



REDACTION DES REGLEMENTS POUR LE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS/PREPAYES AU CAMEROUN (COMPOSANTE 2)

PROJET DE FILIALISATION DES SERVICES DE COMPTAGES D'ELECTRICITE
AU CAMEROUN

Rapport final



29 novembre 2021

Références	
Date : 29/11/2021	Version : FINALE
Auteurs : H. MARIA, F. GUILLOT, JJ. LIMOGE	Valideur : Nicolas STAKOWSKI
Nom du document : Rapport_final_filialisation - V.Final	
Réf. interne : PSECMET01	
Suivi de versions :	
V.01	Première version rédigée par le Consultant
V. Finale	Version finale prenant en compte les commentaires de l'ARSEL.

Table des matières

Table des matières	3
Glossaire	5
Résumé Exécutif.....	7
1. Introduction.....	8
1.1 Contexte du projet	8
1.2 Objet du présent rapport.....	9
1.1.1 Créer des outils juridiques cohérents avec les conditions de faisabilité de la filialisation précédemment identifiées.....	10
1.2.1. Armer la réflexion de l'ARSEL pour porter des propositions pertinentes pour réformer le cadre juridique du comptage	10
1.2.2. Base générale des évolutions normatives nécessaires à l'opération.....	11
2. Benchmark international	15
2.1 Liban : une activité partiellement dans le giron des « Distribution Service Providers » 15	
2.1.1. Présentation du cas libanais.....	15
2.1.2. Eléments juridiques complémentaires	16
2.2 Inde : une joint-venture de grandes sociétés publiques d'électricité en charge du programme de compteurs intelligents	16
2.2.1. Présentation du cas indien.....	16
2.2.2. Eléments juridiques complémentaires	18
2.3 Le cas britannique : une activité sous licence pour gérer de manière centralisée la communication et les données	18
2.3.1. Présentation du cas britannique	18
2.3.2. Synthèse juridique	19
2.4 Lituanie : une délégation du déploiement et de l'exploitation de l'Infrastructure de Comptage Avancé.....	20
2.4.1. Présentation générale du cas lituanien	20
2.4.2. Synthèse juridique	20
2.5 Le cas colombien : la gestion des données centralisée au travers d'une entité indépendante.....	21
2.5.1. Une nouvelle organisation en cours de déploiement.....	21
2.5.2. Aspects juridiques de la mise en place de l'AMI	21
2.5.3. Synthèse des points juridiques clés	23
2.6 Sénégal : les difficultés juridiques issues d'une délégation d'une partie de la chaîne de valeurs du comptage intelligent	23
2.6.1. Description du contexte	23
2.6.2. Les questions juridiques soulevées	24
2.6.3. Synthèse des points juridiques clés	24

2.7	Kenya : une proposition technique de déploiement et d'exploitation soumise récemment par l'opérateur télécom	24
2.7.1.	Description du contexte	25
2.7.2.	Les éléments principaux de la solution en cours d'étude.....	25
2.7.3.	Éléments juridiques clés du comptage au Kenya	26
2.8	Conclusions du benchmark	26
3.	Etat des lieux technique et réglementaire	27
3.1	Aspects fonctionnels	27
3.2	Aspects techniques	29
3.3	Aspects organisationnels	32
3.4	Aspects réglementaires	35
4.	Etat des lieux juridique et Exposé des solutions proposées	40
4.1	Faire évoluer juridiquement la solution technique de comptage	40
4.1.1.	La définition du comptage	41
4.1.2.	La protection du consommateur : les données personnelles.....	42
4.1.3.	La protection du consommateur à l'occasion de ses échanges électroniques ..	43
4.1.4.	Le développement d'une infrastructure télécom nécessaire au comptage.....	44
4.2	Evolution des conditions de délégation de l'activité de comptage	46
4.2.1.	La notion légale et contractuelle de distribution.....	46
4.2.2.	Régime légal et réglementaire des concessions de distribution	51
4.3	L'encadrement de la segmentation des activités de comptage	56
4.3.1.	Les conditions de mise en place d'une filiale du GRD.....	57
4.3.2.	L'introduction d'une régulation du comptage.....	58
4.3.3.	Schéma récapitulatif.....	61
5.	Term-sheet intégral	62
5.1	Projet de loi de réorganisation sectorielle pour déployer le comptage intelligent et pour mettre en œuvre des fournisseurs de service de comptage de distribution électrique	62
5.2	Term sheet d'un Projet de règlement général d'organisation du comptage intelligent et de séparation des activités de comptage de distribution électrique	64
5.3	Term sheet d'évolution du cadre contractuel de l'Etat et du GRD pour tenir compte du comptage intelligent et de l'évolution de l'organisation sectorielle des activités de comptage de distribution électrique	68
5.4	Tableau récapitulatif par thèmes	70
6.	Annexes	81
	Annexe 1 : Liste des documents collectés	82
	Annexe 2 : Questionnaire de collecte des données complété par l'ARSEL	85
	Annexe 3 : Diapositives présentées à l'Atelier de Douala (16 novembre 2021)	91

GLOSSAIRE

AMI	Advanced metering infrastructure (trad.: infrastructure de comptage avancée)
AO	Appel d'offres
ARSEL	Agence de régulation de l'électricité du Cameroun
BAR	Base d'actifs régulés
BOOT	Build-Own-Operate-Transfer
BT	Basse tension
CAPEX	Capital expenditure (trad. : dépenses d'investissement)
CERC	Central Electricity Regulatory Commission
CPL	Courants porteurs en ligne
CREG	Comisión de regulación de energía y Gas
DCC	Data Communications Company
DISCOM	Distribution Companies
DSP	Distribution Service Provider
EDL	Electricité du Liban
EESL	Energy Efficiency Services Limited
FDC	Fournisseurs de comptage
FSC	Fournisseur de services de comptage

Rapport final

GIDI	Gestor Independiente de Datos e Informacion
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution d'électricité
HTA	Haute tension A
ICA	Infrastructure de comptage avancé
IMA	Infrastructure de mesure avancée
MCO	Movement Control Order
MINEE	Ministère de l'eau et de l'énergie du Cameroun
NERC	National Energy Regulatory Council
NIIF	National Investment and Infrastructure Fund
OFGEM	Office of Gas and Electricity
OPEX	Operational Expenditure (trad.: dépenses d'exploitation)
PME	Petites et moyennes entreprises
SEC	Smart Energy Code
SI	Système d'information
SMNP	Smart Meter National Programme
WACC	Weighted Average Cost of Capital (trad.: coût moyen pondéré du capital)
WAN	Wide Area Network

RESUME EXECUTIF

L'objectif central du présent Projet réalisé par le Consultant est de faciliter la **révision des textes juridiques existants et/ou d'en proposer la rédaction de nouveaux** afin de permettre la concrétisation ultérieure de la filialisation du comptage au Cameroun et d'appuyer les acteurs du secteur, l'ARSEL en premier plan, dans l'identification de l'arsenal juridique à créer ou modifier. Il participe également à mieux identifier les points clés, notamment techniques et réglementaires, qui peuvent avoir un impact sur les aspects juridiques.

Un état des lieux réalisé par le Consultant a permis d'identifier les principales dispositions juridiques impliquées dans la matérialisation de la filialisation des services de comptage de l'électricité au Cameroun mais également les orientations techniques et réglementaires pressenties. La substance de ce travail de collecte et d'analyse des données a été intégrée dans le présent rapport.

Le travail d'état des lieux a été complété par la réalisation d'un travail d'intercomparaison international (*benchmark*), permettant de nourrir la réflexion sur le sujet de la séparation de l'activité de comptage.

D'un point de vue juridique, l'opération de filialisation envisagée nécessite :

- De tenir compte du contexte juridique dans lequel la **transformation technique de la solution de comptage** va intervenir ;
- De tenir compte du cadre concessif de l'activité pour **la délégation de l'activité de comptage** ;
- D'encadrer la **segmentation de l'activité** de comptage, ce qui passe par les modalités de **mise en place d'une filiale** et l'introduction d'une **régulation** des acteurs du comptage.

Pour chacune de ces opérations, le présent Rapport présente le cadre juridique en vigueur, mène une analyse sur les modifications nécessaires des textes pour permettre la filialisation du comptage, tel qu'envisagé par l'ARSEL, puis propose concrètement l'objet et la portée des évolutions possibles (lesdites propositions sont dénommées « *term-sheet* » dans le rapport).

Les conclusions de la présente étude indiquent que des documents normatifs centraux du secteur de l'électricité camerounais vont devoir être modifiés pour la concrétisation du projet.

- Le Cahier des Charges du Contrat de Concession de Distribution et Vente d'Électricité Basse Tension du 18 juillet 2001 devra notamment être amendé.
- au cœur du déploiement du dispositif juridique, un décret devra venir préciser les paramètres essentiels choisis pour le déploiement des nouveaux systèmes de comptage au Cameroun.

Si une évolution législative est fortement recommandée par le Consultant pour des questions de cohérence et de robustesse juridique (notamment pour éviter de futurs litiges), les pouvoirs publics camerounais pourraient envisager de mener une filialisation du comptage sans opérer de modification de la loi du 14 décembre 2011 (sous réserve des risques détaillés dans le présent rapport).

Enfin, il est essentiel de souligner que l'évolution ou les modifications des hypothèses ou des conditions de réalisation prises en compte au cours du présent Projet du Consultant entraînerait la nécessité d'une révision des solutions présentées.

Cela étant, le présent travail a été conçu comme une boîte à outil permettant à l'ARSEL et aux acteurs de secteur de l'électricité camerounais de comprendre les enjeux juridiques de l'opération et de se saisir des véhicules juridiques pertinents pour faire aboutir le projet de filialisation.

1. INTRODUCTION

1.1 Contexte du projet

Le Consultant a été sélectionné à l'issue d'une procédure d'appel d'offres pour réaliser un projet intitulé « **Rédaction des règlements pour le déploiement des compteurs intelligents/prépayés au Cameroun (Composante 2)** » (ci-après « le Projet ») pour le compte de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité du Cameroun (ARSEL). La mission du Consultant comprenait également un aspect de facilitation des échanges avec les parties prenantes concernées au Cameroun en vue de les sensibiliser au projet et améliorer son acceptabilité.

Le Projet prend sens dans un contexte plus large, celui du projet de Filialisation des services de comptages d'électricité au Cameroun afin de permettre une amélioration du service public de l'électricité.

Au Cameroun, le secteur de l'énergie est actuellement confronté à des problèmes de pertes techniques et non techniques élevées qui freinent l'atteinte de cet objectif : environ 30% de l'énergie injectée dans le réseau de distribution ne parvient pas à l'utilisateur final. Le nombre de points de comptage manquants est évalué à 1,8 millions. Afin de lutter contre cette fraude massive, le principal distributeur ENEO a mis en place en 2020 un pilote de 47'000 compteurs communicants avec prépaiement, et envisage de l'étendre à 200'000 compteurs en 2021.

Afin de relever le défi de la consommation à échelle nationale, et en cohérence avec la priorité identifiée par la Banque Africaine de Développement de mieux « Eclairer l'Afrique », c'est-à-dire améliorer le raccordement et l'accès à l'électricité des populations urbaines et rurales, l'ARSEL envisage de filialiser le comptage. Cette activité serait prise en charge par de nouvelles structures, les « Fournisseurs de Dispositifs de Comptage » (« FDC »). Les FDC devront financer, acheter, fournir, installer et entretenir les compteurs, sans compromettre les relations des gestionnaires de réseaux de distribution (« GRD ») avec leurs clients.

▪ **Objet du Projet**

L'objectif global de cette mission est de faciliter la **révision des textes juridiques existants et/ou d'en proposer la rédaction de nouveaux** afin de permettre à l'ARSEL de disposer des éléments facilitant l'éventuelle concrétisation ultérieure de la filialisation du comptage.

Au cœur de ce Projet se trouve donc l'identification de l'ensemble des dispositions juridiques nécessaires à la matérialisation de la filialisation des services de comptage de l'électricité au Cameroun et la proposition d'orientations pour l'évolution des textes en question.

Ce Projet est financé par le Fonds d'assistance au secteur privé africain (« FAPA ») de la Banque africaine de développement et par le budget de l'ARSEL. Les dispositions techniques et financières de ce Projet ont été déterminées sur la base de termes de référence émis le 24 mai 2021, via un appel d'offres débouchant à la sélection du Consultant, et détaillées par le contrat conclu le 4 octobre 2021 par l'ARSEL et le Consultant (consortium composé des sociétés RTE international et de EDF IN).

▪ Etapes réalisées

Le Rapport de démarrage de ce Projet, rédigé par le Consultant, a été validé par l'ARSEL le 19 octobre 2021.

Durant la première phase du Projet, le Consultant a réalisé la collecte des données utiles mais à également analysé des cas étrangers (*benchmark*). Ces éléments ont été intégrés dans le présent rapport final, afin de produire un ensemble cohérent et compréhensible pour tout lecteur prenant connaissance du présent document.

Etape forte au cours du présent projet, permettant en de mettre en œuvre la sensibilisation des parties prenantes, le Consultant a pu réaliser une mission au Cameroun et participer aux « Ateliers de sensibilisation sur les résultats du projet de filialisation des services de comptage d'électricité au Cameroun », organisés à Yaoundé le 11 novembre 2021 et à Douala le 16 novembre 2021 par l'ARSEL.

Ces ateliers ont notamment permis au Consultant :

- de présenter l'état de ses réflexions, les hypothèses prises et les solutions privilégiées à l'issue du présent Projet,
- de sensibiliser tous les acteurs présents
de recueillir un certain nombre de commentaires et de remarque qui ont nourri la réflexion du Consultant.

Mais au-delà de la présente mission, les échanges ont permis de confirmer la nécessité de prolonger la sensibilisation des parties prenantes sur l'organisation et les particularités du service public de distribution de l'électricité et les différences fondamentales de fonctionnement d'un opérateur de distribution avec une activité marchande « classique » - et donc la différence de traitement des problématiques de « filialisation » qui sont tout à fait particulières et propres au secteur.

A l'issue du second atelier, il a notamment été énoncé par l'ARSEL l'objectif de prolonger le processus de réflexion. Le Consultant partage cet objectif et a construit le présent rapport pour accompagner l'ARSEL au mieux afin de prolonger ultérieurement la réflexion juridique autour de ce sujet.

Les diapositives présentées lors de l'Atelier de Douala sont reproduites en **Annexe 1** de ce rapport.

1.2 Objet du présent rapport

Le présent rapport présente les conclusions du Projet mené par le Consultant ainsi que les principaux éléments de contexte ayant nourrit ses orientations et analyses. Il contient le cœur des principaux textes normatifs à modifier ou créer pour atteindre la solution de filialisation souhaitée.

Par ailleurs, le contenu de ce rapport, centré sur un raisonnement juridique transparent allant de l'état des lieux aux conclusions à tirer des orientations prises, permet à l'ARSEL de développer une vision plus précise des conditions juridiques à réunir afin d'assurer le succès d'une éventuelle future filialisation du gestionnaire de réseau de distribution, y compris si les discussions futures conduisaient à revoir le périmètre ou les conditions de filialisation.

1.1.1 Créer des outils juridiques cohérents avec les conditions de faisabilité de la filialisation précédemment identifiées

Une étude de faisabilité portant sur la filialisation des services de comptage a été réalisée dans cadre de la Composante 1 du Projet. La dernière partie (Rapport final – *Synthèse des études de faisabilité sur la filialisation du comptage de l'électricité*) a été remise par l'ARSEL à la mi-octobre.

Le présent Rapport consiste à prendre en compte cette Composante 1 et de réaliser concrètement la traduction juridique de choix et d'objectifs souhaités par l'ARSEL en matière de gestion de l'activité de distribution au Cameroun, et plus particulièrement des activités de la chaîne de valeurs du comptage.

Toutefois, si une modification des hypothèses ou des conditions de réalisation prises en compte au cours de la présente mission du Consultant intervenait ultérieurement, une révision des conclusions de la présente étude serait nécessaire. Il est ainsi pertinent de rappeler ici que le juridique est seulement un outil au service de la concrétisation d'une solution technique et organisationnelle étudiée et décidée en amont.

1.2.1. Armer la réflexion de l'ARSEL pour porter des propositions pertinentes pour réformer le cadre juridique du comptage

Le déroulé des différentes composantes du projet de « Filialisation du comptage du secteur de l'électricité au Cameroun » a permis d'identifier le besoin actuel de l'ARSEL et de positionner le présent rapport du Consultant comme une réponse sur-mesure à ce besoin. En effet, partant des constats suivants issus des ateliers :

- Tous les scénarios de réorganisation du comptage au Cameroun n'ont pas été étudiés. En ce sens, le projet « Filialisation du comptage du secteur de l'électricité au Cameroun » a, comme son nom l'indique explicitement, priorisé la solution consistant à filialiser, c'est-à-dire séparer juridiquement l'actuel responsable des opérations de comptage, à savoir le gestionnaire de réseau de distribution ;
- De manière plus générale, l'ARSEL n'est pas l'initiatrice ni la rédactrice des textes juridiques du secteur. Toutefois, l'ARSEL est l'institution qui, au Cameroun, doit d'une part surveiller l'application du droit sectoriel et qui d'autre part rassemble une expertise qui peut être mise utilement au service des autres institutions, notamment ses ministères de tutelle ;
- A travers le pilotage de ce projet, l'ARSEL souhaite renforcer ses capacités sur le sujet du comptage intelligent et des scénarios possibles de déploiement et d'organisation et être force de proposition et/ou d'accompagnement pour des réformes clés du secteur.

Ainsi, le présent travail a été orienté pour correspondre à la réalité contextuelle de l'ARSEL et du secteur de l'électricité. Le Rapport final offre à l'ARSEL un raisonnement juridique basé sur

un état des lieux précis et exposant les logiques en œuvre pour aboutir aux propositions formulées sous forme de *term-sheet* (exposé de l'objet et de l'effet des dispositions à modifier ou créer).

1.2.2. Base générale des évolutions normatives nécessaires à l'opération

Avant d'évoquer point par point les différents impacts juridiques de l'opération, il convient de poser la base de la stratégie envisagée pour la mise en œuvre de cette évolution sectorielle. Pour ce faire :

- d'une part, on rappellera l'hypothèse structurante sur laquelle est fondée l'analyse du Consultant concernant la propriété capitalistique des fournisseurs de service de comptage,
- d'autre part, en cohérence avec cette hypothèse, on décrira l'organisation juridique envisagée de délégation des activités de distribution,
- d'une troisième part, on en déduira la structuration générale des normes juridiques à prévoir.

1.2.2.1. L'hypothèse structurante sur laquelle est fondée l'analyse du Consultant concernant la propriété capitalistique des fournisseurs de service de comptage

De manière liminaire, le Consultant rappelle qu'il a utilisé les hypothèses issues de la Composante 1 et des échanges avec l'ARSEL. Ceci appelle en particulier le développement suivant concernant les hypothèses à retenir sur la composition capitalistique des fournisseurs de comptage.

Les hypothèses suivantes sur la propriété du capital des fournisseurs de service de comptage ont été retenues par l'ARSEL, notamment sur la base des propositions issues de l'étude de faisabilité réalisée dans la Composante 1 :

- Un fournisseur de service de comptage en charge de « l'approvisionnement » des compteurs, filiale à 100% d'ENEO ;
- Des fournisseurs de service de comptage en charge des « services physiques » et du « recyclage » constitués de personnes privées prestataires et indépendantes d'ENEO.

Il est à noter que ces hypothèses s'accompagnent de conséquences sur les modalités de régulation des différents acteurs :

a) La filiale détenue à 100% par le GRD est régulée de façon indépendante

Dans ce cas, il n'y a pas de mise en concurrence. Les activités confiées au FSC sont sorties du périmètre du GRD. La rémunération du FSC est fixée par un tarif régulé pouvant comporter des mécanismes incitatifs. Cette rémunération est couverte par le tarif de vente du GRD. Elle est reversée par le GRD au FSC, au même titre que le péage transport est reversé à SONATREL.

b) Les FSC prestataires sont désignés par appel d'offres

Cet appel d'offres est passé par le GRD, qui en fixe en principe les modalités dans son dossier d'AO. La rémunération du FSC est fixée par contrat entre le GRD et le FSC qui est son prestataire. Les mécanismes incitatifs ne peuvent s'appliquer qu'au GRD, charge à lui de les

répercuter sur son fournisseur en s'appuyant sur des clauses contractuelles. La rémunération du FSC constitue un coût pour le distributeur, couvert par le tarif de distribution. Elle peut faire l'objet d'un contrôle de la part de Régulateur. Le FSC ne jouit d'aucun actif en propriété de l'Etat.

Cette série d'hypothèses amène à retenir le schéma suivant d'organisation juridique de la dévolution de l'activité de comptage.

1.2.2.2. l'organisation juridique envisagée de délégation des activités de distribution

L'ARSEL a retenu le schéma de délégation de l'activité de comptage suivant, consistant à maintenir au sein de la concession les activités séparées de celle du GRD. Dans ces conditions, les activités déléguées aux FSC le sont par « subdélégation », et non par délégation directe de l'Etat aux FSC.

Cette organisation est illustrée par le schéma suivant :

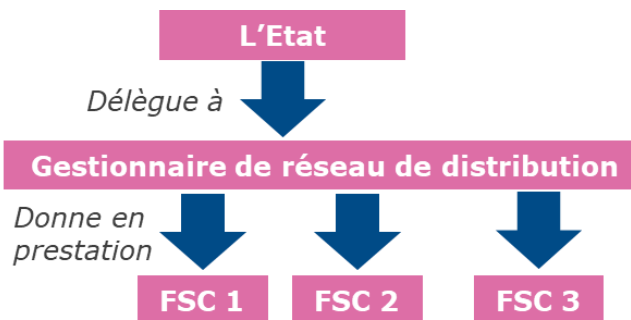


Figure 1 : Schéma général de délégation des activités de comptage

Cette organisation n'a aucune conséquence sur les hypothèses précédentes faites sur la répartition du capital des FSC, mais en tient compte.

En revanche, cette organisation possède plusieurs avantages indéniables :

- Elle permet de continuer de faire peser sur le GRD la responsabilité de l'ensemble de la gestion du comptage, alors même qu'une partie de cette activité est déléguée à des tiers. Dans le schéma inverse de délégation directe de l'activité de comptage par l'Etat, un tel risque ne pourrait être mis à la charge du gestionnaire. Dans ce cas, l'ARSEL ne pourrait plus imposer d'indicateurs au GRD portant sur les résultats du déploiement du comptage, qui ne dépendrait plus uniquement de lui ;
- Cette organisation permet également de simplifier les relations des usagers avec le gestionnaire de réseau. L'activité de relation commerciale ne fait pas l'objet d'une délégation, selon le modèle retenu par l'ARSEL comme hypothèse de la présente étude. C'est donc en principe le GRD qui reste le seul interlocuteur des clients, dans l'organisation retenue. Toutefois, en cas de conflit entre le client et le GRD portant sur le comptage, le GRD ne devrait pas pouvoir s'exonérer en renvoyant à la responsabilité des fournisseurs de service de comptage, ce qui lui serait loisible si les activités de

comptage déléguées sortaient totalement de ses prérogatives. Cette situation placerait les clients dans une situation délicate où il leur serait difficile d'identifier les responsables des défaillances dont ils sont les victimes ;

- En particulier, le GRD reste tenu de ses obligations de service public vis-à-vis des usagers, et de l'intégralité des obligations qui découlent du règlement de service. En cas de délégation directe par l'Etat des activités dévolues aux FSC, le règlement de service devrait être revu pour diminuer les obligations du GRD. Certaines obligations vis-à-vis des clients seraient en pratiques partagées entre le GRD et plusieurs FSC. En cas de difficulté, les différents FSC et le GRD pourraient renvoyer à la responsabilité des autres acteurs, ce qui doit être évité pour permettre la correction rapide de la difficulté.

Il se déduit de cette organisation la structuration suivante des normes juridiques à créer.

1.2.2.3. La structuration générale des normes juridiques à prévoir

L'opération envisagée par l'ARSEL a pour conséquence capitale de revenir sur l'organisation juridique du secteur électrique camerounais. En effet, jusqu'à présent, le secteur est organisé autour des fonctions de production, de transport, de distribution et de vente d'électricité. L'opération envisagée crée des acteurs spécifiques en matière de comptage.

Une telle évolution devrait ainsi faire l'objet d'une loi qui permette de redéfinir les acteurs et les choix fondamentaux adoptés pour la répartition des missions entre les acteurs.

Cette option paraît au Consultant optimale et présente davantage de robustesse, et est exposée par la suite. Le Consultant observe pour autant que si les pouvoirs publics camerounais le souhaitent, ils pourraient poursuivre la réorganisation sectorielle envisagée en s'inscrivant dans les dispositions légales en vigueur, sous les réserves énoncées disposition par disposition dans la suite du présent rapport, et sous réserve de l'aboutissement d'une négociation contractuelle avec les parties prenantes en cause, dont le GRD.

