine.

⁵⁰ Article 31 alinéa 5 de l'AUA.

⁵¹ Idem.

⁵² Article 31 alinéa 6 de l'AUA.

⁵³ Article 31 alinéa 6 de l'AUA.

⁵⁴ Cour Commune de Justice et d'Arbitrage de l'OHADA (CCJA)

⁵⁵ Puisque c'est la décision qui refuse l'exequatur qui est susceptible de pourvoi en cassation devant la Cour Commune de Justice et d'Arbitrage. Article 32 de l'AUA.

le problème de difficultés d'exécution, ce qui, à notre avis, ne prospèrera que difficilement. Dans ces cas, il semble opportun de saisir le Président de la juridiction pour exposer la difficulté, afin de vaincre la résistance du Greffier en chef. Et si cela ne prospère pas, il faudra saisir le Garde des sceaux. Toutes ces difficultés ont pour conséquence d'allonger la procédure d'exéquatur, au préjudice du justiciable et souvent du secteur tout en entier. Lorsqu'il s'agit d'une personne privée ordinaire, cette situation ne sera pas enviable. Pire encore si la sentence tranchait un différend entre les opérateurs d'un service public tel que celui de l'électricité. L'on pourra bien essayer de contourner cela par des mesures provisoires. Mais dès lors qu'il faudra en demander l'ordonnance au juge étatique, le problème sera loin d'être résolu.

En somme, la durée pratique de la procédure d'exéquatur ne semble pas favorable à l'atteinte de l'objectif d'efficacité de la procédure de règlement des différends.

Un autre inconvénient est la complexité de la procédure.

Le législateur OHADA est resté animé par le désir de célérité de la procédure arbitrale. Ce souci s'est étendu au régime d'exéquatur de la sentence arbitrale. C'est ainsi qu'il a prévu que la procédure d'exéquatur ne serait pas contradictoire. En vue de l'obtention de l'exéquatur, le requérant doit saisir la juridiction compétente « *comme en matière de référé* »⁵⁶. Il faut explorer le Code de Procédure Civile et Commerciale pour savoir comment est saisi le juge de référé. On doit remarquer qu'en réalité, les dispositions de ce Code instituent deux types de référés : le référé ordinaire et le référé à bref délai ou alors d'heure à heure⁵⁷.

Le législateur n'a pas précisé le mode de saisine du juge du référé ordinaire. Il s'est contenté d'indiquer que dans tous les cas d'urgence, « *La demande sera portée à une audience tenue à cet effet par le Président du tribunal de première instance ou par le juge de paix à compétence étendue, ou par le juge qui les remplace, aux jour et heure indiquées par le tribunal* ». Mais dans la pratique, il est saisi par requête.

Quant aux cas requérant célérité, la partie demanderesse devra d'abord obtenir une ordonnance du juge compétent lui permettant d'assigner à bref délai. Bien que le législateur ne l'ait pas précisé, cette disposition laisse entendre que muni de son ordonnance, le demandeur assignera son adversaire à bref délai. L'on peut donc dire que le mode de saisine du juge de référé d'heure à heure est l'assignation. Le fait que l'autre partie soit appelée indique le caractère contradictoire de la procédure.

Dans ces conditions, l'on peut soutenir que la procédure visée par le législateur camerounais dans la Loi de 2003 n'est pas celle du référé d'heure à heure puisque la procédure en vue de l'exéquatur n'est pas contradictoire⁵⁸. En conséquence, l'on peut dire que le juge de l'exéquatur sera saisi par le même moyen que le juge du référé ordinaire, c'est-à-dire par requête.

La requête devant être accompagnée de pièces. Il sera question de prouver l'existence de la sentence arbitrale en la produisant en original. Il faudra aussi produire la convention d'arbitrage. Ces deux documents peuvent aussi être produits en copies réunissant les conditions requises pour leur authenticité⁵⁹.

⁵⁶ Article 3 alinéa 1 de la loi suscitée

⁵⁷ Les cas d'ouverture de ces deux procédures sont définis respectivement par les articles 182 et 184 du code civil

⁵⁸ Article 31 alinéa 6 in fine de l'AUA

⁵⁹ Article 31 alinéas 1 et 2 de l'AUA

Quant au déroulement de la procédure proprement dite, le législateur l'a voulue gracieuse. C'est dire qu'une fois que la requête a été déposée avec les pièces justificatives, le juge doit rendre son ordonnance.

Mais cette volonté du législateur n'est pas toujours suivie dans la pratique. Le plus souvent, la procédure que la loi a voulu gracieuse et simple se transforme en une véritable torture pour le justiciable. C'est très souvent qu'il est procédé au réexamen de la cause déjà soumise au juge arbitral avec convocation de la partie adverse pour le réexamen des faits au fond⁶⁰. Cette situation ne peut s'expliquer, d'autant plus que « *la sentence arbitrale a, dès qu'elle est rendue, l'autorité de la chose jugée relativement à la contestation qu'elle tranche* »⁶¹. Ceci a pour conséquence d'allonger la procédure et de multiplier les risques de refus de l'exéquatur.

Ainsi, cet état de chose n'est pas bénéfique pour le secteur de l'électricité. En effet, comme tantôt indiqué, le différend entre opérateurs peut être de nature à porter atteinte à la continuité ou alors à la qualité du service public dans le secteur. Ces lenteurs interminables impacteront donc forcément sur les droits des usagers. Pourtant, la raison d'être du service public est la satisfaction d'un besoin d'intérêt général lorsque l'État estime que le besoin public auquel il correspond serait insatisfait ou insuffisamment satisfait par les initiatives privées⁶².

C'est sans doute l'une des raisons pour laquelle une réforme est nécessaire dans le sens de la suppression de la procédure d'exéquatur, mais également que les décisions rendues par le CARSEL bénéficient d'un régime privilégié d'exécution, l'ARSEL rendant ses sa sentence sous la forme d'un AAU afin qu'elle puisse bénéficier du privilège de l'exécution d'office, ce qui allègerait considérablement la procédure d'exécution.

b.2. Les obstacles à l'efficacité de la procédure après la phase de l'exéquatur

« *La meilleure des décisions, qu'elle soit judiciaire ou arbitrale, est celle qui permet son exécution au détriment de la partie qui a succombé* »⁶³. C'est dire que l'obtention de l'exéquatur n'est pas une fin en soi, le justiciable doit encore pouvoir exécuter la décision afin de rentrer dans ses droits. Le constat qui se dégage de la procédure à ce niveau, est qu'elle n'est pas aisée lorsque finalement l'exéquatur a été accordée et les se complexifient d'avantage pour l'opérateur lorsque l'exéquatur a été refusée.

Une fois que la formule exécutoire a été apposée sur la sentence arbitrale, elle peut faire l'objet d'exécution forcée selon les voies de droit commun. C'est dire que l'exécution de la sentence arbitrale tranchant un différend entre les opérateurs de l'électricité se fera par la voie de droit commun. Il faudra recourir aux agents d'exécution et le plus souvent au ministère public afin de briser l'échine de la partie qui a succombé. Cette réalité aura pour conséquence de paralyser le secteur, puisque la procédure d'exécution de droit commun n'intègre pas toujours les impératifs de rapidité et de simplicité requis pour le règlement des litiges survenant dans les secteurs régulés.

⁶⁰ TCHAKOUA (JM), Reconnaissance, homologation et exéquatur des sentences arbitrales et accords de médiation, Actes du séminaire Sur l'arbitrage et la médiation en Droit OHADA, 14-16 Juin 2018, Douala

⁶¹ Article 23 de l'AUA

⁶² DE LAUBADERE (A), op cit, p40

⁶³ MBONO (F), L'exécution des sentences arbitrales et ses difficultés, Actes du séminaire sur l'arbitrage et la médiation en Droit OHADA, 14-16 Juin 2018, Douala

C'est ainsi qu'un différend entre un FSC et ENEO pourrait conduire à une coupure d'électricité dans certaines localités ou à un arrêt de fonctionnement des compteurs par exemple et plus longue sera la procédure d'exécution, plus longue perdurera la coupure d'électricité.

Dans ces conditions, devoir faire face aux rouages de la procédure de droit commun de l'exécution ne semble pas, une fois de plus, bénéfique. Il y a ainsi des risques que le droit à l'électricité des usagers n'en souffre. Ceci pourrait être évité si la décision de règlement des différends n'avait pas à passer par la procédure d'exéquatur pour être exécutée. Un autre élément de fragilité de cette procédure est la possibilité ouverte à une partie de solliciter l'annulation de la sentence arbitrale rendue.

En effet, bien que la décision qui accorde l'exéquatur ne soit pas susceptible de recours⁶⁴, « *Le recours en annulation de la sentence emporte, de plein droit (...) recours contre la décision ayant accordé l'exequatur* »⁶⁵.

Observations n°8 : Il suffira donc que la partie adverse exerce un recours en annulation contre la sentence pour paralyser l'exécution. Il est vrai que les cas d'ouverture du recours en annulation sont limitativement énumérés par la loi⁶⁶. Cependant, même par pur dilatoire, une partie pourra l'exercer lorsque ces conditions ne sont pas remplies, ceci pour perdre du temps, ce qui une fois de plus causerait préjudice aux consommateurs. Dans un cas ordinaire, les parties pourraient contourner cet effet neutralisant du recours en annulation en insérant dans la convention d'arbitrage qu'elles renoncent à l'exercer contre la sentence arbitrale. *Mais cela ne sera pas possible s'agissant des opérateurs du secteur de l'électricité, pour la raison qu'ici, il n'y a pas de convention d'arbitrage.* Une fois de plus, la possibilité offerte au justiciable d'exercer le recours en annulation rompt avec le souci de célérité du législateur pour la résolution des différends dans le secteur de l'électricité.

Ainsi, l'octroi de l'exéquatur, loin d'être une délivrance pour la partie gagnante, pourra souvent être le commencement d'une nouvelle bataille. Il pourra même arriver que l'exéquatur soit refusé à l'opérateur de l'électricité.

Observations n°9 : La suite de la procédure est encore plus difficile en cas de refus d'exéquatur. La sentence rendue par le CARSEL devra être exécutée si elle veut faire l'objet d'une mesure d'exécution forcée. Dès que la requête en exéquatur est soumise au juge compétent, il peut ne pas rendre de décision dans le délai imparti. Dans ce cas, il reviendra au justiciable de demander du Greffier en Chef d'y apposer la formule exécutoire⁶⁷.

Mais si ce dernier refuse, la voie qui peut prospérer est la saisine du Président de la juridiction concernée. S'il n'obtient pas gain de cause, on pourra recourir au Garde des Sceaux. Toutes ces tracasseries seront sans grand impact général lorsque le différend est de nature privé. Mais lorsqu'il survient dans un secteur public, cela aura de fortes chances d'impacter le secteur entier. Par ailleurs, si le juge compétent de l'exéquatur refuse de l'accorder, l'opérateur de l'électricité pourra se pourvoir en cassation devant la CCJA. L'AUA dispose en effet que « *La décision qui refuse l'exequatur n'est susceptible que de pourvoi en cassation devant la Cour Commune de Justice et d'Arbitrage* ». Ce nouveau recours, a un impact négatif sur la procédure de règlement des différends.

