

**RAPPORT
D'ACTIVITES 2014**



Mariam Gui NIKIEMA
Présidente



Me Benoît Joseph SAWADO
Commissaire



Adama OUEDRAOGO
Commissaire



Adama SANOU
Commissaire



Adama BARRY
Commissaire



SOMMAIRE :

▶ Sigles et abréviations.....	4
▶ Mot de la Présidente.....	5
▶ Introduction.....	7
▶ Première partie : Organisation, attributions et fonctionnement de l'ARSE.....	8
▶ Deuxième partie : Situation du sous-secteur de l'électricité en 2014.....	10
▶ Troisième partie : Bilan des activités réalisées en 2014.....	25
▶ Quatrième partie : Recommandations et perspectives.....	31
▶ Annexes.....	33

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AFUR	African Forum for Utility Regulators
ANARE/CI	Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité/Côte d'Ivoire
ARREC	Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité
ARSE	Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité
BT	Basse Tension
CEDEAO	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
COOPELs	Coopératives d'Electricité
CRSE/SN	Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité/Sénégal
DGE	Direction Générale de l'Energie
END	Energie Non Distribuée
FDE	Fonds de Développement de l'Electrification
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt heure
HT	Haute Tension
MEF	Ministère de l'économie et des finances
MME	Ministère des mines et énergie
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt heure
PM	Premier ministre
RNI	Réseau National Interconnecté
SONABEL	Société Nationale d'Electricité du Burkina
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
TCE	Temps de Coupure Equivalent
TMC	Temps Moyen de Coupure



Le présent rapport procède de l'application des dispositions de l'article 19 du décret n°2008-369/PRES/PM/MCE/MEF/MCPEA du 24 juin 2008 portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité. Aux termes de cet article, en effet, l'ARSE présente chaque année au Premier Ministre, avant le 30 juin, un rapport qui rend compte, au titre de l'exercice précédent, de son activité, de l'exécution de son budget et de l'application des dispositions législatives et réglementaires relatives au sous-secteur.

On peut l'affirmer, l'année 2014 a sans contexte plongé l'ARSE au cœur de sa fonction première : celle de veiller au respect des intérêts de tous les acteurs à travers la régulation de la chaîne des activités de l'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire national, de la production à la vente en passant par l'exploitation, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation.

Les efforts consentis par la structure en 2013 à travers le recrutement des directeurs opérationnels, la mise en œuvre d'un plan d'urgence de renforcement des capacités, la mise en œuvre d'actions de communication en direction de certaines cibles, ont révélé un temps soit peu au public le rôle de l'institution, toute chose qui lui a valu d'être saisie pour connaître de certaines préoccupations d'acteurs du sous-secteur en matière de litiges et de différends.

Bien entendu, l'année 2014 a été consacrée également à la poursuite de la gestion des affaires courantes de la structure, à la poursuite du renforcement et de l'opérationnalisation de ses services techniques, à la surveillance et à la veille du cadre juridique du sous-secteur, à l'appui-conseil du Gouvernement conformément aux textes, au renforcement du partenariat et de la concertation avec les principaux acteurs du sous-secteur de l'électricité, à la mise en place des outils de contrôle technique et tarifaire, au renforcement de la coopération régionale et au renforcement de la visibilité de son action globale dans le fonctionnement du secteur de l'électricité.

A l'heure du bilan, c'est le lieu pour moi de saluer les efforts consentis tout au long de l'année à l'interne par le Conseil de Régulation et le personnel de l'ARSE, mais aussi de relever avec un réel sentiment de reconnaissance les appuis multiformes apportés de l'extérieur tant par le Gouvernement que par les autres partenaires du secteur et les partenaires au développement.

Au sortir de 2014, malgré les acquis obtenus, tout n'est pas accompli, loin s'en faut. Des défis entiers liés à la conduite de notre mission globale restent en effet à engager et surtout à réussir.

C'est pourquoi pour l'année 2015 à venir, et face à la problématique de la faiblesse de l'offre d'électricité, il me plait de souligner que l'ARSE nourrit de fortes ambitions pour poursuivre son œuvre en vue d'un développement harmonieux de ce sous-secteur dont l'importance pour notre économie nationale n'est plus à démontrer.

Mariam Gui NIKIEMA
Officier de l'Ordre National



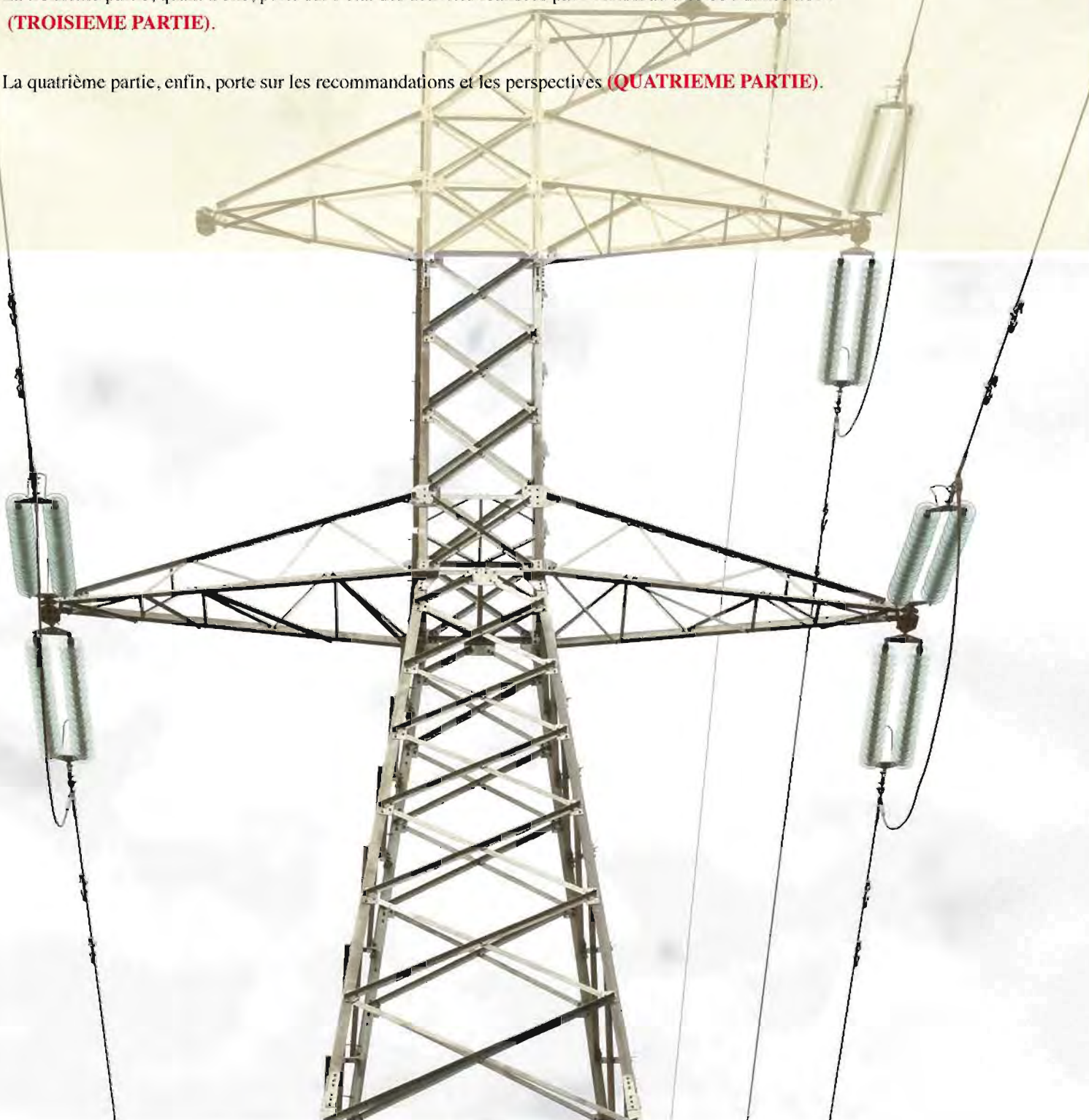
Introduction

Le rapport annuel d'activités 2014 comprend quatre parties. Dans un premier temps, il présente l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité à travers son organisation, ses attributions et son fonctionnement. **(PREMIERE PARTIE)**.

En second lieu, le rapport présente la situation du sous-secteur de l'électricité en 2014 aux plans juridique, technique, économique et financier **(DEUXIEME PARTIE)**.

La troisième partie, quant à elle, porte sur l'état des activités réalisées par l'ARSE au titre de l'année 2014 **(TROISIEME PARTIE)**.

La quatrième partie, enfin, porte sur les recommandations et les perspectives **(QUATRIEME PARTIE)**.



PREMIÈRE PARTIE : Organisation, attributions et fonctionnement de l'ARSE

Ainsi que nous l'indiquons en introduction, cette première partie du rapport vise à présenter l'ARSE à travers son organisation, ses attributions et son fonctionnement.

1.1. Organisation

L'Autorité de régulation du sous-secteur de l'électricité (ARSE) a été créée en 2007 aux termes de l'article 11 de la loi n°027-2007/AN du 20 novembre 2007 portant réglementation générale du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso. Cette loi a été modifiée par la loi n°053-2012/AN du 17 décembre 2012 portant réglementation générale du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso. A la suite de sa création, l'ARSE a vu ses attributions, son organisation et son fonctionnement définis à travers l'adoption du décret n°2008-369/PRES/PM/MCF/MEF/MCPEA du 24 juin 2008.

L'ARSE est composée d'un conseil de régulation, d'un secrétariat général et de directions opérationnelles. Le Conseil de régulation est l'instance délibérante de la structure. Il est composé d'un président et de quatre commissaires. Le Président de l'ARSE est nommé par le Président du Faso. Les quatre commissaires sont nommés par décret pris en Conseil des ministres, en raison de leur intégrité morale, de leur honnêteté intellectuelle, de leur neutralité et impartialité ainsi que de leur qualification dans les domaines juridique, technique et économique et de leur expertise dans le sous-secteur de l'électricité.

Ils sont nommés respectivement sur proposition du Président de l'Assemblée nationale, sur proposition du Conseil économique et social, sur proposition des associations représentatives du patronat et sur proposition des associations représentatives des consommateurs dans le respect de l'alinéa 3 du présent article.

Le Président et les membres du Conseil de régulation de l'ARSE sont nommés pour une période de cinq (5) ans, renouvelable une fois.

Le Secrétariat Général est l'organe d'exécution de l'ARSE. Il est dirigé par un Secrétaire Général et comprend cinq (5) directions opérationnelles :

- la Direction des Affaires Administratives et Financières ;
- la Direction des Services Economie et Tarification ;

- la Direction de la Communication et de la Documentation ;
- la Direction des Affaires Juridiques et du Contentieux ;
- la Direction des Services Techniques et de la Régulation.

1.2. Attributions et fonctionnement

Le Conseil de régulation approuve l'organisation et le fonctionnement ainsi que le budget et les grilles salariale et indemnitaire de l'ARSE. Dans l'exercice de ses missions, le Conseil de régulation est chargé de :

- déterminer les compensations financières dues par l'Etat aux acteurs du système électrique ;
- constater les cas de défaillance manifeste de l'Etat ;
- sanctionner les manquements aux dispositions législatives, réglementaires ou contractuelles régissant le sous-secteur de l'électricité ;
- trancher les litiges relatifs au sous-secteur ;
- contrôler le respect des termes des contrats, licences et autorisations par les intervenants du secteur ;
- contrôler la mise en œuvre des contrats d'importation et d'exportation d'électricité ;
- contrôler avec pouvoir décisionnel l'application des tarifs de l'électricité, les contrats de vente d'électricité à l'acheteur central et les conditions de raccordement aux réseaux et leur interopérabilité ;
- autoriser les travaux effectués suivant les conditions réglementaires applicables en la matière, par des opérateurs du sous-secteur en cas d'urgence ou de défaillance de l'opérateur principal ;
- contrôler les extensions des réseaux effectuées par les opérateurs du sous-secteur et en évaluer les conséquences sur les droits des tiers ;
- élaborer les contrats-types et les cahiers des charges-types pour les concessions, les licences et les autorisations ;
- mettre en place, en rapport avec le Fonds de développement de l'électrification, des mécanismes simplifiés et souples d'élaboration de contrats, de contrôle et de révision tarifaires pour préserver la viabilité des systèmes d'approvisionnement d'électricité du second segment.

En outre, dans le cadre de ses attributions, le Conseil de Régulation est doté de pouvoirs consultatifs et décisionnels.

Au titre des pouvoirs consultatifs, il doit donner un avis simple dans les domaines suivants :

- les projets de textes législatifs et réglementaires relatifs au sous-secteur ;
- le respect des règles de la concurrence par les opérateurs du sous-secteur ;
- le contenu des obligations de service public, leurs conditions d'application et les exemptions éventuelles ;
- les programmes d'investissement qui lui sont soumis par le ministère chargé de l'énergie ;
- la réquisition des installations d'autoproduction dans les conditions de l'article 59 de la loi n° 027-2007/AN du 20 novembre 2007 portant réglementation générale du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso.

Au titre de ses pouvoirs décisionnels, le Conseil de Régulation doit donner un avis conforme dans les domaines suivants :

- l'octroi et le renouvellement des concessions, affermage, licences et autorisations ;
- la révision ou la modification des concessions, affermage, licences et autorisations ;
- les propositions tarifaires qui lui sont soumises par le ministre chargé de l'énergie, après concertation avec les ministres chargés du commerce et des finances ;
- les conditions d'accès des tiers aux réseaux.

Le fonctionnement du Conseil de Régulation de l'ARSE est régi par l'arrêté n°2011-001/ARSE/CR du 24 février 2011 portant règlement intérieur du Conseil de Régulation du sous-secteur de l'électricité.

Aux termes de cet arrêté, le Conseil se réunit en session ordinaire une fois par mois. Il se réunit également de plein droit en session extraordinaire en cas de besoin sur convocation de son président ou à la demande d'au moins deux (02) commissaires. En cas d'absence ou d'empêchement de son président, le Conseil est présidé par le plus âgé des commissaires présents, sans voix prépondérante en cas de vote.

L'ordre du jour des sessions est arrêté par le Président en concertation avec les commissaires. Il est transmis, sauf cas d'urgence au moins, sept (07) jours avant la session. Tout membre du Conseil peut inscrire d'autres questions à l'ordre du jour. Il en informe le Président soixante douze (72) heures

au moins avant la session par un écrit contenant les informations nécessaires.

Ces informations sont transmises sans délai aux autres Commissaires par le Secrétaire Général. Les projets de délibération sont établis par les services techniques sous la responsabilité du Secrétaire Général et transmis aux Commissaires au moins quarante huit (48) heures avant la session.

Les points qui n'ont pu être examinés au cours d'une session sont réinscrits prioritairement à l'ordre du jour de la session suivante. Toutefois, si le report est motivé par la nécessité de recueillir un supplément d'informations, la question est réinscrite à l'ordre du jour de la session au cours de laquelle le Conseil disposera des informations nécessaires à l'examen de ladite question.

Les délibérations sont adoptées à la majorité des membres présents. En cas de partage des voix, celle du Président est prépondérante. En cas d'absence du président et de partage égale des voix sur une question, le point n'ayant pas pu faire l'objet de délibération, est reporté à la session suivante. Les votes se font à main levée sauf si le président ou un (01) membre demande le scrutin secret. Le vote par procuration est interdit.

La durée des sessions ordinaires est de deux (02) jours maximum et celle des sessions extraordinaires de un (01) jour. Les dossiers soumis à la délibération du Conseil sont présentés soit par un membre du Conseil, soit par le Secrétaire Général ou par un directeur de service désigné par lui.

Le Secrétaire général assure le secrétariat des réunions du Conseil de régulation auquel il présente par ailleurs les rapports des directions opérationnelles.

DEUXIÈME PARTIE : SITUATION DU SOUS-SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN 2014

Cette deuxième partie du rapport présente la situation du cadre juridique, la situation du cadre technique et la situation économique et financière du sous-secteur de l'électricité.

2.1. Situation du cadre juridique

Le cadre juridique du sous-secteur de l'électricité est régi par la loi n°053-2012/AN du 17 décembre 2012 portant réglementation générale du sous-secteur de l'électricité.

Afin d'assurer une effectivité à cette loi, le législateur en 2012 a renvoyé plusieurs aspects du sous-secteur de l'électricité à la prise de textes réglementaires par le Gouvernement.

A cet effet, au cours de l'année 2014, le Gouvernement a procédé à l'adoption de deux décrets :

- le décret n°2014-635/PRES/PM/MME/MEF du 29 juillet 2014 portant obligations de services publics, leurs conditions d'application et les exemptions dans le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso ;
- le décret n°2014-636/PRES/PM/MME/MEF du 29 juillet 2014 portant conditions de conclusions des contrats de délégations de services publics, de délivrance des licences, autorisations et soumission à l'obligation de déclaration d'installation dans le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso.