La loi préconisée par le Consultant devra contenir deux types de dispositions :

- L'essentiel des dispositions viendront modifier la loi du 14 décembre 2011.
- Seules les dispositions dont l'effet juridique est temporaire (le temps de la mise en place de l'organisation envisagée) resteront prévues dans un texte de loi autonome et ne viendront pas modifier la loi du 14 décembre 2011.

Une telle organisation des dispositions légales poursuit comme objectif dans la durée de maintenir un cadre juridique autoportant au sein d'une loi unique, la loi du 14 décembre 2011 modifiée, sans pour autant que ce cadre soit « pollué » par des dispositions qui, in fine, auront cessé de produire un quelconque effet juridique. Cette stratégie est d'autant plus nécessaire que la loi adoptée demandera en tout état de cause de modifier les dispositions de la loi actuellement en vigueur.

Par ailleurs, les dispositions légales devront nécessairement renvoyer à des règlements pour préciser l'organisation sectorielle. La loi pourra prévoir que ces règlements soient adoptés tant par décision de l'ARSEL que par décret, notamment du MINEE, dans le respect du cadre

constitutionnel en vigueur. Les mesures décrétales pourraient faire l'objet d'une proposition ou d'un avis conforme ou simple de l'ARSEL, en fonction de ce qui est choisi dans la loi.

Il est à noter, d'une façon générale, que tant la loi que le règlement contiendront des dispositions de deux natures.

D'une part, il sera nécessaire de décrire la nouvelle organisation sectorielle. Il s'agira en particulier de prévoir que certaines activités de comptage sont réalisées par d'autres acteurs que le GRD. A ces éléments normatifs centraux devront d'autre part s'ajouter des éléments visant à adapter le cadre juridique existant pour éviter toute incompatibilité ou incohérence juridique.

Enfin, le cadre concessif et tarifaire, incluant le contrat cadre et son cahier des charges, le contrat et le cahier des charges de concession, ainsi que le règlement de service devront être adaptés en tant que de besoin pour tenir compte de la nouvelle organisation.

Le schéma suivant illustre l'architecture des évolutions normatives à prévoir :

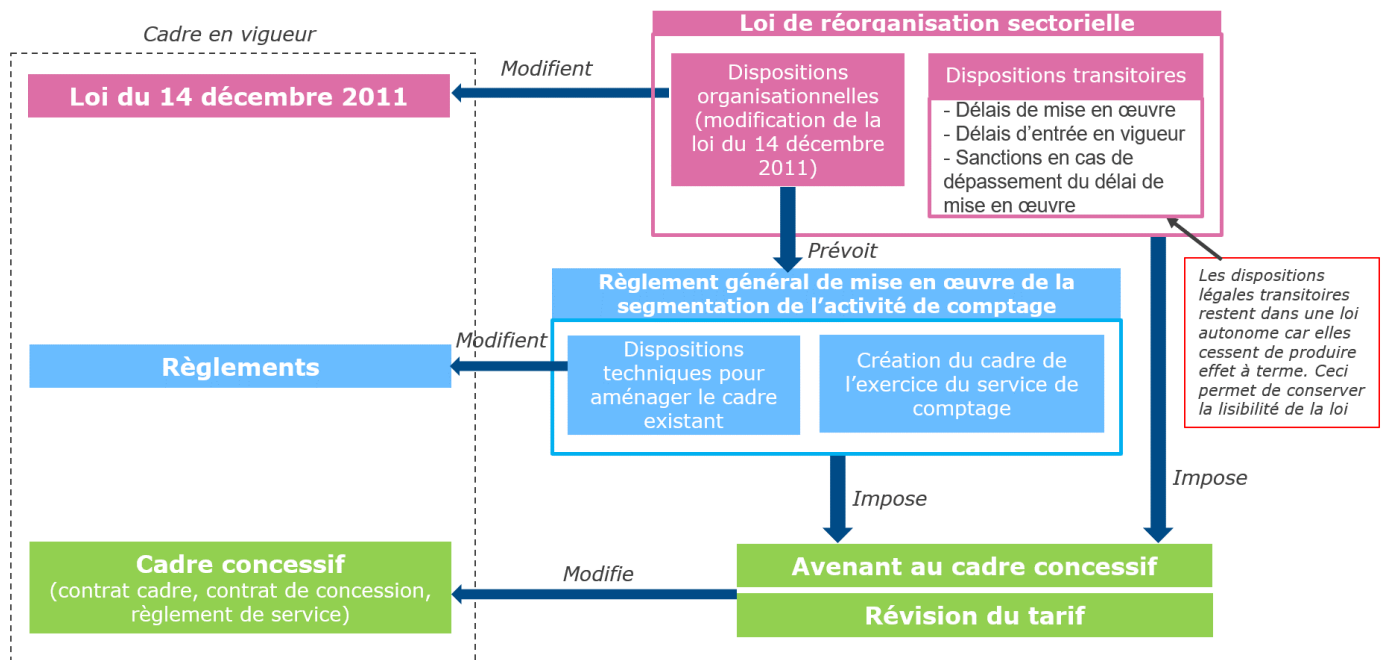


Figure 2: Architecture des modifications normatives de l'opération

2. BENCHMARK INTERNATIONAL

L'analyse comparative de plusieurs pays du monde dans le domaine des montages réalisés pour le déploiement des compteurs intelligents doit permettre à l'ARSEL d'alimenter sa réflexion sur le modèle qu'elle souhaite porter pour le Cameroun tout en constatant qu'il n'y a, à l'évidence, pas de standard international en vigueur actuellement sur ce sujet.

Les cas ci-après développés ne concernent pas tous à proprement parler des « filialisations » de société de distribution, mais tous portent une organisation singulière des activités de la chaîne de valeur du comptage. Chaque cas contient des informations qui peuvent être utiles à connaître dans un contexte de réflexion sur ce sujet.

2.1 Liban : une activité partiellement dans le giron des « Distribution Service Providers »

2.1.1. Présentation du cas libanais

Au Liban, la société Electricité du Liban (EDL) est la seule institution publique libanaise qui est responsable de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire libanais.

Les activités liées à la distribution d'électricité sont déléguées par EDL aux DSP (Distribution Service Provider), des entreprises privées, qui sont au nombre de quatre :

- Lot 1 : Butec Utility Service
- Lot 2 : Khatib & Alami, Vetra and ACC
- Lot 3A : NEUC (National Electricity Utility Company)
- Lot 3B : MRAD Utility Services

Ces DSP doivent s'assurer de la planification adéquate des investissements, le développement du réseau, l'exploitation et la maintenance, le comptage et la facturation des clients.

Dans le cadre du comptage communicant :

- Les DSP sont en charge d'acquérir, installer, et maintenance les compteurs et les concentrateurs sur le terrain ;
- EDL est en charge du système d'information central visant à :
 - Acquérir les données et envoyer les ordres / configurations (*Head-End System*)
 - Traiter et stocker les données et alarmes (*Meter Data Management System*)
 - Gérer la relation client (*Customer Relationship Management System*)
 - Gérer la facturation (*Billing System*)

Type : Sous-traitance de toutes les activités de distribution d'électricité

Périmètre : Les DSP ont l'entière responsabilité de la distribution d'électricité sur un périmètre géographique donné. Cela concerne les activités suivantes :

- Réalisation d'un audit du réseau visant à évaluer son état et le cartographier
- Réalisation de planification liée à l'entretien et la modernisation du réseau
- Réalisation des études et de l'ingénierie réseau BT et HTA
- Exploitation et maintenance du réseau électrique BT et HTA
- Relève des compteurs non communicants / historiques, et détection des PNT

- Recouvrement des factures émises par EDL
- Gestion de la relation clients
- Acquisition, déploiement, et maintenance des compteurs communicants et concentrateurs associés.

Volume : 1,2 million de compteurs intelligents

Durée : 2012 – 2016 (4 ans)

Responsabilité : ELD (Electricité du Liban)

Régulation : Ministère de l'Énergie, Gouvernement du Liban

Etat d'avancement : Déploiement en cours (<10%).

2.1.2. Éléments juridiques complémentaires

Les DSP exercent leur mission via des partenariats publics-privés (PPP) et servent à exploiter et à maintenir le service de distribution d'EDL, en plus d'autres tâches spécifiées dans les documents contractuels. Ce modèle de sous-traitance a été adopté pour améliorer le service de distribution d'énergie au Liban. Il est explicitement autorisé par la loi organisant le secteur électrique qui :

- Autorise la prise en charge de l'activité de distribution par des entreprises privées sous régime de licence (Art. 4)
- Les licences pour les opérateurs de distribution sont octroyées par l'autorité de régulation de l'électricité à l'issue d'une procédure d'appel d'offres pour une durée maximale de 50 ans (art. 5),
- Les opérateurs de distribution doivent assurer l'installation, l'entretien et le contrôle périodique des compteurs des consommateurs, qui sont reliés au réseau, ainsi que le relevé des compteurs, la facturation et le recouvrement. En outre, la loi exprime clairement que l'activité de distribution consiste en l'utilisation de dispositifs de comptage avancés pour la télérelève et la facturation. (art. 32).

Ce modèle vise à réformer et à exploiter certaines fonctions d'EDL selon un partenariat contractuel qui comprend la mobilisation, l'étude du réseau, les plans et programmes, l'installation des exigences techniques de distribution, l'exploitation et la maintenance du réseau, le réseau intelligent, le recouvrement des factures et l'optimisation du service à la clientèle.

Les DSP exercent dans le cadre d'un contrat de service qui vise à optimiser le service client et à maximiser les revenus d'EDL en réduisant les pertes techniques et non techniques. L'adoption de ce modèle devait permettre également de réaliser des investissements sur le réseau de distribution, y compris le déploiement du comptage intelligent.

2.2 Inde : une joint-venture de grandes sociétés publiques d'électricité en charge du programme de compteurs intelligents

2.2.1. Présentation du cas indien

Energy Efficiency Services Limited (EESL) est une société de services énergétiques du gouvernement indien et la plus grande société publique de services énergétiques (ESCO) au

Rapport final

monde. Elle a été créée en 2009, sur initiative du Gouvernement indien et est détenue par des entreprises publiques. Son objet est notamment de financer et fournir des solutions d'efficacité énergétique, notamment dans les secteurs résidentiel et public.

Cette société appartient à 100% au gouvernement, et est une coentreprise de :

- NTPC Limited (premier producteur et distributeur d'électricité et de gaz en Inde)
- Power Finance Corporation (institution financière indienne créée en 1986 et appartenant au ministère de l'Énergie, finançant le secteur indien de l'électricité)
- REC Limited (société publique de financement d'infrastructures du secteur énergétique indien, qui finance et promeut des projets énergétiques dans toute l'Inde)
- POWERGRID (entreprise publique indienne de production d'électricité et de gestion de réseau de distribution d'électricité).

EESL est en charge de plusieurs projets dont le Smart Meter National Programme (SMNP) qui vise à remplacer les compteurs électromécaniques par des compteurs communicants.

EESL supporte les risques techniques et financiers de la mise en œuvre du projet pour ses clients, les DISCOM (Distribution Companies) et états. Dans ce cadre, tous les investissements (CAPEX) et OPEX sont à la charge de EESL, via le modèle Build-Own-Operate-Transfer (BOOT).

EESL finance (achat des compteurs, acquisition du SI, ...), conçoit, déploie, exploite, et assure le maintien en condition opérationnelle de l'Infrastructure de Mesure Intelligente, et à la fin de la durée du contrat transfère les actifs au DISCOM.

EESL ne réalise pas ces activités en propre mais les sous-traite auprès de consortiums (via appel d'offres) chargés de concevoir, mettre en place, exploiter et maintenir l'Infrastructure de Mesure Intelligente sur un périmètre géographique donné.

EESL est rémunéré sous forme d'OPEX sur ses investissements par ses clients (DISCOM et états), au travers de la monétisation de la diminution des pertes non techniques, résultant de l'amélioration de la facturation.

EESL et NIIF (National Investment and Infrastructure Fund, un fonds souverain du gouvernement indien) ont créé une coentreprise - IntelliSmart Infrastructure Private Limited ou "IntelliSmart". Elle permettra la mise en œuvre de compteurs intelligents par le biais du modèle BOOT afin d'accélérer le déploiement, qui reproduira le succès d'EESL jusqu'à présent sur le même modèle.

L'objectif d'IntelliSmart est d'accroître l'efficacité des DISCOMs, d'améliorer la gestion des revenus, d'augmenter l'efficacité de la facturation et la satisfaction des consommateurs.

Type : Centralisation des appels d'offres et modèle BOOT

Périmètre : Déploiement, exploitation, et MCO d'un AMI

Volume : 250 millions de compteurs intelligents

Durée : 2018 – 2025 (7 ans)

Responsabilité : ministère de l'Énergie, Gouvernement Indien

Régulation : CERC (Central Electricity Regulatory Commission)

Etat d'avancement : 13,2 millions de compteurs déployés dans le cadre du SMNP dans différents états (Uttar Pradesh, New Delhi, Haryana and Bihar)

2.2.2. Eléments juridiques complémentaires

Energy Efficiency Services Limited (EESL) a été officiellement créée le 11 février 2010. EESL a été promue conjointement par Power Grid Corporation of India Limited, NTPC, REC et Power Finance Corporation avec une participation égale au capital pour la mise en œuvre de projets d'efficacité énergétique en Inde et à l'étranger.

2.3 Le cas britannique : une activité sous licence pour gérer de manière centralisée la communication et les données

2.3.1. Présentation du cas britannique

c) Contexte

La DCC (Data Communications Company) est une entreprise monopolistique dont la responsabilité est de construire et gérer le réseau de communication des compteurs intelligents en Grande-Bretagne. Elle a reçu ce mandat de la part du gouvernement via une licence et évolue dans un cadre réglementaire fixé par l'OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets).

Entreprise : La DCC (Data Communications Company), filiale de Capita PLC.

Type : Licence limitée dans le temps.

Périmètre : Exploitation and maintenance des infrastructures de communication des compteurs intelligents.

Volume : 55 millions de compteurs intelligents.

Durée : 2013 – 2025 (12 ans).

Etat d'avancement : 24.4 millions de compteurs intelligents déployés (31/03/2021), ce qui représente 44% de l'ensemble des compteurs.

Les acteurs : La DCC, le gouvernement (la BEIS - Department of Business Energy and Industrial Strategy), l'OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets), l'organisation Smart Energy GB, les fournisseurs d'électricité.

d) Rôles et responsabilités de chacun des acteurs

La DCC est responsable de l'infrastructure qui relie les compteurs intelligents des consommateurs aux systèmes des acteurs de l'énergie (exploitants du réseau, fournisseurs d'énergie et autres entreprises de services énergétiques).

Le gouvernement (Department for Business, Energy and Industrial Strategy, BEIS) est responsable de la politique relative aux compteurs intelligents et des règlements connexes.

L'OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) est le régulateur. Il surveille le respect des conditions de licence de comptage intelligent que les fournisseurs doivent respecter et régule la DCC. Il prend également des décisions sur les modifications proposées au code de pratique qui fixe les règles que doivent suivre les fournisseurs qui installent les compteurs (Smart Meter Installation Code of Practice) et, à terme, au code de l'énergie intelligente (Smart Energy

Code) qui établit les règles, les droits et les obligations de toutes les parties dans le domaine des compteurs intelligents.

L'OFGEM donne aussi la possibilité aux consommateurs, via leur site internet, de demander à être équipés d'un compteur intelligent.

Le Smart Energy GB est une organisation à but non lucratif dont le rôle est d'informer les consommateurs sur les avantages des compteurs intelligents. C'est une organisation totalement indépendante du gouvernement.

Les fournisseurs d'électricité sont responsables de l'installation des compteurs intelligents chez les particuliers et les professionnels.

e) La réglementation technique

Le SMICoP (Smart Meter Installation Code of Practice) est un code qui établit les normes minimales que les fournisseurs sont tenus de respecter vis-à-vis des clients lors des installations de compteurs intelligents. Il comprend des exigences spécifiques relatives aux consommateurs vulnérables.

Le SEC (Smart Energy Code) est un code qui établit les modalités de prestation des services de la DCC et précise d'autres dispositions pour régir la gestion de bout en bout des compteurs intelligents.

L'OFGEM est responsable d'approuver toute modification de ces codes visant à protéger les intérêts des consommateurs.

2.3.2. Synthèse juridique

La structure institutionnelle dans laquelle s'insère la Data Communications Company a été prévue par la loi sur l'électricité et prévoit un régime de licence pour cette activité.

Ainsi, la Data Communications Company est titulaire de la licence de communication par compteurs intelligents accordée en vertu des sections 7AB(2) et (4) de la loi sur l'électricité de 1989 et des sections 6(1A) et (1C) de la loi sur le gaz de 1986.

En plus de la réglementation technique déjà évoquée ci-avant, l'Ofgem a publié un document précisant le cadre d'exercice s'appliquant précisément à cette entité pour une de ses missions : le document « Regulatory Instructions and Guidance », publié en 2017, décrit la base sur laquelle le titulaire de la licence doit communiquer les informations relatives au contrôle des prix, comme l'exige sa licence.

2.4 Lituanie : une délégation du déploiement et de l'exploitation de l'Infrastructure de Comptage Avancé

2.4.1. Présentation générale du cas lituanien

L'entreprise ESO (Energijos skirstymo operatorius), en charge de la distribution d'électricité en Lituanie a choisi l'entreprise Sagemcom comme responsable de son programme national de déploiement de compteurs intelligents. La responsabilité de Sagemcom inclut l'approvisionnement, l'installation, la mise en service et la maintenance des compteurs intelligents pour une période de 10 ans.

Entreprise mandatée : Sagemcom

Type de mandat : Contractualisation avec une entreprise privée

Périmètre : Déploiement, exploitation et maintenance des compteurs intelligents et des infrastructures associées

Volume : 1.2 million de compteurs intelligents

Durée: 2022 – 2032 (10 ans)

Etat d'avancement : Le déploiement va commencer au premier semestre 2022

Les acteurs : **ESO (Energijos skirstymo operatorius)**, Sagemcom, Siemens, le gouvernement, Le NERC (National Energy Regulatory Council)

- **Rôles et responsabilités de chacun des acteurs :**

ESO (Energijos skirstymo operatorius) est une entreprise de distribution d'électricité en Lituanie, elle a délégué la mise en place des compteurs intelligents à l'entreprise Sagemcom via un appel d'offres.

Sagemcom est responsable du déploiement et de l'exploitation des compteurs intelligents en Lituanie. Elle est aussi responsable de l'infrastructure de communication et de gestion des données.

Siemens est responsable de l'installation du software sur les compteurs intelligents.

Le gouvernement (Ministry of Energy) est responsable de la politique relative aux compteurs intelligents.

Le NERC (National Energy Regulatory Council) est le régulateur. Il s'assure de la qualité des services et de l'égalité des chances sur le marché de la distribution d'électricité.

2.4.2. Synthèse juridique

Le gestionnaire de réseau de distribution lituanien a la compétence du comptage au sein de sa concession de distribution.

Ledit gestionnaire a mis un place un marché public afin de sélectionner des prestataires lui permettant de l'assister dans la mise en place des solutions de comptage intelligents.

Dans ce cas lituanien, il n'y a donc pas de filialisation ni de modification de l'organisation du secteur électrique, et donc pas de modification légale et réglementaire.

2.5 Le cas colombien : la gestion des données centralisée au travers d'une entité indépendante

2.5.1. Une nouvelle organisation en cours de déploiement

La Colombie, comme beaucoup d'autres pays, est confronté au déploiement des compteurs intelligents. Depuis plusieurs années, une réflexion est menée par l'autorité de régulation de l'énergie afin de trouver la meilleure organisation pour déployer l'AMI, notamment en recherchant un cadre incitatif. Il faut noter de manière préliminaire que la principale difficulté rencontrée est la multiplicité des acteurs : il existe en effet sept gestionnaires de réseau de transport en Colombie et plus de vingt gestionnaires de réseau de distribution et commercialisateurs.

C'est dans ce contexte que la CREG, régulateur du marché de l'énergie en Colombie, a réalisé une étude et pris des décisions dans le sens de la création d'une nouvelle entité indépendante chargée de la gestion des données issues des AMI : le GIDI (Gestor de Independiente de Datos e Información).

Ce projet n'est pas encore abouti et nécessitera une évolution du cadre législatif encadrant le secteur de l'électricité.

La CREG a récemment un appel d'offres (août 2021) afin de se faire accompagner par un Consultant dans la mise en place de ce projet.

Type : Exploitation et gestion des données de l'IMA

Entreprise mandatée : pas encore créée /choisie

Périmètre : Déploiement et exploitation à la charge d'un gestionnaire de réseau. Gestion des données à la charge de la GIDI

Volume : 11,8 millions de compteurs intelligents

Durée : 2022 – 2032 (10 ans)

Responsabilité : Comisión de regulación de energía y gas (CREG)

Etat d'avancement : En cours d'étude.

2.5.2. Aspects juridiques de la mise en place de l'AMI

a) La prise en compte progressive des enjeux des nouveaux compteurs par le droit

La loi 1715 de 2014 a permis d'adopter des règles visant à promouvoir une gestion efficace de l'énergie. Elle a établi des mécanismes pour promouvoir le développement des sources d'énergie renouvelables non conventionnelles (ci-après "ENR"), en identifiant de multiples mesures. L'installation de compteurs bidirectionnels en faisait partie.

Le décret 1073 de 2015 (Decreto Único del Sector de Minas y Energía) a chargé le ministère des mines et de l'énergie d'établir et de mettre en œuvre les lignes directrices de la politique énergétique sur les systèmes de comptage, ainsi que la mise en œuvre progressive de leur fonctionnement sur la base d'études techniques.

La résolution n° 40072 de 2018 du Ministère des Mines et de l'énergie a ensuite établi les objectifs pour le déploiement de l'AMI, les fonctionnalités minimales qu'une telle technologie doit assurer, et l'importance de l'AMI, et les aspects importants pour son déploiement. **La résolution indique expressément que les opérateurs de réseau seront responsables de l'installation, de l'administration, de l'exploitation, de la maintenance et du remplacement de l'AMI** et fixe un objectif de 95 % des connexions d'ici 2030 des utilisateurs urbains et de 50% dans les centres peuplés et ruraux d'ici à 2030. En ce qui concerne la rémunération, ce règlement indique que la CREG va adopter les ajustements réglementaires nécessaires pour rémunérer la mise en œuvre de l'AMI par le biais du tarif d'électricité.

La résolution 40483 de 2019 du ministère des mines et de l'énergie a introduit de multiples modifications à la résolution n° 40072 de 2018, parmi lesquelles figurent principalement :

- (i) le changement d'un des objectifs de la mise en œuvre de l'AMI ;
- (ii) la prolongation des délais dans lesquels la CREG doit régler les conditions de mise en œuvre ;
- (iii) confie à la CREG la détermination du mandataire chargé de l'installation, de l'administration, de l'exploitation, de la maintenance et du remplacement de l'AMI ;
- (iv) la réduction de l'objectif de l'AMI pour l'année 2030 à 75% des utilisateurs connectés dans le Système National Interconnecté et la possibilité de définir de nouveaux objectifs basés sur une analyse technico-économique lorsqu'il est identifié que l'objectif n'est pas réalisable pour un marché de commercialisation ; et
- (v) modifie l'article 9 pour permettre à la CREG de définir des régimes non tarifaires afin de rémunérer la mise en œuvre de l'AMI.

b) Les propositions du régulateur

Par les résolutions CREG 131 et 219 de 2020, le régulateur colombien a présenté un projet de réforme du cadre juridique de l'AMI. Le projet vise à établir les conditions pour la mise en œuvre de l'AMI au sein du système national interconnecté. Il vise également à répartir les coûts liés à la mise en œuvre de l'AMI.

Le Projet propose la création d'une nouvelle entité, le Gestor Independiente de Datos e Informacion (GIDI). Le rôle de cette entité serait d'exécuter les tâches suivantes de manière indépendante :

- gestion des données et des informations
- gestion des échanges des données et informations
- l'intégration et l'analyse des données et des informations à valeur ajoutée.

Ce projet attribue le déploiement de l'AMI aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution, pour les marchés respectifs qu'ils desservent, transfère l'obligation de comptage du commercialisateur au gestionnaire de réseau, reconnaît que ce dernier aura le droit de recevoir l'équivalent de 15% du coût de commercialisation pour le déploiement, et crée un agent au sein du système appelé GIDI, qui agira comme l'acteur chargé de recevoir les données, de les stocker et de les gérer de manière centralisée.

2.5.3. Synthèse des points juridiques clés

- Le cadre juridique colombien s'adapte progressivement depuis plusieurs années à l'arrivée de l'AMI. L'autorité de régulation CREG a reçu la compétence juridique pour gérer les conditions de déploiement de l'AMI
- L'autorité de régulation amené des études approfondies pour proposer une nouvelle organisation de la chaîne de valeur du comptage, remettant plus largement en cause la répartition des rôles actuels des acteurs du système, notamment des opérateurs de réseaux.
- La création d'un nouvel acteur concentrant toutes les données de comptage de tous les opérateurs de réseaux nécessiterait une évolution de la loi sectorielle de l'électricité.
- Ce projet de réforme n'a pas encore abouti.