⁶⁴ Article 32 alinéa 2 de l'AUA

⁶⁵ Article 32 alinéa 3 AUA

⁶⁶ Article 26 de l'AUA

⁶⁷ Article 31 alinéa 6 de l'AUA

La décision du juge interne qui a refusé l'exéquatur est une décision gracieuse, c'est-à-dire prise en l'absence de l'autre partie⁶⁸. Il n'est dès lors pas très aisé de traiter de la question de la procédure à suivre par la CCJA au cas où elle doit se pencher sur un cas de refus d'exéquatur, ceci d'autant plus que le règlement de procédure de cette juridiction n'indique pas la procédure à suivre pour les recours contre les décisions gracieuses. Il faut simplement noter que « *Lorsqu'un tiers fait appel (d'une décision gracieuse), la procédure, alors gracieuse, devient contentieuse. On parle d'« élévation du contentieux »* »⁶⁹.

Dans ce cas, le défendeur à la procédure est, non pas le juge ayant refusé l'exéquatur, mais l'autre partie à la procédure arbitrale. La juridiction de recours devra alors écouter l'autre partie avant de statuer. La procédure sera donc contentieuse.

Le recours doit être formé deux (02) mois au plus après la signification ou la notification de la décision attaquée⁷⁰. Dans ce cas, cette notification serait faite par le Tribunal. Une fois que la Cour serait saisie, le Président désigne un juge rapporteur chargé de suivre l'instruction de l'affaire et de faire rapport à la Cour⁷¹. Bien que le texte n'indique pas la durée de l'instruction, il semble acquis qu'il ne puisse être inférieur à dix (10) jours. Si la requête est recevable, la Cour signifie le recours à toutes les parties à la procédure devant la juridiction interne⁷². La partie adverse dispose de trois (03) mois, dès réception du recours, pour transmettre son mémoire en réponse⁷³. Le recours et le mémoire en réponse peuvent être complétés par un mémoire en réplique ou en duplique si le juge accepte la demande présentée à cette fin par une partie⁷⁴. Une fois que l'affaire est en état, la Cour rendra sa décision. Cette procédure est celle qui sera suivie en cas de recours contre la décision qui aura refusé l'exéquatur d'une sentence arbitrale rendue dans le secteur de l'électricité.

La procédure ainsi exposée aura pour finalité de permettre à un opérateur d'obtenir l'exécution forcée de la sentence rendue dans le cadre d'un litige avec un autre opérateur du secteur de l'électricité. Il ne fait pas de doute qu'elle entraînera une perte de temps pour l'opérateur de ce secteur public.

En effet, de façon générale, la juridiction de recours n'a pas son siège au Cameroun. Et c'est la raison pour laquelle les délais pour que les pièces soient échangées entre la Cour et les parties ne sont pas courts.

- Dans un premier temps, après réception du recours, la partie adverse dispose de trois mois pour envoyer son mémoire en réponse à la Cour⁷⁵. Il est vrai qu'elle peut le faire bien avant l'expiration de ce délai, mais par hypothèse elle n'a aucun intérêt à ce que la procédure aille vite, bien au contraire : plus la procédure est longue, plus l'exécution est retardée, ce qui est à son avantage. Donc qu'elle ne se hâtera pas, et pourra plutôt développer le dilatoire pour allonger davantage la procédure.
- Dans un second temps, la loi donne la possibilité aux parties de soumettre les mémoires en réponse et en duplique au cas où la Cour accède à la demande formulée à cette fin par une partie⁷⁶. Chaque

⁶⁸ L'AUA précise que la procédure d'exéquatur n'est pas contradictoire. Article 31 alinéa 6 in fine

⁶⁹ Encyclopédie Wikipédia, Matière gracieuse en droit français, consulté sur <https://fr.wikipedia.org>, le 16 Mai 2019 à 16H10

⁷⁰ Article 28 du règlement de procédure de la CCJA

⁷¹ Article 26 Règlement de procédure CCJA

⁷² Article 29 Règlement de procédure CCJA

⁷³ Article 30 Règlement de procédure CCJA

⁷⁴ Article 31 alinéa 1 Règlement de procédure CCJA

⁷⁵ Article 30 Règlement de procédure CCJA

⁷⁶ Article 31 alinéa 1 Règlement de procédure CCJA

fois que la Cour accèdera à la demande d'une partie, il faudra compter trois (03) mois supplémentaires pour que les écritures soient transmises. Dans ces conditions, il semble improbable que la décision intervienne avant six (06) mois.

Pendant tout ce temps, la sentence arbitrale ne pourra être exécutée, et en quelque sorte, le différend subsistera. Il s'agit là d'une réalité difficile à admettre s'agissant d'un secteur public vecteur de développement. Car en effet, les différends dans ces secteurs doivent être résolus avec célérité afin de préserver les droits des usagers et favoriser le développement du secteur et du pays. Dans tous les cas, « *la réduction des différends et des conflits potentiels contribuer directement au développement de l'Afrique* »⁷⁷.

Pour sortir de cet engrenage, on pourrait imaginer là encore que l'exécution de la sentence arbitrale ne prenne pas le canevas de droit commun. Il faudra à cet effet que la sentence arbitrale rendue le soit sous la forme d'une décision administrative.

Observations n°10 : Il faut comprendre que la procédure d'exéquatur, indispensable pour obtenir l'exécution forcée de la sentence arbitrale en règlement d'un litige entre les opérateurs du secteur de l'électricité, ouvre la voie à des lenteurs interminables, contraires à l'esprit de célérité prôné par le législateur, et préjudiciable à l'efficacité du régime de règlement des différends.

De même, une fois que l'exéquatur a été accordé, l'exécution de la sentence se fait suivant les règles de droit commun. Cette solution est assez inadaptée, ce, au vu des inconvénients que présente le droit de l'exécution forcée en matière privée. Il ne fait pas l'ombre d'un doute que cette construction portera atteinte au développement de ce service public, développement qu'on aura pourtant voulu réaliser en libéralisant le secteur.

⁷⁷ AMBOULOU (H), La déjudiciarisation et les procédures non contentieuses en Afrique, Série Droit, Etudes africaines, L'Harmattan 2015, p39.

5. Évaluation des besoins du parc des compteurs & plan de financement connexe

5.1 Compteurs et système de comptage

Les compteurs électromécaniques ont été longtemps les seuls utilisés dans l'exploitation pour l'enregistrement de l'énergie électrique. Ils ont bien résolu une grande partie des problèmes posés. Mais les progrès de l'électronique et de l'informatique ont permis le développement d'ensembles moins encombrants et mieux adaptés à des systèmes beaucoup plus complexes, capables d'améliorer encore la gestion des consommations d'énergie électrique par les clients : les compteurs électroniques.

En contexte africain, compte tenu du niveau élevé des pertes, le souci de d'amélioration de la gestion de l'énergie électrique favorise une catégorie spécifique de ces compteurs électroniques : les compteurs prépayés. Le prépaiement est favorisé et s'étend rapidement en Afrique, en raison des problèmes de fraudes et de recouvrement que connaissent les compagnies d'électricité locales.

Dans le cas du Cameroun, les pertes sur le réseau de distribution, mesurées par l'écart entre l'énergie injectée sur le réseau et l'énergie livrée au compteur et facturée se sont élevées en 2019 à 3 525 GWh. Donnée qui est à comparer aux 5 239 GWh injectés sur les réseaux et qui indique donc un Rendement de distribution de 67,3%.

Ces pertes se composent de deux volets qui s'additionnent : les pertes techniques et les pertes commerciales.

L'énergie consommée non facturée constitue le premier terme des pertes commerciales. Elle est générée notamment par les compteurs fraudés, défectueux, inadaptés, voire l'absence de mesure, les erreurs de lecture, coefficients de facturation erronés, les branchements clandestins, etc.

Les pertes de recouvrement générées par les factures impayées et par les irrécouvrables constituent le deuxième terme des pertes commerciales.

Il est donc vital pour le GRD confronté aux problèmes de pertes importantes comme c'est le cas pour ENEO de se donner les moyens de les réduire de manière continue.

C'est la raison pour laquelle les installations de tous les clients en situation de consommer de l'énergie doivent être dotées de compteurs de qualité, pour arriver à une adéquation idéale entre facturation et consommation réelle.

Dans la zone du concessionnaire, les besoins de compteurs BT sont alimentés par le nombre de nouveaux raccordements, le remplacement des compteurs défectueux ou hors normes, la normalisation de certaines installations, la conversion des consommateurs illégaux en clients...ou encore l'objectif du GRD d'améliorer le recouvrement avec l'installation des compteurs à prépaiement⁷⁸. Dans le périmètre non concédé, les besoins sont également uniquement en BT et concernent aujourd'hui à peu près uniquement des compteurs à prépaiement.

La nécessité de réduire certains types de fraudes et d'améliorer la précision des mesures a conduit au choix des dispositifs techniquement innovants (l'arrêt de fabrication des compteurs électromécaniques étant annoncé par ailleurs), et à la généralisation des compteurs électroniques.

⁷⁸ en 2020, environ 500 000 clients ont présenté un retard de paiement de leurs factures d'électricité à la fin du mois

Tableau 1 : Évolution du nombre de clients ENEO sa

	2016	2017	2018	2019
Clients BT	1 099 616	1 182 521	1 256 319	1 357 778
Clients MT	1 750	1 841	2 013	2 239

En ce qui concerne la Moyenne Tension, tous les clients MT sont à ce jour équipés de compteurs intelligents ou communicants, le remplacement des compteurs électromécaniques ayant démarré en 1998. D'autre part, il n'est pas inutile de souligner que le taux de recouvrement des clients MT se situe en 2019 à 98%, et donc excellent !

Les besoins annuels de nouveaux compteurs MT⁷⁹ (de type SL 7000 Itron), sont essentiellement dictés par les nouveaux raccordements, c'est-à-dire, environ 170 par an en moyenne. La situation peut donc être considérée comme stabilisée et maîtrisée.

Les développements précédents nous conduisent ainsi naturellement, à privilégier et à nous concentrer uniquement sur les compteurs BT comme cible de notre étude sur la filialisation des compteurs à ENEO, compte tenu des volumes en jeu.

5.1.1 Compteurs et système de comptage

Un compteur électrique est un appareil électrotechnique fonctionnant en courant alternatif et servant à mesurer la quantité d'énergie électrique consommée dans un lieu : habitation, industrie ... etc. Il est utilisé par les fournisseurs d'électricité afin de facturer la consommation d'énergie au client.

L'énergie $E = P \times t$ (la puissance multiplié par le temps) et son unité est le Wh. Cette unité de mesure se révélant très petite, la facturation de l'électricité se fait en kWh

Selon les usages, on a des compteurs monophasés et compteurs triphasés.

5.1.2 Le panneau de comptage en BT et les différents types de comptage

Pour installer un compteur en BT, on utilise un panneau ou un coffret de comptage protégé en amont par des fusibles et en aval par un disjoncteur

En ce qui a trait aux types de comptage Il y en a 2 types.