Le premier décret a été pris en application des dispositions de l'article 6 de la loi précitée aux termes duquel « les obligations de service public, leurs conditions d'application et les exemptions éventuelles, sont définies par décret pris en Conseil des ministres sur proposition du ministre en charge de l'énergie, après avis simple de l'Autorité de régulation du sous secteur de l'électricité, notamment en matière de :

- *raccordement universel;*
- *fourniture de services de base aux usagers;*
- *absence ou de minimisation des interruptions et pannes de courant;*
- *sécurité de l'approvisionnement;*
- *continuité, régularité et qualité des fournitures d'électricité;*
- *protection des consommateurs;*
- *respect de l'environnement;*
- *alimentation de certaines charges particulières notamment les clients sociaux, l'éclairage public et l'électrification rurale;*
- *service minimum et/ou prioritaire;*
- *mise en place de tarifs accessibles aux usagers à faibles revenus, dans les zones urbaines comme dans les zones rurales ».*

Quant au second décret, il vise à préciser le contenu des articles 11 alinéa 2, 27 alinéa 1 et 61 alinéa 2 de la loi régissant le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso en édictant les conditions de conclusion des contrats de délégation de service public, de délivrance des licences, autorisations et de soumission à l'obligation de déclaration.

Par ailleurs, le Gouvernement a défini à travers ce texte les seuils de puissance déterminant l'octroi de titres de production. Il en est de même des conditions de durée, de renouvellement, de cession, de transfert, de retrait et de résiliation des contrats de concession ou de toute autre forme de délégation de service public, des licences et autorisations.

Ainsi, à la fin de l'année 2014 la situation des textes à prendre en application de la loi portant réglementation générale du sous-secteur de l'électricité se présente comme suit :

Tableau 1 : Situation des textes à prendre en application de la loi

N°	FONDEMENTS	OBJET	NATURE
1	Art. 7	Création de Fonds spécifiques relatifs à la prise en charge du coût réel des obligations de service public et les surcharges tarifaires dans les segments	Décrets
2	Art. 12	Conditions de tutelle des différents établissements publics et sociétés d'Etat en charge de gestion partielle ou totale du service public de l'électricité	Décret
3	Art. 13	Fixation des tarifs de l'électricité dans le premier segment	Décrets et/ou arrêtés

4	Art.15 tiret 6	Mécanismes de consultation des utilisateurs/consommateurs et des opérateurs du sous-secteur de l'électricité	Décret
5	Art.17	Conditions de règlement des litiges relatifs au sous-secteur de l'électricité	Décret
6	Art. 19	Attributions, organisation et fonctionnement de l'ARSE	Décret
7	Art. 24	Conditions de délégation de service public de l'électricité	Décret
8	Art. 29 al.2	Conditions de passage du système d'acheteur central au système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution	Décret
9	Art.43	Modalités de contrôle de l'interopérabilité entre les différents réseaux de transport	Décret
10	Art. 44	Modalités de contrôle de l'interopérabilité entre les différents réseaux de distribution	Décret
11	Art. 53	Modalités d'élaboration et d'approbation des projets d'électrification rurale	Décret
12	Art. 56 al. 3	Modalités d'élaboration et de transmission des propositions tarifaires dans le premier segment à l'ARSE	Décret
13	Art. 57	Fixation des tarifs dans le second segment	Décret ou arrêté

2.2. Analyse technique du fonctionnement du système électrique

A-Au titre de la Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL)

Il est à noter que conformément aux textes, le segment I concerne la Société Nationale d'Electricité du Burkina.

2.2.1 Situation de la Production (production locale+ achat d'énergie)

La production d'énergie électrique au Burkina Faso en 2014 par la SONABEL a été de 1 359 GWh contre 1 262 GWh en 2013 soit une augmentation de 7,6%. Ce taux de 7,6% est en baisse en comparaison à celui de 2013/2012 de 10,7% et de 2012/2011 de 11,2%. Cela s'explique par la baisse de

l'activité économique due à la crise que le pays a connu en 2014.

La production de 2014 est répartie, suivant les sources, comme suit :

- centrales thermiques : **57%**
- achats d'énergie importée de la Côte d'Ivoire, du Ghana et du Togo : **36%**
- centrales hydrauliques : **7%**

2.2.1.1 L'évolution de la capacité

Puissance installée/Puissance exploitable

La puissance installée du parc de production est passée de 247 MW en 2013 à 285 MW en 2014 (*annexe 1*). Cette croissance est essentiellement due à la mise en service de la tranche 3 de la centrale de Komsilga.

Sur la période 2009-2014, il y a eu 103 MW de puissance additionnelle et 28 MW de puissance déclassée, soit 75 MW

de puissance additionnelle équivalent, soit une croissance globale de 38% correspondant à une évolution moyenne annuelle de 7%. Cette évolution s'explique par ordre chronologique par :

- 2009 /2010 : déclassement de groupe équivalent à 14 MVA (11,2 MW) réparti comme suit :
 - o Centrale Ouaga 1 : déclassement du G08 de 4 MVA,
 - o Centrale Ouaga 2 : déclassement du G01 de 4 MVA et du G08 de 4 MVA
 - o Centrale Koudougou : déclassement du G03 de 0,750 MVA
 - o Centres isolés : Ajout de groupes équivalent à 1.630 MVA et déclassement de groupes équivalent à 2.450 MVA
- 2010 /2011 : Ajout de groupe équivalent à +1 MVA (0.8 MW) réparti comme suit :
 - o Centrale Ouaga 1 : déclassement du G04 de 4 MVA
 - o Centres isolés : Ajout de groupes équivalent à 10 MVA, déclassement de groupes équivalent à 1.550 MVA et arrêt de groupes équivalent à 3.5 MVA
- 2011/2012 : Ajout de groupe équivalent à 37 MW réparti comme suit
 - o Centrale Komsilga : mise en service de la tranche 2 (G2-G3-G4) de 37 MW
- 2012/2013 : ajout de groupe équivalent à 10 MW réparti comme suit
 - o Centrale Komsilga : mise en service du groupe G1 de 18 MW
 - o Centrales Koudougou : Arrêt total de la centrale 5 MW
 - o Centrale Ouaga 1 : déclassement de groupe G03 de 3 MW
 - o Centrales isolées : déclassement de groupe équivalent de 0,150 MW et ajout de petits groupes de équivalent à 0,600 MW
- 2013/2014 : ajout de groupe équivalent à 38 MW réparti comme suit :
 - o Centrale Komsilga : mise en service de la tranche 3 (G05-G06-G07) de 38 MW

NB :

- il est à noter que la SONABEL en partenariat avec l'Etat a eu recours à la location de groupes fonctionnant au diesel oil pour une capacité de 30MW (APR Kossodo) en mars 2011 et 31 MW (GPS Ouaga 2000) en mai 2011. En juillet 2012, le contrat de location a été arrêté;
- La mise en service de la ligne Bobo-Ouaga en début 2010 a permis d'augmenter la puissance minimale garantie de la ligne d'interconnexion avec la Cote d'Ivoire de 16 MW à 50 MW.

Le tableau ci-dessous fournit une synthèse de l'évolution de la capacité installée entre 2009 et 2014.

Tableau 2 : Synthèse de l'évolution des puissances installées

Puissance Installée	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TCAM (2009-2014)
Puissance installée en MW	210	200	200	237	247	285	7%
Puissance exploitable (MW)			180	206	213	247	
Rapport puissance exploitable sur Installée			90%	87%	86%	87%	

TCAM : Taux de Croissance Annuel Moyen

2.2.1.2 Taux de disponibilité et d'utilisation

Taux de disponibilité

Le taux de disponibilité (Td) est calculé par la formule suivante :

$Td = (\text{durée de disponibilité} \times 100) / \text{durée annuelle}$ avec :

Durée de disponibilité en heure

Durée annuelle : 8760 h

Le taux de disponibilité de l'ensemble du parc de production est de 65.7 % en 2014.

La période 2012 – 2014 est marquée par une dégradation du taux de disponibilité de la puissance exploitable globale du parc de production du réseau National Interconnecté (RNI) qui est passé de 67,4% en 2012 à 65,7% en 2014, suite à la non maintenance et la non réhabilitation des unités de production pour des problèmes d'acquisition de pièces de rechange.

Tableau 3 : Synthèse de l'évolution du taux de disponibilité

Taux de disponibilité	2012	2013	2014
Ensemble du parc	67,4	67	65,7
Centrales thermiques	56,1	63,2	62,4
Ouaga 1	22,1	40,7	31,9
Ouaga 2	51,1	68,9	62,8
Kossodo	62,2	39,2	46,8
Komsilga	93,0	91,9	88,5
Bobo 1	49,6	58,1	46,2
Bobo 2	98,4	83,9	90,8
Centrales hydrauliques	95,8	95,6	90,7
Kompienga	95,6	95,1	94,5
Bagré	95,9	96,1	86,9

Coefficients d'utilisation

Le coefficient d'utilisation est déterminé par la formule suivante :

$$Ku \% = (EP \times 100) / (SOMME P_n \times H) \text{ avec}$$

EP = ENERGIE PRODUITE

P_n = PUISSANCE NOMINALE Alternateur.

H_m = Nombre d'heures de marche du groupe

H = Nombre d'heures dans la période

Le coefficient d'utilisation en 2014 pour l'ensemble du parc est de 37,52%.

La dégradation du taux de disponibilité a permis de rehausser le taux d'utilisation de la puissance exploitable disponible de 30,82% en 2012 à 37,52% en 2014.

Tableau 4 : Synthèse de l'évolution du coefficient d'utilisation

Coefficient d'utilisation	2012	2013	2014
Ensemble du parc	30,82	35,31	37,52
Centrales thermiques	21,45	34,85	38,26
Ouaga 1	4,67	10,06	11,47
Ouaga 2	11,66	23,24	18,27
Kossodo	22,91	22,45	26,26
Komsilga	37,46	64,78	60,41
Bobo 1	4,77	10,29	9,23
Bobo 2	27,56	33,72	34,47
Centrales hydrauliques	34,44	38,04	32,37
Kompienga	22,69	23,02	21,45
Bagré	44,72	51,19	41,92

2.2.1.3 L'évolution de la production d'électricité

Energie totale produite (production + achat)

La production brute et les achats d'énergie sont passés de 1 262 GWh en 2013 à 1 359 GWh en 2014, soit une progression 7,6%. La prévision était de 1 198 GWh en 2013 contre 1 401 GWh en 2014. Ces valeurs d'énergie correspondent à une prévision de vente de 997 GWh en 2013 et 1 163 GWh en 2014, avec un rendement global du réseau de l'ordre de 83%.

Entre 2013 et 2014, la production brute de la SONABEL a enregistré une hausse de 19% (thermique 25% et hydroélectrique -14%). Elle enregistre également une hausse de 36% par rapport aux prévisions de 2013 et de 4% par rapport aux prévisions de 2014. En revanche, les achats d'énergie ont baissé de 8% entre 2013 et 2014.

Tableau 5 : Analyse comparative des prévisions et réalisations de la production et des achats d'énergie

Production brute + achat	2013	2014	%
Réalisations en GWh	1 262	1 359	7,6%
Projections en GWh	1 198	1 401	16,9%
Ecart Réalisations vs Projections	263 GWh	- 34 GWh	
	36%	- 4%	

Tableau 6 : Analyse comparative des prévisions et réalisations de la production brute d'énergie

Production brute	2013	2014	2013/2014
Réalisations en GWh	731	870	19%
Hydroélectrique	106	90	-14%
Thermique	625	780	25%
Prévisions en GWh	548	836	52%
Hydroélectrique	110	94	-15%
Thermique	438	742	69%
Ecart Réalisations vs Prévisions	183 GWh	34 GWh	
	25%	4%	

Tableau 7 : Analyse comparative des prévisions et réalisations des achats d'énergie

Achat d'énergie	2013	2014	2013/2014
Réalisations en GWh	532	488	-8%
Cote d'Ivoire	482	434	-10%
Ghana - Togo	50	54	8%
Prévisions en GWh	650	554	-15%
Cote d'Ivoire	600	500	-17%
Ghana - Togo	50	54	8%
Ecart Réalisations vs Prévisions	-118 GWh	-66 GWh	
	-22%	-14%	

Energie totale produite (production + achat) des réseaux (Interconnectés et isolés)

La part de la production locale est en hausse par rapport aux achats d'énergie depuis 2011. En effet, le rapport production locale / achat d'énergie est de 64% / 36% en 2014 contre 58% / 42% en 2013.

L'énergie du RNI représente 91% de l'énergie contre 9% pour les réseaux isolés.

Tableau 8 : Evolution de la production de l'énergie

Energie nette livrée (Production nette + Achats d'Energie)	2011		2012		2013		2014		TCAM
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
RESEAU NATIONAL INTERCONNECTE									
Production + Achat	914	89%	1 023	90%	1 136	90%	1 235	91%	12%
Production	376	41%	407	40%	655	58%	801	65%	38%
thermique	82	22%	97	24%	106	16%	90	11%	3%
hydraulique	294	78%	310	76%	549	84%	711	89%	47%
Achat d'énergie	538	59%	616	60%	482	42%	434	35%	-6%
Cote d'Ivoire	449	83%	469	76%	482	100%	434	100%	-1%
Location thermique	88	16%	147	24%		0%			
RESEAUX ISOLÉS									
Production + Achat	112	11%	118	10%	126	10%	123	9%	
Production	66		72		76		69		
SONABEL Thermique	66		72		76		69		
Achat	46		46		50		54		
Ghana	44,37		43,88		47,93		51		
Togo	1,37		1,62		1,89		3		
Sous-total production	442	43%	479	42%	730	58%	870	64%	
Sous-total achat	584	57%	661	58%	532	42%	488	36%	
Total production + achat	1 026	100%	1 140	100%	1 262	100%	1 358	100%	

2.2.1.4 L'énergie nette livrée

L'énergie nette livrée aux réseaux (la production nette de SONABEL et les achats d'énergie) est de 1 233 GWh en 2014. Elle connaît une croissance moyenne annuelle de 5,0%, passant de 1 125 GWh en 2012 à 1 233 GWh en 2014.

Tableau 9 : Evolution de l'énergie nette livrée

Energie nette livrée (Production nette + Achats d'Energie)	2012		2013		2014		TCAM 2012- 14
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
RESEAU NATIONAL INTERCONNECTE RNI							
Prod. brute	407		655		801		48%
Conso Auxil	13		18		23		36%
Prod. nette	394	39%	637	57%	779	64%	48%
Achat d'énergie	616	61%	482	43%	434	36%	-15%
Energie nette livrée	1 010	100%	1 119	100%	1 213	100%	10%
RESEAUX ISOLÉS							
Prod. brute	72		76		69		-2%
Conso Auxil	3		3		3		0%
Prod. nette	69		73		66		-2%
Achat	46		50		54		9%
Energie nette livrée	115		123		120		2%
TOTAL							
Sous-total prod. nette	463	41%	710	57%	845	63%	41%
Sous-total achat	661	59%	532	43%	488	37%	-13%
Total Energie nette livrée	1 125	100%	1 242	100%	1 333	100%	9%

2.2.1.5 L'évolution de la puissance de pointe

La puissance de pointe du réseau électrique de la SONABEL est 234 MW en 2014 contre 214 MW en 2013.

Tableau 10 : Puissance de pointe (en MW) par réseaux

	2010	2011	2012	2013	2014
Réseaux National Interconnecté	159	162	175	200	219
Centre isolé Ouahigouya				4,46	4,35
Centre isolé Dori				1,8	1,9
Centre isolé Dédougou				4,24	4,5
Autres centres				3,94	3,98
TOTAL				214	234

2.2.1.6 L'évolution des charges de combustibles

Les charges combustibles sont passées de 33 143 millions de francs CFA en 2010 à 61 024 millions de francs CFA en 2014, soit un taux de croissance moyen de 21%. Les charges en combustible de 2010 à 2014 représentent en moyenne annuelle 36% des coûts d'exploitation de la SONABEL et constituent sa principale charge d'exploitation. Le tableau ci-dessous indique les variations suivantes :

- Le Gas-oil & DDO enregistre un TCAM de 11 % et le Fuel, 43%.
- Les impôts et taxes et les charges du personnel enregistrent un TCAM identique de 7%.
- Les frais financiers et charges assimilées enregistrent une hausse annuelle moyenne de 37%. Il en est de même pour les dotations aux provisions (+30%)

2.2.2 Situation du transport

Tableau 11 : Evolution des charges (Valeurs en millions de FCFA)

	2010	2011	2012	2013	2014	TPM	TCAM
Gas-oil & DDO	23 076	33 452	46 077	42 425	33 533	25%	11%
Fuel	10 067	10 705	13 057	16 693	27 491	11%	43%
Huiles	1 529	387	1 203	1 681	1 712	1%	3%
Eau	213	149	174	220	213	0%	0%
Energie (achat)	18 195	20 509	26 692	29 240	28 554	18%	14%
Pièces de rechange matériel centrale	3 818	2 660	2 562	1 794	4 668	2%	6%
Pièces de rechange auto	180	190	226	208	208	0%	4%
Autres matières et matériels	7 050	7 866	7 764	5 646	6 194	5%	-3%
- Transports consommés	230	213	188	150	125	0%	-11%
Services extérieurs	4 282	12 923	11 157	4 813	5 101	6%	5%
Autres charges	3 021	2 816	3 712	2 605	3 256	2%	2%
Charge de personnel	11 427	12 137	12 954	13 424	14 813	9%	7%
Impôts et taxes	1 061	1 209	1 233	1 242	1 352	1%	7%
Frais Financiers et charges assimilées	3 226	5 935	6 156	5 917	8 059	4%	37%
- Dotations aux amortissements	17 389	17 875	18 069	18 346	20 492	13%	4%
- Dotations aux provisions	760	5 337	1 521	1 048	1 674	1%	30%
	105 523	134 363	152 744	145 452	157 446	100%	

TPAM : Taux de Proportionnalité Annuel Moyen (TPAM)

Rapport FUEL / DDO

La part des charges en fuel lourd (FO380), principal combustible de la SONABEL, le moins cher n'atteint pas le niveau escompté de 75% des charges totales en combustible. Elle est passée de 30% en 2010 à 45% en 2014. Dans le même temps, les parts combinées du diesel-Oil et du gasoil dans les charges de combustible ont baissé légèrement de 70% en 2010 à 55% en 2014.