Si la situation institutionnelle du secteur de l'électricité en Colombie est très différente de la situation du Cameroun, cet exemple contribue à montrer la largesse des possibilités ouvertes en matière de mise en place de l'AMI de par le monde.

2.6 Sénégal : les difficultés juridiques issues d'une délégation d'une partie de la chaîne de valeurs du comptage intelligent

Au Sénégal, la société d'électricité Senelec n'a pas procédé à une filialisation des services de comptages à proprement parler. Toutefois, elle a procédé à une contractualisation avec un société locale pour déléguer une partie des activités de la chaîne de valeurs des nouveaux compteurs. Cet exemple présente un intérêt dans le benchmark notamment parce que le montage juridique mis en place a fait l'objet de contestations sérieuses qui ont entaché le déploiement l'exécution du contrat.

2.6.1. Description du contexte

En 2010, le « plan Takkal » (programme de mise à niveau du secteur de l'électricité au Sénégal) mis en œuvre par le ministre en charge de l'Énergie Karim Wade prévoyait l'installation de solutions de compteurs intelligents pour améliorer le rendement de la société nationale d'électricité, Senelec. Dans la continuité, le Plan stratégique 2016-2020 dit « Plan Yeesal » de novembre 2016 publié par Senelec confirme que le diagnostic stratégique de la fonction commerciale a révélé que le déploiement des compteurs intelligents fait partie des principaux défis de l'entreprise.

C'est dans ce contexte de besoins grandissants dans le domaine du comptage intelligent que la société technologique de service énergétique « Akilee SA » a été créée en 2017 avec un capital de 882,400 millions de Francs CFA. Dès sa création, Senelec y prend une participation stratégique à hauteur de 34%.

Le 11 février 2019, un contrat est signé entre Senelec et la société Akilee pour l'approvisionnement de l'opérateur d'électricité en compteurs intelligents. Le cœur de métier d'Akilee est le déploiement d'infrastructures de comptage avancé (AMI) pour accompagner les opérateurs d'électricité dans leur dynamique de digitalisation de leurs systèmes électriques.

Le contrat porte sur le remplacement des 1,5 million de compteurs existants et la pose de 1,2 million de nouveaux compteurs, notamment les compteurs à prépaiement (« Woyofal Plus »). Il est évalué à un montant de 187 milliards de Francs CFA sur dix ans.

2.6.2. Les questions juridiques soulevées

L'affaire a débuté par une lettre du secrétaire général du Syndicat des cadres de Senelec datée du 4 mai 2020 sollicitant une demande d'enquête portant notamment sur le contrat liant Senelec et Akilee, en évoquant de sérieuses interrogations sur l'opportunité et la régularité du contrat. Selon les éléments publiés dans la presse, diverses allégations ont été portées sur les conditions de passation dudit contrat (contrat attribué sans appel d'offres, délit d'initié, conflit d'intérêt, montants des prestations non justifiés...).

Le 14 avril 2020, Pape Demba Bitéye, directeur général de Senelec, a rendu publique l'existence du contrat entre Senelec et Akilee conclu sous son prédécesseur et a demandé la renégociation des termes à Akilee.

L'Autorité de régulation des marchés publics (ARMP) a engagé des investigations sur les faits allégués et a rendu un rapport d'enquête proposant des solutions amiables aux deux parties.

Une tentative de conciliation entre la Senelec et la société Akilee entamée par l'ARMP s'est soldée cependant par un échec. Senelec s'est finalement opposée à la conciliation et a décidé de saisir la voie judiciaire.

En juin 2020, le président sénégalais Macky Sall a fait connaître son souhait de nationaliser Akilee. En 2021, l'affaire est toujours en cours devant les tribunaux judiciaires.

2.6.3. Synthèse des points juridiques clés

- L'activité de comptage est une prérogative juridique de l'opérateur national d'électricité Senelec. La récente réforme législative qui a eu lieu (loi n°2021/31 du 9 juillet 2021 portant Code de l'électricité) n'a pas changé ce cadre juridique. La loi dispose que le compteur est posé par le distributeur et aucune autre mention légale ne vient introduire un autre acteur que le gestionnaire de réseau dans l'activité de comptage.
- Akilee est une société anonyme au sein de laquelle Senelec a pris une participation minoritaire.
- Un contrat d'une durée de dix ans a été conclu entre Senelec et Akilee (non public) dont l'objet serait la sous-traitance dévolue par Senelec à Akilee d'au moins deux activités de la chaîne de valeur du comptage : l'approvisionnement en compteurs intelligents et le déploiement d'une infrastructure de comptage avancée (permettant d'exploiter les données de comptage des nouveaux compteurs) ;
- Le montage contractuel a reçu de vives critiques de la part de plusieurs observateurs car le contrat a été conclu sans appel d'offres et sans application des règles des marchés publics.
- En 2020, le Président de la République du Sénégal évoque son souhait que l'Etat du Sénégal acquière 100% des parts de la société Akilee, qui deviendrait ainsi une entreprise publique, éventuellement intégrée au sein du groupe Senelec.

2.7 Kenya : une proposition technique de déploiement et d'exploitation soumise récemment par l'opérateur télécom

Au Kenya, l'entreprise télécom Safaricom (leader de la fourniture de services de télécommunication au Kenya) a soumis une proposition technique et financière en septembre

2021 à l'opérateur Kenya Power pour le déploiement et l'exploitation d'un système de compteurs intelligents.

2.7.1. Description du contexte

Le Kenya possède l'un des secteurs de l'électricité les plus développés d'Afrique subsaharienne. Son marché de l'électricité a été ouvert aux producteurs indépendants d'électricité (IPP) au milieu des années 1990.

Le Kenya bénéficie notamment d'un secteur privé actif, d'une société d'électricité ayant une longue expérience (Kenya Power) et d'une abondance de ressources énergétiques renouvelables, notamment géothermiques, éoliennes et solaires.

Il est à souligner que les infrastructures de distribution sont limitées et vieillissantes et que les pertes techniques et commerciales sont élevées.

Kenya Power est une société anonyme à capitaux majoritairement public qui assure les activités de transport, distribution et vente de l'électricité au Kenya. En mai 2021, Kenya Power avait lancé un appel d'offres pour la fourniture de compteurs intelligents destinés à environ 55 000 petites et moyennes entreprises (PME), mais l'a annulé deux mois plus tard. En effet, le conseil d'administration de la société a déclaré qu'il avait ordonné l'annulation d'un contrat de plusieurs milliards de dollars pour la fourniture de compteurs intelligents prépayés pour des raisons non divulguées.

2.7.2. Les éléments principaux de la solution en cours d'étude

L'opérateur de télécoms kényan Safaricom a révélé le vendredi 17 septembre dernier avoir soumis une proposition à Kenya Power pour l'installation d'un système de compteurs intelligents d'une valeur de 300 millions de dollars. Il est estimé que ce système devrait permettre la réduction des pertes du système de 24 à 8 %.

Si cette proposition n'est pas publique et que peu d'éléments sur son contenu exact sont disponibles, quelques éléments de description peuvent tout de même être relevés :

- La technologie proposée utiliserait la technologie de l'Internet des objets (IoT) qui permet de surveiller le réseau en temps réel afin de réduire les pertes du système électrique,
- Safaricom prendrait en charge le coût de l'installation de 330 000 compteurs intelligents pour les consommateurs, les transformateurs et les lignes d'alimentation.
- Les compteurs seraient exploités pendant huit ans par Safaricom puis ils reviendraient à Kenya Power à la fin de cette échéance ;
- Safaricom propose de partager les revenus supplémentaires générés par la réduction des pertes du système, qui devraient s'élever à 71,7 milliards de shillings (651,2 millions de dollars) sur huit ans, à raison de 75 % pour Safaricom et de 25 % pour Kenya Power.

2.7.3. **Eléments juridiques clés du comptage au Kenya**

Selon la loi d'organisation du secteur de l'électricité actuellement en vigueur (Energy Act de 2019), une licence de vente au détail autorise une personne à fournir l'électricité aux consommateurs par le biais d'une série d'activités commerciales, notamment l'approvisionnement en énergie auprès d'autres détenteurs de licences, l'inspection des locaux, **le comptage**, la vente, la facturation et la perception des revenus, la facturation et la perception des revenus.

Actuellement, l'électricité au Kenya est uniquement distribuée aux consommateurs finaux par Kenya Power.

La proposition de Safaricom, opérateur télécom, de déployer et d'exploiter pendant huit ans certaines installations de comptage intelligent manque aujourd'hui de bases juridiques claires et paraît nécessiter a minima un cadre de sous-délégation de service public.

2.8 **Conclusions du benchmark**

- De nombreux pays dans le monde, sur tous les continents, sont confrontés actuellement à des problématiques liées au déploiement des compteurs intelligents,
- La chaîne de valeurs du comptage intelligent est composée de plusieurs activités qui peuvent être menées selon différentes modalités d'organisation,
- Actuellement, aucun modèle de réorganisation de la chaîne de valeur ne montre une nette supériorité sur les autres car il existe un manque de recul et de retours d'expérience,
- A noter que le modèle le plus naturel est celui d'une organisation du comptage intelligent dans les mains de l'opérateur de distribution, naturellement enclin à mener les activités liées au comptage sur son réseau, et qui peut choisir de sous-traiter certaines activités liées au comptage intelligent, au gré des opportunités, à des sociétés spécialisées – mais d'autres modèles dans le monde existent,
- D'un point de vue juridique, les multiples solutions utilisées démontrent en réalité que chaque pays doit étudier le meilleur montage en fonction de sa situation de départ, c'est-à-dire à la fois la situation juridique et institutionnelle du pays mais également les problématiques auxquelles il se trouve confronté.
- Il n'y a pas de standard international s'imposant dans ce domaine pour le moment.

3. ETAT DES LIEUX TECHNIQUE ET REGULATOIRE

La présente partie du rapport a vocation à présenter le cœur des éléments techniques et réglementaires qui ont pu être recueillis durant la phase de collecte de données, ainsi que d'en présenter des interprétations faites par le Consultant. Ces éléments non juridiques peuvent en effet avoir des impacts sur les éléments juridiques devant être mis en place pour la filialisation du comptage.

3.1 Aspects fonctionnels

Le document Etude 1_Synthèse - Rapport final produit durant la Composante 1 indique :

"permettre au Gestionnaire des Réseaux de Distribution (GRD) d'améliorer son service à la clientèle, en aidant les consommateurs à mieux comprendre leur consommation d'électricité et partant, à leur offrir des fonctionnalités améliorées leur permettant de contrôler à la fois le niveau et le moment de la consommation. Parallèlement, l'IMA aidera le GRD à mieux gérer la demande future, croissante ; d'électricité tout en étant en position de proposer de nouveaux avantages aux clients."

Etude 1, Page 11.

"Grâce à l'IMA, les consommateurs d'électricité recevront plus d'informations sur leurs habitudes et sur leurs montants de consommation."

Etude 1, Page 12.

"Le déploiement d'une IMA serait d'autant plus intéressant que l'aspect bidirectionnel des compteurs intelligents permettrait de mieux maîtriser la commercialisation de l'électricité, et surtout d'encourager le développement des énergies renouvelables."

"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."

Interprétation du Consultant : Les enjeux principaux sont la Maîtrise de la Demande en Energie (MDE), l'intégration des énergies renouvelables, et la mise en place de flexibilités sur le réseau BT basées sur de l'incitation tarifaire

"L'IMA 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*

Rapport final

-
- *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."*

Etude 1, page 20.

"les compteurs envoient des informations sur l'état du réseau telles que

- *des alarmes d'inviolabilité : détection des branchements frauduleux, détection d'inversion du sens de l'énergie ...*
- *des alarmes de haute tension : protection anti-foudre ..."*

Etude 1, page 21.

"Dans le principe, l'adoption d'une IMA entraîne des fonctionnalités de gestion des actifs incorporels qui soulèvent un certain nombre de problèmes. En effet, les responsables de ces immobilisations incorporelles deviennent de facto, des gestionnaires de méga-données énergétiques et partant, il y a lieu de se s'interroger sur les types de modèles de gestion de ces données avec :

- *La lecture des données du compteur, c'est-à-dire le processus par lequel des données sont enregistrées pour donner suite à une consommation d'énergie électrique,*
- *Le transport de données, c'est-à-dire, le processus par lequel les données sont transférées du compteur vers un support de stockage physique,*
- *La validation des données, c'est-à-dire, le processus dans lequel il est vérifié que les informations de lecture des données sont correctes,*
- *Le stockage et la protection des données ; qui est le processus par lequel la sauvegarde des données sera conservée et sécurisée,*
- *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*
- *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.*
- *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)."*

Etude 1, Page 22.

Le document "ARSEL _ Réponses Dev2E 20211027" indique :

" Le déploiement d'une ICA avec des compteurs électroniques se fait au sein du sous segment de la commercialisation UNIQUEMENT, raison pour laquelle cette partie de la chaîne de valeur a été mise en relief pour en décrire les fonctionnalités comme décrites ci-après :

- 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. "*

Réponses aux questions de l'ARSEL, Page 1.

Interprétation du Consultant : Les fonctions attendues de l'IMA sont :

- **Collecte et Validation, Estimation, Edition (VEE) et stockage des données**
- **Facturation**
- **Téléopération et configuration à distance**
- **Connexion / déconnexion de client**
- **Appui au métier réseau (indicateurs, données d'exploitation, ...)**
- **Détection des PNT**
- **Prépaiement / Post-paiement**
- **Gestion des alarmes**
- **Télédistribution logicielle**
- **Information client et mise à disposition des données à des tiers**

3.2 Aspects techniques

Le document Etude 1_Synthèse - Rapport final indique :

"le déploiement de l'IMA repose sur l'installation de compteurs électroniques (prépayés / intelligents)"

Etude1, page 11.

"Les compteurs électroniques installés vont permettre principalement la lecture / relève à distance (télélecture / télérelève), et servir dans le cas des compteurs intelligents, de passerelles d'échanges d'informations avec le client."

Etude 1, page 11.

"L'IMA [...] permet aux clients de disposer d'informations améliorées sur leur consommation d'électricité et de fonctionnalités améliorées leur permettant de contrôler à la fois le niveau et le moment de la consommation."

Etude 1, page 12.

"Les compteurs électroniques Post-payés (CEL) qui ne permettent AUCUN enregistrement NI analyse des données métrologiques"

Etude 1, page 20.

"Les compteurs électroniques Prépayés (PRE) qui, bien que capables d'identifier de manière précise la consommation d'électricité des clients et de la transmettre par téléphone (GPRS) et/au ou courant porteur de ligne (CPL) au gestionnaire de données de comptage, NE SONT PAS CAPABLES au-delà de la simple consommation globale en kWh, de récupérer et de gérer la masse d'informations et de données privées des clients finals (courbe de charge, microcoupures etc.)."

Etude 1, page 20.

"Les compteurs électroniques prépayés, qui dans le cas du Cameroun ne sont pas bidirectionnels, et possèdent des dispositifs de transmission de certaines données au système d'administration ;"

Etude 1, page 21.

Interprétation du Consultant :

Il y aurait trois types de compteurs électroniques au sein de l'IMA qui permettent de compter en soutirage et en injection :

- **Prépayés**
- **Post payés**
- **Intelligents : Post-paiement uniquement, avec passerelle d'échange d'information**

L'ARSEL indique en complément que tous les compteurs déployés (pré-payés, post-payés ou intelligents) seront communicants et permettront l'enregistrement et de récupérer les données privées des clients finals (courbe de charge, micro-coupures etc.).

Par ailleurs, le Consultant retient que l'architecture technique de la chaîne d'informations sera identique et commune pour le comptage intelligent (décrite par dans les étude de faisabilité) et pour les compteurs pré-payés et post-payés.

"Architecture technique du système : compteur avec transformateurs de courant et interface série, modem et système central.

- *Les compteurs électroniques intègrent le système de mesure, le disjoncteur et les fonctions de communication de Courant Porteur en Lignes (CPL),*
- *Les transformateurs de courant (interfaces série) sont les points de communication entre le système central et les compteurs électroniques. Ils interrogent les compteurs selon une communication Client - Serveur, la communication entre les transformateurs de courant et les compteurs se fait par CPL,*
- *Les modems installés dans les postes de transformation, transfèrent les données collectées au système central à travers un réseau de télécommunication (GSM, ISDN, etc.) par le protocole TCP/IP (réseau public). Connexion réalisée par le réseau GSM grâce à la couverture réseau immédiatement disponible,*

- *Le Système central (AMM) est intégré avec le système d'information existant au sein du GRD : toutes les opérations sont faites automatiquement par interconnexion."*

Etude 1, Page 18

Interprétation du Consultant : N/A

Le document Etude 1_Synthèse - Rapport final indique :

« Dans le contexte camerounais, l'expérience du GRD camerounais fait explicitement le choix technologique de ne pas utiliser de concentrateurs dans l'exploitation des compteurs intelligents. L'accent est plutôt résolument mis sur l'utilisation de compteurs d'énergie avec transformateurs de courant et interface série qui remplissent également la fonction de concentrateurs CPL/GPRS pour la totalité des compteurs évolués qui sont installés en aval des transformateurs HTA/BT des postes de distribution publique.

Ce choix technologique est à souligner pour ses conséquences concrètes sur les investissements en matière de télécommunications destinés à accompagner le déploiement des compteurs de l'ICA camerounaise. En d'autres termes, cela signifie que les investissements de développement des réseaux de télécommunications ne sont pas du ressort du secteur électrique et donc du GRD, mais sont plutôt effectués par les opérateurs de télécommunications locaux. »

Etude 1, Page 83

Le document "ARSEL _ Réponses Dev2E 20211027" indique :

« La dichotomie que nous proposons n'est donc pas basée sur une distinction entre activités techniques et activités commerciales, mais plutôt entre immobilisations corporelles et incorporelles. Et cela en tenant compte des développements qui découlent des Études 2 & 3 qui permettent d'énoncer qu'il n'y a pas de justification technico-économique et financière à créer des FSCs basées sur la réalité des immobilisations incorporelles, du fait des choix technologiques opérés par le GRD pour le déploiement de l'ICA à l'horizon 2031.

Les choix technologiques faits par le GRD et qui sont en cours actuellement reposent sur le fait que les investissements de développement des réseaux de télécommunications sont effectués et à la charge des opérateurs de télécommunications locaux. »

Réponses aux questions de l'ARSEL, Page 3.

Interprétation du Consultant : La communication entre le matériel installé au niveau du poste HTA/BT et le système d'information central (actif immatériel) passe par le réseau d'un opérateur de télécommunications tiers.

Point ouvert : Le lien entre le fait de ne pas utiliser de concentrateur et le fait que les investissements sur le réseau de télécommunications soient du ressort de l'opérateur de télécommunications est à expliciter.

Le document "ARSEL _ Réponses Dev2E 20211027" indique :

« en tenant compte des développements qui découlent des Études 2 & 3 qui permettent d'énoncer qu'il n'y a pas de justification technico-économique et financière à créer des FSCs basées sur la réalité des immobilisations incorporelles, du fait des choix technologiques opérés par le GRD pour le déploiement de l'ICA à l'horizon 2031. »

Réponses aux questions de l'ARSEL, Page 3.

Interprétation du Consultant : N/A

Point ouvert : Quels sont les choix technologiques opérés par le GRD ?

3.3 Aspects organisationnels

Le document Etude 1_Synthèse - Rapport final indique :

"Le projet de comptage évolué [...] concerne exclusivement la clientèle Basse Tension (BT) avec une répartition des compteurs selon que l'intensité est inférieure ou égale à cinq (5) ampères, ou supérieure à cette valeur."

Etude 1, Page 12

Cette affirmation a été contredite ultérieurement par l'ARSEL qui a confirmé que le projet de comptage évolué concerne également la moyenne tension.

Conclusion du Consultant : Le périmètre des FSC ne concerne que la BT et la MT.

"l'objectif de déploiement est fixé à 3 682 092 unités exclusivement électroniques sur le parc du territoire sous concession à l'horizon 2031."

Etude 1, Page 12

Interprétation du Consultant : Le volume est de 3 682 092 compteurs électroniques à déployer d'ici 2031.

"Pour être en mesure d'assurer un Suivi-Évaluation aussi bien

- de la qualité de la pose des compteurs évolués [...]*
- que de la performance du système de comptage évolué, avec :*

Le taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le FSC,

Le nombre de points de livraisons équipés d'un compteur évolué

Le délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans le système d'information

Le taux de transmission quotidienne des données de consommation au FSC

Le nombre de réclamations des clients finals liées aux données de consommation."

Etude 1, Page 13

Interprétation du Consultant : N/A

Point ouvert : Peu d'information disponible sur le niveau de performance du réseau téléphonique au Cameroun. Or, le niveau de performance d'une IMA est dépendant de celui du réseau téléphonique si le choix est fait de passer par celui-ci dans le cadre du WAN (Wide Area Network). Ces informations sont indispensables pour définir les niveaux de services (Service Level Agreement), par conséquent il n'est pas possible dans l'immédiat de les décrire dans les textes normatifs concernés.

"L'IMA englobe deux (2) types d'actifs :

- 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;
- 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." Page 21

"Il ne nous apparaît donc pas utile de recommander la création ex nihilo d'entités nouvelles (FSCs) basées sur les actifs incorporels parce que cela reviendrait à rajouter sans justification économique-financière des charges qui viendraient in fine, renchérir les tarifs."

Etude 1, Page 22

Interprétation du Consultant : Les FSC ne gèrent ni le système d'information central (actifs incorporels) ni le réseau télécom utilisé dans le cadre de l'IMA.

Par ailleurs, l'ARSEL a pu confirmer au Consultant que le GRD sera :

- en charge du système d'information central ;
- contractualisera avec l'opérateur téléphonique ;
- s'assurera que les compteurs qui vont être posés sont compatibles (interopérabilité) avec le système d'information central.

"Dans le cas des immobilisations corporelles, la séparation fonctionnelle du segment de la commercialisation va déboucher sur des recommandations justifiées de création d'entités avec différents objets sociaux :

- « Fonction » Approvisionnement (opération logistique qui a pour but de commander et fournir les compteurs afin d'assurer le bon développement de la distribution et de la commercialisation de l'électricité produite)
- « Fonction » Services physiques (stockage des compteurs, respect des normes, étalonnage, pose, entretien, contrôle, relève, coupure d'électricité, dépôt ...)
- « Fonction » Activité de Recyclage (Dans le cadre de la transition engagée pour remplacer tous les compteurs électromécaniques par des compteurs électroniques, il faut envisager : le dépôt des compteurs, le ramassage, le stockage, le démantèlement, ...)"

Etude 1, Page 24

"La propriété des biens concédés est attachée à la qualité d'autorité organisatrice de la distribution de l'électricité qui incombe à l'État ; Il s'agit de biens de retour.

Les installations de comptage sont des biens Concédés et des Biens de retour de la Concession de distribution publique de l'électricité."

Etude 1, Page 28

Interprétation du Consultant :

- **Les FSC vont acheter les compteurs, les stocker, les poser, les maintenir, relever ceux qui ne sont pas communicants, faire les contrôles métrologiques, et assurer le recyclage des compteurs déposés.**
- **L'Etat conserve néanmoins le droit de propriété sur les compteurs.**

"Observation n°1 :

Pour déterminer la propriété de la base de données qui sera issue des informations collectées et traitées via le compteur prépayé/intelligent, on peut donc suggérer que celle-ci soit régie directement par la convention qui sera passée entre les acteurs (GRD, FSC), co-responsables de traitement.

Observation n°2 :

Les deux cas d'acquisition de la propriété de la base de données que nous avons évoqués, par spécification et par mélange, sont supplétifs de volonté.

En effet, l'on peut y déroger contractuellement. Il faudra alors saisir cette occasion pour introduire dans cet accord une clause prévoyant l'aménagement de la propriété des bases de données afin de clarifier la situation et d'anticiper les risques en matière de propriété.

Observation n°3 :

Définir contractuellement le rôle de chaque acteur dans la constitution de la base de données sera indispensable pour réussir le déploiement des compteurs prépayés/intelligents.

Observation n°4 :

La question de l'utilisation et de la protection des données est un enjeu majeur en raison de l'augmentation exponentielle de ces données et de leur accessibilité à une multitude d'acteurs (Gestionnaire de Réseaux de Distribution, Fournisseurs de Service de Comptage, Bailleurs de fonds, ...)

Il est important que le consentement explicite de l'utilisateur soit obtenu si les acteurs souhaitent transmettre les données à des tiers et ce, à des fins commerciales par exemple."