5.1.2.1 Le comptage où les câbles de puissance passent directement dans le compteur

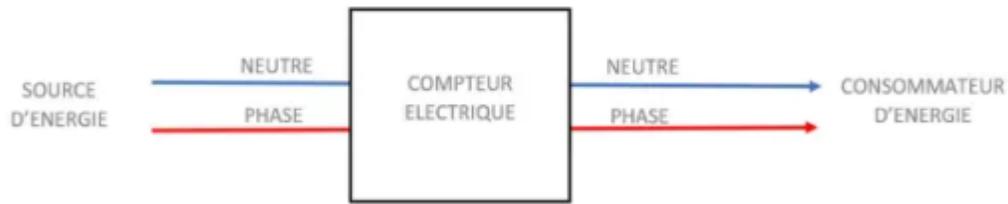
Le comptage Monophasé domestique de 5 à 60 A.

Le comptage Triphasé domestique de 10 à 60 a

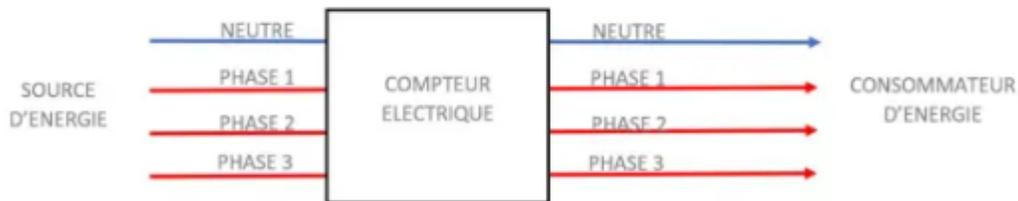
Le comptage triphasé Industriel BT direct (BTD) de 60 à 120 A (Gros consommateurs)

⁷⁹ Les caractéristiques de compteurs sont abordées dans la section suivante.

MONOPHASÉ, MESURE DIRECTE



TRIPHASÉ + NEUTRE, MESURE DIRECTE



5.1.2.2 Le comptage où les câbles de puissance passent directement dans le compteur

À partir de 200A, (cas des clients gros consommateurs en BT), les câbles de puissance passent par le primaire d'un transformateur de courant et c'est le secondaire de ce TC qui alimente le circuit intensité du compteur ; le circuit tension est raccordé directement sur les câbles de puissance.

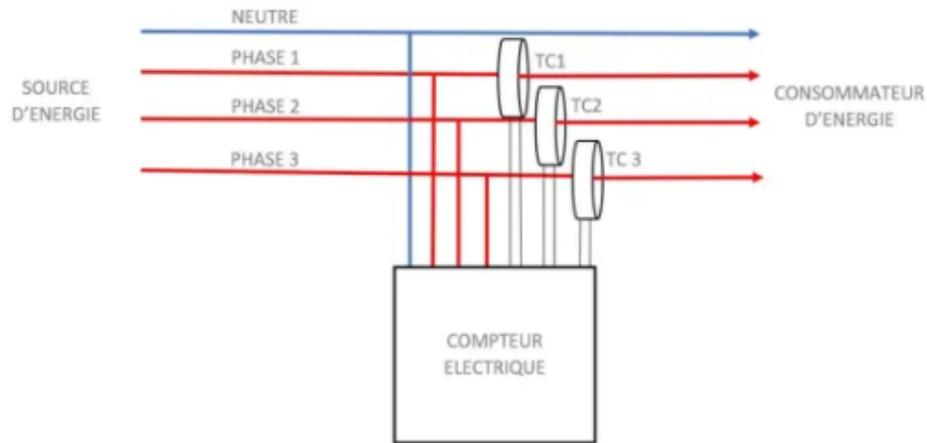
Dans ce cas la technologie du compteur est modifiée : les circuits de tension et courant sont séparés au niveau du borniers

On les appelle comptage BT/TC.

Nota : L'énergie réelle enregistrée est égale à la lecture du compteur multiplié par le rapport du TC

Exemple : si le TC est de 1000/5 A, le rapport est 200 ; l'énergie consommée (à facturer) sera égale à l'énergie enregistrée par le compteur multiplié par 200.

TRIPHASÉ + NEUTRE, MESURE PAR TC



5.1.3 Les différents types de compteurs et leurs caractéristiques

Il existe actuellement deux types de compteurs :

- 1) Les compteurs électromécaniques avec disque en mouvement
- 2) Les compteurs électroniques répartis en 3 groupes :
 - Compteur post-payé
 - Compteur intelligent
 - Compteur prépayé

Figure 11: Compteur électromécanique monophasé



Compteur à disque qui tourne dans le sens de la flèche quand il est bien raccordé, et dans le sens inverse sinon.

Figure 12 : Compteur électronique monophasé



Il enregistre l'énergie dans les 2 sens : positive quand il est bien raccordé et l'énergie négative s'il y a erreur de raccordement

Tableau 2 : Caractéristiques de lecture des compteurs

		Lecture		
		Manuelle	Œil optique au labo	Télé-relève
Compteur électromécanique		Oui	non	non
Compteur électronique	Post-payé	Oui	oui	non
	Intelligent	Oui	oui	oui
	Prépayé	Oui	oui	Non

5.1.3.1 Quelques-uns des problèmes rencontrés sur les compteurs électromécaniques

- Ralentissement du disque après des années de fonctionnement sans maintenance
- Fraudes diverses (ouverture cache bornes et capot, recul d'index, shunt coupure bobine tension)
- Les mauvaises conditions de transport et stockage
- Impossibilité de lire à distance
- La relève mensuelle n'est pas à jour fixe
- Erreur sur les coefficients de lecture (cas des Transformateurs de courant TC et Transformateurs de tension TT)
- Aux points d'échange d'énergie, il faut 04 compteurs sur un départ (02 Actifs imports et export et 02 autres pour les énergies réactives)

5.1.3.2 Quelques avantages et inconvénients des compteurs électronique post-payés

- Pas de pièces en mouvement (composants discret)
 - Enregistrement de l'énergie dans les deux sens (Aux points d'échange d'énergie, un seul compteur suffit pour mesurer les quatre énergies)
 - Boîtier scellé : impossible d'accès dans le compteur
 - Possibilités de lecture à distance
 - Réduction des coûts d'installation et de maintenance
 - Précision, fiabilité, modularité, souplesse
 - Exploitation de structures tarifaires complexes
 - Enregistrement des courbes de charges
 - Intégration du panneau de comptage classique
 - Traitement, affichage et mémorisation des données
 - Paramétrage des rapports des TC et TT pour avoir les données directes
 - Programmation et transmission des données en local et à distance
- Difficultés sur l'exploitation des compteurs postpayés
 - Pas de relève à 100% (porte fermée, chien méchant)
 - Période de coupure très longue
 - Beaucoup d'anomalies de relève
 - Erreurs de facturation
 - Impossibilité de couper pour non-paiement
 - Coût élevé de la sous-traitance des coupures et remises

5.1.3.3 Le compteur à prépaiement

Le principe de fonctionnement de ces compteurs étant basé sur un décomptage de l'énergie à partir d'un crédit enregistré ;

Les fabricants de ces compteurs ont mis en place la norme STS (Standard Transfer Specification), qui régit à la fois les matériels (compteurs, serveurs) et les procédés de gestion informatiques du prépaiement.

Quelques-uns des avantages de ce compteur :

- Facturation prépayée de l'énergie
- Aide à la gestion des Pertes Non Techniques
- Pas d'impayés sur les points de livraison (cas des locataires)
- Gestion rationnelle de l'énergie
- Amélioration du recouvrement
- Garantie de l'efficacité des coupures

Figure 13 : Compteur à prépaiement HEXING



5.1.3.4 Le compteur intelligent

Un compteur intelligent (ou communicant) comptabilise une consommation d'énergie de manière précise et en temps réel ; il possède un port de communication pour envoyer et recevoir des données. Il facilite l'échange des valeurs de consommation d'énergie entre le consommateur et le distributeur.

Le compteur intelligent offre la possibilité au consommateur de suivre sa consommation de même que sa courbe de charge à distance en utilisant les technologies de l'information et de la communication.

Quelques-uns des avantages du compteur intelligent pour les consommateurs :

- Les démarches commerciales et administratives sont facilitées (modification de contrat, changement d'adresse) ;
- Grâce à son port de communication, pas de relève manuelle du compteur, la consommation étant

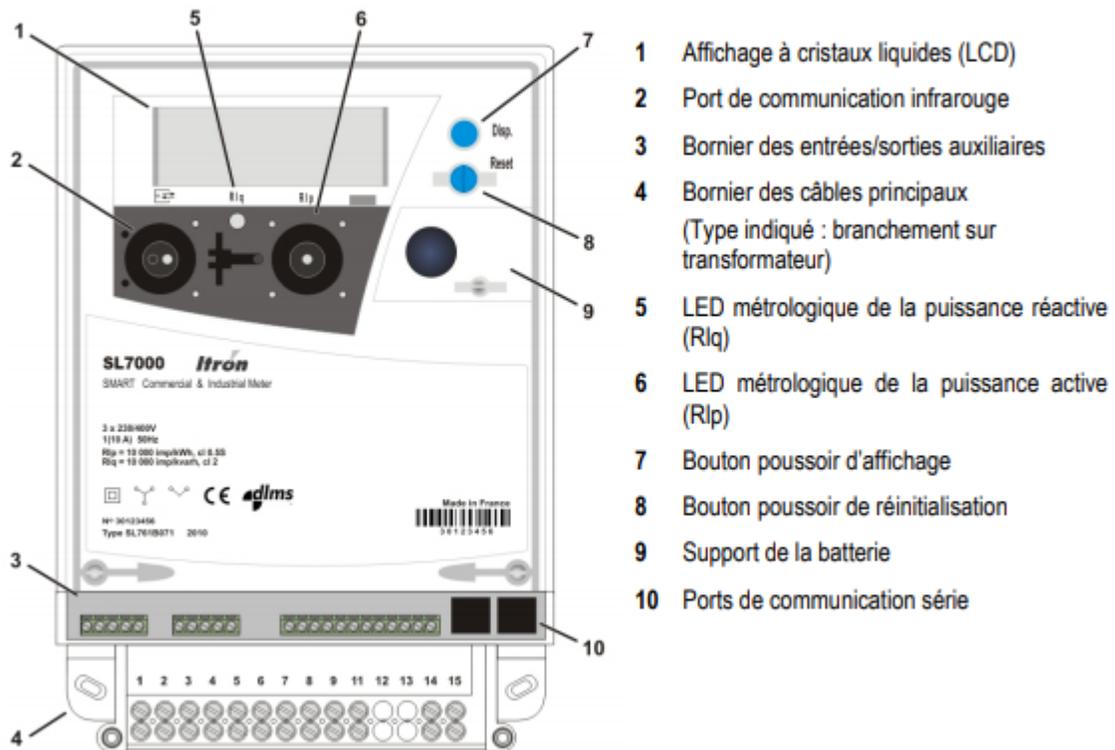
communiquée en temps réel au distributeur ;

- Une facturation suivie et dimensionnée quotidiennement grâce aux facilités de suivi, et donc plus précise
- Paramétrage des jours et heure de relève
- Paramétrage et extraction des courbes de charge

En bref, le compteur intelligent permet un relevé automatique et précis à distance.