Ainsi, la SONABEL devrait enregistrer dans les prochaines années une réduction de ses charges en combustibles, toutes choses égales par ailleurs, avec le prix du FO380 qui est moins élevé que celui des autres combustibles.

Tableau 12 : Evolution des charges de combustibles (Valeurs en millions de FCFA)

Dépenses encombustibles	2010		2011		2012		2013		2014		TCAM 2010-14
	Montant	%	Montant	%	Montant	%	Montant	%	Montant	%	
DDO & Gas-Oil	23 076	70%	33 452	76%	46 077	78%	42 425	72%	33 533	55%	11%
Fuel	10 067	30%	10 705	24%	13 057	22%	16 693	28%	27 491	45%	43%
TOTAL	33 143	100%	44 157	100%	59 134	100%	59 118	100%	61 024	100%	21%

En dehors des travaux d'extension du poste de Pa et de la construction de la ligne 90 kV Pa-Wona dont la mise en service a été réalisée en décembre 2014, aucun investissement majeur n'a été fait sur le réseau de transport dans la période 2010-2014.

2.2.2.1 Les lignes haute tension (HT)

En 2014, le réseau de Transport est à 945 km. Il comprend 488 km de lignes 225 kV de 3 tronçons, 315 km de ligne 132 kV de 3 tronçons et 142 km lignes 90 kV de 5 tronçons (cf : tableau 13).

Tableau 13 : lignes de transport

Tronçon	U nom (kV)	Long (km)	Année de mise en service
Ferké Koden	225	150	2010
Koden Pa	225	134	2010
Pa Zagtoul	225	207	2010
Kompienga Zano	132	143	1988
Zano Ouaga	132	140	1988
Bagre Zano	132	32	1993
Zagtoul Ouaga2	90	15	2010
Ouaga2 Ouaga1	90	5	2010
Ouaga1 Kossodo	90	8	2010
Zagtoul Komsilga	90	15	2010
Komsilga Patte d'Oie	90	12	2010
Zagtoul Koudougou	90	90	2010
Pa Wona	90	45	2014

2.2.2.2 Les postes Haute Tension

En juillet 2014, le poste de Komsilga 90/33 kV a été mis en service. En décembre 2014, il est réalisé l'extension du poste de Pa avec la création d'une travée 90 kV.

Le réseau de Transport comprend ainsi onze (11) postes avec 36 transformateurs pour une puissance totale installée de 625 MVA répertoriés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 14 : postes de transformation

Poste	Transfo	Nombre	P. installée (MVA)
Kodeni	225/33	2	80
	33/34,5	1	5
Pa	225/33/34,5	1	10
	225/90	1	15
Zagtouli	225/90	2	140
	90/33/34,5	1	20
Ouaga2	90/15	1	40
Ouaga1	90/15	1	40
Kossodo	90/33	1	40
	90/15	1	40
Komsilga	90/33	3	120
Zano	132/33	1	5
Patte d'Oie	132/33	3	30
Kompienga	6,6/132	2	20
Bagré	6,6/132	2	20
Total			625

2.2.3 Situation du réseau de distribution

Le réseau électrique de distribution de la SONABEL, alimenté principalement à partir des postes sources (90/33 kV, 225/33 kV, 132/33 kV, 90/15 kV) est composé, à la fin de l'année 2014, du :

- réseau Moyenne Tension 33, 20 et 15 kV, long de 3 452 km, qui assure la desserte de l'énergie vers les postes de distribution publics, mixtes et clients ;
- réseau Basse Tension d'une longueur de 8 151 km, qui assure la distribution de l'énergie vers la clientèle BT à partir des postes de transformation HTA/BT au nombre de 2 957 sur l'ensemble du pays ;
- réseau Mixte d'une longueur de 470 km.

A noter qu'à la fin de l'année 2013, le réseau de distribution comprenait 3 220 km de ligne MT, 7 889 km de ligne BT, 420 km de ligne mixte et 2 735 postes HTA/BT.

Tableau 15 : Récapitulatif global des postes et des lignes (HTA et BT)

Ouvrage	2010	2011	2012	2012	2013	2014	TCAM
Postes HTA/BT	2 263	2 405	2 571	2 571	2 735	2 957	8%
Lignes HTA (Km)	2 083	2 297	2 663	2 663	3 220	3 451	16%
Lignes BT (Km)	6 584	6 948	7 527	7 527	7 989	8 151	6%
Ligne mixte	297	336	401	401	420	470	15%

Entre 2013 et 2014, la hausse des longueurs de réseaux et du nombre de postes de distribution s'explique par :

- les extensions légères payées par les clients dans les quartiers ;
- l'électrification de nouvelles localités (Vague I du Projet d'Electrification des chefs lieux de Communes rurales) ;

- les travaux de restructuration de réseaux (création de départs 33 kV à Komsilga et 15 KV à Bobo 2 pour l'évacuation des puissances).

2.2.4 Situation des Ventes

2.2.4.1 L'évolution des ventes

Les ventes d'énergie en 2014 s'élève à 1 125 GWh et se répartit comme suit en proportionnalité :

- Vente HT 37%
- Vente BT post-payé 59%
- Vente BT pré-payé 4%

Entre 2010 et 2014, les ventes d'électricité connaissent une évolution moyenne annuelle de 10%. Cependant, cette évolution doit être relativisée au regard de la crise énergétique vécue en 2013 et 2014 avec des niveaux d'énergie non fournie par manque de production qui ont atteint respectivement 11 GWh et 12 GWh.

A noter que sur la période 2005 – 2009, les ventes avaient connu une croissance de 8,7% par an.

Par niveau de tension, on enregistre des évolutions diverses :

- les ventes Haute Tension (HT) enregistrent une progression avec un taux de croissance annuel moyen de 9%. Ainsi, leur part dans les ventes globales a évolué de 39% en 2010 à 37% en 2014.
- la Basse Tension (BT) post payé, avec une croissance moyenne de 10% par an, améliore sa part dans les ventes globales, qui est 59% en 2014, alors qu'elle était de 57% en 2010 ;
- la Basse Tension (BT) pré-payé, avec une croissance moyenne de 14% par an, stabilise sa part dans les ventes globales, qui est de 4% de 2010 à 2014.

Tableau 16 : Evolution des ventes d'énergie

Ventes d'énergie	2010	2011	2012	2013	2014	TCAM 2012/2014
HT Post payé	317 GWh 39%	329 GWh 39%	363 GWh 38%	400 GWh 38%	414 GWh 37%	9%
BT Pré payé	455 GWh 57%	475 GWh 57%	552 GWh 58%	613 GWh 58%	661 GWh 59%	14%
Total	801 GWh 100%	836 GWh 100%	952 GWh 100%	1052 GWh 100%	1125 GWh 100%	10%

Comparaison prévisions/ réalisations

Par rapport aux prévisions, un retard de 38 GWh a été noté en 2014, soit -3% des prévisions. En 2013, il est noté un écart de 5%.

Cette situation proviendrait de la faible augmentation de l'énergie totale due à la crise qu'a connue le pays en 2014.

Tableau 17 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations des ventes

Ventes globale	201	2011	2012	2013	2014
Réalisations en GWh	801	836	952	1 052	1 125
Projections en GWh				997	1 163
Ecart				55 GWh	-38 GWh
Réalisations vs Projections				5%	-3%

2.2.4.2 L'évolution du rendement

Le rendement global, rapport ventes / production brute, est utilisé pour déterminer la production nécessaire pour satisfaire totalement la demande. Ce rendement intègre des facteurs inhérents à l'exploitation d'un système électrique, tels que la consommation des auxiliaires, les pertes techniques au niveau des réseaux et les pertes commerciales découlant de la fraude et des problèmes de facturation.

Le rendement global du réseau de la SONABEL est de 82.7% en 2014. De 2012 à 2014, le rendement global de la SONABEL est en dégradation continue. Il est passé de 83.49% en 2012 à 82.78% en 2014.

Cette dégradation s'explique d'une part, par la situation financière de la société, qui n'a pas permis l'exécution intégrale des travaux de restructuration des réseaux de distribution et d'autre part un nombre important de localités rurales raccordées sans aucun client desservi.

Tableau 18 : Evolution des rendements

	2010	2011	2012	2013	2014
Rendement global	84.4%	81.5%	83.49%	83.32%	82.78%
Consommations auxiliaires			1.37%	1.63%	1.88%
Pertes réseaux distribution-transport			15.14%	15.05%	15.33%

2.2.4.3 L'évolution de la clientèle

Le nombre de clients en 2014 s'élève à 508 599 et se répartit comme suit :

- clients HT : 1 425 (0,3%)
- clients BT post-payé : 423 405 (83%)
- clients BT pré-payé : 83 769 (16%)

Parallèlement aux ventes, le nombre de clients connaît une évolution moyenne de 9% par an entre 2010 et 2014, réparti comme suit :

- clientèle Haute Tension : 7%.
- clientèle Basse Tension (Post payé) : 8%
- clientèle Basse tension (Pré payé) : 10%.

Tableau 19 : Evolution de la clientèle

Clientèle	2010		2011		2012		2013		2014		TCAM 2012/2014
	Nbre	%	Nbre	%	Nbre	%	Nbre	%	Nbre	%	
HT	1 073	0,3%	1 120	0,3%	1 218	0,3%	1 344	0,3%	1 425	0,3%	7%
BT	308 536	85%	339 324	85%	375 226	86%	404 917	86%	423 405	83%	8%
(Post)	52 556	15%	61 032	15%	59 806	14%	66 180	14%	83 769	16%	10%
BT(Pré)											
Total	362 165	100%	401 476	100%	436 250	100%	472 441	100%	508 599	100%	9%

2.2.4.4 Evolution de la consommation unitaire de la clientèle

Avec une augmentation des ventes (10%) un peu plus rapide que celle de la clientèle (9%), la consommation unitaire connaît une augmentation de 1% sur la période.

Pour la clientèle Basse Tension Post payé, la quantité d'énergie consommée par client enregistre une hausse de 1% en moyenne par an, passant de 1,474 MWh/client en 2010 à 1,561 MWh/client en 2014.

Pour la clientèle Basse Tension Pré-payé, la quantité d'énergie consommée par client enregistre une hausse de 4% en moyenne par an, passant de 0,570 MWh/client en 2010 à 0,596 MWh/client en 2014.

Pour la Haute Tension, la consommation unitaire connaît une baisse moyenne annuelle de 2% passant de 295 MWh/client en 2010 à 291 MWh/client en 2014.

Tableau 20 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle

Clientèle	2010	2011	2012	2013	2014	TCAM 2012/2014
	MWh/client	MWh/client	MWh/client	MWh/client	MWh/client	
HT	295	293	298	298	291	-2%
BT Post	1,474	1,400	1,471	1,514	1,561	1%
BT Pré	0,570	0,525	0,619	0,585	0,596	4%
Total	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	1%

2.2.5 Situation de la Qualité du Service

2.2.5.1 Qualité de fourniture de l'électricité

La demande non satisfaite (énergie non distribuée) globale est de 23 697 MWh en 2014 et est réparti comme suit :

- Incidents 10 553 MWh (45%)
- Travaux 1 541 MWh (7%)
- Délestage : 11 603 MWh (49%)

L'END de 2014 est en hausse de 6,3% par rapport à celle de 2013 (22 39 MWh).

Le nombre d'interruptions en 2014 est de 2 955 contre 2 405 en 2013, soit une hausse de 23%.

On note que depuis 2009, la qualité de service est en dégradation continue avec une petite amélioration en 2012. L'END est passée de 18 103 GWh en 2010, à 23 697 MWh en 2014, soit une hausse annuelle moyenne de 16% entre 2010 et 2014. Dans la même période, le nombre d'interruptions est en hausse de 186%. Cette situation est due au délestage par

manque de production qui représente plus de 50% de l'énergie totale non distribuée de l'année.

La valeur de l'énergie non distribuée en 2014 est un record qui s'explique par des difficultés d'approvisionnement en combustibles enregistré au cours de l'année.

La répartition des interruptions par nature entre 2010 et 2014 est résumée dans le tableau ci-dessous. Ainsi, toutes les interruptions de service enregistrent des hausses autant en nombre qu'en énergie non distribuée.

Tableau 21 : Répartition des interruptions par nature

Interruption	Interruptions 2010		Interruptions 2011		Interruptions 2012		Interruptions 2013		Interruptions 2014		TCAM 2010/2014	
	END (MWh)	Nbre	END (MWh)	Nbre	END (MWh)	Nbre	END (MWh)	Nbre	END (MWh)	Nbre	END (MWh)	Nbre
Incidents	5 167	1072	5 626	1 550	7 480	1 536	10 634	1 711	10 553	2 304	21%	22%
Mauvaise et travaux	536	337	673	451	1 638	424	1 220	369	1 541	389	42%	5%
délestage	12 400	271	13 912	201	2 735	214	10 536	325	11 603	262	57%	3%
Total	18 103	1680	20 211	2 202	11 853	2 74	22 390	2 405	23 697	2 955	16%	186%

Ratio END/Energie vendue

Entre 2010 et 2014, l'END est en hausse annuelle moyenne de 16%, les ventes d'énergie sont en hausse annuelle moyenne de 9%. Ce qui donne un ratio Energie non distribuée sur énergie vendue moyen de 2,03%.

Il convient de noter qu'aucune norme n'est assignée à la SONABEL en matière d'énergie non distribuée. La norme standard est en général de moins de 0.5% de l'énergie vendue.

Tableau 22 : Evolution du ratio END/Energie vendue

	2010	2011	2012	2013	2014	TCAM
END (MWh)	18 103	20 211	11 853	22 390	23 697	16%
Energie vendue	801 000	836 000	952 000	1 052 000	1 125 000	9%
Ratio END/Energie vendue	2,26%	2,41%	1,24%	2,12%	2,10%	2,03%

Répartition de l'END par réseaux

L'END de 2014 se répartit comme suit par réseaux : production 12 069 MWh (50%) – transport 4 788 MWh (20%) - distribution 7 137 MWh (30%).

Entre 2013 et 2014, l'énergie non distribuée suite à des interruptions sur les réseaux de production et de transport a augmenté respectivement de 9% et 10% ; par contre, en nombre, les incidents ont baissé respectivement de 19% et 13%. Cette situation est la conséquence du retard sur les investissements notamment au niveau de la production.

Tableau 23 : Répartition des interruptions par réseaux

Nature	2013		2014		Variation 2014/2013	
	Nbre	END	Nbre	END	Nbre (%)	END (%)
Production	361	11 102	291	12 069	-19%	9%
Transport	229	4 353	200	4 788	-13%	10%
Distribution	1 781	8 995	2 505	7 137	41%	-21%
Total	2 371	24 451	2 996	23 993	26%	-2%

Temps moyen de coupure (TMC) ou temps de coupure équivalent (TCE)

La continuité de fourniture d'énergie est appréciée par l'indicateur Temps de Coupure Equivalent (TCE). Cet indicateur est calculé selon la formule ci-après :

$$TCE = \frac{\text{Energie Non Distribuée}}{\text{Puissance moyenne livrée}}$$

$$\text{Puissance moyenne livrée} = \frac{\text{Energie livrée au réseau de distribution}}{8760 \text{ h}}$$

Nombre d'heures dans l'année : 8760 h.

En 2014, le TCE de 176 heures est resté aussi élevé qu'en 2013. Le nombre de déclenchements généraux a considérablement baissé, passant de 43 en 2013 à 31 en 2014, soit une baisse de 28%.