Etude 1, Page 32

Interprétation du Consultant :

- **La base de données ne fait pas partie du périmètre du FSC**

Points ouverts :

- **Quel est le périmètre de cette base de données sachant qu'une partie des compteurs ne sont pas communicants ? Cette question reste pour le moment en suspens.**

Le document "ARSEL _ Réponses Dev2E 20211027" indique :

" IL NE REVIENT PAS AUX FSCs de s'occuper de la stratégie de déploiement des compteurs dans le cadre de l'ICA, cela reste une prérogative du GRD pour garantir l'équilibre Offre - Demande en statique et en dynamique. "

Réponses aux questions de l'ARSEL, Page 4

Interprétation du Consultant :

- **Le GRD est responsable de la stratégie de déploiement**
- **Le FSC est en charge de l'exécution du déploiement selon la stratégie retenue.**

3.4 Aspects réglementaires

La propriété des actifs

Le document Etude 1_Synthèse - Rapport final indique :

« Les Installations de Distribution utilisées par le Concessionnaire dans le cadre de la concession des activités de Distribution et de Vente d'électricité Basse Tension, qui seront comprises dans l'Inventaire de Distribution, y compris toutes les nouvelles Installations de Distribution, constituent des Biens Concédés mis à la disposition du Concessionnaire par l'État. »

Etude 1, Page 26.

« (i) Le dispositif de comptage y compris l'appareillage/compteur fait partie des Installations de Distribution,

(ii) Les Installations de Distribution sont des biens concédés,

(iii) Les biens concédés sont mis à la disposition du Concessionnaire par l'État (le Concédant),

(iv) Les biens concédés ne sont pas la propriété du Concessionnaire

(v) Le dispositif de comptage est donc la propriété de l'État, même s'il est fourni par le Concessionnaire »

Etude 1, Page 27

Interprétation :

- **L'Etat est propriétaire des compteurs, ENEO en étant le concessionnaire.**
- **Ceci ne sera pas remis en question : l'Etat restera propriétaire des dispositifs de comptage.**

Le périmètre d'activité

Le document Etude 1_Synthèse - Rapport final indique :

« Dans le cas des immobilisations corporelles, la séparation fonctionnelle du segment de la commercialisation va déboucher sur des recommandations justifiées de création d'entités avec différents objets sociaux :

- *Fonction Approvisionnement (opération logistique qui a pour but de commander et fournir les compteurs afin d'assurer le bon développement de la distribution et de la commercialisation de l'électricité produite) ;*
- *Fonction Services physiques (stockage des compteurs, respect des normes, étalonnage, pose, entretien, contrôle, relève, coupure d'électricité, dépôt ...) ;*
- *Fonction Activité de Recyclage (Dans le cadre de la transition engagée pour remplacer tous les compteurs électromécaniques par des compteurs électroniques, il faut envisager : le dépôt des compteurs, le ramassage, le stockage, le démantèlement, ...) »*

Etude 1, Pages 23 & 24

Interprétation :

Les activités ici énumérées sont des activités « techniques », traditionnellement placées dans le périmètre du distributeur (et non du fournisseur) parce que relevant d'un monopole naturel.

Pour rappel :

- Au sens économique, on parle de monopole naturel quand les coûts moyens d'une entreprise sont décroissants en fonction de son niveau d'activité. C'est indéniablement le cas du déploiement des compteurs. Par ailleurs, dans l'hypothèse d'un marché complètement dérégulé dans lequel le client peut choisir son fournisseur (et non son distributeur) on imagine mal qu'il puisse être amené à changer son dispositif de comptage.
- Pour ces raisons, à l'exception notable du Royaume-Uni, dans tous les pays du monde, le comptage relève du périmètre de la distribution.

Il est surprenant de constater que, dans un document produit dans le Cadre de la Composante 1, il est placé dans le périmètre de la fourniture :

« Au plan conceptuel (technico-économique), le segment de la Distribution peut être dissocié de celui de la commercialisation de l'électricité, et c'est sur cette base qu'il est possible d'arriver à des développements sur des FSCs qui seraient créés ex nihilo au sein du segment de la commercialisation. Cela suppose bien entendu une libéralisation du dit segment pour permettre la création d'entités nouvelles qui pourraient être mises en concurrence dans la mesure où le segment de la commercialisation ne présente pas de caractéristiques de monopole naturel.

La situation énoncée ci-dessus N'EST PAS CELLE QUI PRÉVAUT ACTUELLEMENT, puisque juridiquement (suivant la Loi et les décrets connexes), les segments de la Distribution ET de la Vente d'électricité sont actuellement concédés à ENEO par un contrat de concession.

Le déploiement d'une ICA avec des compteurs électroniques se fait au sein du sous segment de la commercialisation UNIQUEMENT,... »

Réponses aux questions de l'ARSEL, Page 1

Le document se poursuit comme suit :

« ... raison pour laquelle cette partie de la chaîne de valeur a été mise en relief pour en décrire les fonctionnalités comme décrites ci-après :

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. »

Réponses aux questions de l'ARSEL, Page 1

Interprétation :

En rapprochant ce texte de la description des activités décrite dans le rapport de synthèse (Pages 23 et 24, citées plus haut), et tel que confirmé par l'ARSEL, les fonctions « Service à la clientèle » et « Administrative », c'est-à-dire celles qui relèvent du périmètre du fournisseur (et non du distributeur) ne sont pas transférées aux FSC.

Remarque : Ce partage nécessite que soient clarifiées les responsabilités dans les activités qui se situent à l'interface des deux acteurs (FSC et fournisseur), c'est-à-dire :

- la relève des compteurs en post-paiement
- le chargement des compteurs en prépaiement.

Le modèle de régulation

Toujours dans le document de réponse aux questions de l'ARSEL, il est précisé :

« Une autre remarque fondamentale concerne la question de la concurrence qui doit être appréhendée comme une compétition entre des entités de droit privé ! IL NE REVIENT PAS AUX FSCs de s'occuper de la stratégie de déploiement des compteurs dans le cadre de l'ICA, cela reste une prérogative du GRD pour garantir l'équilibre Offre – Demande en statique et en dynamique. »

Réponses aux questions de l'ARSEL, Page 4

Interprétation :

On revient ici à la notion de monopole naturel : l'introduction de la concurrence sur une activité de monopole naturel ne peut se faire qu'en amont, notamment par un système d'appel d'offres.

L'hypothèse confirmée par l'ARSEL est que la sélection des FSC (hormis le cas de la filiale à 100% d'ENE0) se fera par appel d'offres pour une période déterminée et un périmètre défini. L'idée est de diviser le territoire en deux zones géographiques économiquement viables.

Concernant la procédure du choix du fournisseur, l'ARSEL a confirmé au Consultant que celle-ci serait menée par le GRD.

Le Consultant avait identifié les points ouverts suivants :

1) Si un tel mécanisme d'appel d'offres est retenu, ses modalités devront être précisées ultérieurement :

- durée du contrat ;
- critères de la sélection (dossier d'appel d'offres)
- contrat type à utiliser
- ...

2) Si le FSC n'est pas responsable de la stratégie de déploiement, en quoi la création d'une telle entité est-elle de nature à favoriser le déploiement ?

- quels mécanismes incitatifs ?
- quel arbitrage ?

Plus loin dans le même document, il est écrit :

« Il n'y a pas de « rémunération » des FSCs, ce sont des entreprises qui vendent leurs services / biens et à ce titre sont soumises au droit commercial. Il n'est absolument pas question de « tarifs régulés » ici mais plutôt de « prix de marché » qui reflètent les coûts totaux d'acquisition des compteurs et/ou le coût du service fourni par les FSCs au GRD. Le GRD aura l'obligation de communiquer à l'ARSEL tous les coûts en question si il veut les faire intégrer dans son RMA. »

Réponses aux questions de l'ARSEL, Page 6

3) Au-delà des mots, le mécanisme de fixation du revenu des FSCs reste à clarifier :

- est-il fixé par la concurrence ou par un contrôle des coûts ?
- selon quels critères le prix / tarif peut-il évoluer ?
- en cas d'évolution des conditions économiques, qui porte le risque ? le FSC ? le GRD ? le client final ?

Après discussion avec les représentants de l'ARSEL, d'une part, et du MINEE, d'autre part, **deux solutions sont envisageables.**

a) Une filiale détenue à 100% par le GRD mais régulée de façon indépendante

Dans ce cas, il n'y a pas de mise en concurrence. Les activités confiées au FSC sont sorties du périmètre d'ENEO. La rémunération du FSC est fixée par un tarif régulé pouvant comporter des mécanismes incitatifs. Cette rémunération est couverte par le tarif de vente d'ENEO. Elle est reversée par ENEO au FSC, au même titre que le péage transport est reversé à SONATREL. Les actifs en propriété de l'Etat restent dans le périmètre de concession d'ENEO mais font l'objet d'une subdélégation, de façon à permettre la rémunération du FSC sur une Base d'Actifs Régulés (BAR).

b) Une joint-venture entre le GRD et une (ou plusieurs) autre(s) société(s) choisie(s) par appel d'offres

Le (ou les) partenaire(s) entrant dans la joint-venture sont sélectionnés par appel d'offres. Cet appel d'offres est passé par ENEO, qui en fixe les modalités dans son dossier d'AO. La rémunération du FSC est fixée par contrat entre ENEO et le FSC qui est son prestataire. Les mécanismes incitatifs ne peuvent s'appliquer qu'à ENEO, charge à lui de les répercuter sur son fournisseur en s'appuyant sur des clauses contractuelles. La rémunération du FSC constitue un coût pour le distributeur, couvert par le tarif de distribution. Elle peut faire l'objet d'un contrôle de la part de Régulateur. Le FSC ne jouit d'aucun actif en propriété de l'Etat.

Dans un double souci de simplicité et de cohérence, le consultant considèrera :

- que le FSC en charge de l'approvisionnement et des stocks sera une filiale détenue à 100% par ENEO ;
- qu'une procédure d'appels d'offres permettra de recruter deux partenaires (ou groupement de partenaires) entrant dans deux joint-ventures qui assureront les services physiques sur deux zones géographiques distinctes.

4. ETAT DES LIEUX JURIDIQUE ET EXPOSE DES SOLUTIONS PROPOSEES

L'opération envisagée nécessite, d'un point de vue juridique :

- De tenir compte du contexte juridique dans lequel la **transformation technique de la solution de comptage** va intervenir ;
- De tenir compte du cadre concessif de l'activité pour en tenir compte **la délégation de l'activité de comptage** ;
- D'introduire la **régulation incitative** souhaitée des acteurs du comptage ;
- De définir les conditions dans lesquelles doit se réaliser **la mise en place de la filiale**.

Pour chacune de ces opérations, le présent rapport vise à :

- faire l'exposé des éléments du cadre juridique en vigueur absolument déterminant pour l'opération envisagée,
- tirer les enseignements sur les modifications nécessaires des textes pour permettre la filialisation du comptage, tel qu'envisagé par l'ARSEL,
- présenter l'objet et l'effet de chacune des principales dispositions devant être modifiées ou créées (*term-sheet*) pour réaliser l'opération de filialisation avec les caractéristiques envisagées

4.1 Faire évoluer juridiquement la solution technique de comptage

La mise en place d'une solution de comptage avancé suppose inévitablement la remise en cause de la définition même de la notion de comptage.

En effet, initialement, le comptage désigne une simple opération de mesure réalisée par un dispositif isolé, situé au point de livraison. Dans le contexte du comptage avancé, le comptage acquiert des fonctionnalités complémentaires (mise à disposition d'informations, communication d'informations, etc.) et nécessite de nouveaux équipements (infrastructure télécom en particulier).

Compte tenu de ces évolutions, il est donc nécessaire de prendre en compte :

- les textes en vigueur qui définissent les caractéristiques du comptage que la mise en œuvre du comptage avancé est susceptible de nécessiter l'évolution.
- les domaines du droit pour lesquels la solution actuelle de comptage ne pose pas de difficulté, mais dont il faudra assurer le respect par la solution de comptage avancé à mettre en place, le cas échéant en faisant évoluer ces normes juridiques, à savoir :
 - o La protection des consommateurs ;
 - o Le développement d'une infrastructure télécom nécessaire au comptage.

4.1.1. La définition du comptage

a) Etat des lieux

Le cadre légal apporté par la loi N°2011/022 du 14 décembre 2011 ne donne de définition ni fonctionnelle ni matérielle du comptage. Aucun élément du cadre réglementaire sectoriel porté à notre connaissance ne donne davantage d'élément en ce sens.

En revanche, le Cahier des Charges du Contrat Cadre de Concession et de Licence du 18 juillet 2001 précise que le dispositif de comptage ou encore système de comptage pour être en conformité avec les dispositions de l'article 1^{er} du Cahier des Charges du Contrat Cadre de Concession et de Licence du 18 juillet 2001, comprend, notamment, les appareils suivants :

- un compteur d'énergie active et un disjoncteur ou jeu de fusibles calibrés et plombés limitant la puissance mise à la disposition de l'Usager ;
- des horloges pour certains types de tarifications ;
- éventuellement pour les Usagers dont la puissance est supérieure ou égale à 10 kVA :
 - o des compteurs d'énergie active, réactive et apparente ;
 - o des indicateurs ou enregistreurs de puissance active, réactive, ou apparente et leurs accessoires (horloges ou relais, etc.).

Par ailleurs, il existe une loi 2004/002 du 21 avril 2004 et une réglementation en matière de métrologie (c'est-à-dire en matière de conditions, solutions techniques, modalités, précision de la mesure). Un décret n°85-1405 du 10 octobre 1985 fixe ainsi les modalités de contrôle des instruments de mesure.

Cette loi et ce décret règlementent les modalités de fabrication, d'importation et de réparation des instruments de mesure, l'approbation et le dépôt de modèles des instruments de mesure, et les modalités de vérification et de surveillance des instruments de mesure.

Par contre, aucun texte porté à la connaissance du Consultant ne définit d'exigence propre à la métrologie des compteurs électriques, concernant notamment la consistance technique et la précision des mesures.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

L'état des lieux technique du projet fait apparaître que l'émergence du comptage avancé occasionne une **redéfinition complète de la notion de comptage**.

Cette redéfinition intervient :

- tant au niveau **fonctionnel**, c'est-à-dire concernant les fonctionnalités assurées par le comptage ;
- qu'au niveau **matériel** (c'est-à-dire concernant la consistance des équipements de comptage, mais aussi l'interopérabilité de ces équipements entre eux et avec les équipements d'acteurs tiers comme les acteurs du domaine des télécoms).

Compte tenu de l'absence de définition législative actuellement en vigueur du comptage, aucune **évolution législative n'est nécessaire pour tenir compte de cette évolution**.

En revanche, au regard de ce que le comptage fait l'objet d'une définition dans le cahier des charges de concession en vigueur, il sera nécessaire de le modifier pour tenir compte de cette évolution.

En outre, cette modification du cahier des charges de concession ne devrait pas résulter d'un simple avenant. En effet, l'adoption d'un cadre spécifique au développement du comptage avancé, avec mise en place de FDCs **s'inscrit dans une logique de réorganisation sectorielle qui dépasse donc les relations entre l'État et son concessionnaire ENEO.**

Autrement dit, les fonctionnalités du comptage et la consistance matérielle de la chaîne de comptage, qui définissent l'économie générale des activités des différents FDCs, ne régit pas les seules relations du distributeur et de son concédant. Elles prennent part à la définition d'un cadre d'ensemble.

Dans cette perspective, il serait nécessaire que les fonctionnalités et la consistance matérielle de la chaîne de comptage soient définies par la voie d'un acte administratif unilatéral et non plus uniquement par la voie du contrat de concession.

Au regard de la répartition des pouvoirs, le comptage devrait ainsi être défini dans le règlement de mise en œuvre mentionné précédemment.

Par ailleurs, il est à noter que la généralisation du comptage avancé ne devrait pas nécessiter de révision des textes mentionnés ci-dessus en matière de métrologie. En effet, ces textes continueront de s'appliquer pour garantir que la mesure d'énergie comptée réponde aux standards en vigueur en la matière. Le comptage, avancé ou non, entre dans le champ d'application de ces dispositions. Ainsi, le comptage avancé devra respecter les règles en vigueur en matière de métrologie pour être mis en œuvre.

Finalement, il convient de remarquer que le nouveau cadre en vigueur ne devrait pas porter atteinte à la situation des branchements disposant d'un compteur électromécanique. Une disposition devra donc maintenir le cadre antérieur le temps de la résorption complète de ces anciens compteurs.

4.1.2. La protection du consommateur : les données personnelles

La protection du consommateur demande de se pencher successivement sur les règles encadrant l'utilisation de ses données personnelles et sur les règles relatives à son utilisation de services en ligne.

a) Etat des lieux

Comme indiqué par l'étude 1 produite durant la Composante 1, la mise en place d'une technologie de comptage avancé va nécessairement générer ce qu'il est convenu d'appeler des « données personnelles ». Ces données concernent toute information se rapportant à une personne physique identifiée ou identifiable.

Il se déduit sur ce point du rapport d'étude 1 qu'il n'existe à ce jour au Cameroun aucune norme juridique réglementant l'usage des données personnelles.

Selon l'étude 1, il existe en revanche une Convention de l'Union africaine relative à la cybersécurité et à la protection des données à caractère personnel, dite « Convention de Malabo », en date du 27 juin 2014 (Etude 1, §3.a.ii, p. 29). Toutefois, l'étude 1 ne précise ni le régime associé à cette convention, ni les conditions de son opposabilité en droit interne camerounais.

Sur cette base, le Consultant RTE international considèrera, en cohérence avec l'étude 1, que le Cameroun ne possède pas de cadre réglementant les données personnelles suffisant.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

Il faut distinguer deux catégories de données personnelles générées par le développement du comptage avancé.

- D'une part, des données de facturation, qui ne se différencient pas de celles déjà existantes dans le cadre en vigueur,
- D'autre part des données relatives à la « courbe de charge » des points de livraison. Ces données permettent à l'opérateur qui en a la maîtrise de connaître quand et à quelle puissance consomme le consommateur. Cette deuxième catégorie de données personnelles requiert certainement d'apporter une protection spécifique aux consommateurs.

Il n'est certainement pas approprié de procéder à la création d'un cadre général de protection des données personnelles en droit camerounais à l'occasion du déploiement d'un cadre approprié au développement du comptage avancé.

Une disposition sectorielle pourrait toutefois être apportée dans la loi ou le règlement pour protéger les données personnelles, consistant à soumettre l'utilisation des données personnelles recueillies par l'opérateur en charge des données de comptage à l'accord du consommateur, lorsque l'utilisation des données intervient pour d'autres causes que celles nécessaires à la gestion du réseau.

La loi pourrait ainsi prévoir en substance la disposition suivante :

« L'utilisation des données personnelles recueillies par l'opérateur en charge des données de comptage est soumise à l'accord de l'utilisateur, lorsque l'utilisation des données intervient pour d'autres causes que celles nécessaires à la gestion du réseau ».

Les modalités d'accord du consommateur pourront faire l'objet de précisions par décret. En substance, le règlement pourrait ainsi disposer qu :

« Le GRD met à disposition une information claire sur les modalités d'opposition à l'utilisation d'information recueillie pour d'autres fins que la gestion du réseau.

Le consommateur dispose d'un droit de s'opposer à l'utilisation de ses données personnelles.

Le consommateur peut exercer ce droit à tout moment »t

4.1.3. La protection du consommateur à l'occasion de ses échanges électroniques

a) Etat des lieux

Il existe un encadrement normatif du commerce électronique résultant d'une loi N°2010/021 du 21 décembre 2010 et d'un décret N°2011/1521 du 15 juin 2011 qui en fixe les modalités d'application. En fonction des fonctionnalités retenues pour le comptage avancé, celui-ci

pourrait tomber dans le champ d'application de ces règles au vu de l'article 2 du décret du 15 juin 2011, qui dispose que :

« Entre également dans le champ du commerce électronique, les services tels que ceux consistant à fournir des informations en ligne, qu'elles soient rémunérées ou non, des communications commerciales, des outils de recherche, d'accès et de récupération de données, d'accès à un réseau de communication ou d'hébergement d'informations, même s'ils ne sont pas rémunérés par ceux qui les reçoivent ».

(Article 2 du décret N° 2011/1521)

Toutefois, les règles ainsi mises en place concernent substantiellement les activités de commerce électronique proprement dites, et non les fonctionnalités qui pourraient être mises en place dans le cadre du développement du comptage avancé (comme par exemple l'affichage déporté ou sur internet du suivi de la consommation, tel qu'évoqué par le rapport d'étude 1).

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

Les dispositions actuellement en vigueur en la matière semblent suffisantes pour protéger les consommateurs dans ces transactions, et n'appellent pas de l'avis du Consultant de nécessité de modification.

4.1.4. Le développement d'une infrastructure télécom nécessaire au comptage

a) Etat des lieux

Le Consultant retient de ses échanges avec l'ARSEL que le réseau de télécommunication camerounais est organisé sous un régime de monopole légal.

Par ailleurs, il est à noter que l'article 4 de la loi N°2011/022 du 14 décembre 2011 dispose que :

« Sont exclus du champ d'application de la présente loi, les installations destinées à la distribution des signaux, les installations relevant de la sécurité de l'Etat et les équipements réalisés dans le cadre de la recherche dans le domaine énergétique. »

(Article 4 de la loi N° 2011/022)

Il semble donc exclu que le réseau de distribution puisse comporter des équipements dédiés au transport d'informations, même à l'occasion de missions rattachables à la distribution électrique telles que le comptage. En revanche, au regard de la définition matérielle et non fonctionnelle des installations exclues du périmètre de la distribution, il n'est pas inenvisageable que les opérateurs électriques recourent à leur propre réseau pour transporter des signaux en CPL.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

La solution décrite pour la réalisation du comptage intelligent s'appuie sur des échanges d'information réalisés en CPL entre les compteurs et des équipements situés dans les postes HTA/BT.

Comme indiqué ci-dessus, l'adoption d'une interprétation matérielle et non fonctionnelle du périmètre du monopole en matière de télécoms semble autoriser le gestionnaire de réseau de distribution (ou les FDCs) à recourir aux CPL pour la transmission d'informations entre les compteurs et les postes HTA/BT.

Toutefois, pour assurer une sécurité juridique satisfaisante au cadre déployé, une disposition légale pourrait prévoir explicitement la compétence du gestionnaire de réseau de distribution (ou les FDCs) pour réaliser de tels échanges d'information par CPL.

Au regard du principe selon lequel la règle spéciale déroge à la règle générale, une telle disposition légale serait suffisante pour garantir le droit du GRD (ou des FDCs) de transmettre des informations en CPL.

En fonction des nécessités techniques de la chaîne de transmission retenue et décrite réglementairement comme indiqué précédemment (cf. §4.1.1), une disposition réglementaire adoptée sur habilitation législative pourrait préciser les limites précises de l'exception ainsi aménagée au périmètre du monopole des télécoms (par exemple s'il est nécessaire que le gestionnaire de réseau soit propriétaire d'un modem situé dans le poste HTA/BT).

Ainsi la loi pourrait en substance disposer que :

« la transmission des signaux par courant porteur ligne en vue de réaliser le comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs fait partie des missions de distribution. »

Le règlement pourrait en substance préciser que :

« L'accès au réseau de téléphonie est contractualisé par l'opérateur en charge de l'exploitation des équipements de comptage auprès des opérateurs compétents en matière de télécoms.

L'opérateur compétent en matière de télécoms place son modem au sein du poste HTA/BT du distributeur.

L'opérateur compétent en matière de télécoms peut accéder à ses équipements au sein du poste HTA/BT dans des conditions de sécurité des personnes définies par le distributeur en conformité avec les règles en vigueur, et contractualisées par le distributeur, l'opérateur en charge de l'exploitation des équipements de comptage et l'opérateur compétent en matière de télécom. »

Il est à noter qu'une organisation telle, qui reposerait sur une disposition légale, garantit un standard élevé de sécurité juridique, mais n'est pas pour autant obligatoire au regard de ce que, au vu de la discussion ci-dessus, l'interprétation des dispositions légales en vigueur ne devrait pas s'opposer à la possibilité de déploiement du comptage avancé.

4.2 Evolution des conditions de délégation de l'activité de comptage

Actuellement, le comptage est intégré aux missions du distributeur. Celui-ci exerce sa mission dans le cadre d'un contrat de concession.

A la cible, une partie de l'activité est déléguée à un ou plusieurs autres acteurs. Cela passe donc par de nouvelles concessions et une modification du contrat de concession en cours.

A ce stade, il est possible de noter que :

- L'opération cible nécessite de modifier le contrat de concession de distribution en cours (par avenant) si son déploiement est programmé avant le terme du contrat de concession en cours (juillet 2031),
- L'opération cible pourrait être mise en place sans modification du contrat en cours au moment où le contrat arrivera à son terme (et qu'une nouvelle procédure de passation sera mise en place par l'autorité compétente pour le renouvellement de la concession. Cela impliquerait de repousser à cette date la mise en place de la filialisation, mais d'anticiper tout de même l'opération pour que les documents d'appels d'offre et le modèle de contrat soient prêts pour la date clé.