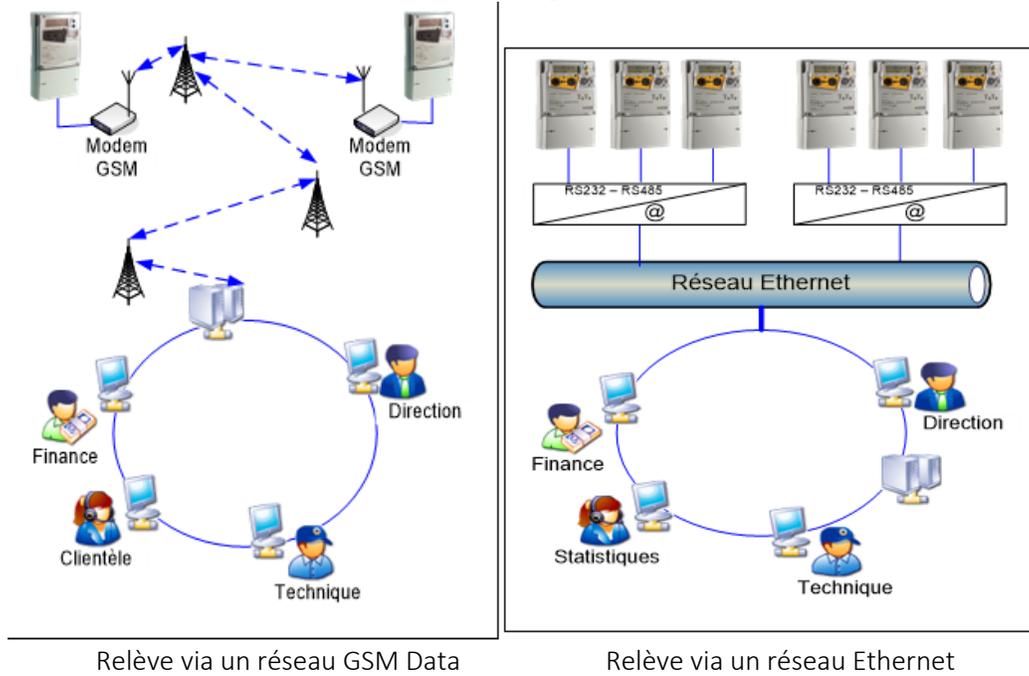
Figure 14 : Éléments fonctionnels d'un compteur intelligent

Le schéma ci-dessous décrit les principaux éléments fonctionnels du compteur :



Le compteur intelligent est au cœur de la mise en œuvre et du déploiement d'une IMA sur la base d'outils technologiques de relève qui reposent des normes de téléphonie cellulaire numérique comme le GSM au Cameroun, ou encore sur un protocole de réseau local (LAN) avec un débit Internet de bonne qualité comme Ethernet.

Figure 15 : Schéma de principe de relève de compteur intelligent



5.2 Volumétrie et typologie du parc de compteurs au Cameroun⁸⁰

Le parc actuel de compteurs installés en BT sur le territoire de la concession d’ENEO sa s’élève à 1 482 425 unités, tous types confondus, avec les compteurs électroniques post-payés qui représentent les deux-tiers (60%) de ces matériels, et les compteurs électromécaniques qui pèsent pour environ 34%. Les compteurs intelligents avec environ 1%, et les compteurs prépayés avec 4% restent donc très marginaux dans ce parc.

Tableau 3 : Volumétrie des compteurs installés

Type compteurs	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020
COMPTEURS COMMUNICANTS	60	595	3 590	11 256	17 134
ELECTROMECHANIQUE	489 917	460 751	442 120	399 910	362 256
ELECTRONIQUE	609 019	719 481	810 576	939 903	1 034 548
PREPAID	1	2	2	5 151	65 834
SANS COMPTEUR	1 507	1 608	1 402	2 169	2 653
Total général	1 100 504	1 182 437	1 257 690	1 358 389	1 482 425

Tableau 4 : Volumétrie des compteurs par type

	Compteurs électroniques			Compteurs électromécaniques	Sans Compteurs	Total Général
	Communicants	Postpayés	Prépayés			
Compteurs 2 fils	1 767	937 755	60 069	343 845	2 314	1 345 750
Compteurs 4 fils	15 367	96 793	5 765	18 411	339	136 675
Total Général	17 134	1 034 548	65 834	362 256	2 653	1 482 425

⁸⁰ Cette partie reprend pour le moment, uniquement les informations qui ont pu être obtenues d’ENEO sa pour le territoire de la concession. Elle devra être complétée lors de l’Analyse Coûts – Avantages des informations relatives au périmètre hors concession relatif à l’ERD en particulier.

Tableau 5 : caractéristiques des compteurs électroniques installés à ENEO sa ⁸¹

TECHNOLOGIE	Fabricant	Type	Raccordement (Nbre de Fils)	Génération	TENSION (V)	INTENSITE (A)	Prix moyen du compteur	Type de communication	Logiciel PC de Gestion
ELECTRONIQUE	ACTARIS	SL7000 (SL761C010 ; SL761B100 ;SL761B010)	Industriel	Communicant	3*57.7/100V - 3*240/415V	5 (10)		GPRS/GSM	ACE PILOT
	ITRON	SL7000 (SL761X070; SL761B070; SL761B060)	Industriel	Communicant	3*57.7/100V - 3*240/415V	5 (10)		GPRS/GSM	ACE PILOT
	ITRON	ACE 6000	Triphasé	Communicant	3*57.7/100V - 3*277/480V	5A, I _{max} 100A 1A, I _{max} 10A	> 500 000	GPRS	ACE PILOT
	SAGEM	T210-D	Triphasé	Communicant	3*230/400	5 (100)	185 230	GPRS	VIEWER
	SAGEM	S210-D	Monophasé	Communicant	230	5 (100)	44 709	GPRS	VIEWER
	ITRON	ACE 3000/520	Triphasé	Classique	3x220/380	5 (100)	116 252	N/A	ACE SPHERE
	ITRON	EM 214/900	Triphasé	Classique	3x220/380	5 (100)	116 252	N/A	M3
	HEXING	HXE 34K	Triphasé	Classique	3*230/400	5 (100)	116 252	N/A	HXE 3.0
	SAGEM	CX 2000-4 BLK	Triphasé	Classique	3*230/400	5 (100)	116 252	N/A	VIEWER X24
	ITRON	ACE 2000/292	Monophasé	Classique	220	5 (100)	44 709	N/A	ACE SPHERE
	ITRON	EN 211/902	Monophasé	Classique	220	5 (100)	44 709	N/A	M3
	SAGEM	CX 1000-3 CLK	Monophasé	Classique	230	5 (100)	44 709	N/A	VIEWER X03
	HEXING	HXE 12-DL	Monophasé	Classique	230	5 (100)	44 709	N/A	HXE 3.0
	HEXING	HXE 310	Triphasé	Prepaid	3*230/400	5 (100)	185 230	CPL	HEXVIEW
HEXING	HXE 330	Triphasé	Prepaid	3*230/400	5 (100)	185 230	CPL	HEXVIEW	
HEXING	HXP100DIP	Monophasé	Prepaid	230	100	58 641	CPL		
HEXING	HXP100DII	Monophasé	Prepaid	230	100	58 641	CPL	HEXVIEW	

⁸¹ Nous ne disposons pour le moment d'aucunes informations sur les caractéristiques des compteurs installés dans le périmètre non concédé.

Tableau 6 : Consommations par types de compteur

Compteurs Actifs	Compteurs électromé	Compteurs électroniques	Compteurs à prépayement	Compteurs intelligents
Nombre	362 256	1 034 548	65 834	17 134
consommation Annuelle Kwh (2020)	1 145 215 993	2 071 917 578	58 352 937	468 136 760
Consommation spécifique Kwh / année	3 161	2 003	886	27 322
Consommation spécifique Kwh / mois	263	167	74	2 277

Il ressort des données relatives à la volumétrie des compteurs par type que le nombre de fabricants / fournisseurs de compteurs est restreint, ce qui devrait donner une bonne capacité de négociation des coûts des matériels dans le cadre du déploiement souhaité au niveau national.

Tableau 7 : Volumétrie et fabricants des types de compteurs électroniques

	Fabricant	Total Général
Compteurs 2 fils	SAGEMCOM, ACTARIS,	1 345 750
Compteurs 4 fils	ITRON, HEXING	136 675
Total Général		1 482 425

Année 2020

Tableau 8 : Volumétrie et fabricants des types de compteurs prépayés

	Fabricant	Total Général
Compteurs 2 fils	HEXING	60 096
Compteurs 4 fils		5 765
Total Général		65 861

Année 2020

Pour être en mesure de prolonger l'analyse dans le cadre de l'Étude économique, il sera nécessaire d'obtenir d'autres précisions indispensables, telles que :

- La durée de vie moyenne des compteurs par types,
- L'identification des clients consommation moyenne dont les compteurs approchent de la fin de leur durée de vie utile,
- Le nombre de compteurs par types et par transformateur,
- Les zones avec le coût par relevé de compteur le plus élevé,
- Etc.

5.3 Projections préliminaires en fonction de l'évolution du nombre de branchements

Les projections préliminaires du nombre de compteurs à prévoir vont être faites sur la base du nombre de branchements à réaliser par ENEO sa sur le territoire de la concession.

Il ressort un besoin préliminaire de compteurs d'environ 1 276 900 unités sur la période décennale 2021 – 2031.

Tableau 9 : Données sur les branchements ENEO & Approximation nombre de compteurs

	2016	2017	2018	2019	2020
OBLIGATIONS CONTRACTUELLES(OBJECTIFS)		71 371	73 871	76 371	78 871
PREVISIONS BUSINESS PLAN 2015_2019	77 000	82 000	84 000	91 000	
BRANCHEMENTS REALISES	90 533	99 431	81 296	82 129	82 351
INSTALLATIONS NORMALISEES			18 700	37 430	41 685
NOMBRE DE CLIENTS ACTIFS	1 101 373	1 184 372	1 258 340	1 360 027	1 482 425
<i>Evolution</i>		82 999	73 968	101 687	122 398
BRANCHEMENTS ILLEGAUX REPERES	16 116	21 083	19 270	51 265	73 578
BRANCHEMENTS PAYES NON EXECUTES	213	278	448	695	4782
DEVIS NON PAYES	21 978	20 213	20 493	22 860	24 409
APPROXIMATION NOMBRE DE COMPTEURS	1 139 680	1 308 945	1 372 519	1 536 534	1 707 592

Source : ENEO & Calculs du Consultant

Tableau 10 : Objectifs globaux de branchements liés au taux d'accès à l'électricité

Branchements	2021	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
1er accès	43 800	64 300	68 200	72 300	76 700	81 400	86 300	91 500	97 100	Total sur la période 2021 - 2031
Regularisation	33 700	45 700	50 800	56 400	62 700	86 300	77 500	86 200	96 000	
Total	77 500	110 000	119 000	128 700	139 400	167 700	163 800	177 700	193 100	

Source : PV Validation Intégration des annexes 2 & 3 du Contrat cadre de concession

N.B. Ces objectifs sont répartis en 3 zones : Zone métropolitaine - Douala & Yaoundé / Zones urbaines - Toutes villes de plus de 50 000 hab. / Toutes localités hors Métropolitaines et Urbaines

6. Modélisation financière : Évaluation du volume d'affaire de la Commercialisation

6.1 Description du cadre analytique

Cette partie du document est relative à la conception et à l'utilisation d'un modèle financier qui sera utilisé pour quantifier de manière transparente et succincte l'impact des décisions retenues pour le système de comptage, au sein du segment de la commercialisation; sur le Revenu Maximum Autorisé (RMA) par l'ARSEL

Ce cadre analytique est un modèle quantitatif simple de description du comportement et des nécessaires limitations des opérateurs en présence dans le segment de la commercialisation de l'électricité. Il va permettre à l'ARSEL, en tant que Régulateur; de s'assurer que les opérateurs en présence dans la chaîne de valeur du comptage de l'électricité vont arriver à couvrir le coût d'opportunité du capital. Lequel intègre les différents types de risques propres au segment de la commercialisation du Cameroun dans le cadre du type de filialisation qui aura été retenu, in fine. Le modèle va ainsi nous permettre de mettre en exergue les facteurs clé et d'arriver à déterminer le taux de rendement de cette opération de filialisation dans le segment de la Commercialisation. Il sera alors possible à l'ARSEL, en tant que Régulateur; d'arriver à contrôler le taux de rémunération du capital en vue de garantir sa conformité au coût du capital.