Tableau 24 : Evolution du TCE du RNI

	2012	2013	2014	TCAM
RESEAU NATIONAL INTERCONNECTE RNI				
Energie nette livrée (GWh)	1 010	1 119	1 213	10%
Pertes transport (GWh)	38	33	33	11%
Energie livrée au réseau de distribution (GWh)	972	1 086	1 180	11%
Puissance moyenne (MW)	111	124	135	
END (MWh)	11 853	22 390	23 697	
END (MWh)	107 heures	181 heures	176 heures	
TCE	soit 04 jours et 13 heures	soit 7 jours et 13 heures	soit 7 jours et 8 heures	

2.2.5.2 L'EXPLOITATION DE LA LIGNE D'INTERCONNEXION

Le taux de réalisation de l'importation d'énergie a légèrement augmenté passant de 80% en 2013 à 87% en 2014.

Tableau 25 : Prévision / réalisation des importations d'énergie avec la Cote d'Ivoire

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Prévision	128	145	150	139	400	607	640	600	500
Réalisation	136	120	131	130	339	449	469	482	434
Taux de réalisation		106%	82%	87%	85%	74%	73%	80%	87%

L'année 2014 s'est caractérisée par une amélioration du taux de disponibilité de la ligne qui est passé de 98,71% à 99,13% du fait de la prompt réactivité des dispatchers lors des incidents par mini-tension et maxi-tension.

Le taux de continuité de la fourniture pour 2014 s'est également amélioré par rapport à la même période en 2013 passant de 97,77% à 99,02%. Cela s'explique par le gain d'environ 30h de non ouverture de la ligne pour contrainte d'exploitation au second semestre de 2014.

2.2.5.3 Gestion de la pointe 2014

Au cours de la période chaude, il a été enregistré un délestage plus important que prévu.

En prévision des difficultés de disponibilité de la puissance en période de pointe la SONABEL a pris des mesures pour accélérer les projets de Komsilga 3- 35 MW, Bobo2 phase 1- 20 MW et phase 2- 20 MW. Mais dans la réalité :

- Komsilga 3 n'était pas tout à fait opérationnel. Les groupes ont été exploitables qu'en fin avril et le poste d'évacuation a été mis en service en juillet 2014.
- aucun des groupes des projets Bobo2 phase 1 et 2 n'était opérationnel au cours de la période de pointe 2014

D'autres faits ont aggravé la situation :

- la puissance de l'énergie importée de la Côte d'Ivoire a été inférieure à la puissance garantie contractuelle de 50 MW ;
- la fourniture de carburant par la SONABHY n'a pas été régulière. Il y a eu des situations d'arrêt de centrale par manque de combustible ;
- interruption de la ligne d'interconnexion pour passage de gros colis pour le compte de la mission des nations unies pour le Mali (MINUSMA) au Mali.

Les chiffres caractéristiques de la période de pointe :

- puissance maximale délestée : 87 MW soit plus de 39% de la puissance de pointe
- en comparaison avec la même période de 2013, les évolutions des paramètres sont les suivants :
 - o nombre de coupure : +24%,
 - o END : +0,17%,
 - o TCE : -10%,
 - o Demande : +11%,
 - o Production thermique : +30%,
 - o Production hydraulique : -40%.

En termes de durée de coupure due aux délestages, les clients les plus coupés ont subi plus 218 h de coupure, soit plus de 9 jours.

B- Au titre du Fonds de Développement de l'Electrification (FDE)

2.2.6 Electrification rurale

Les objectifs fixés au FDE en 2014 étaient les suivants :

- Achever l'électrification des quatorze (14) localités sur financement budget FDE et TDE 2013 ;
- Mettre en œuvre le projet d'électrification de 41 localités sur financement de la BID ;
- Achever les travaux d'électrification de vingt (20) nouvelles localités sur financement par appui budgétaire de l'Etat 2013 ;
- Electrifier 5 nouvelles localités sur financement de la TDE 2014 ;
- Achever la mise en œuvre du PASE ;
- Achever la mise en œuvre des projets sur financement de la Facilité énergie II de l'Union européenne ;
- Démarrer la mise en œuvre du Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité (PASEI.) sur financement de la Banque mondiale ;
- Mettre en œuvre les Plans de Gestion Environnementale et Sociale (PGES) des Notices d'Impact Environnemental (NIE) réalisées dans le cadre des projets d'électrification rurale ;
- Suivre l'exploitation des localités électrifiées ;
- Renforcer les capacités du personnel du FDE et des autres acteurs de l'ERD ;
- Renforcer la communication et les relations publiques du FDE ;
- Améliorer le réseau électrique des localités électrifiées ;
- Rechercher des financements pour la mise en œuvre de nouveaux projets d'électrification rurale.

C- Au titre de la Direction Générale de l'Energie (DGE)

2.2.7 Taux d'électrification

Au cours de l'année 2014, le nombre de clients a augmenté de 9% par rapport à 2013.

Tableau 26 : Evolution du nombre de clients

Nombre de clients	2013	2014	%
SONABEL	472 441	508 599	8%
FDE	23 000	29 000	26%
Total	495 441	537 599	9%

Ce qui donne les différents taux d'électrification ci-dessous.

Tableau 27 : Evolution des taux d'électrification

	2011	2012	2013	2014
Taux de couverture	27,42	28,15	28,81	31,14
Taux d'électrification nationale (%) et couverture électrique nationale (%)	15,59	16,38	16,85	17,68
Taux d'électrification urbaine (%)	51,72	54,2	56,12	58,06
Taux d'électrification rurale (%)	1,83	1,92	2,34	2,91

- **taux de couverture** mesure la couverture énergétique du pays : somme des populations des localités électrifiées / population totale.
- **taux d'électrification global** : nombre de ménages qui ont un abonnement d'électricité / nombre total de ménages.
- **taux d'électrification urbain** : nombre de ménages urbain qui ont un abonnement d'électricité / nombre total de ménages urbains.
- **taux d'électrification rural** : nombre de ménages ruraux qui ont un abonnement d'électricité / nombre total de ménages ruraux.

2.2.8 Energie renouvelable (Energie solaire)

2.2.8.1 Etat de la ressource solaire

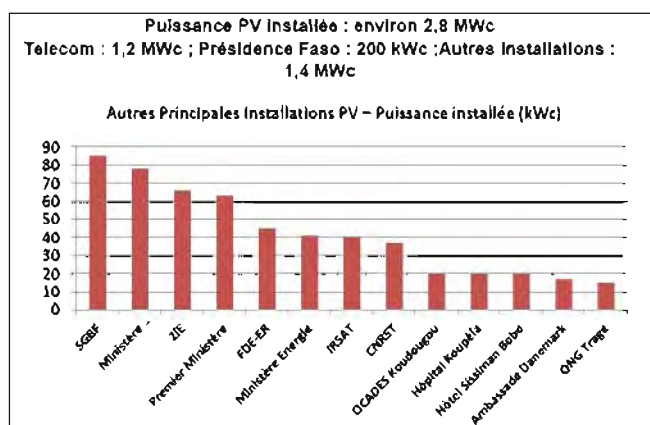
Les diverses études sur l'énergie solaire ont donné les résultats suivants :

- Ensoleillement moyen : **5,5 kWh/m²/Jr**
- Durée d'ensoleillement : **3000 à 3500 h/an**
- Part de l'énergie solaire dans l'Approvisionnement Total en Energie Primaire (ATEP) : **négligeable**
- Part de l'Energie solaire dans la consommation nationale totale d'énergie (2011) : **0,10%**

2.2.8.2 Etat des installations

La puissance installée photovoltaïque (PV) en 2014 est d'environ **2,8 MWc**. (cf. graphique ci-dessous).

Graphique 1 : Installations photovoltaïques en 2014



2.2.8.3 Projets de centrales solaires PV en fin juin 2015

La liste des projets de centrales solaires PV est récapitulé dans le tableau ci-dessous.

Projets de Centrales Solaires	Puissance (MWc)	Statut
Zagtolou I - SONABEL	33	Sélection Constructeur en cours
Windiga	22	Contrats PPP et PPA signés
PIE (Kodeni-Pa-Patte d'Oie-Zagtolou-Zano)	51	Négociations en cours pour signature Contrats
Projet UEMOA	20	Etudes en cours
Projets Mini Centrales PV	20	Mobilisation de ressources
TOTAL	146	

2.2.8.4 Politiques de promotion de l'énergie solaire

a. Politiques & Initiatives nationales

- ❖ Stratégie de croissance accélérée et de développement durable (SCADD 2011-2015) & Matrice de performance 2016-2018
- ❖ Etude d'analyse et de conseil pour le développement de la filière solaire au Burkina Faso
- ❖ Politique Sectorielle de l'Energie POSEN (2014-2025)
- ❖ (En 2025, la part des EnR dans le mix énergétique est portée à 50% et le taux d'électrification national porté à 60%)
- ❖ Exonération Droits de Douanes et TVA sur les Equipements solaires pour une durée de 5 ans (2013-2017)
- ❖ Tenue de la Conférence Internationale sur le solaire en Afrique
- ❖ Adoption de la Loi sur Partenariat public-privé
- ❖ Adoption d'une Loi d'Orientation sur les Energies Renouvelables (en cours)

b. Politiques & Initiatives Internationales

- ❖ Adhésion du Burkina Faso en 2012 à l'Initiative Energie Durable pour Tous (SE4ALL) des Nations Unies & Création du CIESPA (Comité National) en 2013
- ❖ Politique Régionale des Energies Renouvelables de la CEDEAO (PERC), 2012
- ❖ Plan d'actions national sur les Energies Renouvelables (PANER)
- ❖ Programme Solaire de la CEDEAO (SOLTRAIN) – Démarrage en 2015 dans les pays pilotes dont le Burkina Faso – Promotion de l'Energie Solaire Thermique
- ❖ Programme Régional de Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique de l'UEMOA (PRODERE), Phase pilote 2013-2015
- ❖ Programme de Certification des Installateurs PV – Démarrage en 2015 – Initiative conjointe UEMOA - IRENA

2.3. Analyse de la situation économique et financière du sous-secteur de l'électricité

L'analyse économique et financière a pour objet de présenter l'évolution des principaux indicateurs d'activité en prenant appui, pour l'essentiel sur les rapports annuels et les états financiers. Elle mettra l'accent sur la situation des masses du bilan, de l'exploitation, de l'évolution des coûts de production et des coûts de revient du kWh d'électricité, de l'analyse comparative des prix moyens de vente et des coûts moyens de revient du kWh et les investissements réalisés en 2014. Toutefois, dans le cadre du présent rapport, nous nous limiterons au premier segment (SONABEL) parce que les données consolidées sur la situation économique et financière des coopératives ne sont pas encore disponibles (sources FDE).

2.3.1. Analyse des masses du bilan

Rubriques	Années		
	2 012	2 013	2 014
Actif immobilisé	269 781 119	304 416 560	340 002 007
Actif circulant	81 659 842	90 642 578	99 244 382
Trésorerie actif	13 849 843	26 078 998	14 665 236
Ressources stables	266 945 525	323 501 344	334 610 562
Passif circulant	97 149 192	93 824 099	114 513 038
Trésorerie passif	1 196 087	3 812 693	4 788 026
Total Bilan	365 290 805	421 138 136	453 911 626
Fonds de roulement net global	- 2 835 594	19 084 784	- 5 391 445
Besoins en fonds de roulement	- 15 489 350	- 3 181 521	- 15 268 655
Trésorerie net	12 653 756	22 266 305	9 877 210

Tableau 28 : SONABEL: Données sur le Bilan de la SONABEL de 2012 à 2014 en milliers de FCFA

L'actif immobilisé s'est accru de 11,69 % entre 2013 et 2014 ; cela s'explique par la réalisation au cours de l'année 2014 des différents projets d'accroissement de la production, notamment :

- la troisième tranche de la centrale de Komsilga ;
- l'extension de la centrale Bobo II ;
- la construction des lignes interurbaines (Pâ-Boromo, Pâ-Dédougou, etc...) et ;
- l'électrification rurale.

L'actif circulant a connu une hausse de 9,49% par rapport à 2013. Cela est dû à la hausse des créances clients de 21,49%.

Les ressources stables augmentent de 3,43% entre 2013 et 2014. Cet accroissement provient d'emprunts (20,537 milliards de Francs CFA) et de subventions (7,753 milliards de Francs CFA) pour le financement de projets.

Le fonds de roulement net global est de - 5,391 milliards de

Francs CFA en 2014. Cela traduit l'insuffisance des ressources stables par rapport à l'actif immobilisé du fait des cumuls des déficits qui réduisent les capitaux propres et du reclassement des comptes banques « séquestres » en immobilisations financières.

Le passif circulant croît de 22,05% au cours de la même période suite à :

- la hausse de 63,45 % des dettes fournisseurs d'investissement (15,418 milliards de Francs CFA),
- aux avances et acomptes versés par les clients de 48,67% (10.009 milliards de Francs CFA),
- aux dettes fournisseurs d'exploitation de 11,28% (80,072 milliards de Francs CFA) et
- aux dettes fiscales de 77,19%. (5.814 milliards de Francs CFA)

Le besoin en fonds de roulement dégagé est de - 15,269 milliards de Francs CFA. L'accroissement depuis 2012 du passif circulant a engendré un besoin de financement négatif traduisant ainsi le financement des activités de la SONABEL par d'importants crédits fournisseurs avec des délais de remboursement de plus en plus longs. La SONABEL n'arrive plus à faire face au paiement de ses dettes à court terme, principalement envers la Société nationale burkinabè d'hydrocarbures (SONABHY).

2.3.2. Analyse des soldes intermédiaires de gestion

Désignations	2012	2013	2014
CHIFFRE D'AFFAIRES	112 339 043	122 077 541	131 953 739
Subventions d'exploitation	5 141 727	330 000	-
Autres produits	1 314 200	1 587 217	2 233 496
Achats de matières premières	26 692 360	29 239 866	28 554 249
Autres charges	3 712 347	2 605 248	3 255 735
VALEUR AJOUTÉE	13 407 495	23 765 779	28 920 496
Charges de personnel	12 954 256	13 424 101	14 813 262
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	453 239	10 341 678	14 107 234
Dotations aux amortissements et aux provisions	18 068 919	19 393 338	22 166 236
RESULTAT D'EXPLOITATION	- 15 811 216	- 8 949 146	- 7 935 958
RESULTAT FINANCIER (+ ou -)	- 5 768 881	- 4 987 312	- 6 863 573
RESULTAT ACTIVITES ORDINAIRES	- 21 580 096	- 13 936 458	- 14 799 530
RESULTAT HORS ACTIVITES ORDINAIRES	7 534 287	14 568 875	4 270 190
RESULTAT NET (+ ou -)	-14 607 505	22 029	- 11 189 110

Tableau 29 : Données sur l'exploitation de la SONABEL de 2012 à 2014 en milliers de FCFA

Le chiffre d'affaires de la SONABEL a augmenté de 8,09% entre 2013 et 2014 ; cette hausse s'explique par l'évolution de l'activité économique qui se traduit par l'augmentation du nombre d'abonnés (7,63%) et dans une moindre mesure, l'électrification de nouvelles localités en 2014.

La valeur ajoutée, l'excédent brut d'exploitation et le résultat d'exploitation connaissent une croissance par rapport à 2013 avec l'augmentation du chiffre d'affaires et la baisse du coût du kWh au poste combustible (95 FCFA en 2013 et 78 FCFA en 2014).

Le résultat financier par contre s'est dégradé de 37,62% par rapport à l'année 2013 du fait de l'accroissement des charges d'intérêts et des emprunts (19% par rapport à 2013) et celles liées au déficit de trésorerie (accroissement des agios ancaires de 236%).

Le résultat des activités ordinaires a baissé de 6,19% passant de -13,396 milliards de Francs CFA en 2013 à -14,799 milliards de Francs CFA en 2014.

Le résultat hors activités ordinaires s'est dégradé de 70,69% ; cela s'explique par le fait que la SONABEL n'a pas bénéficié de subvention d'équilibre en 2014. En 2013, elle avait bénéficié d'une subvention d'équilibre de 12 milliards de Francs CFA accordée par l'Etat en vue de respecter les ratios financiers exigés par certains bailleurs de fonds.

NB : toutefois, nous notons qu'en 2013, la subvention d'équilibre aurait dû être inscrite au titre des activités ordinaires comme une subvention d'exploitation ; cela aurait pour conséquence de réduire considérablement cet écart constaté entre 2013 et 2014.

On constate également une progression des charges de personnel de 10,35%, soit une augmentation de 1 389 160 907 FCFA. Cette augmentation serait due à une révision de la grille indemnitaire intervenue au cours de l'année 2014 afin d'apaiser le climat social au sein de la société. Les charges, dans leur ensemble, ont augmenté de 8,20% et le chiffre d'affaires de 8,09%.

2.3.3. Analyse des ratios de structures

Rubriques	Années		
	2 012	2 013	2 014
Financement des emplois stables (Ressources stables/emplois stables)	0,99	1,06	0,98
Capacités d'endettement (Ressources propres/endettement)	0,54	0,78	0,711
Capacités de remboursement (Dettes financières /Capacités d'autofinancement)	-221,61	10,22	26,73
Autofinancement (capacité d'autofinancement /valeur ajoutée)	-5%	68,40%	23,1

Tableau 30 : Données sur les ratios de structures

Le non versement de la subvention d'équilibre par l'Etat en 2014 a conduit à une dégradation des ratios de structure.