4.2.1. La notion légale et contractuelle de distribution

4.2.1.1. La mission de distribution

a) Etat des lieux

L'activité de distribution de l'électricité est aujourd'hui définie et encadrée par plusieurs textes qu'il convient de prendre en compte pour comprendre précisément son contenu.

La loi N° 2011/022 du 14 décembre 2011 *régissant le secteur de l'électricité au Cameroun* définit dans son article 5 plusieurs notions d'importance :

« 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.

(Article 5 de la loi N° 2011/022)

« Distribution : établissement et exploitation des réseaux électriques de moyenne et de basse tension en vue de la vente de l'énergie au public ».

(Article 5 de la loi N° 2011/022)

A l'aune de ces définitions, on constate que l'activité de distribution :

- Applique la séparation classique entre les activités de transport et de distribution en se basant sur le niveau de tension du réseau : à ce titre la distribution concerne la moyenne et la basse tension ;
- S'ajoute les notions de « vente » et de « fourniture aux usagers » détenues également par le distributeur.

L'article 28 de la loi confirme que la distribution inclut la fourniture aux usagers :

Rapport final

« 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 ».

(Article 28 de la loi N° 2011/022)

La notion de « distribution » choisie au sein du contrat cadre de concession diffère de la définition légale. Elle est complétée par la notion « d'Installations de Distribution ». Ces notions sont ainsi définies :

"Distribution" désigne toute exploitation de réseaux électriques de Moyenne Tension et de Basse Tension destinés à fournir l'énergie électrique depuis les points d'alimentation du réseau de distribution jusqu'aux Usagers et en vue de la vente d'électricité à ceux-ci; ce réseau comprend les postes, les lignes et les autres composants électriques relatifs à l'électricité Moyenne Tension et l'électricité Basse Tension et dont la fonction est la fourniture de l'énergie électrique dans le Périmètre de Distribution ».

"Installations de Distribution" désigne tout actif que la SONEL affectera à la réalisation d'activités de Distribution et spécifiquement adapté à ce type d'activités, à l'exception des actifs déclassés ; les Installations de Distribution constituent des Biens Concédés.

Article 1, Contrat cadre de concession et de licence de Sonel du 18 juillet 2001.

A l'aune de ces définitions, il apparaît clairement que l'activité de distribution, définit notamment comme le réseau MT ou BT allant des points d'alimentation du réseau jusqu'aux usagers et en vue de la vente d'électricité à ceux-ci comprend donc naturellement le compteur installé chez l'utilisateur ainsi que le système de comptage qui va avec. De même, ledit compteur étant un actif « spécialement adapté » (il lui est dédié et conçu uniquement dans l'intérêt de la réalisation de l'activité de distribution et de vente) est à l'évidence un élément de l'Installation de distribution.

Il est à noter qu'au titre des articles 4 et 6 du Contrat de concession à la SONEL du 28 août 2001, le concessionnaire est également en charge de la réalisation des nouveaux branchements au réseau. Cet élément est de nature à donner, implicitement, la responsabilité de la pose des comptages des nouveaux utilisateurs.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

D'abord, il serait souhaitable que la loi consacre l'évolution de la solution de comptage pour déployer le comptage avancé. En substance, la loi pourrait ainsi disposer que :

Le gestionnaire de réseau de distribution déploie uniquement des solutions de comptage avancé sur le réseau dont il a la concession.

Ce préalable étant posé, deux points fondamentaux doivent être faits concernant la définition de la distribution en vue de l'opération envisagée.

D'une part, le Consultant déduit de la répartition des responsabilités entre les acteurs décidée par l'ARSEL que le distributeur conserve à l'issue de l'opération les missions fondamentales en matière de comptage des énergies.

En effet, le gestionnaire de réseau de distribution :

- Continue d'être à l'initiative de la stratégie de déploiement des compteurs ;
- Reste délégataire des prérogatives du propriétaire sur les équipements de comptage ;
- Confie l'approvisionnement des compteurs à l'une de ses filiales.

Dans ces conditions, le Consultant préconise que la mission du comptage soit intégralement maintenue parmi les missions du distributeur.

Ceci comporte d'ailleurs l'avantage de minorer l'impact sur les dispositions juridiques en vigueur. Ainsi, les dispositions et stipulations énumérées ci-dessus ne devraient pas être modifiées par l'opération envisagée.

Une disposition légale comme la suivante pourrait seulement prévoir que :

Le comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs du réseau de distribution fait partie des missions de distribution.

Il est à noter que cette préconisation emporte des conséquences importantes sur les normes juridiques à créer qui seront détaillées ci-dessous.

D'autre part, il est important de souligner que les missions dont la filialisation est envisagée (« approvisionnement », « services physiques », et « recyclage ») relèvent toutes de la distribution ainsi définie.

Ainsi, même en moyenne tension où le distributeur n'est pas en charge de la vente, et où des fournisseurs font l'objet de licences accordées par l'État, les missions dont la filialisation est envisagée relève intégralement du périmètre de la distribution, de sorte que le cadre légal et réglementaire applicable aux fournisseurs ne requiert aucune modification.

4.2.1.2. Périmètre physique de la distribution

a) Etat des lieux

La distribution des signaux est explicitement exclue par la loi N°2011/022. Son article 4 dispose en effet que :

« Sont exclus du champ d'application de la présente loi, les installations destinées à la distribution des signaux, les installations relevant de la sécurité de l'Etat et les équipements réalisés dans le cadre de la recherche dans le domaine énergétique. »

D'emblée, il convient de rappeler que l'installation d'un système de comptage « intelligent » comporte un équipement apte à transmettre et/ou recevoir des signaux. Ainsi, il doit être relevé que cet aspect n'est pas encadré par la loi N°2011/022, et qu'il est même exclu explicitement de son champ.

Par ailleurs, la définition légale des installations électriques intérieures éclaire aussi sur les limites du périmètre de distribution. L'article 5 de la loi N°2011/022 dispose en effet que :

« Installations électriques intérieures : tout câblage, ligne, instrument ou appareil électrique qui se trouve en aval du point de livraison du distributeur d'énergie électrique caractérisés :

- en basse tension : par les bornes de sortie du ou des compteurs ou fusibles calibrés et plombés ou des disjoncteurs plombés si ceux-ci sont placés après le compteur [...] »

Cette définition implique que le comptage soit positionné en amont du point de livraison et que le compteur n'appartient donc pas aux « installations électriques intérieures ».

En revanche, le compteur peut être qualifié d'installation électrique au sens de l'article 5 de la loi N°2011/022 : il est un matériel électrique destiné à la distribution de l'électricité ; plus précisément un appareil permettant la fourniture d'électricité aux usagers jusqu'au point de livraison.

Cette limite physique de la distribution est confirmée par une autre définition contenue quant à elle dans le Contrat cadre de concession d'ENEO, telle qu'issue de l'Avenant N°3. En effet, on y trouve la définition de « Branchement Moyenne Tension » :

« Le branchement MT est constitué de l'ensemble des installations ENEO qui ont pour objet d'amener le courant électrique du réseau ENEO MT jusqu'au point de livraison ».

Ainsi, il ne fait aucun doute que le compteur, qu'il soit « classique » ou « intelligent », est un élément du réseau de distribution.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

Dans l'absolu, notwithstanding les questions portant sur la compétence du gestionnaire du réseau de distribution (ou des FDCs) traitées précédemment sur des équipements télécom (cf. §4.1.4), l'évolution de la solution de comptage ne conduit pas à remettre en cause les limites entre les réseaux publics et le réseau intérieur des consommateurs.

En revanche, la formulation utilisée pour définir cette limite s'appuyant dans les textes cités ci-dessus sur les équipements de comptage, l'évolution de la solution de comptage était susceptible de faire évoluer le texte.

Pour autant, la solution technique de comptage avancé, qu'il s'agisse de compteurs prépayés ou intelligents, repose toujours sur un dispositif de mesure qui compte l'énergie, situé à l'interface entre le réseau public et l'installation intérieure.

Ainsi, les textes ci-dessus peuvent être maintenus en l'état dès lors que cet équipement, dénommé le « compteur » précédemment, reste ainsi désigné dans le nouveau cadre établi en application du §4.1.1.

4.2.1.3. La distribution : un élément du service public de l'électricité

a) Etat des lieux

La distribution d'électricité est consacrée par la loi N°2011/022 comme un élément appartenant au service public de l'électricité (articles 2 et 3). Cela comporte de nombreuses conséquences juridiques à commencer par le fait que la distribution :

- est soumise aux objectifs exposés au sein de l'article 3(2) de la loi N°2011/022 ;
- est gérée dans le respect des grands principes du service public, à savoir égalité, de continuité et d'adaptabilité, et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique (article 3(2) de la loi N°2011/022).
- est organisée par l'Etat (article 3(3) de la loi N°2011/022) ;
- est soumises à des obligations de service public particulières par le biais du contrat de concession (article 6(1) de la loi N°2011/022 et confirmé par l'article 4 du décret du 24 septembre 2012).

Une de ces obligations de service public propres à l'activité de distribution est exposée à l'article 28 de la loi et consiste pour le gestionnaire d'un réseau de distribution à devoir « *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 distribution d'électricité étant une activité appartenant au service public de l'électricité, on peut déduire par extension que le compteur et les activités associées, faisant partie de l'activité de distribution, est intégralement soumis au même régime juridique.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

L'opération envisagée, qui consiste à diviser les activités de comptage entre plusieurs acteurs, va nécessairement provoquer une décomposition du service rendu. Dans ce cadre, il est nécessaire de s'assurer que la dispersion des responsabilités n'aboutisse pas à une dégradation du service public.

Bien sûr, cet objectif demande d'une part d'assurer la répartition précise des missions entre les acteurs. Toutefois, d'autre part, cette situation appelle à observer que le comptage ne jouit jusqu'à présent d'aucune reconnaissance légale explicite de son appartenance au service public au titre des missions de la gestion du réseau de distribution.

Il serait ainsi approprié de prévoir légalement que le comptage possède le caractère d'un service public. Comme cela ressort par nature de l'économie de la notion de service public, ceci vise à protéger le consommateur en imposant aux opérateurs concernés le respect des principes de mise en œuvre du service.

Notamment, même sans disposition réglementaire, ceci contraindra les FDCs d'assurer la continuité du service. Par exemple, ceci légitimerait l'obligation faite au FDC de pourvoir au remplacement d'un compteur prépayé défectueux sans délai, au regard de ce que la persistance de cette situation laisserait le consommateur concerné sans électricité.

Une modification de l'article 2 de la loi du 14 décembre 2011 est donc à prévoir en ce sens.

Il est à noter que la disposition légale ici préconisée, si elle garantit une sécurité juridique optimale, n'est pas indispensable à la mise en œuvre de la réorganisation sectorielle envisagée. En effet, le comptage demeurant intégré à la distribution, les dispositions légales

en vigueur devraient ipso facto soumettre les activités des FSC aux obligations de service public.

4.2.2. Régime légal et réglementaire des concessions de distribution

Après avoir rassemblé les éléments de définition de la notion de distribution, il convient d'identifier le régime qui s'applique à la réalisation de cette activité.

4.2.2.1. Une activité placée sous concession

a) Etat des lieux

L'article 13 de la loi N°2011/022 dispose que la distribution d'électricité est soumise au régime de la concession, sauf disposition contraire indiquée dans cette même loi. C'est notamment le cas pour l'électrification rurale dont la distribution donne lieu à autorisation de l'ARSEL dans un périmètre défini par voie réglementaire (art. 60). Les conditions d'autorisation pour des distributions inférieures à 1MW sont fixées par règlement (art. 61).

La concession implique que le détenteur du contrat de concession détienne le monopole sur l'activité de distribution dans le périmètre géographique concédé, ou plutôt « l'exclusivité » de l'activité, selon la formulation de l'article 4 du Contrat de concession d'ENEO.

En outre, l'article 2 du Décret du 24 septembre 2012 prévoit également que les concessions sont sous un régime d'exclusivité.

En cohérence avec les définitions légales ci-avant exposées ainsi qu'avec le champ d'activité prévu par le contrat, l'exclusivité porte tant sur la distribution que la vente en basse tension.

La Concession de distribution offre des droits exclusifs relatifs à la distribution et la vente d'électricité à son titulaire. C'est ce qui ressort notamment des dispositions du Cahier des charges de concession qui dispose que :

« La SONEL a le droit exclusif, d'une part, de Distribution, et d'autre part de Vente d'électricité Basse Tension sur son Périmètre de Distribution tel que défini à l'article 3 du présent Cahier des Charges ».

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

Comme précisé précédemment (§4.2.1), la modification envisagée n'a pas vocation à remettre en cause la notion même de distribution d'électricité.

Par conséquent, c'est le gestionnaire du réseau de distribution qui est délégataire des activités de comptage, dont il répond de la réalisation à l'État autorité concédante. L'opération conduit uniquement à imposer au gestionnaire du réseau de distribution une modification des conditions de réalisation d'une de ses activités, dont les modalités seront évoquées au §4.2.2 g).

Le placement de l'activité de distribution (et du comptage qui y est inclus) sous le régime de la concession, qui se poursuit dans le cadre de l'opération, n'appellerait donc pas de modification textuelle.

Par ailleurs, il n'y aura pas lieu de modifier les différents cadres légaux prévus par la loi du 14 décembre 2011 pour des activités qui ne sont pas impactées par l'opération, concernant les licences de vente en moyenne tension, la production, l'électrification rurale, ou le transport d'électricité.

En revanche, le caractère exclusif de la délégation d'activité pourrait poser une difficulté. En effet, l'ARSEL souhaite que les activités du gestionnaire du réseau puissent dans l'avenir être mises en concurrence. Dans ce cas, il pourrait être considéré que le monopole légal détenu par le gestionnaire de réseau au titre de son contrat de concession s'y opposerait. Pour mener cette évolution, il serait ainsi nécessaire de tempérer légalement la portée monopolistique attachée normalement à la concession en précisant à l'article 13 de la loi que l'activité de distribution est placée sous concession, sous réserve des modalités de réalisation du comptage organisées par la loi.

La loi pourrait en substance disposer que :

L'article 13 de la loi du 14 décembre 2011 est modifié pour prévoir que l'activité de distribution est placée sous concession, sous réserve des modalités de réalisation du comptage organisées par la loi et dans les modalités définies par ses textes d'application.

Il reste qu'il pourrait être considéré que la délégation de certaines activités ne remet pas en cause l'exclusivité de l'exercice par le concessionnaire, dès lors qu'il ne subdélègue pas la totalité de son activité et qu'il reste responsable de l'exécution du service. Ainsi, même s'il est optimal au regard de la sécurité juridique de prévoir un tempérament légal au caractère exclusif de l'exercice de sa mission par le GRD, l'opération envisagée pourrait se faire sans prévoir de modification légale en ce sens.

4.2.2.2. L'activité comptage au sein de la concession

a) Etat des lieux

Concernant l'encadrement de l'activité de comptage, on peut identifier que :

- L'article 8 du Cahier des Charges du Contrat de Concession de Distribution et Vente d'Électricité Basse Tension du 18 juillet 2001 prévoit que « les Système de comptage sont fournis, posés, réglés, plombés, vérifiés et entretenus » par le Concessionnaire.
- L'article 9.1 du Règlement de Service de Distribution de l'Électricité dispose également que l'énergie électrique consommée est mesurée par un compteur fourni exclusivement par le Concessionnaire.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

La répartition des activités de la chaîne de valeur du comptage conduira nécessairement à réécrire ces différentes clauses et dispositions.

4.2.2.3. Caractéristiques juridiques de la concession

a) Etat des lieux

La concession de distribution est conclue par l'Etat (Art.11 et 27 de la loi N°2011/022). L'article 71 dispose en complément que l'administration en charge de l'électricité est signataire des concessions pour l'Etat.

La concession de distribution a un caractère personnel et incessible, sauf autorisation de l'ARSEL (art. 44 de la loi N°2011/022). Elles sont également nominatives (décret du 24 sept. 2012 art. 7). A cet égard, il y a lieu de s'interroger sur la légalité de la délégation à un tiers par ENEO d'une partie entière de son activité concédée telle que le comptage.

Les droits et obligations du titulaire sont non discriminatoires et établis dans la perspective d'un marché de l'électricité concurrentiel et compétitif, conformément à la législation en vigueur et aux dispositions du présent décret. (Article 3 du Décret du 24 septembre 2012).

L'article 48 rappelle quant à lui la règle de dissociation comptable entre les activités de transport / Distribution / vente / :

« les principes déterminant les relations financière entre les différentes activités faisant l'objet d'une séparation comptable sont définis de manière à éviter les discriminations, les subventions croisées et la concurrence déloyale .Ces principes, ainsi que les périmètres de chacune des activités séparées prévues à l'alinéa 3 du présent article, sont approuvés par [l'ARSEL] »

L'obligation de séparation comptable est réitérée dans le Contrat de concession (Avenant N°3)

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

D'une part, la réorganisation envisagée de la chaine de valeur du comptage remet en cause dans une certaine mesure le caractère personnel et nominatif de l'activité de distribution. En effet, le comptage est une des activités clés du distributeur, qui lui permet d'ailleurs d'acquérir l'ensemble de ses recettes.

Il est vrai qu'il est en principe jugé que le caractère personnel de la délégation de service public ne s'oppose pas nécessairement à ce que le délégataire puisse faire exécuter par un prestataire une part de l'activité déléguée. En doctrine, il a toutefois pu être considéré qu'une telle délégation devenait contraire au caractère personnel de l'exécution du contrat lorsque la subdélégation ainsi contractée emportait un transfert de l'essentiel de l'activité.

Sans trancher cette question dans le cas d'espèce, une disposition légale faisant exception au caractère personnel de l'exécution du contrat confirmera que cette possibilité ne pose aucune difficulté juridique.

L'article 44 de la loi du 14 décembre 2011 pourra ainsi prévoir que l'activité la concession de distribution a un caractère personnel et incessible, sous réserve des modalités de réalisation du comptage organisées par la loi.

La loi disposerait ainsi en substance que :

« L'activité de la concession de distribution a un caractère personnel et incessible, sous réserve des modalités de réalisation du comptage organisées par la loi. »

Il est à noter, au regard des développements ci-dessus, que cette modification légale permettrait uniquement de s'assurer de la robustesse juridique de l'opération. Au regard du débat juridique exposé ci-dessus, elle pourrait ne pas être mise en œuvre, sous réserve d'un risque associé sur l'interprétation de la notion d'exercice personnel de l'activité.

Concernant la séparation comptable des activités de comptage, elle découlera de la séparation patrimoniale des activités. Il n'est donc pas nécessaire sur ce point de modifier les dispositions légales en vigueur.

4.2.2.4. Périmètre géographique de la concession

a) Etat des lieux

Il résulte des articles 26 et 27 de la loi N°2011/022 du 14 décembre 2011 qu'il est loisible à l'État déléguant d'établir des concessions sur des périmètres géographiques arbitraires.

« 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 ».

(Art. 26 de la loi N°2011/022)

« La concession de gestion des réseaux de distribution est conclue entre l'Etat 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 ».

(Art. 27 de la loi N°2011/022)

En pratique, toutefois, une seule concession de distribution est conclue avec la société ENEO.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

Concernant le périmètre de l'opération, il y a lieu de rappeler que le déploiement du comptage avancé est envisagé en basse tension et en moyenne tension, sur le territoire en concession d'ENEO. Cette activité est intégralement incluse dans le périmètre actuellement sous concession d'ENEO au titre de la distribution d'électricité.

Dans ces conditions, il n'y aura lieu de modifier, hormis le cadre légal et réglementaire, que le cadre concessif de distribution en vigueur entre ENEO et l'État.

4.2.2.5. Le régime des biens de la concession

a) Etat des lieux

S'agissant du régime des biens de la concession, l'article 3.2 du Contrat de concession indique que « les installations de Distribution utilisées par la SONEL dans le cadre de la concession

des activités de Distribution, y compris toutes les nouvelles Installations de Distribution, constituent des Biens Concédés mis à la disposition de la SONEL par l'Etat ».

Ces installations incluent, aux termes de l'article 3.1 du même contrat, « *les Installations de Distribution utilisées par la SONEL dans le cadre de la concession des activités de Distribution et de Vente d'électricité Basse Tension, qui seront comprises dans l'Inventaire de Distribution, y compris toutes les nouvelles Installations de Distribution* ».

Les compteurs appartenant aux installations de Distribution (cf. ci-dessus), il s'agit donc de biens concédés, comme indiqué également dans l'Etude 1 (p. 28).

Ces biens font retour au concédant en fin de concession, comme prévu par l'article 10 du Contrat de concession conclu avec la SONEL du 28 août 2001, en contrepartie d'une indemnité de reprise calculée selon les modalités de l'article 10.4 du même contrat.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

Compte tenu du maintien du comptage au sein de la concession d'ENEO, la propriété des compteurs ne devrait pas être modifiée. Toutes les activités déléguées aux FDCs (« approvisionnement », « services physiques ») ne se feront que pour le compte du concessionnaire, qui détient les compteurs sous le régime des biens de retour.

En revanche, les équipements de la chaîne de comptage autres que les compteurs ne jouissent actuellement d'aucun régime déterminé.

En principe, les biens de retour sont ceux qui sont nécessaires au fonctionnement du service. Le concessionnaire détient sur eux toutes les prérogatives du propriétaire pendant la durée de la concession. En revanche, à l'issue du contrat, ils retournent au concédant sous réserve de l'indemnisation du concessionnaire.

Pour apporter toute la clarté nécessaire au régime des biens de la chaîne de comptage, la qualification de biens de retour applicable aujourd'hui aux compteurs pourrait être étendue à l'ensemble de ces équipements décrits au §4.1.1 ainsi qu'aux systèmes d'information développés pour traiter les données de comptage.

4.2.2.6. Conséquence de la qualification de contrats administratifs / de la commande publique

a) Etat des lieux

Ce paragraphe n'a pas pour objectif de décrire de façon exhaustive le cadre juridique applicable aux contrats publics et notamment en matière de commande publique. Il vise simplement à rappeler certains principes déterminants qui pourraient trouver à s'appliquer à l'opération de filialisation envisagée, en fonction des options retenues.

A cet égard, on rappellera en premier lieu que le contrat de concession a pour ses deux contractants un caractère obligatoire. Certes, en vertu du principe de mutabilité, l'autorité concédante peut décider de modifier ou résilier le contrat en cours. Pour autant, dans ce cas, l'autorité concédante doit indemniser le concessionnaire au nom du droit financier du cocontractant.

Ensuite, concernant l'application des règles de la commande publique, la désignation du cocontractant doit donner lieu à une procédure de mise en concurrence. Par ailleurs, la modification des contrats est également soumise au droit de la commande publique dès lors que cette modification aurait pour effet de revenir sur les conditions de la concurrence.

D'ailleurs la modification du contrat en cours de concession fait l'objet d'une réglementation particulière : les conditions de révision de la concession sont, selon les termes de l'article 13 de la loi N°2011/022, fixées par la convention de concession et les procédures de renouvellement sont fixées par voie réglementaire. En complément, on note que le décret du 24 septembre 2012 précise :

- Les principes d'octroi des concessions
- Critères d'octroi
- Que la Composition des dossiers de demande est définie par arrêté après avis de l'ARSEL
- Procédure
- Condition de révision d'un titre accordé.

Il résulte de ces textes que, pour accueillir le projet de filialisation des nouvelles activités de comptage intelligent, la loi semble devoir redéfinir l'objet des concessions et l'objet et le mode de délégation de la nouvelle activité, si cela passe par une nouvelle délégation.

Une loi semble nécessaire pour changer l'objet d'un contrat de concession en cours, ce qui entraînera l'indemnisation du cocontractant.

Il pourrait en découler une modification des contrats de concessions et la création de contrats de concessions/licence avec le FDC.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

La modification des dispositions légales en matière de modification des concessions ne ferait pas échapper à la procédure actuellement en vigueur, dès lors qu'en la matière, c'est normalement la loi en vigueur le jour de la signature du contrat qui s'applique.

4.3 L'encadrement de la segmentation des activités de comptage

L'encadrement des activités de comptage nécessite inévitablement le contrôle des acteurs créés. Plus précisément, d'une part, un acteur filiale du GRD devrait faire l'objet d'une surveillance tant par l'intervention de l'Etat dans la gouvernance de ses activités. D'autre part, chaque acteur devrait faire l'objet d'une régulation de sa rémunération.

D'une façon générale, ce contrôle trouvera à s'appliquer tant aux acteurs qu'aux contrats passés entre eux.

Ces contrôles concernent les conditions de la mise en place d'une filiale du GRD et la régulation de la rémunération des opérateurs.

4.3.1. Les conditions de mise en place d'une filiale du GRD

a) Etat des lieux

Le Consultant prend acte des recommandations faites en matière de droit des sociétés dans les études de la Composante 1, concernant notamment la forme sociale et la répartition des pouvoirs définie par les statuts au sein de la structure ainsi créée.