La pertinence et l'efficacité du modèle est fondée sur un procédé de collecte de l'information solide et fiable pour tous les indicateurs clé des actifs corporels et incorporels qui vont permettre la prise de décisions. En d'autres termes, si le Régulateur peut s'appuyer sur une information raisonnable et vraisemblable, l'outil analytique sera en mesure d'exécuter les fonctions de tout modèle financier pour la gestion quotidienne de toute entité commerciale.

Le présent outil analytique est centré sur les coûts associés à la commercialisation, comme sous segment de la distribution; qui constitue l'étape ultime entre les prestataires de service et le client.

En simplifiant les coûts de distribution se résument à deux volets :

- a. Ceux reliés aux investissements requis pour entretenir et améliorer le réseau ce qui englobent les couts de maintien des réseaux existants et leur extension, ainsi que
- b. Ceux reliés à la commercialisation requise pour répondre adéquatement et de façon satisfaisante aux besoins des clients.

La Commercialisation proprement dite, englobe les coûts reliés à la chaîne de valeur du système de comptage, à savoir entre autres :

- a. Les coûts d'acquisition des appareils (compteurs, logiciels, équipements d'interface, importation etc.),
- b. Le coût de logistique et d'installation,
- c. Les coûts de développement et d'entretien des fonctions du système de comptage.

L'exercice d'équilibre auquel doit se livrer le Régulateur doit permettre de protéger les intérêts des clients tout en assurant la viabilité du secteur électrique. À cet effet l'analyse économique-financière présentée ici vise à établir les conditions optimales pour permettre au Régulateur de décider quel sera le meilleur encadrement applicable à la commercialisation en général, et au système de comptage plus spécifiquement.

L'outil est développé en tenant compte de ce que les résultats auxquels il aboutit sont des inputs qui seront des pass-through pour parvenir à la génération des outputs qui seront à la base des décisions concernant la régulation en général, et aux impacts sur le RMA plus spécifiquement. En effet, ce modèle réduit de quantification du chiffre d'affaires de la commercialisation vise à proposer un ordre de grandeur des

résultats attendus. Il se veut donc une reproduction, bien qu'incomplète de tous les impacts financiers ou autres pouvant être observés dans la réalité.

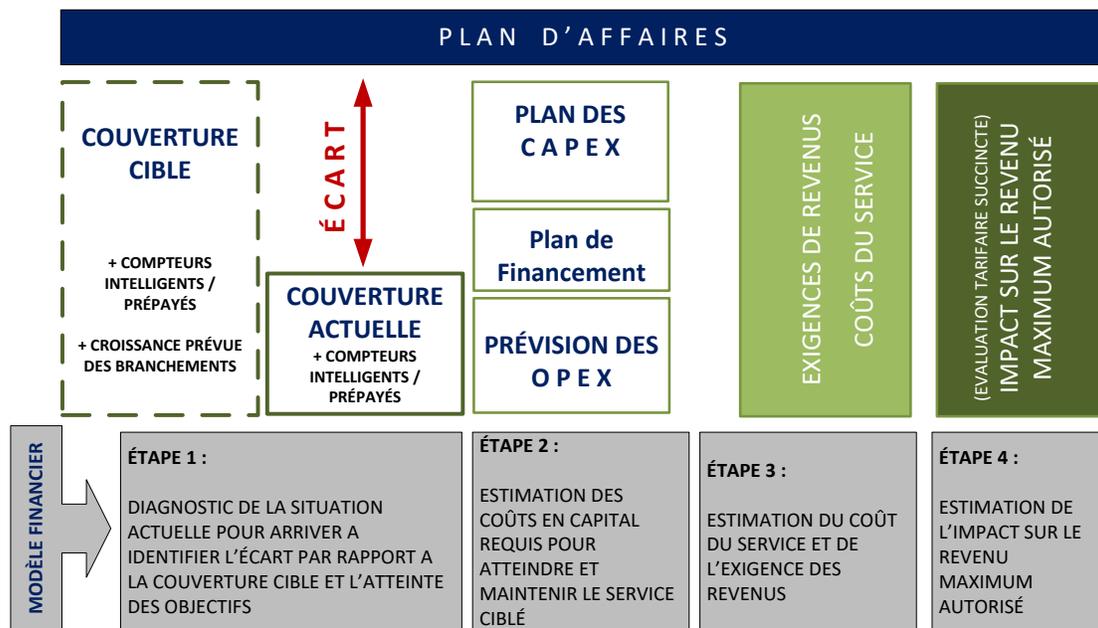
6.2 Cadrage et contexte du modèle financier

6.2.1 Cadrage

Notre modèle financier est un outil efficace pour une planification vers la viabilité financière. Il va être utilisé pour prévoir le flux de trésorerie du (ou des) FSC(s) en charge des activités de la chaîne de valeur du comptage, et pour être en mesure de prendre des décisions concernant les investissements. Il va donc nous permettre :

- D'analyser la situation financière actuelle et projetée de la Commercialisation,
- De diagnostiquer le rendement opérationnel,
- D'identifier les principaux éléments déterminants des coûts, et
- D'évaluer l'impact de cette situation financière sur le revenu requis, c'est-à-dire le RMA.

Figure 16 : Le cadre analytique de planification de la viabilité financière – Modèle financier



6.2.2 Contexte de préparation du plan d'affaires

Le plan d'affaire du modèle financier repose ici sur le scénario de référence (« Business as usual ») de l'étude économique en cours de réalisation. Il se base principalement sur la réalité de la situation actuelle du territoire du territoire concédé au GRD, ENEO sa. Il consigne donc les informations auxquelles nous avons eu accès et les hypothèses complémentaires que nous avons dû poser pour être en mesure d'arriver à une estimation du coût du service ainsi que l'exigence des revenus dans le segment de la commercialisation.

Le plan d'affaires énoncé sera amendé dans le rapport final de synthèse, avec les informations complémentaires qui seront reçues des opérateurs du volet « Électrification Rurale » qui restent à être transmises⁸².

Contexte :

- À l'heure actuelle, plus de 90% de la clientèle reçoit des services d'électricité d'ENEO sa sur le territoire en concession. Sur la base du nombre de clients actifs en 2020 fourni par ENEO sa (1 482 425) et d'une taille des ménages moyenne de cinq (5) unités, la population qui a accès aux services d'électricité s'élève à un peu moins de 8 millions de personnes, soit le tiers de la population camerounaise,
- Le territoire géographique (non contigu) de l'Électrification Rurale en réseau ou décentralisée concerne moins de 10% de la clientèle.

6.2.2.1 Étape 1 : Situation actuelle et objectifs visés⁸³

La totalité des considérations relatives à la prévision de la demande ainsi qu'à l'évolution du nombre de branchements prévus font référence au contrat de concession et ses avenants signés entre l'État et le GRD. La prévision de la demande d'électricité constitue l'étape de base pour estimer le coût des services dans la mesure où ce sont les ventes qui justifient les dépenses d'exploitation et partant, les plans d'expansion des actifs. Nous nous concentrons uniquement sur la demande du Secteur Public, c'est-à-dire sans tenir compte des clients HT puisque l'étude ici, vise explicitement les consommateurs BT.

Tableau 11 : Prévision de la demande du Secteur Public (hors clients HT)

	En Énergie		En puissance	
	GWh	Taux Croissance	MW	Taux Croissance
2015	4818	12,80%	837	6,40%
2016	5301	10,00%	877	4,78%
2017	5744	8,40%	932	6,27%
2018	6078	5,80%	990	6,22%
2019	6442	6,00%	1050	6,06%

Source : ENEO sa

Dans le cas présent, nous allons toutefois nous appuyer sur l'évolution du nombre de branchements dans la mesure où ils constituent le paramètre qui va nous permettre de se focaliser sur le système de comptage et les compteurs.

Dans le schéma des flux physiques et financiers, il est ainsi fait mention de la prévision de croissance des branchements qui bien entendu est fonction de l'évolution des ventes / consommations, mais qui tient également compte des objectifs fixés par l'Autorité concédante et repris dans le contrat de concession et en particulier dans le l'avenant No. 3 intervenu au mois de novembre 2018.

Comme il ressort du tableau qui suit, nous tenons ainsi compte des obligations contractuelles du GRD et donc des prévisions de son plan d'affaire, mais également des installations qui auront fait l'objet de normalisation pour réintégrer ces clients dans les ventes effectives du distributeur.

Les tableaux qui suivent permettent d'appréhender l'état actuel de la situation en matière de branchements et de compteurs pour ce qui est du périmètre de3 concession sous l'égide du GRD ENEO sa.

⁸² Il s'agit en particulier des précisions relatives aux projets pilotés / exécutés par le FEICOM et le PNDP.