Par ailleurs, l'accumulation des déficits (2011, 2012 et 2014) a réduit les ressources stables et entraîné la dégradation du ratio de financement des emplois stables et de la capacité d'endettement.

2.3.4. Analyse des ratios de rentabilité

Rubriques	Années		
	2 012	2 013	2 014
Taux de marge brute (Excédent brut/chiffre d'affaires)	0,40%	8,47%	10,69%
Taux de rentabilité financière (Résultat net/Capitaux propres)	-18,40%	0,02%	-9,29%
Taux de marge nette (Résultat net/Capitaux propres)	-13,00%	0,02%	-8,48%

Tableau 31 : Données sur les ratios de rentabilité

Le taux de marge brute s'est amélioré en 2014. Par contre, les taux de rentabilité financière et de marge nette se sont dégradés suite au résultat déficitaire enregistré.

2.3.5. Analyse des ratios de liquidité et de solvabilité

Rubriques	Années		
	2 012	2 013	2 014
Autonomie financière	0,22	0,29	0,27
Solvabilité générale	1,44	1,6	1,52
Liquidité générale	0,97	1,2	0,95
Trésorerie	0,69	0,93	0,7
Liquidité immédiate	0,14	0,27	0,12

Tableau 32 : Données sur les ratios de liquidité et de solvabilité
Sources : SONABEL

Les ratios de solvabilité générale, de liquidité générale et de trésorerie se sont dégradés en 2014 du fait de l'accroissement du passif circulant. Le niveau de ces ratios traduit les difficultés de la SONABEL à honorer ses dettes d'exploitation.

2.3.6. Données sur les coûts de 2009 à 2014

- Evolution des coûts de revient de 2009 à 2014

Les coûts de production du kWh par la SONABEL se composent essentiellement des coûts liés à la production thermique, à l'hydroélectricité et à l'importation.

L'évolution du coût de revient du kWh de 2009 à 2014, par rapport à l'énergie vendue est donnée dans le tableau ci-après :

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Coût de revient du KWh en FCFA	134,28	131,69	158,02	160,43	138,31	139,95

Tableau 33 : Evolution du coût de revient du KWh de 2009 à 2014
Source : SONABEL

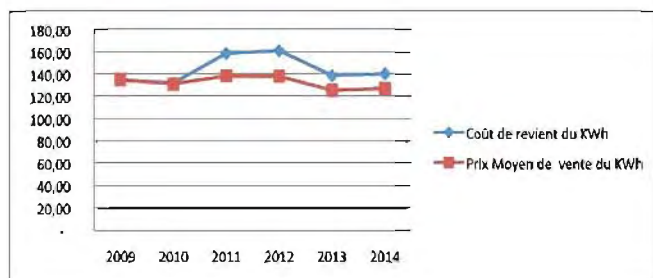
- Evolution du prix moyen de vente de 2009 à 2014

Le prix moyen de vente correspond au montant total des produits d'exploitation rapporté au nombre total de kWh vendu au cours de l'année. L'évolution du prix moyen de vente du kWh de 2009 à 2014 est donnée dans le tableau ci-après :

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Coût de revient du KWh en FCFA	134,46	130,71	138,15	137,76	125,06	126,79

Tableau 34 : Evolution du prix moyen de vente du KWh de 2009 à 2014
Source : SONABEL

- Comparaison entre le prix moyen de vente et le coût de revient du KWh



Graphique 13: Evolution du prix moyen de vente du KWh de 2009 à 2014

Source : SONABEL

Les prix moyens de vente du kWh sont en deçà des coûts de revient du kWh depuis 2009 ; l'écart s'est accentué de 2011 à 2013 pour se stabiliser entre 2013 et 2014. Ce qui vient en partie expliquer le déficit constaté au niveau des résultats ordinaires de la SONABEL.

2.3.7. Le Plan de financement de la SONABEL

Intitulés	2012	2013	2014
Investissements prévisionnels (IP)	18 713 541	55 111 534	53 943 009
Investissements réalisés (IR)	7 227 347	53 493 857	52 972 619
Sources de financements			
Fonds propres	294 034	3 651 332	8 306 105
Subventions	1 459 252	23 291 578	24 129 113
Prêts	5 474 061	26 550 948	20 537 401
Ecart (IP-IR)	11 486 194	1 617 677	970 390

Tableau 35 : Données sur les investissements en milliers de FCFA
Sources : SONABEL

Au titre de l'exercice 2014 les principaux investissements réalisés ont concerné :

- Le renforcement des capacités de production avec l'achèvement de la troisième extension de la centrale de Komsilga avec trois groupes de 11,5 MW chacun et l'accélération de l'extension de la centrale de Bobo II avec quatre groupes de 10 MW chacun attendus sur le réseau national interconnecté en début 2015.
- La connexion de communes et localités rurales : ces électrifications dans les communes ont été réalisées à travers le Projet de Renforcement des Infrastructures Electriques et d'Electrification Rurales (PRIELLER) qui a permis de raccorder en 2014 vingt-trois (23) localités au réseau électrique de la SONABEL et le « Programme d'Electrification des Chefs-lieux de communes rurales » qui a permis de raccorder dix-huit (18) localités.
- Le renforcement du réseau national interconnecté : il s'agit de l'achèvement en 2014 des lignes d'interconnexion, Pâ-Dédougou et Pâ-Boromo qui ont permis de connecter au réseau national des villes comme Dédougou, Tougan et Boromo.
- Et le projet d'alimentation de la mine d'or de Mana: en effet, la SONABEL a achevé en 2014 la construction d'une ligne électrique Pâ-Wona de 90 kV afin d'alimenter la mine d'or de Mana.



Les membres du Conseil de Régulation en séance de travail



TROISIÈME PARTIE : BILAN DES ACTIVITÉS RÉALISÉES EN 2014

3.1. Au titre du Conseil de Régulation :

3.1.1. Bilan des sessions

Aux termes de l'article 6 de l'arrête n° 2011-001/ARSE/CR du 24 février 2011 portant règlement intérieur du conseil de régulation du sous-secteur de l'électricité, « le Conseil se réunit en session ordinaire une fois par mois. Il se réunit également de plein droit en session extraordinaire en cas de besoin sur convocation de son président ou à la demande d'au moins deux (02) commissaires.

En application de cette disposition en 2014, treize sessions, dont une session extraordinaire, ont été tenues par le Conseil de Régulation. Ces sessions ont porté sur les principaux points suivants :

- l'examen du scénario de mise en œuvre des conclusions de l'étude sur la segmentation du marché de l'électricité au Burkina Faso;
- l'examen du rapport d'instruction de l'AFFAIRE « FASO DEMBE contre MME, FDE et SONABEL » ;
- l'examen des éléments indicatifs de la décision du Conseil sur l'affaire Faso Dombé C/ Ministère des Mines et de l'Energie, FDE et SONABEL ;
- l'organisation de la réunion de haut niveau sur les conclusions de l'étude relative à la segmentation du marché de l'électricité au Burkina Faso;
- l'examen et l'adoption de la feuille de route relative à l'organisation du 5ème forum régional de l'ARREC ;
- l'examen des demandes d'octroi de concessions ;
- l'examen et l'adoption du projet d'organigramme de l'ARSE ;
- l'adoption du projet de logo de l'ARSE ;
- l'examen et l'adoption du projet de rapport d'activités 2013 de l'ARSE ;
- l'examen et l'adoption du projet d'arrêté portant mise en place du Comité chargé de l'élaboration des textes;
- le renouvellement des mandats des membres du Conseil de Régulation
- les préparatifs du 5ème forum régional de la régulation ;
- le recrutement de personnel ;
- l'examen et l'adoption du programme d'activités et du budget 2015 de l'ARSE ;
- l'examen et adoption du projet d'avis simple sur le projet d'arrêté portant fixation des modalités d'octroi, de durée, de renouvellement, de retrait, et de cession et/ou autorisations, de conclusion de contrats de concession et de soumission à l'obligation de déclaration d'installations dans le sous-secteur de l'électricité ;

- la validation du projet de site web de l'ARSE;
- l'examen et l'adoption du rapport d'instruction de l'affaire Lafiaso.

3.1.2. Bilan des délibérations

En rappel, les activités de régulation s'exercent à travers des attributions consultatives, d'une part et des attributions de règlement des litiges du sous-secteur de l'électricité, d'autre part.

Au titre de ces missions consultatives, elle doit être saisie par le Gouvernement en vue d'émettre soit un avis conforme, soit un avis simple en fonction du type de dossier et conformément aux dispositions de la réglementation générale du sous-secteur de l'électricité.

Ainsi, au cours de l'année 2014, l'ARSE a été saisie par le Gouvernement pour les dossiers ci-après :

- demande d'avis conforme sur les demandes de concession d'électrification des localités de Foubé, Pensa et Ankouna formulées par l'Association Impulsion ;
- demande d'avis simple sur le projet de texte de loi portant sur la maîtrise de l'énergie au Burkina Faso ;
- demande d'avis simple sur le projet de décret portant conditions de conclusion des contrats de délégation de service public, de délivrance des licences, autorisations et de soumission à l'obligation de déclaration d'installations dans le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso ;
- demande d'avis simple sur le projet de décret portant obligations de service public, leurs conditions d'application et les exemptions dans le secteur de l'électricité au Burkina Faso ;
- demande d'avis simple sur le projet d'arrêté portant fixation des modalités d'octroi, de durée, de renouvellement, de retrait et de cession des licences et/ou autorisations, de conclusion de contrats de concession et de soumission à l'obligation de déclaration d'installations dans le sous-secteur de l'électricité;
- demande d'avis simple sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'obtention de l'agrément technique de la profession d'entrepreneur de réseaux ou de centrales électriques ;
- demande d'avis simple sur le projet d'arrêté portant attributions, composition, et fonctionnement de la

Commission d'agrément technique de la profession
d'entrepreneur de réseaux ou de centrales électriques.

Concernant les demandes d'avis conformes, après examen des dossiers, le Conseil de régulation les a d'abord qualifiés d'irrecevables pour défaut de certaines pièces exigées et mal fondés ensuite pour non respect des conditionnalités prévues par le texte régissant l'octroi des titres d'exploitation dans le sous-secteur de l'électricité.

En ce qui concerne les demandes d'avis simples, l'examen de ces dossiers a permis au Conseil de régulation de formuler à l'attention du Gouvernement des propositions tendant à améliorer le cadre juridique du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso.

Investie de la mission de règlement des litiges, l'ARSE a statué sur l'affaire opposant la coopérative Faso Dembé au Ministère des mines et de l'énergie, à la SONABEL et au Fonds de développement de l'électrification. Par délibéré daté du 08 avril 2014, elle a décidé qu'« *afin de satisfaire l'intérêt général en électricité des populations de N'Dorola et de Kourouma, l'autorité concédante peut retirer les concessions de la Coopérative FASO DEMBE aux fins d'intégrer les localités concédées, en l'espèce celles de N'Dorola et de Kourouma dans le premier segment après indemnisation de la Coopérative FASO DEMBE* ». Elle a ajouté que cette procédure de retrait et d'indemnisation devrait toutefois s'effectuer sous son contrôle. Enfin, quant au traitement de la demande de subvention de la coopérative Faso Dembé par le Fonds de développement de l'électrification, elle a jugé celui-ci non discriminatoire.

3.2. Au titre du Secrétariat Général

3.2.1. Rappel des objectifs 2014

En 2014, l'ARSE s'était fixé les objectifs suivants :

- poursuivre le renforcement et l'opérationnalisation des services techniques de l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité ;
- contribuer à l'élaboration des textes d'application de la loi n°053/2012/AN du 17 décembre 2012 ;
- assurer les missions d'appui au Gouvernement telles que prévues par les textes régissant l'ARSE ;
- renforcer la visibilité à l'ARSE ;
- renforcer le partenariat et la concertation avec les principaux

- acteurs du sous-secteur de l'électricité ;
- mettre en place un mécanisme de suivi et de contrôle du système tarifaire ;
- mettre en place des mécanismes de suivi et de contrôle techniques des opérations du sous secteur de l'électricité ;
- mettre en place un mécanisme de collecte, de traitement et de production des données statistiques du marché de l'électricité ;
- assurer la gestion des ressources humaines et financières de l'ARSE ;
- renforcer la coopération régionale dans le secteur de l'électricité.

3.2.2. Bilan de réalisation par objectif

Par objectif, le bilan se présente comme suit :

1. poursuivre le renforcement et l'opérationnalisation des services techniques de l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité

➤ Au titre des recrutements :

- recrutement du Chef Comptable au profit de la Direction des Affaires Administratives et Financières.

2. contribuer à l'élaboration des textes d'application de la loi n°053/2012/AN du 17 décembre 2012

Conformément aux dispositions de l'article 11 de la loi n°053-2012/AN du 17 décembre 2012 portant réglementation générale du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso, « *le gouvernement est responsable de la politique énergétique, de la planification stratégique de l'électrification, de la réglementation et du contrôle des infrastructures électriques* ».

Ainsi, en application de cette disposition, la compétence de la réglementation du sous-secteur de l'électricité est dévolue au Gouvernement. Toutefois, il est tenu de requérir l'avis simple de l'ARSE sur les différents projets de textes qu'il initie en vue de régir le sous-secteur de l'électricité.

Au titre de l'exercice 2014, l'ARSE a émis au total six avis simples sur des projets de textes relatifs au sous-secteur de l'électricité.

3. assurer les missions d'appui au Gouvernement telles que prévues par les textes régissant l'ARSE

Au cours de l'année 2014, les missions d'appui au Gouvernement ont consisté essentiellement aux différents avis conformes et avis simples requis par le Gouvernement et émis sur les dossiers de demandes de concessions et les projets de décrets et d'arrêtés relatifs au sous-secteur de l'électricité.

4. renforcer la visibilité de l'ARSE

La visibilité de l'ARSE a été assurée à travers la couverture médiatique de la plupart des activités qu'elle a organisée au cours de l'année 2014. Toutes les catégories de médias – audiovisuels, presse écrite, presse en ligne – ont été associées à l'action d'information des populations sur la mise en œuvre des missions de la structure.

En outre, au cours de cette année 2014, l'ARSE a procédé à :

- l'édition du n°000 de son bulletin officiel,
- la publication du rapport annuel d'activités 2013,
- l'adoption d'un logotype, et
- l'adoption d'un projet de site web.

5. renforcer le partenariat et la concertation avec les principaux acteurs du sous-secteur de l'électricité

Dans le cadre d'un dialogue permanent sur les préoccupations du sous-secteur, l'ARSE a engagé plusieurs actions en direction des partenaires publics et privés en vue de la mise en place de cadres de concertations sur le fonctionnement du sous-secteur. Cette démarche a été bien accueillie et des propositions visant à matérialiser ces cadres de concertations par la prise de textes y relatifs ont été faites à différents niveaux.

6. mettre en place un mécanisme de suivi et de contrôle du système tarifaire ;

Au titre de la mise en place d'un mécanisme de suivi et de contrôle de système tarifaire, environ 10 missions ont été effectuées dont 04 auprès de la SONABEL et 06 auprès des coopératives d'électricité.

Par ailleurs, en vue de l'élaboration des outils de régulation économique et financière du secteur, l'immersion auprès de la commission de régulation du secteur de l'électricité au Sénégal (CRSE) a permis de jeter les bases en termes de stratégie pour leur mise en place.

7. mettre en place des mécanismes de suivi et de contrôle techniques des opérations du sous-secteur de l'électricité

Le processus de mise en place a été décliné en 3 étapes essentielles :

- **1^{ère} étape** : visites des installations techniques suivies d'échanges avec les opérateurs. Cela a permis à l'ARSE d'appréhender le fonctionnement global du système électrique, les relations avec les acteurs et les difficultés du secteur. Elles ont concerné :

- a. la production : centrales de Kossodo, Komsilga, Bobo 1 et Bobo 2 ;
- b. le transport : poste de Zagtoul, dispatching de Ouaga, dispatching de Bobo ;
- c. la distribution : Direction régionale de Bobo, Direction de la distribution Ouaga ;
- d. l'administration et les études : Direction en charge des études, de la gestion des ressources humaines, de la finance et comptabilité ;
- e. les projets : PRIELER, PASEL, programme Présidentiel, Bolga-Ouaga ;
- f. les Coopels : BATIE, BAMA, SOLENZO, SEBBA, OUARGAYE, TOUGOURI ;
- g. les Directions générales de la SONABEL, du FDE et de l'Energie.

- **2^{ème} étape** : l'organisation d'un atelier avec les acteurs du secteur en vue de la mise en œuvre d'un mécanisme de suivi et de projection des activités du secteur. Cet atelier devait jeter les bases du suivi et du contrôle techniques du secteur. Ledit atelier dont les préparatifs ont commencé en septembre 2014, se déroulera en 2015.

- **3^{ème} étape** : la mise en œuvre des outils de suivi et de contrôles.