Il y a seulement lieu de rappeler que, sous réserve de vérification de l'état du droit camerounais :

- D'une part, il est de principe que le fait d'imposer par la loi ou le règlement la forme sociale ou la séparation patrimoniale d'une entreprise constitue une atteinte au droit de propriété, à la liberté d'entreprendre et à la liberté du commerce et de l'industrie qui doit être proportionnée au regard de l'intérêt général qui s'y attache.
- D'autre part, une telle atteinte au droit de propriété ressortit en principe du domaine de la loi.

Concernant le transfert des contrats, il y a lieu de rappeler, là encore sous réserve de vérification de l'état du droit camerounais, que les principes dégagés par le droit international sont en général et même par le droit interne sont pour l'essentiel supplétifs de volonté. Autrement dit, le transfert des contrats est régi d'abord par les clauses du contrat dont il s'agit, et à défaut par le droit applicable.

Cependant, cette règle ne s'oppose pas à ce que les transferts de contrats lors d'une opération comme celle envisagée fasse l'objet d'une organisation légale, dans les mêmes conditions et pour les mêmes raisons que précédemment, c'est-à-dire dans le respect de l'équilibre entre les droits personnels des parties au contrat et l'intérêt général qui s'attache à l'opération.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

Il faut de façon synthétique différencier trois dimensions dans la mise en place d'une filiale d'ENEO.

D'une part, afin de garantir l'effectivité de l'évolution envisagée, le cadre légal et réglementaire évoqué précédemment qui redéfinira les acteurs sectoriels et leur champ de responsabilité respectif devra apporter des conditions de délai et donner un encadrement suffisamment contraignant pour les acteurs.

La loi déciderait en substance que :

La mission d'approvisionnement en équipement du système de comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs du réseau de distribution est exercée par une filiale du distributeur.

L'organisation sectorielle devrait être mise en œuvre dans un délai à fixer par la loi à compter de l'entrée en vigueur des textes réglementaires prévus en application de la même loi (ce délai sera à préciser en fonction des conditions de mise en œuvre retenues, notamment au regard des délais incompressibles des procédures d'appel d'offres à prévoir)

Une telle disposition légale ne sera pas indispensable mais apportera une contrainte supplémentaire aux acteurs en cause permettant de s'assurer de la réussite de la réorganisation sectorielle.

D'autre part, afin d'assurer le respect de l'autonomie du gestionnaire de réseau, il sera nécessaire de limiter l'encadrement légal et réglementaire des rapports de droit privé entre

ENEO et sa filiale. Les lois et règlements ne devraient ainsi pas traiter de la forme sociale et du contenu des statuts de la société filiale d'ENEO.

En revanche, il pourra être utile, en fonction de la répartition précise des missions des acteurs et afin d'améliorer la sécurité juridique et la fluidité des rapports entre les acteurs, de prévoir légalement :

- les conditions de transferts des contrats en cours entre les acteurs : il est à noter sur ce point que ces transferts pourront intervenir pour permettre la substitution de la filiale au gestionnaire de réseau créancier. En revanche, ni la loi ni le règlement ne pourront autoriser le transfert du contrat d'un prestataire débiteur à un fournisseur de service de comptage sans l'indemnisation du prestataire initial ;
- et que les acteurs devront conclure des conventions dont le contenu pourra être partiellement déterminé réglementairement.

De telles modifications légales peuvent ne pas être retenues de sorte que le transfert de chaque contrat en cours et les conventions entre acteurs feraient l'objet de négociations contractuelles *ad hoc*, mais contribueront bien sûr à améliorer la sécurité juridique de l'opération.

D'une troisième part, l'ARSEL pourrait souhaiter disposer, ou que le MINEE dispose, de pouvoirs au sein de la structure ainsi créée. Il pourrait s'agir, par ordre croissant d'intensité, du droit de présence et de participation au conseil d'administration, de droits de vote avec poids spécial (droit de vote double par exemple), voire d'un droit de veto sur certaines décisions, notamment sur le programme d'investissement ou sur les conditions de remontée de dividendes, ou de l'attribution d'une fonction dédiée à un représentant du MINEE et/ou de l'ARSEL.

Il pourrait également être envisagé que le représentant de l'ARSEL et/ou le MINEE au conseil d'administration de la filiale dispose d'un droit de décision pour le compte de la filiale, par exemple concernant la saisine du tribunal compétent pour les litiges relatifs à la mise en œuvre des contrats conclus avec la société mère.

De tels pouvoirs, au regard de leur exorbitance par rapport au droit des sociétés, ne pourra que résulter de dispositions légales, et devront être proportionnés à l'intérêt général qui s'y attache.

Pour autant, si les pouvoirs publics camerounais visent à mettre en œuvre les modifications d'organisation envisagées ci-dessus sans disposition légale, ceci serait possible par pure négociation contractuelle avec le GRD, sous réserve d'obtenir son accord.

4.3.2. L'introduction d'une régulation du comptage

a) Etat des lieux

En principe, l'autorité compétente définit le tarif d'utilisation du réseau en respectant l'équilibre financier du contrat de concession avec son cocontractant et les dispositions légales spéciales le régissant.

En ce qui concerne la concession de distribution d'électricité, l'article 82 de la loi N°2011/022 du 14 décembre 2011 prévoit que :

« (1) Les principes de tarification dans le secteur de l'électricité sont définis par l'Administration chargée de l'électricité sur avis conforme de l'Agence de Régulation du secteur de l'Electricité, ou par ce dernier, selon le cas, dans le

Rapport final

cadre des contrats de concession, de licence et d'autorisation des opérateurs privés ou publics.

(2) Les contrats de concession, de licence et d'autorisation fixent les règles et conditions de modification périodique des tarifs.

En tout état de cause, les règles de modification des tarifs font l'objet d'une révision tous les cinq (05) ans ou, exceptionnellement avant l'expiration de cette période, en cas de changement important dans les conditions d'exploitation, ou en raison d'événements modifiant substantiellement l'environnement économique, financier ou technique dans lequel les contrats de concession ou les licences ont été établis.

(3) Dans tous les cas, les révisions des tarifs sont effectuées par l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité sur la base de principes propres à permettre à l'opérateur une rentabilité normale dans des conditions normales d'activités. »

(Article 82 de la loi N° 2011/022)

Ces règles ont deux séries de conséquences pour l'opération en étude :

- La modification des conditions de mise en œuvre du contrat de concession résultant de la séparation des activités de comptage pour les confier à de nouveaux acteurs entrainera vraisemblablement l'obligation de revoir le tarif pour sauvegarder l'équilibre financier du contrat de concession ;
- En l'absence de disposition légale contraire, l'autorité compétente a donc toute latitude pour définir des incitations tarifaires en relation avec l'atteinte d'objectifs par le délégataire, notamment en matière de comptage. L'avenant 3 du contrat cadre d'ENEO du 1^{er} novembre 2018 comporte d'ailleurs en ce sens déjà des indicateurs de performance (voir p. 14 et suivantes de l'avenant 3 du contrat cadre).

Les règles tarifaires générales sont prévues à l'article 2 du Contrat cadre du 18 juillet 2001 et contenait dès sa version initiale des mesures de bonus-malus (cf. §2.4 du contrat cadre)

L'article 17 du Contrat cadre, tel que modifié par l'article 9 de l'avenant 3 du 1^{er} novembre 2018, prévoit des indicateurs de performance en fonction desquels est ajusté la rémunération d'ENEO, selon une logique de bonus/malus.

b) Modifications juridiques à apporter en conséquence

Il convient à titre liminaire d'observer que deux modèles de régulation sont envisageables :

- L'ARSEL pourrait se contenter d'intégrer à sa régulation du GRD un cadre spécifique pour le coût et la qualité de sa mission de comptage, dont le GRD reste responsable vis-à-vis de l'Etat, puisque le comptage continue d'appartenir à la distribution.
- Ou alors, l'ARSEL pourrait souhaiter exercer un contrôle direct sur l'activité des FSC.

Suite à ses échanges avec l'ARSEL, le Consultant retient que :

- la régulation de l'activité des FSC qui ont qualité de prestataires du GRD suivrait le premier modèle ;
- la régulation de l'activité des FSC qui ont qualité de filiale du GRD suivrait le second.

La mise en œuvre du premier modèle pour les FSC prestataires s'inscrit dans le cadre en vigueur et ne requiert présentement pas de développement particulier, sauf pour indiquer que :

- L'ARSEL pourrait souhaiter intervenir dans la sélection des prestataires retenus. Une telle mission devrait être prévue légalement et être précisée réglementairement.
- L'ARSEL pourra réguler les relations contractuelles entre le FSC et le GRD en énonçant dans le tarif du GRD les conditions de couverture des coûts que représentera la prestation du FSC pour le GRD.

La mise en œuvre du second modèle appelle davantage de développement.

En effet, dans l'hypothèse où l'ARSEL souhaiterait exercer un contrôle direct sur l'activité des FSC, le rôle du régulateur doit être adapté en conséquence :

- pour s'assurer a priori que ces nouveaux acteurs disposent des moyens nécessaires pour apporter le niveau de service attendu ;
- pour contrôler a posteriori que ces moyens ont été utilisés de façon efficace et vertueuse ;
- pour inciter financièrement les différents acteurs dans ce sens.

Prima facie, les dispositions du premier alinéa de l'article 82 de la loi du 14 décembre 2011 citées ci-dessus semblent donner à l'ARSEL les missions pour réaliser ce contrôle.

Toutefois, deux points doivent être pris en compte.

Premièrement, si les missions dévolues à l'ARSEL par l'article 82 de la loi sont suffisantes *rationae materiae*, il n'en va pas de même *rationae personae*. Il pourrait se déduire en effet de la lecture de ces dispositions que l'ARSEL ne dispose du pouvoir que de réguler le tarif des acteurs en concession, en licence ou soumis au régime de l'autorisation.

Si l'ARSEL souhaite que sa régulation s'étende sur les FSC, une modification de l'article 82 devrait intervenir en ce sens.

L'ARSEL pourrait exercer de telles missions sans modification légale au prix d'un risque portant sur la sécurité juridique de ses décisions.

Secondement, il sera nécessaire d'apporter des précisions sur les modalités de régulation.

Le tarif du FSC comportera ainsi des critères de régulation incitative qui modifieront, à la hausse ou à la baisse, le revenu autorisé de l'opérateur.

Compte tenu de la fonction « Approvisionnement, stocks » du FSC soumis à ce régime, ces indicateurs pourront porter :

- sur le niveau minimal des stocks,
- sur le délai maximal de livraison,
- sur la qualité des compteurs livrés (selon des modalités de contrôle à définir),
- ...

Ils pourront se traduire :

- par une modulation (à la hausse ou à la baisse) du taux de rémunération des actifs (WACC),
- par un bonus/malus forfaitaire.

4.3.3. Schéma récapitulatif

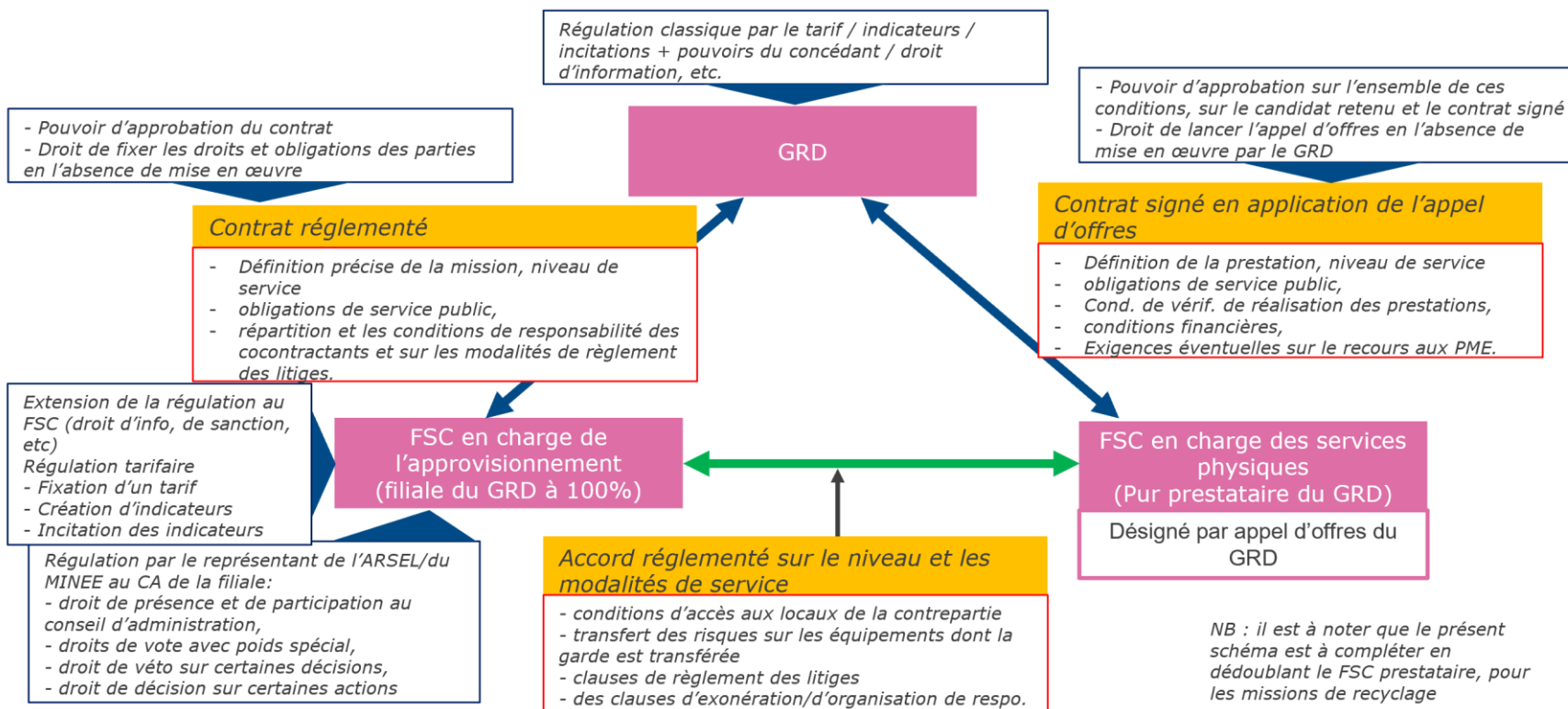


Figure 3 : Environnement contractuel et réglementaire

5. TERM-SHEET INTÉGRAL

5.1.1.5.1 **Projet de loi de réorganisation sectorielle pour déployer le comptage intelligent et pour mettre en œuvre des fournisseurs de service de comptage de distribution électrique**

Article 1^{er}

L'article 2 de la loi du 14 décembre 2011 est modifié pour prévoir que :

- *le comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs du réseau de distribution fait partie des missions de distribution ;*
- *la transmission des signaux par courant porteur ligne en vue de réaliser le comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs fait partie des missions de distribution.*

Article 2

L'article 3 de la loi du 14 décembre 2011 est modifié pour prévoir que le comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs fait partie intégrante du service public.

Article 3

L'article 13 de la loi du 14 décembre 2011 est modifié pour prévoir que l'activité de distribution est placée sous concession, sous réserve des modalités de réalisation du comptage organisées par la loi et dans les modalités définies par ses textes d'application.

Article 4

L'article 26 de la loi du 14 décembre 2011 est modifié les nouveaux alinéas suivants :

- *Le gestionnaire de réseau de distribution déploie uniquement des solutions de comptage avancé sur le réseau dont il a la concession.*
- *La mission d'approvisionnement en équipement du système de comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs du réseau de distribution est exercée par une filiale du distributeur.*
- *Enumération des pouvoirs de l'ARSEL et/ou du MINEE au sein des organes de direction de la filiale (droit de présence et de participation au conseil d'administration, droits de vote avec poids spécial, droit de véto sur certaines décisions, notamment sur le programme d'investissement ou sur les conditions de remontée de dividendes, droit de décision sur certaines actions, par exemple concernant la saisine du tribunal compétent pour les litiges relatifs à la mise en œuvre des contrats conclus avec la société mère, fonction dédiée à un représentant du MINEE et/ou de l'ARSEL).*

- *L'étendue du droit de véto de l'ARSEL et/ou du MINEE devra être précisément définie par la loi.*
- *Les activités de service de pose, d'entretien et de recyclage des équipements du système de comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs du réseau de distribution sont exercées par des prestataires du gestionnaire de réseau de distribution.*
- *L'utilisation des données personnelles recueillies par l'opérateur en charge des données de comptage est soumise à l'accord de l'utilisateur, lorsque l'utilisation des données intervient pour d'autres causes que celles nécessaires à la gestion du réseau.*
- *Les missions ainsi déléguées par le gestionnaire de réseau de distribution et leurs conditions de mise en œuvre sont précisées par décret du MINEE.*

Article 5

L'article 44 de la loi du 14 décembre 2011 est modifié pour prévoir que l'activité de la concession de distribution a un caractère personnel et incessible, sous réserve des modalités de réalisation du comptage organisées par la loi.

Article 6

L'article 82 de la loi du 14 décembre 2011 est modifié pour prévoir que :

- *Extension des compétences légales de régulation de l'ARSEL aux fournisseurs de services de comptage constitués en filiales du distributeur.*
- *Le fournisseur de service de comptage en charge de l'approvisionnement sera rémunéré par un tarif établi par l'ARSEL qui comportera des critères de régulation incitative qui modifieront, à la hausse ou à la baisse, le revenu autorisé de l'opérateur.*
- *Extension des pouvoirs de l'ARSEL pour intervenir dans la désignation des fournisseurs de service de comptage ayant qualité de prestataires. De tels pouvoirs pourront faire l'objet de précisions réglementaires par décret.*

Article 7

L'organisation sectorielle devrait être mise en œuvre dans un délai à fixer par la loi à compter de l'entrée en vigueur des textes réglementaires prévus en application de la même loi (ce délai sera à préciser en fonction des conditions de mise en œuvre retenues, notamment au regard des délais incompressibles des procédures d'appel d'offres à prévoir)

5.2 Term sheet d'un Projet de règlement général d'organisation du comptage intelligent et de séparation des activités de comptage de distribution électrique

Section I : La définition des fonctionnalités du comptage intelligent ou prépayé

Article 1^{er}

Le comptage communicant consiste à réaliser les prestations suivantes :

- *Collecte et Validation, Estimation, Edition et stockage des données ;*
- *Facturation (en pré-paiement ou post-paiement) ;*
- *Téléopération et configuration à distance ;*
- *Connexion / déconnexion de client ;*
- *Appui au métier réseau (indicateurs, données d'exploitation, ...) ;*
- *Détection des pertes non techniques ;*
- *Prépaiement / Post-paiement ;*
- *Gestion des alarmes ;*
- *Télédistribution logicielle ;*
- *Information client et mise à disposition des données à des tiers.*

Article 2

La réglementation pourra notamment prévoir le périmètre des données que le GRD doit obligatoirement et a minima mettre à disposition de l'utilisateur, sur un espace personnel d'un site internet, par exemple :

- *Index mensuels (en précisant s'ils sont relevés à distance ou estimés)*
- *La consommation mensuelle et annuelle*
- *La puissance électrique maximale soutirée par période mensuelle et annuelle*
- *Les factures émises.*

Article 3

Il faudra organiser le maintien du cadre existant pour les comptages existants, dans l'attente du déploiement du comptage avancé.

Section II : Les missions des fournisseurs de service de comptage

Article 4

Définition précise des périmètres des missions respectives des différentes catégories de fournisseurs de services de comptage :

Spécification des matériels / qualification des matériels avant achat (s'assurer qu'ils respectent les spécifications et qu'ils fonctionnent avec le système d'information central utilisé par le GRD)/ étalonnage / Achat des compteurs, des autres équipements, de pièces détachées / approvisionnement / confirmation du respect des règles de métrologie / tests sur les matériels reçus / stockage / transport des nouveaux matériels / information des clients en amont du déploiement / pose des compteurs / pose des autres équipements / contractualisation de

Rapport final

l'accès au réseau télécom / gestion de la relation contractuelle avec le prestataire télécom (paiement, gestion des incidents en cas d'indisponibilité du réseau télécom, etc...) / vérification de la chaîne de transmission d'information / contrôle qualité suite à la pose / maintenance (entretien) / réception des demandes d'intervention des clients / demandes de confirmation du fonctionnement des mesures / constitution d'agents assermentés pour ces contrôles / transport des matériels déposés / stockage des matériels déposés / recyclage / répartition spécifique en matière de nouveaux branchements

Article 5

La répartition des activités devrait également se faire pour les compteur existants, dont les « services physiques » et le « recyclage » sont également susceptibles d'être délégués (prévoir notamment la relève à pieds des compteurs non communicants)

Section III : précisions sur la limite entre le monopole des télécoms et de l'activité de comptage de la distribution électrique

La réglementation pourra préciser dans une section ad hoc « les limites des compétences entre, d'une part, les distributeurs et leurs fournisseurs de services de comptage, et d'autre part, le monopole des télécoms » :

Article 6

L'accès au réseau de téléphonie est contractualisé par l'opérateur en charge de l'exploitation des équipements de comptage auprès des opérateurs compétents en matière de télécoms.

Article 7

L'opérateur compétent en matière de télécoms place son modem au sein du poste HTA/BT du distributeur.

Article 8

L'opérateur compétent en matière de télécoms peut accéder à ses équipements au sein du poste HTA/BT dans des conditions de sécurité des personnes définies par le distributeur en conformité avec les règles en vigueur, et contractualisées par le distributeur, l'opérateur en charge de l'exploitation des équipements de comptage et l'opérateur compétent en matière de télécom.

Section IV : modalités de réorganisation sectorielle de l'activité de comptage de distribution électrique

Sous-section 1 : encadrement des modalités de filialisation

Article 9

Précisions sur les conditions d'exercice des pouvoirs de l'ARSEL et/ou du MINEE sur la filiale.

Article 10

- *Conditions de délai de la filialisation, qui réitère le délai légal*

Article 11

Si nécessaire au regard des clauses des contrats en cours pour l'achat des compteurs, disposition permettant leur transfert de la maison mère à la filiale.

Article 12

Obligation pour les parties (le gestionnaire de réseau société mère et le fournisseur de service de comptage, sa filiale) d'établir une relation contractuelle relative à la mise en œuvre de la prestation déléguée par le gestionnaire de réseau à sa filiale. Cette relation contractuelle portera sur la définition précise de la mission, le niveau de service, les modalités de mise en œuvre de ces missions par les deux cocontractants, les modalités d'application des obligations de service public, la répartition et les conditions de responsabilité des cocontractants et sur les modalités de règlement des litiges.

Article 13

Approbation du contrat par décision de l'ARSEL.

Article 14

En cas d'absence de conclusion d'un tel contrat après le délai légal de mise en œuvre, droit donné à l'ARSEL de fixer les droits et obligations entre la filiale et la société mère par décision.

Sous-section 2 : Sélection des fournisseurs de service de comptage ayant la qualité de prestataires

Article 15

Réalisation d'un appel d'offres par le GRD dans le respect des principes de transparence, de liberté d'accès et de non-discrimination de la procédure de passation.

Article 16

Renvoi à la responsabilité du délégataire de la concession de distribution :

- *pour spécifier le contenu de la prestation, son niveau de service et les modalités d'application des obligations de service public, ses conditions de vérification de*

réalisation des prestations, et les conditions financières associées, en relation avec les conditions de sa propre rémunération ;

- *et pour déterminer la procédure, en vertu des textes applicables.*

Article 17

Encadrement sur le nombre, le périmètre géographique et la durée des prestations ; exigences éventuelles sur le recours aux PME.

Article 18

Maintien du prestataire à l'échéance du contrat jusqu'à désignation d'un nouveau prestataire en application de la procédure de passation.

Article 19

Pouvoir d'approbation de l'ARSEL sur l'ensemble de ces conditions et/ou approbation des candidats retenus et du contrat signé (sur le fondement de l'article 82 de la loi, cf. infra).

Droit de l'ARSEL de lancer l'appel d'offres pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution (ou de la filiale) en l'absence de signature des contrats de prestation correspondants dans le délai légal de mise en œuvre de la réorganisation sectorielle.

Sous-section III : Accords sur le niveau et les modalités de service de comptage

Article 20

Obligation des fournisseurs de service de comptage de conclure des conventions entre eux pour assurer le niveau de service dans lequel ils sont engagés vis-à-vis du gestionnaire de réseau et pour définir les modalités de mise en œuvre correspondantes de leurs missions.

- On peut penser notamment à des clauses de :
 - *conditions d'accès aux locaux de la contrepartie ;*
 - *transfert des risques sur les équipements dont la garde est transférée...*

Section V : réglementation de l'utilisation des données de comptage

Article 21

Le GRD met à disposition une information claire sur les modalités d'opposition à l'utilisation d'information recueillie pour d'autres fins que la gestion du réseau.