⁸³ La totalité des données de cette section sont tirées des plans d'affaire 2015 – 2019, ainsi que des états financiers certifiés d'ENEO sa

Tableau 12 : Données sur les branchements ENEO sa

	2016	2017	2018	2019	2020
OBLIGATIONS CONTRACTUELLES(OBJECTIFS)		71 371	73 871	76 371	78 871
PREVISIONS BUSINESS PLAN 2015_2019	77 000	82 000	84 000	91 000	
BRANCHEMENTS REALISES	90 533	99 431	81 296	82 129	82 351
INSTALLATIONS NORMALISEES			18 700	37 430	41 685
NOMBRE DE CLIENTS ACTIFS	1 101 373	1 184 372	1 258 340	1 360 027	1 482 425
Source : ENEO sa					

Figure 1 : Accès aux services électriques (territoire concédé)

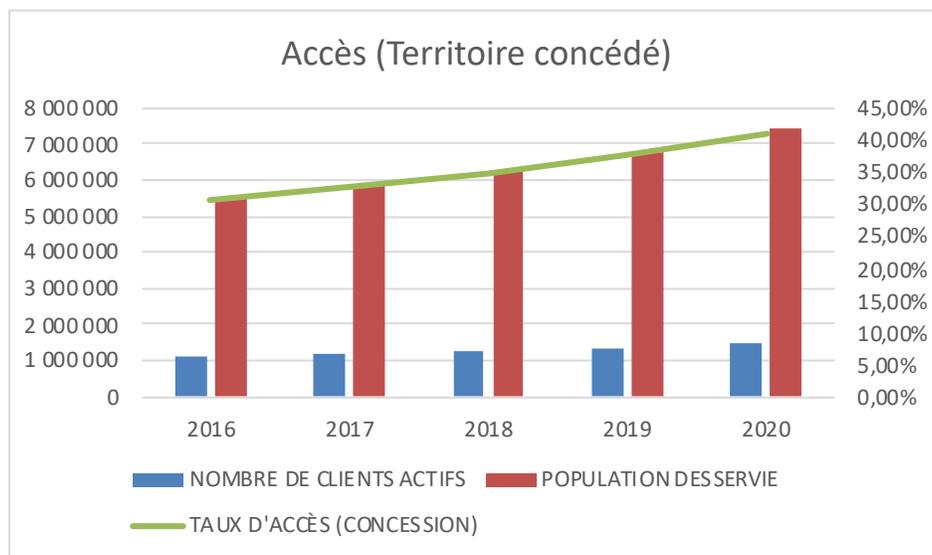
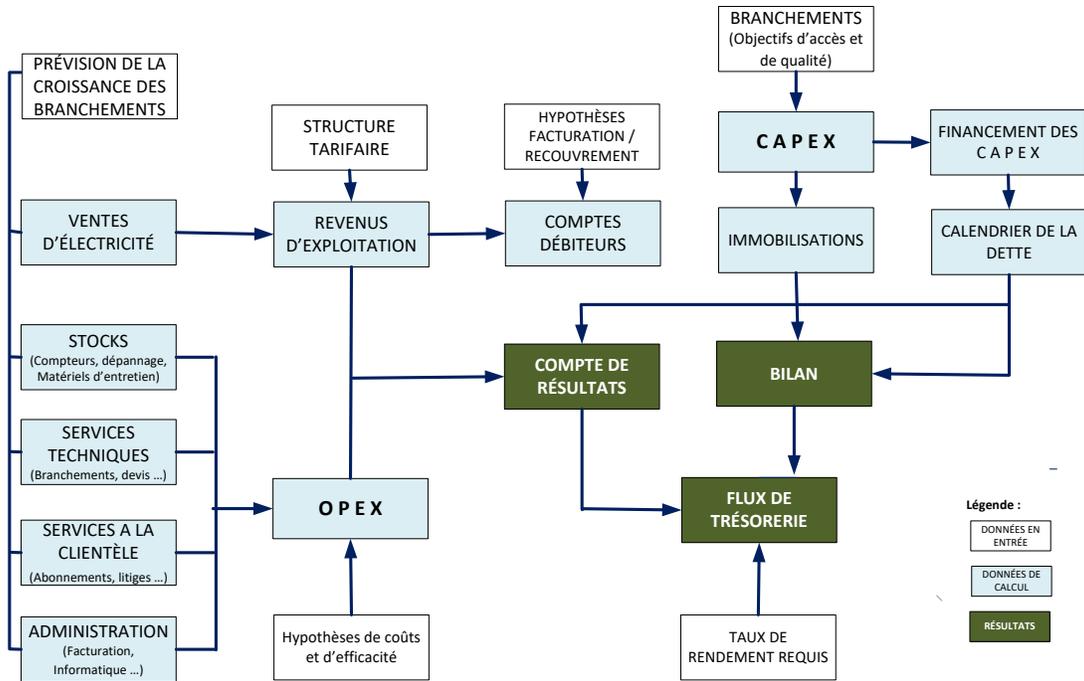


Tableau 13 : Répartition des compteurs installés en 2020

	Quantité	
Autres Types	8	0,00%
Compteurs communicants	17 139	1,16%
Electromécaniques	503 409	33,96%
Electroniques	894 200	60,32%
Prépaid	65 029	4,39%
Sans compteurs	2 645	0,18%
TOTAL	1 482 430	
Source : ENEO sa		

La figure qui suit indique le schéma des flux physiques et financiers du segment de la commercialisation, sur la base duquel il va être possible de déboucher sur la détermination des projections du nombre de branchements et de compteurs (flux physiques) en cohérence avec les montants d'investissements requis, c'est-à-dire les CAPEX et OPEX (flux financiers).

Figure 17 : Schéma des flux physiques et financiers de la commercialisation



6.2.2.2 Étape 2 : Estimation du capital (CAPEX) et des coûts d'exploitation (OPEX) pour atteindre les objectifs de service ciblés.

Le point de départ de cette seconde étape sont les états financiers historiques qui nous ont été fournis par ENEO sa., de même que les données opérationnelles historiques dont un résumé a été fourni à l'étape précédente avec les chiffres de la demande en énergie et en puissance, ainsi que ceux des branchements. Ces informations nous permettent de générer les prévisions nécessaires d'estimation du capital (CAPEX) et des coûts d'exploitation (OPEX) en vue d'atteindre les objectifs de service ciblés, et déboucher ensuite sur le développement d'un plan de financement basé sur les investissements des CAPEX.

Tableau 14 : Paramètres utilisés pour le calcul des coûts d'investissement

	Périmètre concédé		
Abonnés BT par km BT	57,44 \$	31 589	FCFA
Abonnés BT par km MT	1 263,57 \$	694 964	FCFA
Coût ligne BT (US\$ / km)	17 230,50 \$	9 476 775	FCFA
Coût ligne MT (US\$ / km)	18 379,20 \$	10 108 560	FCFA
Coût branchement (US\$ / abonné BT)	287,18 \$	157 946	FCFA
Coût des transformateurs	8% des coûts totaux		

Source : Nos calculs sur base pays africains similaires

Tableau 15 : Coût moyen des branchements ENEO en kFcfca

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nouveaux clients annuels NETS des clients normalisés	82 800	81 011	82 999	73 968	101 687	122 403
Coûts des nouveaux branchements	7 638 953	7 171 829	6 764 243	7 025 408	7 268 672	-
Coût moyen nouveaux branchements (Compteurs uniquement)	92 258	88 529	81 498	94 979	71 481	85 749

Source : ENEO sa

Tableau 16 : Plan d'affaires 2015 – 2019 / États financiers prévisionnels

PLAN D'AFFAIRES 2015 - 2019

Etats financiers prévisionnels

Etat de Résultats (Revenus)

Montants en kF CFA	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019
Ventes BT	187 754 410	193 943 997	184 356 986	213 454 127	220 788 685
Ventes MT	95 466 937	102 300 606	92 772 432	107 434 144	111 089 798
Ventes Haute Tension	28 688 542	33 791 098	45 818 044	46 465 472	47 060 845
Autres revenus (Inclus Pénalités pour règlement de service)	9 246 612	9 884 389	5 927 186	6 128 480	6 316 005
Total Revenus	321 156 501	339 920 090	328 874 648	373 482 223	385 255 333
Coûts Variables					
Achats d'énergie	95 648 915	139 433 367	131 740 193	169 802 667	171 645 563
Combustible	60 286 966	29 875 437	20 975 340	23 222 030	24 693 449
Redevance ARSEL & Pénalité pour END	6 522 401	6 697 766	7 191 107	6 368 314	4 132 898
Coûts nouveaux branchements	7 638 953	7 171 829	6 764 283	7 025 408	7 268 672
Total Coûts variables	170 097 235	183 178 399	166 670 923	206 418 419	207 740 582
Marge sur Coût Variable	151 059 266	156 741 690	162 203 725	167 063 804	177 514 750
Coûts Fixes d'exploitation					
Charges du Personnel	41 450 676	42 469 298	41 496 608	41 496 608	41 496 608
Contrats et services	10 519 701	10 497 793	10 497 793	10 497 793	10 497 793
Assurances et Taxes (autres que l'IS)	5 728 150	5 728 150	4 791 455	4 769 915	4 750 893
Maintenance	12 535 790	12 535 790	12 535 790	12 535 790	12 535 790
Provision pour créances douteuses	9 420 894	11 403 742	9 420 894	9 420 894	9 420 894
Autres coûts fixes	18 745 932	18 745 932	20 436 089	20 436 089	20 436 089
Total Coûts Fixes d'exploitation	98 401 143	101 380 705	99 178 629	99 157 089	99 138 067
Marge brute d'exploitation	52 658 123	55 360 985	63 025 096	67 906 715	78 376 683
Amortissements	30 577 310	30 577 310	31 816 794	31 832 794	31 840 794
Frais d'assistance technique AES Corp.	332 140	428 801	401 768	380 817	362 275
Résultat d'exploitation	21 748 673	24 354 874	30 806 534	35 693 103	46 173 614
Intérêts (produit)	-141 456	-258 033	-135 128	-135 128	-135 128
Intérêts (charge)	5 088 166	1 719 236	9 336 028	12 714 941	13 618 810
Autres charges (incl. CIA KPDC, Incl Interco & Capitalized Interest)	11 123 925	14 764 734	12 182 554	11 572 248	10 878 541
Résultat avant impôts	5 678 038	8 128 937	9 423 079	11 541 042	21 811 392
Impôt sur le résultat	3 532 722	3 739 121	3 627 886	4 443 301	8 397 386
Résultat net	2 145 317	4 389 816	5 795 194	7 097 741	13 414 006

Tableau 17 : Objectifs globaux du taux d'accès à l'électricité – Horizon 2031

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1er accès	43 800	57 300	60 700	64 300	68 200	72 300
Regularisation	33 700	37 100	41 200	45 700	50 800	56 400
Total	77 500	94 400	101 900	110 000	119 000	128 700
	2027	2028	2029	2030	2031	
1er accès	76 700	81 400	86 300	91 500	97 100	
Regularisation	62 700	86 300	77 500	86 200	96 000	
Total	139 400	167 700	163 800	177 700	193 100	

Source : PV Validation Intégration des annexes 2 et 3 du Contrat Cadre de concession

Tableau 18 : Prévision de la croissance des abonnements – Horizon 2031

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Clients totaux BT	1 482 430	1 559 930	1 637 430	1 731 830	1 833 730	1 943 730
Nouveaux clients		77 500	94 400	101 900	110 000	119 000
	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Clients totaux BT	2 072 430	2 211 830	2 379 530	2 543 330	2 721 030	2 914 130
Nouveaux clients	128 700	139 400	167 700	163 800	177 700	193 100

Source : ENEO sa et calculs du Consultant

- **Plan des CAPEX du segment de la Commercialisation**

→ Objectifs d'accès et de niveau de service à intégrer au plan d'investissements, au travers du nombre de nouveaux compteurs installés, en tenant compte des hypothèses de substitution des compteurs électromécaniques, par

- Des compteurs intelligents (communicants) : à hauteur de 4% de l'ensemble,
- Des compteurs électroniques classiques à hauteur de 59% de l'ensemble, et
- Des compteurs prépayés, à hauteur de 38% de l'ensemble.