Ce sont :

- a. l'établissement ou l'actualisation du cahier des charges des opérateurs ;
- b. l'élaboration des indicateurs de performance et des incitations contractuelles ;
- c. l'élaboration d'un code réseau ;
- d. l'élaboration du manuel du reporting du régulateur (MRR) ;
- e. l'institution de rencontres périodiques pour l'analyse des activités sur la base des données collectées.

Cette dernière étape est prévue pour se dérouler en 2015.

8. mettre en place un mécanisme de collecte, de traitement et de production des données statistiques du marché de l'électricité

La réalisation de cet objectif est liée à l'objectif précédent. Elle interviendra en 2015.

9. Assurer la gestion des ressources humaines et financières de l'ARSE

❖ Gestion des ressources humaines

➤ Au titre des stages d'immersion :

- du 23 avril au 07 mai 2014, stage d'immersion du Directeur des Affaires Juridiques et du Contentieux (DAJC) et du Directeur de la Communication et de la Documentation (DDC) à l'Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Electricité de la Côte d'Ivoire(ANARE);

- du 10 au 14 novembre 2014, stage d'immersion du Directeur des services Techniques et de la Régulation (DSTR), du Directeur des services Economie et Tarification (DSET) et de la Directrice des Affaires Administratives et Financières (DAAF) à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité du Sénégal (CRSE).

➤ Au titre des formations :

- du 03 au 07 juin 2014, participation du Chef Comptable à la formation sur le SYSCOA révisé à Bobo-Dioulasso ;

- du 18 au 20 juin 2014, participation de la Directrice des Affaires Administratives et Financières (DAAF) à la formation sur le SYSCOA révisé à Bobo-Dioulasso ;

- du 11 au 29 août 2014, participation du Directeur des services Economie et Tarification (DSET) à la formation sur les outils de planification et d'analyse économiques et financières de l'industrie électrique à Bobo-Dioulasso ;

- du 21 au 31 juillet 2014, participation de la secrétaire à la formation sur le thème « la secrétaire ou l'assistante orientée résultats ». à Lomé au Togo ;

- du 06 au 31 octobre 2014, participation de la Directrice des Affaires Administratives et Financières au programme de Certification Universitaire (Masters Certificate) en Gestion du Cycle des Marchés Publics. Certification I : Gestion du Cycle des Marchés Publics et Administration des Contrats, à Ouagadougou ;

- du 17 novembre au 09 décembre 2014, participation du Chef Comptable à la formation sur le dispositif d'arrêté des comptes, préparation du dossier d'audit, gestion comptable et financière des programmes et agences et élaboration des états financiers avec TOM2PRO et TOM2 ETATFIN, à Dakar, au Sénégal,

- du 16 au 22 novembre 2014, participation du Directeur des services Techniques et de la Régulation et du Directeur des Affaires Juridiques et du contentieux à la formation sur les contrats d'achat d'électricité (PPA) à Singapour.

➤ en ce qui concerne l'élaboration des termes de références et le suivi du recrutement du nouveau personnel, on note la réalisation des termes de références en vue du recrutement du Chef comptable.

➤ la mise en place des outils d'évaluation du personnel de l'ARSE : Pour cette activité, les termes de références ont été élaborés en vue de la demande de proposition pour le recrutement du prestataire qui sera commis à la mise en place des outils d'évaluation du personnel en 2015.

❖ Gestion financière

L'état de la réalisation de ces activités se présente comme suit :

➤ Pour ce qui est de la prospection en vue de mettre en œuvre une politique permettant d'assurer l'indépendance financière de l'ARSE, des réflexions sont en cours et un dossier sera préparé en 2015 et soumis aux autorités.

➤ Assurer les débloques de fonds et faire le recouvrement des redevances pour le fonctionnement de l'ARSE : à ce niveau une seule demande de déblocage a été élaborée et a permis de disposer d'une partie des crédits alloués par l'Etat à l'ARSE au titre de l'exercice 2014. Au titre des redevances les différentes factures ont été éditées et transmises aux opérateurs du secteur mais tous n'ont pas honoré le paiement des factures.

➤ Elaborer l'avant-projet de budget et le budget 2015 et soumettre au Conseil de Régulation : ces différents documents ont été élaborés et le budget 2015 a été adopté par le Conseil de au cours de sa session du 30 septembre 2014.

➤Elaborer et suivre le plan de passation des marchés (PPM) 2014 : le PPM a été élaboré conformément au budget 2014 et soumis à l'adoption de la Direction de la Programmation et du Suivi de l'Exécution de la Commande Publique pour validation.

➤Tenir régulièrement la comptabilité de 2014 et mettre à jour la comptabilité des exercices 2010, 2011, 2012, 2013 de l'ARSE. L'année 2014 a connu le démarrage effectif de la mise à jour de la comptabilité des années précédentes avec l'acquisition du logiciel de gestion en juin 2014, le paramétrage et la formation des utilisateurs en septembre 2014. En outre le chef comptable a participé à la formation sur le dispositif d'arrêté des comptes, préparation du dossier d'audit, gestion comptable et financière des programmes et agences et élaboration des états financiers avec TOM2PRO et TOM2 ETATFIN à Dakar au Sénégal, formation qui lui a permis d'être mieux outillé pour l'utilisation du logiciel.

➤Produire les états financiers et mettre en œuvre les dispositions en vue de la réalisation des audits financiers 2010, 2011, 2012, 2013 : suite aux différentes formations et le paramétrage, la saisie des données a effectivement commencé en janvier 2015. Mais il faut noter aussi la non disponibilité du manuel de procédure administrative, financière et comptable dont la procédure de signature du marché était en cours au 31/12/2014. Ce manuel devait donner des orientations sur la production des états financiers.

10. renforcer la coopération régionale dans le secteur de l'électricité.

Au titre de l'année 2014, l'ARSE a participé à plusieurs rencontres au niveau régional. Au niveau national, elle s'est surtout attelée aux préparatifs du 5ème forum de la régulation régionale de l'électricité de la CEDEAO.

Ainsi, au plan régional, on retiendra principalement :

o la participation à la 11ème Conférence annuelle et à la onzième Assemblée Générale Annuelle (AGA) du Forum Africain pour la Réglementation des Services Publics (AFUR) du 05 au 08 mai 2014, à Nairobi, au Kenya. Thème central : « Une décennie de régulation des infrastructures sur le continent africain : expériences, défis, perspectives » ;

o la participation à l'atelier organisé par l'ARREC en collaboration avec l'USAID (United States Agency for International Development) et la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) sur « l'utilisation des principes de réglementation des énergies propres pour le développement des énergies renouvelables dans la région de la CEDEAO », du 24 au 25 avril 2014 à Accra, au Ghana.

Au plan national, l'ARSE a déployé d'énormes efforts pour les préparatifs du 5ème forum de la régulation régionale de l'électricité de la CEDEAO. Dans le cadre de ces préparatifs, on retiendra que :

o du 17 au 18 février 2014, le Président de l'ARREC, Monsieur Ibrahima THIAM, a conduit à Ouagadougou une mission d'information sur l'organisation par le Burkina Faso du 5ème forum. En marge des travaux avec l'ARSE, Mr THIAM a rendu des visites de courtoisie à Son Excellence Monsieur le Premier Ministre, au Ministre des Mines et de l'Energie et au Président de la Commission de l'Union Economique et Monétaire Ouest-Africaine (UEMOA). Initialement prévu du 13 au 14 novembre 2014, le forum a été reporté à une date ultérieure en raison de la situation en Afrique de l'Ouest marquée par l'épidémie de la fièvre hémorragique à virus Ebola.

3.2.3. Bilan de la gestion budgétaire

En termes de ressources, l'ARSE a bénéficié des subventions de l'Etat, d'une contribution de la Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL), des redevances payées par les coopératives d'électricité au titre de l'exercice 2014.

En rappel, le budget de l'exercice 2014 de l'Autorité de régulation du Sous-secteur de l'Electricité (ARSE) a été adopté par le conseil de régulation en sa session du 11 octobre 2013 et transmis suivant les dispositions réglementaires au Premier Ministre, au Président de la Cour des comptes, au ministre chargé de l'énergie et au ministre chargé des finances pour information.

Le budget est établi en recettes et en dépenses à la somme de **neuf cent quarante un millions huit cent vingt-six mille trois cent cinquante-six (941 826 356) Francs CFA**.

L'exécution du budget se présente comme suit :

Réalisations au titre des recettes budgétaires ;
Exécution au titre des dépenses.

1) Réalisations au titre des recettes budgétaires

Le budget 2014 a été réalisé à hauteur de *deux cent soixante-seize millions deux cent trente-quatre mille neuf cent treize (276 234 913) Francs CFA* en valeur absolue, soit **29,32%** en valeur relative conformément au tableau ci-dessous.

N°	DESIGNATIONS	REALISATIONS
1	Redevances dues par les opérateurs du sous-secteur	26 234 913
2	Subvention de l'Etat	250 000 000
TOTAL		276 234 913

N°	DESIGNATION	EXECUTION
1	Investissements	34 178 733
2	Achats	27 607 800
3	Services extérieurs	82 571 476
4	Autres charges de fonctionnement	16 063 028
5	Personnel	173 114 299
TOTAL		333 535 336

Comparativement aux ressources encaissées en 2014, l'exécution de certaines dépenses a été faite sur les reliquats de ressources de l'exercice 2013 à hauteur de *cinquante-sept millions trois cent mille quatre cent vingt-trois (57 300 423) F CFA*.

Redevances dues par les opérateurs du sous-secteur de l'électricité :

Sur une prévision budgétaire de 612 732 793 F CFA, l'ARSE a encaissé la somme de 26 234 913 F CFA, soit un taux de réalisation de 04,28%. Ce faible taux est imputable à la non mise en œuvre des dispositions de l'article 36 du décret n°2008-369/PRES/PM/MCE/MEF/MCPEA du 24 juin 2008 portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de régulation du Sous-secteur de l'Electricité. Ainsi :

- au titre de la Société Nationale d'Electricité (SONABEL) sur une prévision de 609 895 807 FCFA, l'ARSE a encaissé la somme de 25 000 000 F CFA soit un taux de réalisation de 04,09% ;
- au titre des coopératives d'électricité, sur une prévision de 2 930 548 F CFA, l'ARSE a encaissé la somme de 1 234 913 F CFA soit un taux de réalisation de 42,13% F CFA.

Subvention de l'Etat :

Sur une prévision budgétaire de 335 000 000 F CFA, l'ARSE a encaissé la somme de 250 000 000 F CFA, soit un taux de réalisation de 74,62%. Ce taux s'explique par le fait qu'une partie du budget 2014 a été gelée par l'Etat pour faire face aux difficultés budgétaires liées aux mesures sociales prises par le Gouvernement en cours d'année.

2) Exécution des dépenses

Les dépenses sur le budget 2014 ont été exécutées à hauteur de *trois cent trente-trois millions cinq cent trente-cinq mille trois cent trente-six (333 535 336) Francs CFA* en valeur absolue soit **35,41%** en valeur relative sur une prévision de dépenses de *neuf cent quarante un millions huit cent vingt-six mille trois cent cinquante-six (941 826 356) Francs CFA* comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

3) DIFFICULTES

La principale difficulté rencontrée dans l'exécution de la mission de régulation du sous-secteur de l'électricité et tenant évidemment compte du caractère émergent de la régulation du service public en général et de celui de l'électricité en particulier, tient à la faiblesse du cadre juridique occasionné par l'indisponibilité des textes d'application de la loi relative à la réglementation générale du sous-secteur de l'électricité.

En effet, adoptée depuis le 17 décembre 2012, la loi précitée qui prévoit dix-neuf (19) textes d'application n'a bénéficié que de deux (02) décrets.

Ainsi, l'ARSE ayant pour première mission légale (article 15 de la loi précitée) de « veiller à l'application des textes législatifs et réglementaires régissant le sous-secteur de l'électricité dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires », ne pouvait qu'exécuter difficilement cette mission d'arbitre au cours de l'année 2014.

Au niveau de la gestion administrative et financière, les difficultés se résument essentiellement au manque de ressources dû à la non mise en œuvre des dispositions de l'article 36 du décret n°2008369/PRES/PM/MCE/MEF/MCPEA du 24 juin 2008 portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de régulation du Sous-secteur de l'Electricité.

Cet article dispose que les ressources ordinaires sont constituées par des redevances annuelles assises sur le kWh facturé par les différents opérateurs du sous-secteur.

La mise en œuvre de cette disposition permettra à l'ARSE de disposer de ressources suffisantes et de jouir de son autonomie de gestion, toute chose indispensable au bon fonctionnement de la régulation.

Ce manque de ressources n'a pas permis à l'ARSE de mettre en œuvre son programme d'activités sur plusieurs exercices et de mettre en place les outils et instruments nécessaires à la régulation du sous-secteur.

QUATRIÈME PARTIE : RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES

Afin d'assurer une véritable effectivité à la loi en vigueur dans le sous-secteur de l'électricité, il est impératif que le gouvernement prenne l'intégralité des textes d'application de la loi en vigueur dans le sous-secteur de l'électricité.

La résolution de la question du financement de l'Autorité de Régulation est essentielle sinon indispensable pour le développement du secteur de l'électricité, au Burkina Faso.

Nonobstant les difficultés ci-dessus relevées, les membres du Conseil de Régulation et le personnel de l'ARSE sont résolument engagés sur la voie de l'opérationnalisation effective du dispositif de régulation du sous-secteur de l'électricité dans notre pays. Pour ce faire, l'année 2015 est placée sous les perspectives suivantes :

1. la mise en œuvre des dispositions réglementaires relatives à la mobilisation et à la gestion des ressources financières de l'ARSE ;
2. la poursuite du renforcement et de l'opérationnalisation des services techniques de l'ARSE à travers le recrutement d'un Secrétaire Général et de Chefs de services au profit des directions techniques, la mise en œuvre des outils de régulation ;

3. le renforcement des actions de veille légale et d'appui-conseil au Gouvernement ;

4. le renforcement du partenariat et de la concertation entre l'ARSE et les principaux acteurs du sous-secteur de l'électricité (Gouvernement, opérateurs, consommateurs) ;

5. la finalisation et l'opérationnalisation du mécanisme de suivi et de contrôle technique et tarifaire ;

6. la finalisation et l'opérationnalisation du mécanisme de collecte, de traitement et de production des données statistiques du marché de l'électricité ;

7. la finalisation et l'opérationnalisation du dispositif de gestion des réclamations des consommateurs ;

8. le renforcement de la visibilité de l'ARSE à travers le développement et la mise en service du site web de l'ARSE, l'édition du bulletin officiel, l'organisation de rencontres d'informations en direction des publics spécifiques.





ANNEXES



MINISTERE DES MINES
ET DE L'ENERGIE

SECRETARIAT GENERAL

DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE

BURKINA FASO
Unité - Progrès - Justice

Arrêté n° 15 / 172 /MME/SG/DGE
Portant fixation des modalités de
délivrance des contrats de concession,
licence, autorisation et de soumission à
l'obligation de déclaration d'installation
dans le sous-secteur de l'électricité au
Burkina Faso.

VISA CF n° EE 03 2 0

LE MINISTRE DES MINES ET DE L'ENERGIE



- Vu la Constitution ;
- Vu la Charte de la Transition ;
- Vu le décret n°2014-001/PRES-TRANS du 18 novembre 2014, portant nomination du Premier Ministre ;
- Vu le décret n°2014-004/PRES-TRANS/PM du 23 novembre 2014, portant composition du gouvernement ;
- Vu le décret n°2015-145/PRES-TRANS/PM/SGG-CM du 09 février 2015, portant attributions des membres du Gouvernement ;
- Vu le décret n°2015-214/PRES-TRANS/PM/MME du 05 mars 2015, portant organisation du Ministère des Mines et de l'Energie ;
- Vu le décret n°2008-369/PRES/PM/MCE/MEF du 24 juin 2008, portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité ;
- Vu le décret n°2003-089/PRES/PM/MCE du 19 février 2003, portant création, attributions, organisation et fonctionnement du Fonds de Développement de l'Electrification ;
- Vu le décret n°2014-635/PRES/PM/MME/MEF du 29 juillet 2014, portant obligations de service public, leurs conditions d'application et les exemptions dans le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso ;

29 MAI 2015

- Vu le décret n°2014-636/PRES/PM/MME/MEF du 29 juillet 2014, portant conditions de conclusion des contrats de délégation de service public, de délivrance des licences, autorisations et de soumission à l'obligation de déclaration d'installations dans le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso ;
- Vu la loi n°014/99/AN du 15 avril 1999, portant réglementation des sociétés coopératives et groupements au Burkina Faso ;
- Vu la loi n°053-2012/AN du 17 décembre 2012, portant réglementation générale du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso.

ARRETE

Chapitre I : Des dispositions générales

- ARTICLE 1 :** En application du décret n°2014-636/PRES/PM/MME/MEF du 29 juillet 2014, portant conditions de conclusion des contrats de délégation de service public, de délivrance des licences, autorisations et de soumission à l'obligation de déclaration d'installations dans le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso , le présent arrêté fixe les modalités de délivrance des contrats de concession, licence, autorisation et déclaration d'installation dans le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso .

Chapitre II : Des modalités de délivrance des contrats de concession, licence, autorisations et déclaration d'installation dans le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso

Section 1 : Des modalités communes

- ARTICLE 2 :** Peuvent prétendre à l'octroi d'une licence, d'une autorisation et/ou la conclusion d'un contrat de concession dans le sous-secteur de l'électricité :

- les personnes physiques ou morales régulièrement installées au Burkina Faso et ayant la qualité de commerçant dans le respect des textes réglementaires en vigueur ;
- les sociétés coopératives, les groupements, les associations et les Organisations Non Gouvernementales régulièrement constituées ;
- les groupements d'intérêt économiques ;
- les collectivités territoriales.





Section 2 : Des modalités particulières

Paragraphe 1 : La licence

ARTICLE 3 : L'établissement et l'exploitation d'installations de production d'électricité dans le premier segment d'une puissance supérieure à cinq cent (500) kilowatts sont soumis à l'obtention préalable d'une licence de production délivrée par le Ministre en charge de l'énergie.

Paragraphe 2 : L'autorisation

ARTICLE 4 : L'établissement et l'exploitation d'installations de production d'électricité dans le premier segment d'une puissance supérieure à deux cent cinquante (250) kilowatts et inférieure ou égale à cinq cent (500) kilowatts sont soumis à l'obtention préalable d'une autorisation de production délivrée par le Ministre en charge de l'énergie.

ARTICLE 5 : L'établissement et l'exploitation d'installations de production d'électricité dans le second segment d'une puissance supérieure à dix (10) kilowatts et inférieure à vingt-cinq (25) kilowatts aux fins d'assurer le service public de l'électricité, sont soumis à l'obtention préalable d'une autorisation du Ministre en charge de l'énergie qui consulte la collectivité territoriale concernée.

Paragraphe 3 : La concession

ARTICLE 6 : L'établissement et l'exploitation d'installations de production et/ou de distribution d'électricité dans le second segment d'une puissance supérieure ou égale à vingt-cinq (25) kilowatts sont soumis à l'obtention préalable d'une concession délivrée par le Ministre en charge de l'énergie qui consulte l'autorité compétente de la collectivité territoriale concernée.

Paragraphe 4 : La déclaration

ARTICLE 7 : Les installations de production d'une puissance inférieure ou égale à deux cent cinquante (250) kilowatts, les installations d'autoproduction et les installations de secours dans le premier segment, ainsi que les installations de production d'une puissance inférieure ou égale à dix (10) kilowatts et les installations de secours dans le second segment sont soumises à l'obligation de déclaration auprès du Ministre en charge de l'énergie et à l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité (ARSE) avant le début des travaux de mise en place de ces installations.

Toutefois, les intéressés doivent fournir une étude d'impact sur l'environnement approuvée par le ministère en charge de l'environnement et tout document justifiant de leur capacité à assurer la sécurité des personnes et la protection de l'environnement.

ARTICLE 8 : Les dossiers de demandes de licence et/ou d'autorisation et de conclusion de contrats de concession sont déposés en six (06) exemplaires dont un (01) original et cinq (05) copies auprès du Ministre en charge de l'énergie.

Le dossier de demande comprend les pièces suivantes :

- une demande écrite revêtue d'un timbre fiscal de dix mille (10.000) francs CFA adressée au Ministre en charge de l'énergie indiquant la raison sociale ou la dénomination, le siège social ainsi que la qualité du signataire de la demande ;
- une attestation du Registre de Commerce et du Crédit Mobilier (RCCM) pour les personnes assujetties ou l'attestation d'existence pour les autres ;
- un dossier technique décrivant la capacité technique et financière de la personne, son expérience, la source de production et la puissance à installer ainsi que la durée de vie des équipements ;
- une étude d'impact sur l'environnement approuvée par le ministère en charge de l'environnement et tout document justifiant de la capacité à assurer la sécurité des personnes et la protection de l'environnement ;
- une attestation d'engagement à contracter les assurances nécessaires pour la protection des installations, des biens et des personnes ;
- une attestation d'engagement à assumer la responsabilité civile découlant de l'activité envisagée ;
- une attestation d'engagement à assurer la continuité, la qualité et la sécurité du service public de l'électricité ;
- une attestation d'engagement à s'acquitter de ses redevances annuelles. Les règles de fixation et les modalités de paiement de ces redevances sont déterminées par voie réglementaire ;
- le plan d'affaires et le programme d'investissement ;
- une carte de situation à l'échelle de 1/50000 du site devant abriter les installations ;
- la preuve de paiement des frais de dossiers qui donne droit à la délivrance d'un reçu. Les frais de dossiers sont arrêtés ainsi qu'il suit :



- licence de production : 200 000 FCFA
- autorisation de production : 100 000 FCFA
- concession de production ou de distribution : 100 000 FCFA
- autorisation de production ou de distribution : 50 000 FCFA

ARTICLE 9: Les demandes de licence et/ou d'autorisation et de conclusion de contrat de concession doivent comprendre les renseignements ci-après, sur l'entité envisageant exercer une activité de production, de distribution et de vente d'énergie électrique.

Description de l'entité :

- le nom ou la raison sociale, la nationalité, le domicile et l'adresse professionnelle du demandeur ;
- les statuts, les nom(s) et prénom(s), qualité, nationalité de toutes les personnes ayant une responsabilité dans la gestion de l'entité ;
- tout document justifiant la capacité technique et opérationnelle, l'expérience de l'entité dans le domaine de l'activité pour laquelle une licence et/ou autorisation et contrat de concession est demandée ;
- tout document justifiant des capacités de financement et de la solidité financière de l'entité : bilan d'ouverture, compte d'exploitation prévisionnel, comptes d'exploitation et bilans des trois derniers exercices, notamment.



Description de l'activité :

- les indications sur les périmètres des licences, autorisations et des concessions demandées et les installations ;
- les objectifs cibles à atteindre : production, nombre de consommateurs, qualité de service, etc. ;
- les moyens techniques et les bilans énergétiques ;
- une étude d'impact sur l'environnement approuvée par le ministère en charge de l'environnement et tout document justifiant de la capacité à assurer la sécurité des personnes et la protection de l'environnement ;
- un projet de cahier des charges.

ARTICLE 10

Les personnes soumises à l'obligation de déclaration des installations électriques doivent remplir un formulaire type à retirer à la Direction Générale de l'Energie (DGE).

La déclaration des installations de production et/ou de distribution

d'électricité dans le premier segment doit être faite par les opérateurs concernés auprès du Ministre en charge de l'énergie.

Cette déclaration doit se faire avant le début des travaux de mise en place des installations concernées. Toutefois, lorsque les installations concernent le second segment du sous-secteur de l'électricité, la déclaration doit être faite par les opérateurs concernés auprès de la collectivité territoriale concernée avant le début des travaux de mise en place des installations. Les collectivités territoriales concernées informent le ministère en charge de l'énergie et l'Autorité de régulation du sous-secteur de l'électricité des déclarations reçues.

ARTICLE 11

La licence et/ou l'autorisation de production, la concession ou l'autorisation de production et/ou de distribution sont accordées pour les durées suivantes, sans pour autant dépasser la durée de vie des installations concernées :



- la licence de production est accordée pour une durée maximale de **25 ans** ;
- l'autorisation de production est accordée pour une durée maximale de **10 ans** ;
- la concession de production et/ ou de distribution est accordée pour une durée maximale de **15 ans** ;
- l'autorisation de production et/ou de distribution est accordée pour une durée de **05 ans**.

ARTICLE 12 :

Toute personne physique ou morale bénéficiant d'une licence, autorisation ou concession de production et/ou de distribution, doit adresser une demande de renouvellement six (06) mois avant son expiration au Ministre en charge de l'énergie.

La demande de renouvellement est accompagnée d'un dossier complet dont un (01) original et cinq (05) copies comprenant les pièces suivantes :

- une demande écrite revêtue d'un timbre fiscal de dix mille (10.000) francs CFA adressée au Ministre en charge de l'énergie indiquant la raison sociale ou la dénomination, le siège social ainsi que la qualité du signataire de la demande ;
- une attestation du RCCM pour les personnes assujetties ou l'attestation d'existence pour les autres ;
- un dossier technique décrivant les investissements réalisés, les mesures prises en matière de protection des biens, des personnes, de l'environnement et de l'urbanisme pendant

- l'exercice de l'activité ;
- une attestation des assurances contractées pour la protection des installations, des biens et des personnes ;
- une attestation d'engagement à assumer la responsabilité civile découlant de l'activité envisagée ;
- une attestation d'engagement à assurer la continuité, la qualité et la sécurité du service public de l'électricité ;
- une copie du compte d'exploitation et du bilan des trois dernières années ;
- une attestation d'engagement à s'acquitter de ses redevances annuelles ;
- le plan d'affaires et le programme d'investissement des prochaines années ;
- la preuve du paiement de frais de dossiers qui donne droit à la délivrance d'un reçu. Les frais de dossiers sont arrêtés ainsi qu'il suit:
 - licence de production: 200 000 FCFA
 - autorisation de production : 100 000 FCFA
 - concession de production ou de distribution: 100 000 FCFA
 - autorisation de production ou de distribution : 50 000 FCFA

ARTICLE 13: Le contrat de concession de production et/ou de distribution conclut entre l'Etat et les personnes physiques ou morales peut être résilié dans les cas suivants :



- à la demande du concessionnaire, en cas de faute grave de l'autorité concédante. Dans ce cas, la résiliation est prononcée par l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité. Le concessionnaire peut dans ce cas réclamer des dommages et intérêts à l'autorité concédante;
- sur l'initiative de l'autorité concédante, en cas de faute grave du concessionnaire. Dans ce cas, l'autorité concédante prononce elle-même la résiliation du contrat, après un avis conforme de l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité. L'autorité concédante peut rechercher devant le juge la responsabilité du concessionnaire en raison des fautes qu'il a commises. Le contrat de concession peut néanmoins prévoir que, dans ce cas, l'autorité concédante verse une compensation financière liée à la récupération des infrastructures ;
- sur l'initiative de l'autorité concédante, pour un motif d'intérêt général, même sans faute du concessionnaire. La résiliation est alors prononcée par l'autorité concédante après avis de l'Autorité de régulation du Sous-secteur de l'Electricité. Le concessionnaire a toujours droit, dans ce cas, à une indemnité

- couvrant les pertes subies et le gain manqué ;
- à l'initiative de chacune des parties, en cas de force majeure, dans les conditions prévues par le contrat, après avis conforme de l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité ;
- à la demande du concessionnaire, dans le cas où l'autorité concédante, par son action, remet en cause l'équilibre financier du contrat. Dans ce cas, la résiliation est prononcée par l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité. Le concessionnaire peut alors réclamer des dommages et intérêts à l'autorité concédante ;

Le concessionnaire a la possibilité de contester, devant les juridictions, la résiliation du contrat ainsi que les montants des dommages et intérêts, compensation financières ou indemnités dus ou réclamés par l'autorité concédante.

ARTICLE 14 : Le Ministre en charge de l'énergie, peut, après avis conforme de l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité, retirer une autorisation ou une licence, en cas de manquement grave par l'opérateur concerné aux obligations légales, réglementaires ou contractuelles.



Est aussi considérée comme cas de manquement grave :

- le non-respect du plan d'investissement dans les délais convenus après l'octroi de la licence, de l'autorisation ou de la concession ;
- la cession irrégulière par l'opérateur à un tiers de son installation.

ARTICLE 15 : Toute cession ou transfert d'une licence de production ou autorisation de production, d'une concession ou autorisation de production et/ou de distribution est soumise à l'autorisation préalable du Ministre en charge de l'énergie.

ARTICLE 16 Il est créé une Commission technique chargée d'examiner les dossiers de demande de concession, licence, autorisation et de déclaration d'installation dans le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso.

Les attributions, la composition et le fonctionnement de ladite Commission technique sont définis par arrêté du Ministre en charge de l'énergie.

Tout dossier de demande de concession, licence, autorisation et de déclaration d'installation est soumis à l'avis technique de cette Commission.

La Commission peut exiger du demandeur, toutes explications et justifications relatives au dossier présenté et procéder à toutes vérifications qu'elle juge nécessaires.

La Commission a un délai de deux (02) mois maximum pour donner son avis technique au Ministre en charge de l'énergie.

Chapitre III : Des dispositions diverses et finales

ARTICLE 17: Sont abrogées toutes dispositions antérieures contraires notamment l'arrêté n°02-093/MCE/SG/DGE/DEE du 05 décembre 2002, portant fixation des conditions générales d'obtention d'une autorisation de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique pour les systèmes d'électrification rurale de service public.

ARTICLE 18: Le Directeur Général de l'Energie, le Directeur Général de la Société Nationale d'Electricité du Burkina, le Directeur Général du Fonds de Développement de l'Electrification sont chargés chacun en ce qui le concerne de l'exécution du présent arrêté qui sera publié au Journal Officiel du Faso.

Ouagadougou, le 16 JUIN 2015

Ampliations :

- 1 - Présidence du Faso
- 1 - Premier Ministère
- 1 - Cabinet/MME
- 1 - Tout Ministère
- 1 - SG/MME
- 1 - ITS/MME
- 1 - ARSE
- 1 - FDE
- 1 - SONABEL
- 1 - DGE
- 1 - Toute direction centrale
- 1 - Toute structure rattachée
- 1 - SGG-CM/J.O
- 1 - Archives Chronos



SONABEL
DIRECTION DE LA PRODUCTION

TABLEAU N° : 8 - SITUATION DU PARC DE PRODUCTION DE LA SONABEL AU 31/12/2014

CENTRALES DU RNI

(les groupes de secours (GSxx) sont exclus dans le calcul des puissances des sites de production)

CENTRALES THERMIQUES

LIBELLE DU SITE		PUISSANCE NOMIN.		PUISSANCE EXPLOIT.						
Centrale de Ouagadougou 1		5,400		5,000						
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
1	VASA L9 R32 R	Wartsilä	750	2 700	2 500	GR01	01/01/91	01/01/91	01/01/11	DDO
2	VASA L9 R32 R	Wartsilä	750	2 700	2 500	GR02	01/01/91	01/01/91	01/01/11	DDO
132	350 CATERPILLAR		1 500	205	160	GS1	01/01/02	01/01/02	07/08/13	GASOIL
centrale de Ouagadougou 2		38,352		27,600						
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
6	12 PC 2,5 V400	SEMT Pielstick	500	5 280	4 000	GR02	01/01/80	01/01/80	01/01/05	DDO et FUEL
7	12 PC 2,5 V400	SEMT Pielstick	500	5 280	4 000	GR03	01/01/78	01/01/78	01/01/03	DDO et FUEL
8	12 PC 2,5 V400	SEMT Pielstick	500	5 280	4 000	GR04	01/01/79	01/01/79	01/01/04	DDO et FUEL
9	18 PC 2,5 V400	SEMT Pielstick	500	7 992	6 000	GR05	01/01/82	01/01/82	01/01/07	DDO et FUEL
10	18 PC 2,5 V400	SEMT Pielstick	500	7 992	6 000	GR06	01/01/82	01/01/82	01/01/07	DDO et FUEL
12	12 PA 6 V280	SEMT Pielstick	1 000	3 264	1 800	GR08	01/01/99	01/01/99	01/01/19	DDO
13	12 PA 6 V280	SEMT Pielstick	1 000	3 264	1 800	GR09	01/01/99	01/01/99	01/01/19	DDO
126	350 CATERPILLAR		1 500	205	160	GS1	01/01/02	01/01/05	07/08/13	DDO
centrale de Kossodo		64,094		58,000						
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
14	18 V 28/32H	MAN B & W Diese	750	3 800	3 500	GR01	15/03/00	15/03/00	01/01/25	DDO et FUEL
15	B V 16M 640	DEUTZ-MWM	600	6 460	6 000	GR02	01/01/00	01/01/00	01/01/25	DDO et FUEL
16	B V 16M 640	DEUTZ-MWM	600	6 460	6 000	GR03	01/01/00	01/01/00	01/01/25	DDO et FUEL
17	B V 16M 640	DEUTZ-MWM	600	6 460	6 000	GR04	01/01/03	01/01/03	01/01/28	DDO et FUEL
18	B V 16M 640	DEUTZ-MWM	600	6 460	6 000	GR05	01/01/04	01/01/04	01/01/29	DDO et FUEL
19	18 V W 32	Wartsilä	750	8 032	7 000	GR06	01/01/05	01/01/06	01/01/30	DDO et FUEL
20	18 V W 32	Wartsilä	750	8 032	7 000	GR07	01/01/05	01/01/06	01/01/30	DDO et FUEL
144	18 V 48/60 B	MAN B & W	500	18 390	16 500	GR08	25/11/06	04/12/06	01/01/31	DDO et FUEL
133	BF 6M 1015C	DEUTZ-MWM	1 500	77	62	GS1	01/01/00	01/01/00	07/08/11	DDO
142	TAD 74GE	VOLVO PENTA	1 500	176	176	GS2	01/01/06	01/01/06	07/08/17	DDO