Article 22

Le consommateur dispose d'un droit de s'opposer à l'utilisation de ses données personnelles.

Article 23

Le consommateur peut exercer ce droit à tout moment

Section VI : dispositions modificatrices du décret du 24 septembre 2012

Article 24

L'article 2 du décret du 24 septembre 2012 est modifié pour tempérer le principe d'exclusivité de la concession en ce qui concerne le comptage des énergies en distribution

Article 25

L'article 7 du décret du 24 septembre 2012 est modifié pour forger une exception au caractère personnel et incessible de la concession

5.3 Term sheet d'évolution du cadre contractuel de l'Etat et du GRD pour tenir compte du comptage intelligent et de l'évolution de l'organisation sectorielle des activités de comptage de distribution électrique

Article 1^{er}

L'article 1^{er} du contrat cadre de concession du 18 juillet 2001 est modifié pour tenir compte de la définition du comptage introduite par la section I du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011

Maintien du cadre existant pour les comptages existants, dans l'attente du déploiement du comptage avancé.

Article 2

Un nouvel article du cahier des charge de concession stipule que : le comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs du réseau de distribution est réalisé sans faire perdre au concessionnaire la responsabilité vis-à-vis du concédant et des usagers d'exercer ses missions dans le respect de ses obligations de service public.

Article 3

L'article 8 du Cahier des Charges du Contrat de Concession de Distribution et Vente d'Électricité Basse Tension du 18 juillet 2001 est modifié pour intégrer les dispositions réglementaires relatives à la répartition des missions entre le distributeur et chacun des fournisseurs de service de comptage prévues par la section II du décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011

Article 4

L'article 9 du contrat cadre est modifié pour prévoir que : les équipements du système de comptage définis par la section I du décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011 sont placés sous le régime des biens de retour défini à l'article 9.

Article 5

L'article 9.1 du Règlement de Service de Distribution de l'Électricité est modifié pour prévoir que : l'énergie électrique consommée est mesurée par un compteur fourni par la filiale du concessionnaire en charge de l'approvisionnement des compteurs.

Article 6

Création d'un tarif pour l'activité de la filiale du GRD en charge des approvisionnements :

Le tarif pourrait intégrer des indicateurs portant :

- *sur le niveau minimal des stocks,*
- *sur le délai maximal de livraison,*
- *sur la qualité des compteurs livrés (selon des modalités de contrôle à définir),*
- *...*

Ils pourront se traduire :

- *par une modulation (à la hausse ou à la baisse) du taux de rémunération des actifs (WACC),*

par un bonus/malus forfaitaire.

Article 7

Modification du tarif du GRD en vigueur pour prendre en compte les conséquences de la création du tarif de la filiale d'approvisionnement.

Notamment, baisse régulière du revenu minimal autorisé en cas de non création de la filiale au-delà du délai légal.

Article 8

Modification des indicateurs de performance du GRD déjà prévus dans le contrat de concession ou ajout de nouveaux indicateurs, dans le but de réguler les FSC qui ont qualité de prestataires (« services physiques et recyclage ») :

- *taux de pertes,*
- *respect du calendrier de déploiement des compteurs,*
- *nombre de factures erronées remontées par les clients,*
- *...*

Conditions de couverture des coûts du gestionnaire de réseau de distribution en lien avec les conditions contractuelles de la prestation du Fournisseur de service de comptage.

5.1.2.5.4 Tableau récapitulatif par thèmes

Objectif général	Sous thème	Contenu général textuel à prévoir	Norme créée ou modifiée	Remarques éventuelles
Modification de la chaîne de valeurs sectorielle	Précision sur l'intégration de la mission de comptage aux missions du distributeur	Le comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs du réseau de distribution fait partie des missions de distribution	Ajout à la définition de la notion de « distribution » à l'article 2 de la loi du 14 décembre 2011	
	Création des missions des fournisseurs de service de comptage	<p>La mission d'approvisionnement en équipement du système de comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs du réseau de distribution est exercée par une filiale du distributeur.</p> <p>Les activités de service de pose, d'entretien et de recyclage des équipements du système de comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs du réseau de distribution sont exercées par des prestataires du gestionnaire de réseau de distribution.</p> <p>Les missions ainsi déléguées par le gestionnaire de réseau de distribution et leurs conditions de mise en œuvre sont précisées par décret du MINEE.</p>	Nouveaux alinéas de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	
		Définition précise des périmètres des missions respectives des différentes catégories de fournisseurs de services de comptage :	Section II du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	La répartition de ces activités devra être faite en fonction des choix précis faits par l'ARSEL / le MINEE. Il est à noter que les

Rapport final

		<p>Spécification des matériels / qualification des matériels avant achat (s'assurer qu'ils respectent les spécifications et qu'ils fonctionnent avec le système d'information central utilisé par le GRD)/ étalonnage / Achat des compteurs, des autres équipements, de pièces détachées / approvisionnement / confirmation du respect des règles de métrologie / tests sur les matériels reçus / stockage / transport des nouveaux matériels / information des clients en amont du déploiement / pose des compteurs / pose des autres équipements / contractualisation de l'accès au réseau télécom / gestion de la relation contractuelle avec le prestataire télécom (paiement, gestion des incidents en cas d'indisponibilité du réseau télécom, etc...) / vérification de la chaine de transmission d'information / contrôle qualité suite à la pose / maintenance (entretien) / réception des demandes d'intervention des clients / demandes de confirmation du fonctionnement des mesures / constitution d'agents assermentés pour ces contrôles / transport des matériels déposés / stockage des matériels déposés / recyclage / répartition spécifique en matière de nouveaux branchements</p> <p><i>NB : il est à noter que la répartition des activités devrait également se faire pour les compteur existants, dont les « services physiques » et le « recyclage » sont également susceptibles d'être délégués (prévoir notamment la relève à pieds des compteurs non communicants)</i></p>		<p>activités non mentionnées resteront de la responsabilité du gestionnaire, qui conserve par principe les missions de distribution en vertu des dispositions légales énoncées ci-avant.</p>
	<p>Délai légal de mise en œuvre de la réorganisation sectorielle</p>	<p>L'organisation sectorielle devrait être mise en œuvre dans un délai à fixer par la loi à compter de l'entrée en vigueur des textes réglementaires prévus en application de la même loi (ce délai sera à préciser en fonction des conditions de mise en œuvre retenues, notamment au regard des délais incompressibles des procédures d'appel d'offres à prévoir)</p>	<p>Disposition de la loi de modification.</p>	<p>Cette disposition, qui est une disposition transitoire, ne devrait pas être intégrée à la loi du 14 décembre 2011</p> <p>Les conséquences de non-respect du délai</p>

				légal sont explicitées ci-dessous.
Redéfinition du comptage	Définition des fonctionnalités du comptage intelligent ou prépayé	Consécration du déploiement du comptage avancé	Nouveaux alinéas de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	
		<p>Le comptage communicant consiste à réaliser les prestations suivantes</p> <ul style="list-style-type: none"> • Collecte et Validation, Estimation, Edition et stockage des données ; • Facturation (en pré-paiement ou post-paiement) ; • Téléopération et configuration à distance ; • Connexion / déconnexion de client ; • Appui au métier réseau (indicateurs, données d'exploitation, ...) ; • Détection des pertes non techniques ; • Prépaiement / Post-paiement ; • Gestion des alarmes ; • Télédistribution logicielle ; • Information client et mise à disposition des données à des tiers. <p>Sur ce dernier point, la réglementation pourra notamment prévoir le périmètre des données que le GRD doit obligatoirement et a minima mettre à disposition de l'utilisateur, sur un espace personnel d'un site internet, par exemple :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Index mensuels (en précisant s'ils sont relevés à distance ou estimés) • La consommation mensuelle et annuelle • La puissance électrique maximale soutirée par période mensuelle et annuelle • Les factures émises. 	Section I du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	<p>Ces fonctionnalités sont celles définies par l'étude de faisabilité produite dans le cadre de la Composante 1 pour le comptage « intelligent », opposé dans ce rapport au comptage « prépayé ». Le Consultant retient des échanges intervenus avec l'ARSEL qu'à la cible tous les compteurs sont communicants.</p> <p>Le consultant apporte par ailleurs des propositions sur les données qui pourraient être obligatoirement mises à disposition des utilisateurs par le GRD.</p>

Rapport final

		Maintien du cadre existant pour les comptages existants, dans l'attente du déploiement du comptage avancé.		
Définition de la consistance technique de la solution de comptage		<p>Le système de comptage comporte plusieurs équipements concourant à réaliser la mission de comptage, à savoir :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Des compteurs communicants (en configuration prépaiement ou post-paiement) - Un compteur d'énergie avec transformateur de courant situé au niveau du poste HTA/BT - Un équipement télécom situé au niveau du poste HTA/BT, permettant la communication avec les compteurs et le SI central - Un réseau télécom mis à disposition par un opérateur tiers - Un ensemble de SI permettant l'envoi d'ordres aux compteurs, et la collecte, le traitement, le stockage, et la mise à disposition des données issues des compteurs <p>Maintien du cadre existant pour les comptages existants, dans l'attente du déploiement du comptage avancé.</p>	Section I du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	Pour assurer la cohérence de ces définitions avec les définitions légales des limites entre le réseau concédé et les installations intérieures des utilisateurs, il faut bien s'assurer que l'équipement qui mesure l'énergie continue d'être dénommé « compteur ».
Modification des définitions existantes		<p>Ces stipulations devront réitérer ou renvoyer aux dispositions de la section I du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011</p> <p>Maintien du cadre existant pour les comptages existants, dans l'attente du déploiement du comptage avancé.</p>	Modification de l'article 1 ^{er} du contrat cadre de concession du 18 juillet 2001	
Conséquences du développement des données de comptage		L'utilisation des données personnelles recueillies par l'opérateur en charge des données de comptage est soumise à l'accord de l'utilisateur, lorsque l'utilisation des données intervient pour d'autres causes que celles nécessaires à la gestion du réseau.	Nouvel alinéa de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	La concentration des dispositions légales à l'article 26 de la loi permet de s'appuyer sur le renvoi fait précédemment au règlement pour les

			modalités de mise en œuvre
	<p>La réglementation pourra prévoir que :</p> <ul style="list-style-type: none"> - le GRD met à disposition une information claire sur les modalités d'opposition à l'utilisation d'information recueillie pour d'autres fins que la gestion du réseau ; - le consommateur dispose d'un droit de s'opposer à l'utilisation de ses données personnelles - il peut exercer ce droit à tout moment 	Section V du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	
Conséquences de la nécessité d'une infrastructure de télécommunication	<p>La transmission des signaux par courant porteur ligne en vue de réaliser le comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs fait partie des missions de distribution</p>	Ajout à la définition de la notion de « distribution » à l'article 2 de la loi du 14 décembre 2011	On pourra rechercher une formulation commune avec la précision donnée ci-avant sur l'intégration de la mission de comptage aux missions du distributeur
	<p>La réglementation pourra préciser dans une section <i>ad hoc</i> « les limites des compétences entre, d'une part, les distributeurs et leurs fournisseurs de services de comptage, et d'autre part, le monopole des télécoms » :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'accès au réseau de téléphonie est contractualisé par l'opérateur en charge de l'exploitation des équipements de comptage auprès des opérateurs compétents en matière de télécoms. - L'opérateur compétent en matière de télécoms place son modem au sein du poste HTA/BT du distributeur. - L'opérateur compétent en matière de télécoms peut accéder à ses équipements au sein du poste HTA/BT dans des conditions de sécurité des personnes définies par le distributeur en conformité avec les 	Section III du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	

Rapport final

		règles en vigueur, et contractualisées par le distributeur, l'opérateur en charge de l'exploitation des équipements de comptage et l'opérateur compétent en matière de télécom.		
Les conditions de délégation de l'activité de comptage	Confirmation de la nature de service public de l'activité de comptage	Le comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs fait partie intégrante du service public.	Nouvel alinéa de l'article 3 de la loi du 14 décembre 2011	
		Le comptage des énergies injectées ou soutirées par les utilisateurs du réseau de distribution est réalisé sans faire perdre au concessionnaire la responsabilité vis-à-vis du concédant et des usagers d'exercer ses missions dans le respect de ses obligations de service public.	Nouvel article du cahier des charge de concession	
Tempérament de l'exclusivité de la délégation de l'activité de comptage au distributeur		L'activité de distribution est placée sous concession, sous réserve des modalités de réalisation du comptage organisées par la loi et dans les modalités définies par ses textes d'application.	Nouvel alinéa de l'article 13 de la loi du 14 décembre 2011	
		Disposition prévoyant la modification de l'article 2 du décret du 24 septembre 2012 pour tempérer le principe d'exclusivité de la concession en ce qui concerne le comptage des énergies en distribution	Section VII du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	
Révision des clauses du contrat de concession relatives au comptage pour suivre la nouvelle		Réitération des dispositions réglementaires relatives à la répartition des missions entre le distributeur et chacun des fournisseurs de service de comptage prévues par la section II du décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011.	Modification de l'article 8 du Cahier des Charges du Contrat de Concession de Distribution et Vente d'Électricité Basse Tension du 18 juillet 2001	

Rapport final

	solution de comptage	l'énergie électrique consommée est mesurée par un compteur fourni par la filiale du concessionnaire en charge de l'approvisionnement des compteurs	Modification de l'article 9.1 du Règlement de Service de Distribution de l'Électricité	
	Exception au caractère personnel et incessible de la concession de distribution	L'activité de la concession de distribution a un caractère personnel et incessible, sous réserve des modalités de réalisation du comptage organisées par la loi.	Modification de l'article 44 de la loi du 14 décembre 2011	
		Disposition réitérée pour forger une exception au caractère personnel et incessible de la concession prévu l'art. 7 du décret du 24 septembre 2012	Section VII du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	
	Régime de propriété des biens placés en concession	Les équipements du système de comptage définis par la section I du décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011 sont placés sous le régime des biens de retour défini à l'article 9.	Modification du contrat cadre et/ou du contrat de concession.	
Mise en place des fournisseurs de services de comptage	Encadrement de la filialisation	Enumération des pouvoirs de l'ARSEL et/ou du MINEE au sein des organes de direction de la filiale (droit de présence et de participation au conseil d'administration, droits de vote avec poids spécial, droit de véto sur certaines décisions, notamment sur le programme d'investissement ou sur les conditions de remontée de dividendes, droit de décision sur certaines actions, par exemple concernant la saisine du tribunal compétent pour les litiges relatifs à la mise en œuvre des contrats conclus avec la société mère, fonction dédiée à un représentant du MINEE et/ou de l'ARSEL).	Nouvel alinéa de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011	
		L'étendue du droit de véto de l'ARSEL et/ou du MINEE devra être précisément définie par la loi.		
		- Précisions sur les conditions d'exercice des pouvoirs de l'ARSEL et/ou du MINEE sur la filiale	Section IV du nouveau décret pris en application de	

Rapport final

		<ul style="list-style-type: none"> - Conditions de délai de la filialisation, qui réitère le délai légal - Si nécessaire au regard des clauses des contrats en cours pour l'achat des compteurs, disposition permettant leur transfert de la maison mère à la filiale - Obligation pour les parties (le gestionnaire de réseau société mère et le fournisseur de service de comptage, sa filiale) d'établir une relation contractuelle relative à la mise en œuvre de la prestation déléguée par le gestionnaire de réseau à sa filiale. Cette relation contractuelle portera sur la définition précise de la mission, le niveau de service, les modalités de mise en œuvre de ces missions par les deux cocontractants, les modalités d'application des obligations de service public, la répartition et les conditions de responsabilité des cocontractants et sur les modalités de règlement des litiges. - Approbation du contrat par décision de l'ARSEL - En cas d'absence de conclusion d'un tel contrat après le délai légal de mise en œuvre, droit donné à l'ARSEL de fixer les droits et obligations entre la filiale et la société mère par décision. 	<p>l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011</p>	
	<p>Sélection des fournisseurs de service de comptage ayant la qualité de prestataires</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Réalisation d'un appel d'offres par le GRD - Respect des principes de transparence, de liberté d'accès et de non-discrimination de la procédure de passation - Renvoi à la responsabilité du délégataire de la concession de distribution : <ul style="list-style-type: none"> o pour spécifier le contenu de la prestation, son niveau de service et les modalités d'application des obligations de service public, ses conditions de vérification de réalisation des prestations, et les conditions financières associées, en relation avec les conditions de sa propre rémunération ; o et pour déterminer la procédure, en vertu des textes applicables ; 	<p>Section IV du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011</p>	

Rapport final

		<ul style="list-style-type: none"> - Pouvoir d'approbation de l'ARSEL sur l'ensemble de ces conditions et/ou approbation des candidats retenus et du contrat signé (sur le fondement de l'article 82 de la loi, cf. infra) ; - Encadrement sur le nombre, le périmètre géographique et la durée des prestations ; - Exigences éventuelles sur le recours aux PME ; - Maintien du prestataire à l'échéance du contrat jusqu'à désignation d'un nouveau prestataire en application de la procédure de passation. - Droit de l'ARSEL de lancer l'appel d'offres pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution (ou de la filiale) en l'absence de signature des contrats de prestation correspondants dans le délai légal de mise en œuvre de la réorganisation sectorielle. 		
	<p>Accords sur le niveau et les modalités de service de comptage</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Obligation des fournisseurs de service de comptage de conclure des conventions entre eux pour assurer le niveau de service dans lequel ils sont engagés vis-à-vis du gestionnaire de réseau et pour définir les modalités de mise en œuvre correspondantes de leurs missions. - On peut penser notamment à des clauses de : <ul style="list-style-type: none"> o conditions d'accès aux locaux de la contrepartie ; o transfert des risques sur les équipements dont la garde est transférée o ... 	<p>Section IV du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011</p>	<p>La réglementation pourrait définir les points à aborder par ces conventions. L'absence de précision sur la répartition des missions ne permet cependant pas d'aller plus loin dans la précision des dispositions à prévoir</p>
		<p>En plus des clauses imposées par la réglementation, les accords devront nécessairement prévoir :</p> <ul style="list-style-type: none"> - des clauses de règlement des litiges (obligation de médiation, délai de tentative de conciliation, tribunal compétent), - des clauses d'exonération de responsabilité (définition de la force majeure, de l'imprévision) et 	<p>Pièces contractuelles</p>	

Rapport final

		d'organisation de la responsabilité (clauses pénales, clauses limitatives de responsabilité) ; - ...		
Régulation	Régulation des FSC qui ont qualité de filiale (mission « d'appro. »	<p>Extension des compétences légales de régulation de l'ARSEL aux fournisseurs de services de comptage constitués en filiales du distributeur.</p> <p>Le fournisseur de service de comptage en charge de l'approvisionnement sera rémunéré par un tarif établi par l'ARSEL qui comportera des critères de régulation incitative qui modifieront, à la hausse ou à la baisse, le revenu autorisé de l'opérateur.</p>	Modification de l'article 82 de la loi du 14 décembre 2011	
		<p>Le tarif pourrait intégrer des indicateurs portant :</p> <ul style="list-style-type: none"> - sur le niveau minimal des stocks, - sur le délai maximal de livraison, - sur la qualité des compteurs livrés (selon des modalités de contrôle à définir), - ... <p>Ils pourront se traduire :</p> <ul style="list-style-type: none"> - par une modulation (à la hausse ou à la baisse) du taux de rémunération des actifs (WACC), - par un bonus/malus forfaitaire. 	Création d'un nouveau tarif	<p>Les indicateurs prévus par le tarif devront être cohérents avec les exigences prévues dans la convention passée entre le gestionnaire de réseau de distribution et sa filiale. En l'absence de définition précise des missions de l'opérateur en charge des approvisionnements, il n'est pas possible au Consultant de donner davantage de piste sur les modalités d'établissement de ce tarif.</p>

Rapport final

		<p>Prise en compte dans les conditions tarifaires du distributeur des coûts facturés par le FSC</p> <p>Notamment, baisse régulière du revenu minimal autorisé en cas de non création de la filiale au-delà du délai légal.</p>	Modification de la décision tarifaire	
Régulation des FSC qui ont qualité de prestataires (« services physiques et recyclage »)		<p>Extension des pouvoirs de l'ARSEL pour intervenir dans la désignation des fournisseurs de service de comptage ayant qualité de prestataires</p> <p>De tels pouvoirs pourront faire l'objet de précisions réglementaires par décret.</p>	Modification de l'article 82 de la loi du 14 décembre 2011	
		<p>Précisions sur les conditions de mise en œuvre du pouvoir de l'ARSEL d'intervenir dans la désignation des candidats : pouvoir d'approbation de l'ARSEL sur l'ensemble des conditions d'appel d'offres et/ou approbation des candidats retenus et/ou du contrat signé</p>	Nouveau décret pris en application de l'article 82 de la loi du 14 décembre 2011	En pratique, cette disposition décréte pourra être adoptée au sein de la section IV du nouveau décret pris en application de l'article 26 de la loi du 14 décembre 2011
		<p>Modification des indicateurs de performance du GRD déjà prévus dans le contrat de concession ou ajout de nouveaux indicateurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> - taux de pertes, - respect du calendrier de déploiement des compteurs, - nombre de factures erronées remontées par les clients, - ... <p>Conditions de couverture des coûts du gestionnaire de réseau de distribution en lien avec les conditions contractuelles de la prestation du Fournisseur de service de comptage</p>	Décision tarifaire	En l'absence de définition précise des missions de l'opérateur en charge des approvisionnements, il n'est pas possible au Consultant de donner davantage de piste sur les modalités d'établissement de ce tarif.

6. ANNEXES

Annexe 1 : Liste des documents collectés

a) Documents transmis le 5 octobre 2021

1. LOI N° 2011/022 DU 14 DECEMBRE 2011 REGISSANT LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE AU CAMEROUN
2. SND30_Stratégie-Nationale-de-Deveppement-2020-2030
3. ARRETE N°00000013/MINEE DU 26 JAN 2009 portant approbation du Règlement du Service de distribution publique d'électricité de la société AESSONEL
4. Règlement du Service de distribution publique d'électricité de la société AESSONEL
5. Décret N°2013203 du 23 juin 2013 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité
6. Décret n°2012/2806/PM du 24 septembre 2012 portant APPLICATION DE CERTAINES DISPOSITIONS DE LA LOI N°2011/022 DU 14 DECEMBRE 2011 REGISSANT LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE AU CAMEROUN
7. Arrêté n°00000193/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
8. Avenant n°3 au contrat de concession de Eneo

b) Documents transmis par la suite

1. Décret N°2011/1521/PM/15 juin 2011 fixant les modalités d'application de la loi N°2010/021 du 21 décembre 2010 régissant le commerce électronique au Cameroun
2. Loi N°2010/021 du 21 décembre 2010 régissant le commerce électronique au Cameroun
3. Décret N°2012/1643/PM du 14 juin 2012 fixant les conditions et les modalités d'audit de sécurité obligatoire des réseaux de communications électroniques et des systèmes d'information
4. LOI N°2010/013 DU 21 DECEMBRE 2010 REGISSANT LES COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES AU CAMEROUN
5. LOI N°2010/012 DU 21 DECEMBRE 2010 RELATIVE A LA CYBERSECURITE ET LA CYBERCRIMINALITE AU CAMEROUN
6. Loi N°2010/021 du 21 décembre 2010 régissant le commerce électronique au Cameroun
7. Loi N°2017/010 du 12 juillet 2017 portant statut général des établissements publics
8. DECRET N°2012501 DU 07 octobre 2012 portant organisation du Ministère de l'Eau et de l'Energie
9. Decret_N_2018_366_du_20_juin_2018_portant_code_des_Marches_Publics
10. Contrat de concession de distribution et son cahier de charges de l'opérateur Eneo
11. Contrat de licence vente de l'opérateur Eneo
12. Annexes 2 et 3 à l'avenant n°3 aux contrats de concession et de licence : indicateurs de performances et des pénalités - mesures d'accompagnement ; et accès à l'électricité

13. Rapports d'activités de l'opérateur Eneo sur la période 2015 – 2020
14. Schémas unifilaires réseaux Interconnectés Nord et Sud
15. Etude sur les pertes distribution dans les villes de Yaoundé et Douala
16. Etude de l'évolution du périmètre concédé
17. Cartographie du périmètre de distribution du Cameroun en 2012
18. Plan directeur de développement de l'électrification rurale du Cameroun
19. MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES « Zonage du segment de distribution de l'électricité envisagé à l'horizon 2031 au Cameroun : Conditions de succès »
20. Contrat cadre de concession et de licence entre la République du Cameroun et Sonel du 18 juillet 2001,
21. Avenant du 4 décembre 2006 au contrat cadre de concession et de licence
22. Avenant du 4 décembre 2006 au contrat de concession de distribution et de vente d'électricité
23. Avenant du 4 décembre 2006 au contrat de licence de vente d'électricité
24. Avenant du 7 août 2015 au contrat cadre de concession et aux contrats dérivés relatifs à l'exploitation de plusieurs parties du secteur de l'électricité
25. Loi de 2004 sur la métrologie légale au Cameroun
26. Décret du 10 octobre 1985 fixant les modalités de contrôle des instruments de mesure.