Tableau 19 : Nombre de nouveaux compteurs installés par types – Horizon 2031

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Compteurs Intelligents	3 100	4 063	4 683	5 365	6 124	6 956
Compteurs électromécaniques	4 380	5 157	4 856	4 501	4 092	3 615
Compteurs électroniques	37 588	45 127	47 991	51 015	54 319	57 792
Compteurs prépayés	32 433	40 054	44 371	49 120	54 465	60 338
Total compteurs BT	77 500	94 400	101 900	110 000	119 000	128 700
	2027	2028	2029	2030	2031	
Compteurs Intelligents	7 877	9 557	10 004	11 226	12 579	
Compteurs électromécaniques	3 068	2 442	1 726	915	-	
Compteurs électroniques	61 546	72 445	69 791	74 309	79 199	
Compteurs prépayés	66 909	83 257	82 279	91 251	101 323	
Total compteurs BT	139 400	167 700	163 800	177 700	193 100	

Source : Calculs suivant hypothèses Scénario "Business as Usual"

Pour être en mesure de déterminer le coût d'investissement relié à l'acquisition des compteurs, il est nécessaire au-delà du coût du matériel proprement dit, d'évaluer les frais de pose des compteurs en question.

Figure 18 : Schéma des flux physiques et financiers - CAPEX

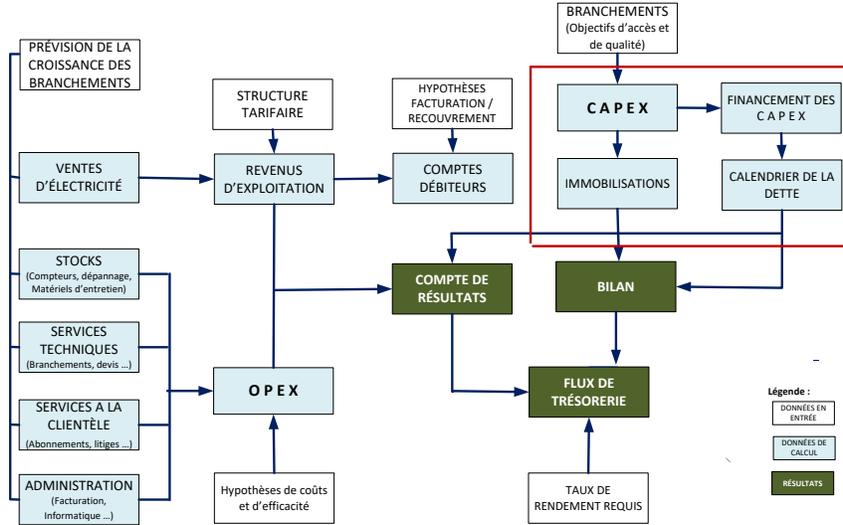


Tableau 20 : Coûts unitaires des compteurs y.c. l'installation Hors PDER

	Coût du compteur	Coût d'installation	Coût total
Compteurs Intelligents	169 500	268 155	437 655
Compteurs électromécaniques	19 775	28 250	48 025
Compteurs électroniques	73 326	268 155	341 481
Compteurs prépayés	137 167	53 650	190 817

Source : Calculs sur base des informations fournies par ENEO sa

Tableau 21 : Coûts d'investissement reliés à l'acquisition des compteurs en kFcf (Hors PDER)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Compteurs Intelligents	1 356 731	1 777 973	2 049 538	2 347 800	2 680 199	3 044 109
Compteurs électromécaniques	210 350	247 665	233 209	216 161	196 518	173 610
Compteurs électroniques	12 835 425	15 409 851	16 387 854	17 420 493	18 548 917	19 734 882
Compteurs prépayés	6 188 672	7 642 984	8 466 646	9 372 931	10 392 848	11 513 421
Total compteurs BT (Hors PDER)	20 591 177	25 078 474	27 137 247	29 357 384	31 818 483	34 466 022
	2027	2028	2029	2030	2031	
Compteurs Intelligents	3 447 408	4 182 669	4 378 301	4 912 896	5 505 262	
Compteurs électromécaniques	147 341	117 277	82 891	43 943	-	
Compteurs électroniques	21 016 802	24 738 435	23 832 314	25 375 126	27 044 799	
Compteurs prépayés	12 767 375	15 886 756	15 700 232	17 412 147	19 334 055	
Total compteurs BT (Hors PDER)	37 378 926	44 925 136	43 993 738	47 744 112	51 884 117	

Source : Calculs suivant hypothèses Scénario "Business as Usual"

Tableau 22 : Coûts unitaires des compteurs y.c. l'installation - PDER

	Compteur	Installation	Total
PETITS COMPTEURS PRÉPAYÉS - PDER	25 338	65 439	90 777

Tableau 23 : Coûts d'investissement reliés à l'acquisition des compteurs en kFca - PDER

ÉLECTRIFICATION RURALE

Petits compteurs 2 fils pour des charges tres petites < 300 kWh/an

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Nouveaux annuels 100% Prépayés	10 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Compteurs PDER - Cumul	10 000	30 000	50 000	70 000	90 000	110 000
Total Compteurs - PDER	907 770	1 815 540				
	2027	2028	2029	2030	2031	
Nouveaux annuels 100% Prépayés		20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Compteurs PDER - Cumul		130 000	150 000	170 000	190 000	210 000
Total Compteurs - PDER		1 815 540				

Source : Calculs suivant hypothèses PDER 2015

En complément du coût d'investissement relié à l'acquisition et l'installation des compteurs, il est nécessaire de tenir compte des autres équipements et systèmes de gestion requis pour atteindre et maintenir le service ciblé, c'est-à-dire :

- i. Système de gestion performant et intégré capable d'optimiser le potentiel dont recèle les IMA.
L'investissement dans ce système intégré de gestion est fixé ici à 5 millions US \$, soit un montant d'environ 2,75 milliards de Fcfa sur un horizon de quatre (4) années.
- ii. Équipements et matériels informatiques pour un montant de 250 000 US \$, soit environ 137,5 millions de Fcfa par année sur un horizon de dix (10) années.

Tableau 24 : Investissements en infrastructures diverses (CAPEX)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Système de Gestion Intégré	687 500	687 500	687 500	687 500	1 375 000	
Équipements & matériels informatiques	137 500	137 500	137 500	137 500	137 500	137 500
Total Infrastructures diverses (CAPEX)	825 000	825 000	825 000	825 000	1 512 500	137 500
	2027	2028	2029	2030	2031	
Système de Gestion Intégré						
Équipements & matériels informatiques		137 500	137 500	137 500	137 500	137 500
Total Infrastructures diverses (CAPEX)		137 500	137 500	137 500	137 500	137 500

- **Prévision des dépenses d'Exploitation (OPEX) du segment de la Commercialisation**

Hypothèses de travail :

- Gestion de la clientèle BT, prévision de coût de 5 000 Fcfa par client et par année, en fonction de l'évolution du nombre de clients,
- Gestion des bases de données : forfait annuel de 200 000 US \$ par année
- Gestion des comptes clients
 - Agences et Call Center : forfait annuel de 1,375 milliard de Fcfa
 - Communication grand public : forfait annuel de 1,375 milliard de Fcfa
- Frais de télécommunications : forfait annuel de 500 000 US \$ par année
- Coûts du personnel : Effectifs (RH) dédiés à la Commercialisation - 200 agents pour un coût moyen global annuel de 660 millions de Fcfa

Figure 19 : Schéma Flux physiques et financiers – OPEX

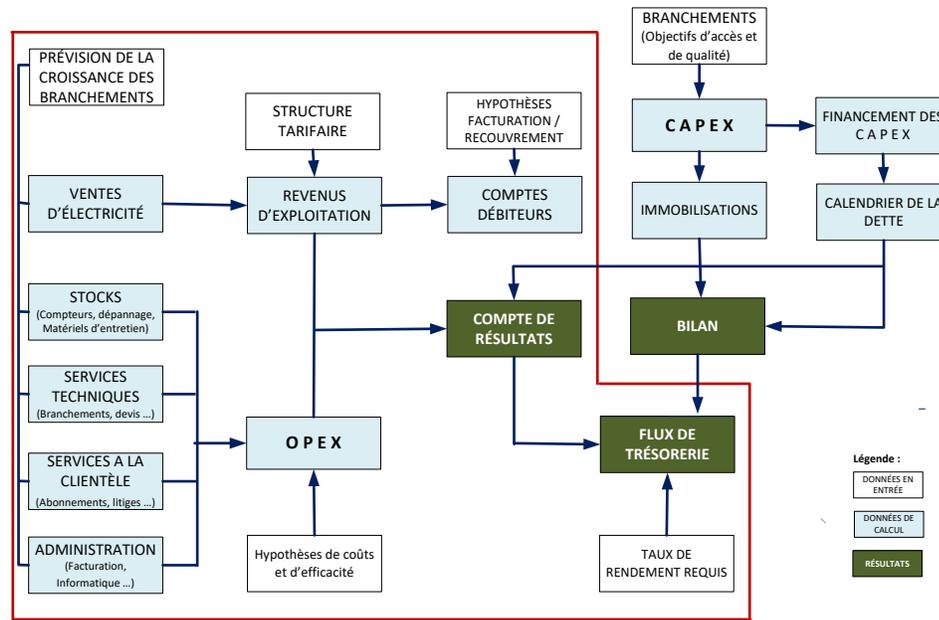


Tableau 25 : Prévion des OPEX en kFca

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Gestion Clientèle BT	7 799 650	8 271 650	8 781 150	9 331 150	9 926 150	10 569 650
Gestion des bases de données	110 000	110 000	110 000	110 000	110 000	110 000
Agences & Call Center	1 375 000	1 375 000	1 375 000	1 375 000	1 375 000	1 375 000
Communication grand public	1 375 000	1 375 000	1 375 000	1 375 000	1 375 000	1 375 000
Télécommunications	275 000	275 000	275 000	275 000	275 000	275 000
Coûts des RH - Commercialisation	660 000	660 000	660 000	660 000	660 000	660 000
Total Dépenses d'Exploitation (Hors PDER)	10 661 671	11 133 672	11 643 173	12 193 174	12 788 175	13 431 676
Total Dépenses d'Exploitation - PDER	50 000	150 000	250 000	350 000	450 000	550 000
Total (Hors PDER) CAPEX + OPEX	33 010 804	37 970 096	40 538 366	43 308 500	47 052 095	48 968 130
Total (y.c. PDER) CAPEX + OPEX	33 968 574	39 935 636	42 603 906	45 474 040	49 317 635	51 333 670
		2027	2028	2029	2030	2031
Gestion Clientèle BT		11 266 650	12 105 150	12 924 150	13 812 650	14 778 150
Gestion des bases de données		110 000	110 000	110 000	110 000	110 000
Agences & Call Center		1 375 000	1 375 000	1 375 000	1 375 000	1 375 000
Communication grand public		1 375 000	1 375 000	1 375 000	1 375 000	1 375 000
Télécommunications		275 000	275 000	275 000	275 000	275 000
Coûts des RH - Commercialisation		660 000	660 000	660 000	660 000	660 000
Total Dépenses d'Exploitation (Hors PDER)		15 199 150	16 037 650	16 856 650	17 745 150	18 710 650
Total Dépenses d'Exploitation - PDER		650 000	750 000	850 000	950 000	1 050 000
Total (Hors PDER) CAPEX + OPEX		52 578 029	60 962 728	60 850 331	65 489 198	70 594 696
Total (y.c. PDER) CAPEX + OPEX		55 043 569	63 528 268	63 515 871	68 254 738	73 460 236

6.2.2.3 Étape 3 : Estimation du besoin de financement

Le besoin de financement est le montant requis pour l'investissement en capital, diminué du montant des investissements en capitaux qui peut être couvert à travers les flux de trésorerie d'exploitation.

→ Éléments constitutifs du Revenu d'exploitation (Recettes)

→ Éléments constitutifs des dépenses d'exploitation

- Coûts d'administration
- Fonctionnement et entretien
- Autres dépenses d'exploitation

→ Flux de trésorerie d'exploitation

N.B. La synthèse des calculs préliminaires sur la base des informations dont nous disposons actuellement nous conduit à un chiffre d'affaires du segment de la commercialisation qui se situe à environ 34 milliards de Francs cfa en 2021.

6.2.2.4 Étape 4 : Plan de financement

Le financement de l'ensemble du projet filialisation présuppose la création d'une société distincte des entités existantes et exploitera le champ de compétence qui lui sera attribué. Dans ce sens, elle devrait se plier à des conditions de financement que le marché peut offrir pour ce genre de services.

Pour définir les termes et conditions d'un plan de financement qui mène à la viabilité de la nouvelle société, il faut retenir que cette entreprise serait soumise à la réglementation de l'ARSEL quelle que soit la nature des actionnaires privés, public ou en partenariat (PPP).

Comme dans tout projet de cette envergure, on distingue les coûts reliés aux investissements (CAPEX) et ceux reliés à l'exploitation (OPEX).

1- Termes et conditions du financement des opérations (OPEX)

Dans des conditions normales la nouvelle société obtiendra du régulateur des tarifs contenant une prime fixe et une partie variable. Ce tarif doit couvrir l'entièreté des coûts d'opération ce qui signifie que les usagers devraient financer toutes les activités.

Les compteurs prépayés ne constituent pas la majorité du parc de compteurs et donc, il existera toujours une période de retard dans le cycle facturation tant que ce ne sera pas le cas. Entre l'émission d'une facture et son paiement, il peut exister jusqu'à 60 jours de délais. Pour combler ces besoins de trésorerie, l'entreprise nécessitera un Fonds de roulement qui peut être financé par des crédits court terme ou par tout type de prêts commerciaux qui exigent toutes sortes de garanties comme le nantissement des recevables.

Dans le cours normal des affaires, la nouvelle société doit s'attendre à payer environ 8%/an sur ce genre de crédit pour des maturités de 2 à 5 ans. (Banques commerciales et éventuellement établissements de micro finance ...)

2- Termes et conditions du financement des investissements (CAPEX)

En ce qui a trait aux dépenses d'investissement, le plan de financement est différent. En effet ce genre de dépenses ne doit pas être financé par des lignes de crédit à moins que celles-ci ne soient transférables en dette de long terme dans des délais courts i.e. un ou deux ans. Il faut donc planifier un financement à base d'emprunts de long terme adaptés au cycle de vie des équipements à installer.

Compte tenu de la nature de la nouvelle société opérant un service public et du risque pays, il faudra sans doute se tourner des organismes de financement qui actuellement assurent une grande partie des besoins d'emprunts du secteur électrique.

Parmi les bailleurs de fonds on retient les suivants : BM, BAD, BED, AFD, MCA, IFC, Fonds Saoudien, BIDC, BOAC.

De plus il peut être envisagé un financement à travers des banques locales mais ce sera à des termes et des conditions sans doute moins avantageuses que les bailleurs de fonds cités.

En matière de prêts, il existe une panoplie de combinaisons de financement qui se révèle aussi distinctes qu'il y a de pays et de projets dans la mesure où l'analyse et la couverture des risques va intervenir pour la détermination des taux d'intérêts à retenir. Toutefois, du fait qu'il s'agit d'une entreprise naissante, les possibilités seront sans doute plus limitées. Tous les prêts devront contenir des périodes de grâce plus ou moins longues pour aider à l'établissement de la nouvelle société.

Il ressort de l'expérience d'environnements similaires en Afrique subsaharienne, que le montant total d'emprunts sur un projet dépasse rarement 75%, et que le reste des fonds doit être mobilisé par le promoteur à partir d'autres sources tels que décrites génériquement dans le tableau ci-dessous.

Tableau 26 : Indications de conditions de financement

Provenance	Pourcentage	Conditions
Dons	5% à 10%	
Subventions	3% à 6%	
Fonds propres	Comble les 25% requis	
Prêts	≤ 75%	Durée : 20 ans Différé de 5 années Taux d'intérêt : 3% à 4% Commission : 1%

Dans le scénario de base, on considère l'absence de Don et Subvention i.e. que l'apport du nouveau promoteur sera de 25% des CAPEX requis. Si, comme on le croit, le Chiffre d'affaires du marché de la commercialisation est évalué à environ 35 milliards de FCFA, il sera donc question d'injecter dans les premières années d'implantation environ 8,75 milliards de FCFA et trouver le reste auprès des bailleurs de fonds en prévoyant un différé d'au moins 5 années.

On serait là, face au scénario le plus exigeant, qui peut ne pas permettre la viabilité de la (ou des) FSC(s) sans un ajustement tarifaire qui pourrait se répercuter sur le consommateur.

Un scénario plausible serait d'obtenir des dons et subvention cumulés de 10% au total, de sorte que l'apport initial se réduirait alors à 15%. Les conditions de la dette demeurerait inchangées de manière à ce que les besoins de fonds soient moins lourds pour la (ou des) FSC(s).

6.3 Impact sur le RMA

Le modèle de calcul pour établir le Revenu Maximum Autorisé (RMA) ou le Revenu Requis (RR) développé dans le modèle se définit comme suit :

$$\text{RMA} = r * K + D + O \& M + T + A$$

Avec :

- **r** : taux de rentabilité recherché qui s'obtient en combinant le taux moyen de la dette totale et la rentabilité sur les fonds propres, ramenés à l'activité Distribution / Commercialisation. Il faut donc connaître les dettes liées à l'activité distribution et le taux de rentabilité recherché ou ciblé par les actionnaires (rémunération des Fonds Propres).
- **K** : base tarifaire i.e. les actifs affectés à l'activité distribution. Cela nécessite un inventaire des actifs et une claire répartition de ceux-ci entre les différents segments, dont le segment distribution. Cette

valeur doit être réduite du montant cumulé des dons et subventions reçus puisqu'on cherche à rémunérer les Fonds Propres effectivement apportés par l'actionnaire.

- **D** : Amortissements de la base tarifaire sus-évoquée.
- **O & M** : Charges d'exploitation et d'entretien liées au segment de la Commercialisation
- **T** : impôts et taxes ramenés à l'activité Distribution / Commercialisation
- **A** : la ou les redevances (ARE)

Suivant les standards appliqués par d'autres régulateurs d'Afrique subsaharienne, qui ont expérimenté la séparation fonctionnelle des segments en vue de la fourniture du service électrique, le taux calculé sur fonds propres est établi de la façon suivante :

Taux sans risque	1,0%
Prime de risque pays	7,0%
Prime de risque du marché	6,0%
Bêta fonds propres	0,80
Coût des fonds propres	12,8%

Nous intégrerons au calcul d'évaluation de l'impact sur le RMA, les taux d'intérêt sur emprunts (environ 3,9% incluant les coûts de commissions) et un coût moyen pondéré du capital (WACC) de 5,1% (aussi connu comme le taux d'actualisation dans les choix d'investissement).

6.4 Le modèle MS-EXCEL

6.4.1 Les scénarios, objets de recommandations

Les trois scénarios qui vont être testés en grandeur réelle sont ceux sur lesquels va s'appuyer la réalisation de l'étude technico-économique, ainsi que l'analyse des risques connexe :

1. Scénario de référence « Business as Usual »
2. Scénario « Réaliste » : déploiement de 90% Compteurs prépayés et 10% Compteurs intelligents – horizon 2031
3. Scénario « Optimiste » : déploiement de 70% Compteurs prépayés et 30% Compteurs intelligents – horizon 2031

6.4.2 Les feuilles de calcul du classeur MS-EXCEL

Nous joignons ici le fichier MS-EXCEL, comprenant la description des feuilles de calcul du Classeur MS-EXCEL qui seront livrées avec un mode d'emploi pour permettre à l'ARSEL de faire ensuite des mises à jour en interne à intervalles réguliers.

Fichier : **Dev2E _ Modélisation Financière ENEO.xlsx**

Bibliographie & Références

- Arrêté No. 00193/A/MINEE du 28 avril 2014 portant composition des dossiers de demande de concession, de licence, d'autorisation et de déclaration, ainsi que les frais y afférents
- Commercial Management System Kick-Off - AES-Sonel, March 2010
- Contrat de concession
- Décret No. 2009/409 du 10 Décembre 2009 portant création, organisation et fonctionnement du Fonds d'énergie Rurale.
- Décret No. 2012/2806/PM du 24 septembre 2012 portant application de certaines dispositions de la loi
- Décret
- Loi No. 2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'Électricité au Cameroun
- DECRET n° 99-193 du 8 Septembre 1999 portant organisation et fonctionnement de l'Agence d'Électrification Rurale
- Décret d'application N°77/85 du 22 mars 1977 de la Loi No. 74/23
- BAYO BIBI, L'efficacité de la convention d'arbitrage en droit OHADA, in Revue de l'ERSUMA, n°2, Mats 2013
- Décret N° 99/193 du 08 septembre 1999 portant création de l'AER
- Décret N° 2009/409 du 10 décembre 2009 portant création, organisation et fonctionnement du Fonds d'Énergie Rurale
- Décret N°2012/513 du 12 novembre 2012 portant organisation du Ministère du Commerce
- Décret N° 2013/204 du 28 juin 2013 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de l'Électrification Rurale (AER) qui a succédé au
- Décret N°2018/635 portant réorganisation du Fonds Spécial d'Équipement et d'Intervention Intercommunale (FEICOM)
- Décret N°2019/143 du 19 mars 2019 portant réorganisation de l'Agence des Normes et de la Qualité (ANOR)
- FISHER Roger, URY Wiliam - Comment réussir une négociation, Editions du SEUIL
- Loi No. 74/23 du 05 décembre 1974 portant organisation communale au Cameroun et rendu fonctionnel par le
- Loi N° 99/016 du 22 décembre 1999 portant statut général des Établissements publics administratifs et des Entreprises du secteur public et parapublic
- Loi N° 2004/002 du 21 avril 2004 régissant la métrologie légale au Cameroun
- Loi N° 2017/010 du 12 juillet 2017, portant statut général des Établissements Publics
- POUGOUE (P. G.), TCHAKOUA (J. M.) et FENEON (A), Droit de l'arbitrage dans l'espace OHADA, PUA, Yaoundé 2000