Annexe 2 : Questionnaire de collecte des données complété par l'ARSEL

No	QUESTIONNAIRE	RESPONSABLE	Eléments de réponse
1.1.1	Transmettre au Consultant toutes données génériques sur le réseau de distribution camerounais (nombre de kilomètres, nombre de clients interconnectés, puissance maximale transitée, carte des zones de desserte).	Eneo	
1.1.2	Veillez svp confirmer que la "vente" (au sens de la loi du 14 décembre 2011) est intégrée aux missions du gestionnaire de réseau de distribution en basse tension.	ARSEL	Seule la vente en basse tension est intégrée aux missions de gestionnaire de réseau de distribution. La vente en HTB, HTA relève d'un régime de licence (article 29 de la loi du 14 décembre 2011)
1.1.3	Veillez svp confirmer que le fait que l'ARSEL soit sous tutelle de l'Etat (art. 72 de la loi du 14 décembre 2011 signifie que, sauf à ce que la loi reconnaisse à l'ARSEL une compétence d'attribution, les actes des ministres, du Premier ministre ou du Président de la République prévalent sur ceux de l'ARSEL	ARSEL	Au sens de cet article, la loi reconnaît à l'ARSEL les missions énumérées et ne peuvent être annulées ou revues par un acte du Régulateur. Il faut aussi noter que l'ARSEL est un EPA avec une personnalité juridique et une autonomie financière. Cependant pour la relation de tutelle, bien vouloir consulter la Loi N°2017/010 du 12 juillet 2017 portant statut général des établissements publics
1.1.4	Préciser la signification de l'article 4 de la loi du 14 décembre 2011 qui exclut du champ d'application de la loi "les installations destinées à la distribution des signaux".	ARSEL	les installations pour l'alimentation des équipements pour les signaux satellites en général et la sécurité de l'Etat ne sont pas régulées
1.2.1	Confirmer que la mission porte uniquement sur le périmètre des réseaux "interconnectés", au sens de	ARSEL	La mission porte sur le périmètre interconnecté et les zones rurales (article 60 de la loi du 14 décembre 2011) mais également avoir un lien avec les

	l'article 59 de la loi du 14 décembre 2011, c'est-à-dire en dehors des zones d'électrification rurale		indicateurs de performance de l'annexe n°3 de l'avenant n°3 sur les taux d'accès.
1.2.2	Confirmer que le réseau public de distribution de cette zone "interconnectée" est intégralement sous concession d'ENEO. Le cas échéant, il est nécessaire de disposer d'un panorama des autres acteurs concernés de la distribution (nombre, territoire couvert).	ARSEL	Les zones interconnectées sont 2001 dans le périmètre de concession de Eneo (cf. contrat de concession de distribution et son cahier de charge ; annexe n°3 de l'avenant n°3 au contrat de concession)
1.2.3	Le déploiement du comptage avancé concerne-t-il uniquement la basse tension / la basse tension monophasée ?	Eneo	
1.2.4	<p>Quelles sont les activités attribuées aux FDC ?</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Achat des compteurs / infrastructure télécom b) installation des compteurs / infrastructure télécom c) contrôle et entretien - maintenance des compteurs / infrastructure télécom d) traitement des litiges, réclamations des clients e) renouvellement des compteurs défectueux f) relève des compteurs en post-paiement g) chargement des compteurs en prépaiement h) transmission des informations i) calcul des éléments de facturation j) édition et envoi de la facture k) Relation clientèle (par exemple modification de puissance souscrite) l) Recouvrement m) coupure pour impayé ou pour résiliation n) autre 	ARSEL	Ces informations vous seront transmises dès la réception du rapport final du consultant de la composante 1. Ledit rapport doit être transmis au plus tard la semaine du 18 au 22 octobre 2021

Rapport final

1.2.5	<p>Choix adopté en matière de séparation des activités de comptage par rapport aux autres activités de distribution :</p> <p>a) Quelles sont les modalités de séparation d'activité retenues : apport d'actifs à une filiale d'ENEO à 100%? Ou désignation d'un ou de prestataires par appel d'offres? Etc.</p> <p>b) Le cas échéant, statut de la société créée par apport d'actifs (SA, SEM? Autre?)</p>	ARSEL	<p>Ces informations vous seront transmises dès la réception du rapport final du consultant de la composante 1. Ledit rapport doit être transmis au plus tard la semaine du 18 au 22 octobre 2021</p>
1.3.1	Etat des lieux de l'infrastructure de télécommunication au Cameroun, notamment la performance et la robustesse du réseau	ARSEL	
1.3.2	Cadre légal et réglementaire applicable en matière de protection des données et de cyber sécurité, ainsi que le cas échéant la présentation des entités gouvernementales responsables de ces domaines	ARSEL	<p>Cf. LOI N°2010/012 DU 21 DECEMBRE 2010 RELATIVE A LA CYBERSECURITE ET LA CYBERCRIMINALITE AU CAMEROUN.</p>
1.3.3	<p>Quel est l'état de déploiement et le retour d'expérience éventuel des solutions de comptage intelligent prévues par l'Avenant 3 du contrat de concession d'ENEO :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Déploiement de compteurs intelligents sur les points de livraison des bâtiments administratifs et d'éclairage public p. 29, modification de l'article 6.6 du cahier des charges de concession) ▪ Systèmes de Comptage et de Contrôle permettant le paiement par avance des consommations d'électricité identifiés p. 30 de l'avenant 3, portant modification de l'article 8.1 du Cahier des charges de concession) 	Eneo	
1.3.4	<p>Quelles sont les solutions de comptage envisagée ?</p> <ul style="list-style-type: none"> - Types de logiciels (HES, MDMS, ...) mis en place dans le cadre de l'IMA 	Eneo	

Rapport final

	<ul style="list-style-type: none"> - Types de logiciels avec lequel s’interfacer à date (ZFA, SAP, ...) ou dans le futur (SCADA, ...) - Type d’hébergement de la solution SIG AMM - Solution télécom retenue (quel type de CPL, concentrateur, réseau WAN, ...) - Cas d’usages déployés dans le cadre de l’IMA - Volume et répartition des types de compteurs retenus (2 choix identifiés BAU/OPT en page 40 du document « Étude 3 Final _ Analyse Coûts Bénéfices _ Août 2021 »), avec les explications associées (Pourquoi un déploiement de compteurs intelligents sur un si faible proportion du volume global? Pourquoi un si grand nombre de compteurs prépayés alors que l’IMA permettrait ce cas d’usage ?) - Niveaux de service attendus de l’IMA 		
1.4.1	Quel est le modèle de gestion des données finalement retenu (quatre choix sont identifiés page 33-36 du document “Étude 2 _ Final _ Contours spécifiques et Modélisation Financière”) ?	ARSEL	Ces informations vous seront transmises dès la réception du rapport final du consultant de la composante 1. Ledit rapport doit être transmis au plus tard la semaine du 18 au 22 octobre 2021
1.4.2	Quelle est la stratégie de déploiement des compteurs et concentrateurs (déploiement en masse et/ou diffus ?)	ARSEL	Ces informations vous seront transmises dès la réception du rapport final du consultant de la composante 1. Ledit rapport doit être transmis au plus tard la semaine du 18 au 22 octobre 2021
1.4.3	Les FDC seront-ils propriétaires des actifs ? <ul style="list-style-type: none"> ▪ compteurs ▪ infrastructure informatique (matériels et logiciels) 	ARSEL	Ces informations vous seront transmises dès la réception du rapport final du consultant de la composante 1. Ledit rapport doit être transmis au plus tard la semaine du 18 au 22 octobre 2021

Rapport final

1.4.4	<p>Comment seront rémunérés les FDC ?</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ par un tarif réglementé ou par des prix de marché ? ▪ selon quels flux financiers ? ▪ client → FDC → fournisseur → distributeur ▪ ou client → fournisseur → distributeur → FDC 	ARSEL	Ces informations vous seront transmises dès la réception du rapport final du consultant de la composante 1. Ledit rapport doit être transmis au plus tard la semaine du 18 au 22 octobre 2021
	Résultats du projet pilote sur les compteurs prépayés lancé par ENEO en 2015	Eneo	
	Procédure élaborée pour « Définir les modalités de déploiement des compteurs intelligents sur les bâtiments administratifs et éclairages publics » (p. 29 de l'avenant 3 du contrat de concession)	Eneo	
	loi N°2004/002 du 21 avril 2004 régissant la métrologie légale au Cameroun	MINCOMMERCE	
	Contrat de concession d'ENEO tel qu'il résulte des différents avenants conclus depuis sa signature	ARSEL	Transmis par mail du 14 octobre 2021
	Cahier des charges de concession d'ENEO tel qu'il résulte des différents avenants au contrat	ARSEL	Transmis par mail du 14 octobre 2021
	Toute autre pièce pertinente régissant les relations entre l'Etat et le gestionnaire de réseau de distribution	ARSEL	Transmis par mail du 14 octobre 2021
	Textes réglementaires adoptés en application de l'article 102 de la loi du 14 décembre 2011 qui déterminent les compétences respectives de l'ARSEL et de l'administration en charge de l'électricité	ARSEL	Transmis par mail du 14 octobre 2021
	Cadre légal et réglementaire applicable en matière de protection des données personnelles et de cyber sécurité	ARSEL	Cf. LOI N°2010/012 DU 21 DECEMBRE 2010 RELATIVE A LA CYBERSECURITE ET LA CYBERCRIMINALITE AU CAMEROUN.

Rapport final

	Par ailleurs, le Consultant souhaite disposer de tout texte complémentaire appartenant au cadre légal et réglementaire en vigueur en matière de fonctionnalité et aspects techniques du comptage.	MINCOMMERCE	
--	---	-------------	--

Annexe 3 : Diapositives présentées à l'Atelier de Douala (16 novembre 2021)



Filialisation des services de comptages de l'électricité au Cameroun

Atelier de présentation – Mardi 16 novembre 2021 à Douala

Agence de Régulation du Secteur de l'Electricite
ARSEL
Electricity Sector Regulatory Agency



01

Présentation du Consultant

PRÉSENTATION DU CONSULTANT

Un consortium RTE international & EDF IN



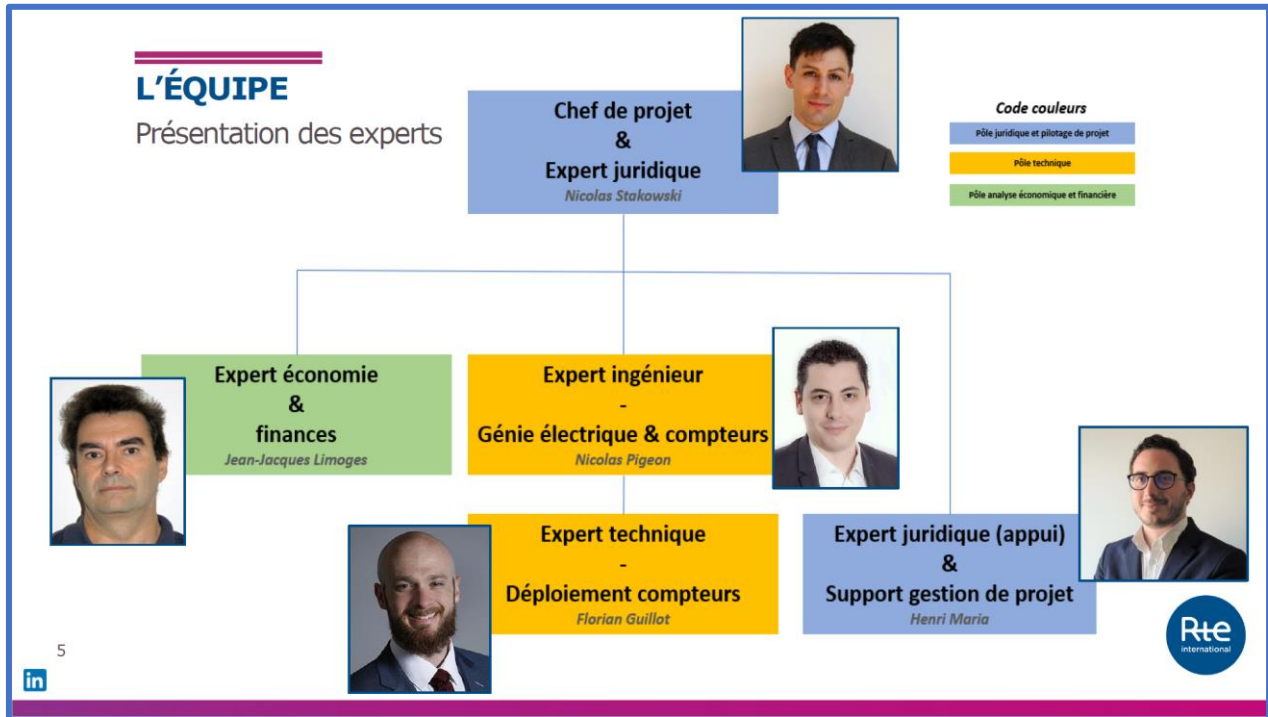
Filiale de RTE, **RTE international** cherche à promouvoir et à exporter l'expertise du gestionnaire de réseau de transport français RTE à l'étranger, grâce à une large gamme de services tels que la formation, l'audit, le conseil et l'assistance technique. Depuis 2012, RTE international a mené à bien plus de 250 projets avec l'appui de 1700 professionnels de son réseau d'experts dans plus de 40 pays.



EDF International Networks est la filiale du Groupe EDF en charge de mener des études générales et de développer des projets d'ingénierie, de consultance et de gestion déléguée dans le domaine des réseaux.

Les deux sociétés interviennent auprès des sociétés d'électricité, régulateurs et ministères du monde entier via divers modes d'intervention, allant de la prestation de services (consultance, réalisation d'études techniques...) à de l'assistance technique.





02 Objet de notre mission

OBJET DE NOTRE MISSION

Finalité de l'intervention du Consultant (1/2)

- L'objectif global de notre mission est d'offrir la traduction juridique de **la filialisation du comptage** (le Projet).
- Notre intervention doit permettre aux autorités une **révision plus facile des textes existants et d'en proposer la rédaction de nouveaux** (décrets, arrêtés ministériels, instruments réglementaires, contractuels, etc.) et ainsi, in fine, de concrétiser le Projet.
- C'est un travail **d'ingénierie juridique** : sur la base des orientations prises par l'ARSEL et l'étude de faisabilité, nous proposons les fondations d'un montage organisationnel cohérent et juridiquement viable.

7



OBJET DE NOTRE MISSION

Finalité de l'intervention du Consultant (2/2)

Trois actions du Consultant au cœur de ce projet :

- Préalable : **compréhension** des caractéristiques du projet
- **Identification et analyse** des dispositions juridiques nécessaires à la matérialisation de la filialisation des services de comptage de l'électricité au Cameroun
- **Proposition d'orientations concrètes** pour l'évolution des textes clés à travers la rédaction de « term-sheet » compatibles avec la réalisation du modèle cible de filialisation.

8



OBJET DE NOTRE MISSION

Déroulement concret

▪ Chronologie

- Mission d'une durée de **8 semaine** (début : 12/10/21 – fin : 07/12/21)
- Nos travaux sont avancés mais **toujours en cours**
- Le présent atelier sert à « consolider » l'analyse des experts

▪ Livrables principaux

- Un **Rapport d'état des lieux et de benchmark**
- Un **Rapport contenant les « term-sheets »** (en cours de finalisation).

9



OBJET DE NOTRE MISSION

Notre présentation du jour



- Présenter les **premiers résultats de notre analyse** à travers la mise en avant des principales thématiques juridiques à traiter et notre méthode pour les aborder
- **Echanger avec les participants** dans une démarche pédagogique
- Recueillir les **commentaires et remarques** pour consolider nos conclusions finales

10



03

La transformation de la solution technique de comptage

ETAT DES LIEUX

- Les textes en vigueur prennent appui uniquement **sur le recours au comptage électromécanique.**
- **Exemple** : l'article 1er du Cahier des Charges du Contrat Cadre de Concession et de Licence du 18 juillet 2001 décrit les systèmes de comptage et de contrôle basse tension en intégrant les équipements suivants :



- un compteur d'énergie active et un disjoncteur ou jeu de fusibles calibrés et plombés limitant la puissance mise à la disposition de l'Usager ;
- des horloges pour certains types de tarifications ;
- éventuellement pour les Usagers dont la puissance est supérieure ou égale à 10 KVA :
 - o des compteurs d'énergie active, réactive et apparente ;
 - o des indicateurs ou enregistreurs de puissance active, réactive, ou apparente et leurs accessoires (horloges ou relais, etc.).

- → **quelle que soit l'organisation sectorielle retenue, l'évolution des textes juridiques devra tenir compte de la généralisation d'une technologie de comptage avancé**

MODIFICATIONS JURIDIQUES ENVISAGÉES

- La définition d'une solution de comptage avancé doit s'appuyer sur :
 - Des **fonctionnalités** (ces fonctionnalités seront à distinguer entre compteurs prépayés et intelligents)
 - Une **caractérisation de la chaîne de transmission** de l'information → un point d'attention est particulièrement à porter sur la **limite avec le monopole des télécoms**



- Important : la définition de la solution technique de comptage avancé doit être cohérente avec la répartition des missions entre les acteurs. D'où l'importance de bien les définir.**

- Exemples :

1 - Besoin de spécifier les éléments techniques à l'interface entre plusieurs acteurs

2 - Répartition de la responsabilité sur le fonctionnement de la chaîne communicante

3 - Règlementation des données (mise à disposition des données entre les acteurs)



04

L'impact du projet sur la concession de distribution

PÉRIMÈTRE DE LA MISSION

Etat des lieux

- La loi différencie les activités de distribution et de vente. La concession de distribution d'ENEO **couvre la distribution en BT et MT, ainsi que la vente en BT.**
- dans le périmètre de la délégation envisagée (approvisionnement, installation, relève, etc.), toutes **les activités en cause appartiennent au périmètre de la distribution** et non de la vente.

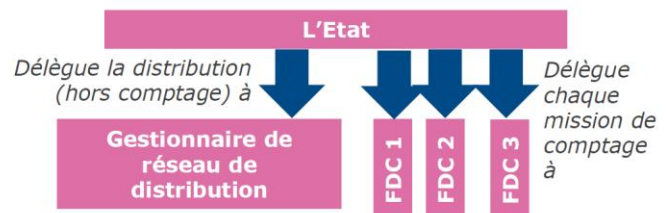
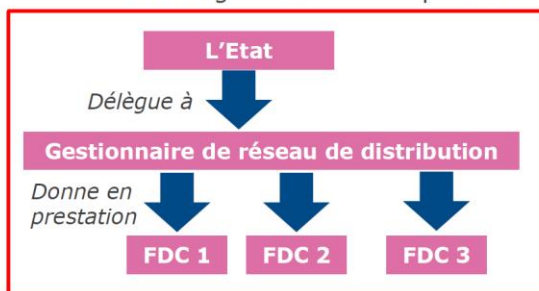
→ **la concession de distribution d'ENEO est la seule délégation possiblement impactée par le projet de délégation d'activité**

15



APPROCHE RETENUE PAR LE CONSULTANT 1/3

- Le Consultant considère que le Projet de répartition des missions de comptage touche manifestement aux conditions actuelles de délégation de la distribution à ENEO. → **la concession d'ENEO est nécessairement modifiée par le Projet.**
- Deux organisations sont possibles :



16

- Le Consultant, en accord avec l'ARSEL, préconise la première organisation.**



APPROCHE RETENUE PAR LE CONSULTANT 2/3

- L'organisation retenue permet de **maintenir l'essentiel du cadre concessif actuel** :
 - Le GRD conserve la **responsabilité** de toute sa mission de distribution vis-à-vis de l'Etat ;
 - Transparence du Projet (donc pas de complexification) dans les **relations entre l'utilisateur et le GRD** ; le GRD reste en particulier de toutes ses **obligations de service public** ;
 - Le **patrimoine de la concession** reste sous la responsabilité du GRD (donc pas de difficulté dans l'identification du détenteur des biens de la concession ni sur la portée de son droit) ;
 - Le GRD négocie les **contrats de prestation auprès des FDCs** dans le cadre réglementaire applicable.

17



APPROCHE RETENUE PAR LE CONSULTANT 3/3

- **Certaines modifications du cadre de la concession sont toutefois à prévoir** :
 - Créer une exception au caractère personnel et incessible de l'exécution du contrat ;
 - Etendre le régime des biens à tous les équipements de comptage ;
 - Prévoir les conditions de création d'une filiale et de prestation du GRD aux FDC (à suivre)
 - Prévoir le cadre réglementaire permettant de s'assurer de l'effectivité de la répartition des missions entre les FDC et le GRD (à suivre).



NB : ces modifications ne pourront se faire que dans le **cadre légal établissant les conditions de révision de la concession.**



05

Les conditions de mise en place des fournisseurs de service de comptage

LES CONDITIONS IMPOSÉES AUX ACTEURS

- Une **réorganisation sectorielle** ne peut aboutir que si la chaîne de valeur mise en place est intégrée dans la loi et la réglementation.
- Pour cette raison, il sera nécessaire de prévoir :
 - La **répartition des missions** des différents FDC ;
 - La nature de leurs **rapport avec le GRD** (filiale, prestataire) ;
 - Les **délais** de mise en place des filiales ou contractualisation des prestations ;
 - Les conditions de **rémunération** des acteurs (cf. infra).
- Les **relations entre les acteurs** (entre GRD et FDC, ou entre FDC) devront également être organisées pour assurer le succès du Projet :
 - Conditions de **transfert des contrats** ;
 - **Conventions réglementées entre les acteurs.**

LES CONDITIONS INDIFFÉRENTES AU PROJET

- Certains aspects de l'organisation du Projet ne devraient en revanche pas être encadrés par les textes et demeurer de l'initiative des personnes privées :
 - La **forme sociale** de la filiale ;
 - Les **statuts** de la filiale ;
 - Les modalités et la nature des **apports d'actifs** ;
 - Les **conditions contractuelles** proposées pour la prestation.

21



06 Cadre réglementaire associé

CADRE RÉGULATOIRE ASSOCIÉ

Le rôle du régulateur

La **filialisation du comptage** se traduisant par l'apparition de nouveaux acteurs dans la chaîne de valeur, le rôle du régulateur doit être adapté en conséquence :

- pour s'assurer *a priori* que ces nouveaux acteurs disposent des moyens nécessaires pour apporter le **niveau de service attendu** ;
- pour contrôler a posteriori que ces moyens ont été utilisés de façon **efficace et vertueuse** ;
- pour **inciter financièrement** les différents acteurs dans ce sens.

Les textes législatifs et réglementaires devront donc être adaptés pour permettre au régulateur d'exercer ces prérogatives.

23



CADRE RÉGULATOIRE ASSOCIÉ

Filiale détenue à 100% par ENEO, régulée de façon indépendante

- **Pas de mise en concurrence.**
- La rémunération du FSC est fixée par un **tarif régulé** pouvant comporter des **mécanismes incitatifs**.
- Cette rémunération est **couverte par le tarif de vente** d'ENEO. Elle est reversée par ENEO au FSC, au même titre que le péage transport est reversé à SONATREL.

24



CADRE RÉGULATOIRE ASSOCIÉ

Joint-venture entre ENEO et un (ou des) partenaire(s) extérieur(s) / pure prestation

- Sélection du (ou des) partenaire(s) par **appel d'offres**, passé par ENEO, qui en fixe les modalités dans son dossier d'AO.
- La **rémunération** du FSC est **fixée contractuellement** entre ENEO et le FSC qui est son prestataire.
- Les **mécanismes incitatifs** ne peuvent s'appliquer qu'à ENEO, charge à elle de les répercuter sur son fournisseur en s'appuyant sur des clauses contractuelles.
- La rémunération du FSC constitue un coût pour le distributeur, couvert par le tarif de distribution. Elle peut faire l'objet d'un **contrôle de la part du Régulateur**.
- Le FSC ne jouit d'**aucun actif** en propriété de l'Etat.

25



CADRE RÉGULATOIRE ASSOCIÉ

La régulation incitative

Le régulateur peut mettre en place des mécanismes qui vont inciter les opérateurs à **améliorer leur performance** ou à orienter leurs efforts sur certains aspects jugés stratégiques.

Une telle incitation peut porter :

- sur des **indicateurs de moyens** : niveau minimal des stocks, délai maximal de livraison, respect du calendrier de déploiement...
- sur des **indicateurs de résultat** : niveau des pertes, nombre de factures erronées...

Elle peut se traduire :

- par une modulation, à la hausse ou à la baisse, du **taux de rémunération** des actifs concernés (WACC...)
- par un bonus/malus sur le **revenu autorisé**.

26





Rte
International

edf
International
Networks

Merci pour votre attention

Contact :
Henri MARIA - henri.maria@rte-international.com