Centrale de Komsliga										
				93,590	85,212					
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
154	18 V 48/60 B	MAN B & W	500	18 427	16 212	GR01	23/01/13	23/01/13	17/01/38	DDO et FUEL
155	16 VM43 C	CATERPILLAR	500	12 527	11 500	GR02	14/06/12	14/06/12	04/06/37	DDO et FUEL
156	16 VM43 C	CATERPILLAR	500	12 527	11 500	GR03	14/06/12	14/06/12	14/06/37	DDO et FUEL
157	16 VM43 C	CATERPILLAR	500	12 527	11 500	GR04	14/06/12	14/06/12	14/06/37	DDO et FUEL
158	TAD 1241 GE	VOLVO PENTA	1 500	290	240	GS1	15/05/12	15/05/12	21/12/23	GASOIL
159	16 VM43 C	CATERPILLAR	500	12 527	11 500	GR05	27/03/14	27/03/14	21/03/39	DDO et FUEL
160	16 VM43 C	CATERPILLAR	500	12 527	11 500	GR06	13/04/14	13/04/14	07/04/39	DDO et FUEL
161	16 VM43 C	CATERPILLAR	500	12 527	11 500	GR07	20/04/14	20/04/14	14/04/39	DDO et FUEL
centrale de Bobo 1				5,600	3,800					
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
21	AGO G V12	Wartsilä (SACM)	1 000	1 100	800	GR01	01/01/74	01/01/74	01/01/94	DDO
22	AGO G V16	Wartsilä (SACM)	1 000	1 500	1 000	GR02	01/01/77	01/01/77	01/01/97	DDO
23	AGO G V16	Wartsilä (SACM)	1 000	1 500	1 000	GR03	01/01/76	01/01/76	01/01/96	DDO
24	AGO G V16	Wartsilä (SACM)	1 000	1 500	1 000	GR04	01/01/77	01/01/77	01/01/97	DDO
centrale de Bobo 2				19,000	17,500					
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
25	18 V 28/32	MAN B & W Diese	750	3 800	3 500	GR01	01/01/88	01/01/88	01/01/13	DDO et FUEL
26	18 V 28/32	MAN B & W Diese	750	3 800	3 500	GR02	01/01/90	01/01/90	01/01/15	DDO et FUEL
27	18 V 28/32H	MAN B & W Diese	750	3 800	3 500	GR03	01/01/95	01/01/95	01/01/20	DDO et FUEL
28	18 V 28/32H	MAN B & W Diese	750	3 800	3 500	GR04	01/01/95	01/01/95	01/01/20	DDO et FUEL
29	18 V 28/32H	MAN B & W Diese	750	3 800	3 500	GR05	01/01/98	01/01/98	01/01/23	DDO et FUEL
128	DKT 1160A	DAF	1 500	109	92	GS1	01/01/88	01/01/88	07/08/99	DDO
129	D2866LXE20	MAN B e W Diese	1 500	192	160	GS2	01/01/95	01/01/95	07/08/06	DDO
centrale de Fada				2,000	1,344					
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
68	KTA 50-G3	CUMMINS	1 500	1 000	672	GR03	01/01/98	01/01/98	01/01/13	DDO
58	BV 6M 628	DEUTZ-MWM	1 000	1 000	672	GR04	01/01/86	01/01/05	01/01/06	DDO
centrale de Dédougou				6,680	4,399					
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
150	S12U-PTA	MITSUBISHI	1 000	1 840	1 178	GR01	14/03/11	18/03/11	20/10/22	DDO
145	TBD 620 V12	DEUTZ-MWM	1 500	1 000	672	GR03	17/12/07	17/12/07	01/01/22	DDO
57	TBD 620 V12	DEUTZ-MWM	1 500	1 000	672	GR04	01/01/91	01/01/02	01/01/14	DDO
151	S12U-PTA	MITSUBISHI	1 000	1 840	1 178	GR06	14/03/11	18/03/11	20/10/22	DDO
69	KTA 50-G3	CUMMINS	1 500	1 000	700	GR07	01/01/98	07/12/11	01/01/13	DDO

CENTRALES HYDROELECTRIQUES

LIBELLE DU SITE		PUISSANCE								
		PUISSANCE NOMIN. EXPLOITABLE (MW)								
centrale de Bagrè hydroélectrique		16,000	16,000							
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
32	Kaplan	SULZER	273	8 000	8 000	GH1	01/01/93	01/01/93	01/01/18	EAU
33	Kaplan	SULZER	273	8 000	8 000	GH2	01/01/93	01/01/93	01/01/18	EAU
116	LPR 25	RENAULT	1 500	200	170	GS1	01/01/93	01/01/93	07/08/04	GASOIL
120	LDR 10	RENAULT	1 500	100	85	GS2	01/01/93	01/01/93	07/08/04	GASOIL
Centrale de Kompienga hydroélectrique		14,000	14,000							
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
30	Kaplan	VOITH	375	7 000	7 000	GH1	01/01/88	01/01/88	01/01/13	EAU
31	Kaplan	VOITH	375	7 000	7 000	GH2	01/01/88	01/01/88	01/01/13	EAU
centrale de Niofila hydroélectrique		1,500	1,500							
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
34	Francis	SULZER	1 500	500	500	GH1	01/01/96	01/01/96	01/01/21	EAU
35	Francis	SULZER	1 500	500	500	GH2	01/01/96	01/01/96	01/01/21	EAU
36	Francis	SULZER	1 500	500	500	GH3	01/01/96	01/01/96	01/01/21	EAU
123	4BT3,9-C1	CUMMINS	1 500	44	40	GS1	01/01/93	01/01/93	07/08/04	GASOIL
centrale de Tourni hydroélectrique		0,500	0,500							
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
37	Francis	SULZER	1 000	250	250	GH1	01/01/96	01/01/96	01/01/21	EAU
38	Francis	SULZER	1 000	250	250	GH2	01/01/96	01/01/96	01/01/21	EAU
124	4BT3,9-C1	CUMMINS	1 500	44	40	GS1	01/01/93	01/01/93	07/08/04	GASOIL
		PUISSANCE	PUISSANCE							
		NOMINALE(MW)	EXPLOITABLE(MW)							

TOTAL PARC PRODUCTION HYDROELECTRIQUE RNI	32,000	32,000
---	--------	--------

Nombre de groupes de production	9
---------------------------------	---

TOTAL PARC DE PRODUCTION DU RNI (HYD+THERM)	272,748	239,027
---	---------	---------

Nombre de groupes de production	61
---------------------------------	----

centrale de Ouahigouya 2 5,200 3,640

Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
117	9 L 20	Wartsilä	1 000	1 400	980	GR01	01/01/05	01/01/05	01/01/25	DDO
118	9 L 20	Wartsilä	1 000	1 400	980	GR02	01/01/05	01/01/05	01/01/25	DDO
119	9 L 20	Wartsilä	1 000	1 400	980	GR03	01/01/05	01/01/05	01/01/25	DDO
70	KTA 50-G3	CUMMINS	1 500	1 000	700	GR05	01/01/98	20/11/09	01/01/13	DDO
136	TAD 740	VOLVO PENTA	1 500	160	152	GS1	01/01/05	01/01/05	07/08/16	DDO

centrale de Diapaga 1,106 0,796

Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
110	OM 447 A	MERCEDES	1 500	152	120	GR01	01/01/99	01/01/99	01/01/14	DDO
102	OM 444 A	MERCEDES	1 500	300	196	GR02	01/01/99	01/01/99	01/01/14	DDO
137	D2866LE201	MAN	1 500	256	176	GR03	09/03/05	12/12/11	01/01/20	DDO
109	OM 447 A	MERCEDES	1 500	152	120	GR04	01/01/99	12/03/11	01/01/14	DDO
106	OM 447 A	MERCEDES	1 500	152	120	GR02	01/01/99	01/01/99	01/01/14	DDO
112	OM 447	MERCEDES	1 500	96	64	GR03	01/01/97	10/01/08	01/01/12	DDO

centrale de Djibo 1,532 1,032

Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
66	CAT 3406 DI	CATERPILLAR	1 500	256	176	GR01	01/01/04	22/02/12	01/01/19	DDO
138	7WG02260	CATERPILLAR	1 500	256	176	GR03	01/04/05	01/04/05	01/01/20	DDO
96	OM 442 L	MERCEDES	1 500	212	144	GR04	01/01/99	04/10/10	01/01/14	DDO
111	OM 447 A	MERCEDES	1 500	152	120	GR02	01/01/99	01/01/99	01/01/14	DDO
149	TCO 2016V12	DEUTZ-MWM	1 500	400	256	GR06	23/12/10	23/12/10	23/12/25	DDO
104	OM 444 A	MERCEDES	1 500	256	160	GR07	01/01/00	20/09/12	01/01/18	DDO

centrale de Dori 3,632 2,464

Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
95	OM 424 A	MERCEDES	1 500	256	200	GR01	01/01/97	09/03/11	01/01/97	DDO
152	S16R-PTA	MITSUBISHI	1 500	1 000	640	GR03	08/04/11	08/04/11	08/04/26	DDO
44	TBD 234 V12	DEUTZ-MWM	1 500	256	176	GR04	01/01/91	05/09/11	01/01/06	DDO
146	TBD 616 V12 (Portable)	DEUTZ-MWM	1 500	600	392	GR05	17/01/09	26/11/09	01/01/24	DDO
67	CAT 3412 (tractable)	CATERPILLAR	1 500	400	280	GR06	01/01/03	15/03/10	01/01/18	DDO
148	TBD 616 V12	DEUTZ-MWM	1 500	520	384	GR07	01/01/10	02/12/10	07/08/21	DDO
141	TBD 616 V16	DEUTZ-MWM	1 500	600	392	GR05	01/12/05	23/08/06	01/01/20	DDO

centrale de Gayéri 0,323 0,236

Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
88	OM 366 LA	MERCEDES	1 500	75	52	GR02	01/01/99	22/07/09	01/01/14	DDO
114	OM 447	MERCEDES	1 500	96	64	GR03	01/01/97	17/05/12	01/01/12	DDO
107	OM 447 A	MERCEDES	1 500	152	120	GR05	01/01/99	29/05/13	01/01/14	DDO

Centre de Pô				0,088	0,056					
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
80	OM 355	MERCEDES	1 500	88	56	GS1	01/01/83	01/05/09	01/01/98	DDO
Centrale de Léo Thermique				0,256	0,176					
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
45	TBD 234 V12	DEUTZ-MWM	1 500	256	176	GR01	01/01/89	17/03/09	01/01/04	DDO
centrale de Gorom-Gorom				0,171	0,116					
Groupe	Type	Fabricant	Vitesse	Puissance Nominale	Puissance Exploitable	Equipement	Mise Service	Affectation	Dec. Théorique	Combustible
87	OM 366 LA	MERCEDES	1 500	75	52	GR01	01/01/99	01/01/99	01/01/14	DDO
115	OM 447	MERCEDES	1 500	96	64	GR04	01/01/97	22/12/06	01/01/12	DDO

PUISSANCE NOMINALE(MW)	PUISSANCE EXPLOITABLE(MW)
---------------------------	------------------------------

TOTAL PARC DE PRODUCTION CENTRES ISOLES	12,310	8,516
---	--------	-------

Nombre de groupes de production	31
---------------------------------	----

SYNTHESE DU PARC DE PRODUCTION

	PUISSANCE NOMINALE(MW)	PUISSANCE EXPLOITABLE(MW)	Nombre de groupes
Puissance totale Thermique RNI	240,748	207,027	52
Puissance totale Hydroélectrique RNI	32,000	32,000	9
Puissance totale RNI	272,748	239,027	61
Puissance totale Thermique Centres Isolés	12,310	8,516	31
Puissance totale Thermique SONABEL	253,058	215,543	83
Puissance totale Hydroélectrique SONABEL	32,000	32,000	9
Puissance totale Parc production SONABEL	285,058	247,543	92

FONCTIONNEMENT DE LA LIGNE D'INTERCONNEXION Ferké - Bobo

Nature des indisponibilités	2013		2014	
	Nombre	Durée (hh:mn)	Nombre	Durée (hh:mn)
Déclenchements par Px	06	01:10	11	05:49
Déclenchement par PS	00	00:00	00	00:00
Déclenchements par maxi U	22	32:52	27	05:01
Déclenchements par mini U	18	58:06	10	14:11
Déclenchements (autres)	00	00:00	00	00:00
Déclenchements (cumul)	46	92:08	48	25:01
Reprises automatiques	00	00:00	00	00:00
Indisponibilités programmées (Travaux)	02	20:50	02	13:16
Cumul des indisponibilités (ligne)	48	112:58	50	38:17
Taux de disponibilité de la ligne	98,71%		99,13%	
Ouvertures pour contrainte d'exploitation*	09	78:42	06	45:58
Débouclage wattmétrique (PDW)	07	03:40	04	01:19
Découplage fréquencemétrique	00	00:00	0	00:00
Autres indisponibilités**	00	00:00	0	00:00
Cumul des indisponibilités (fourniture)	64	195:20	60	85:34
Taux de continuité de la fourniture	97,77%		99,02%	

(*) Contraintes d'exploitation : ouverture de la ligne pour déficit de production, tension basse, tension haute, instabilité de tension, schéma particulier d'exploitation (retrait d'ouvrages).

(**) Autres indisponibilités : déclenchements ou avaries d'ouvrages qui rendent impossible l'exploitation de la ligne sur une période supérieure à un (1) jour.

N.B : Pour éviter des confusions, le taux de disponibilité de fourniture a été remplacé par le taux de continuité de la fourniture qui traduit le temps de fonctionnement réel de la ligne.

REALISATION DES OBJECTIFS FIXES AU FDE EN 2014

1. Achever l'électrification des quatorze (14) localités sur financement budget FDE et TDE 2013

Objectif	Résultat attendu	Etat d'exécution					Observations
		Activité	Coût (en millions de F CFA)	Date de démarrage	Résultat atteint	Niveau d'exécution (en %)	
Achever l'électrification des quatorze (14) ¹ localités sur financement budget FDE et TDE 2013	14 localités sont électrifiées sur financement budget FDE et TDE 2013	1. Suivi des travaux d'électrification	425 TTC	En 2013	6 localités ont été réceptionnées et mises en service au 31 décembre 2014.	90	Le taux d'exécution tient compte de l'état d'avancement global des travaux dans les douze (12) localités restantes qui sont en cours d'achèvement. Les postes de comptages sont en attente de fixation dans 9 localités où la construction des réseaux de distribution est achevée. La construction de la ligne MT est en attente dans 3 localités, une des lignes devant être réalisée dans le cadre du PRIELER.
		2. Réception provisoire et mise en service					

¹ Mikeledougou, Nafona II, Kossara dans le Cascades; Bandoukou et Toussiamasso dans les Hauts-bassins; Boudougou Boudieri et Komandougou à l'Est; Gorbillin, (Gorkassin et Konlastenga) et Sabtenga dans le Centre-est, Lebda dans le Centre-nord ; Zincko, Centre-ouest ; Kanrin dans le Centre-est

2. Mettre en œuvre le projet d'électrification de 41 localités sur financement de la BID

Objectif	Résultat attendu	Etat d'exécution					Observations
		Activité	Coût (en millions de F CFA)	Date de démarrage	Résultat atteint	Niveau d'exécution (en %)	
Mettre en œuvre le projet d'électrification de 41 localités sur financement de la BID	Le projet d'électrification de 41 localités sur financement de la BID est mis en œuvre	1. Réalisation d'études de faisabilité techniques détaillées	10 TTC	Octobre 2014	L'avis général de passation de marchés du projet a été publié le lundi 17 octobre 2014. Un avis à manifestation d'intérêt a été lancé pour le recrutement d'un ingénieur conseil pour la supervision des travaux.	90	La mise en œuvre du projet d'électrification de 41 localités sur financement de la BID a démarré
		2. Elaboration et lancement des DAO					
		3. Recrutement d'entreprises pour les travaux de construction					

3. Acheter les travaux d'électrification de 20² nouvelles localités sur financement par appui budgétaire de l'Etat 2013

Objectifs	Résultat attendu	Etat d'exécution					Observations
		Activité	Coût (en millions de F CFA)	Date de démarrage	Résultat atteint	Niveau d'exécution (en %)	
Acheter les travaux d'électrification de 20 nouvelles localités sur financement par appui budgétaire de l'Etat 2013	20 nouvelles localités sont électrifiées par appui budgétaire de l'Etat 2013	1. Suivi des travaux	3 000 TTC	En 2013	20 nouvelles localités sont électrifiées par appui budgétaire de l'Etat 2013	100	D'une manière générale, les travaux ont accusé beaucoup de retard au niveau de SOCORITRA et SYSAID
		2. Réceptions provisoires et mise en service					

² GONSE dans la région du CENTRE, KONANDOU GOU dans la région des CASCADES, NOHOUNGO, POUESSIN, NOESSIN, YELEMBASSIN, NAKABA, NIMPOUGO dans la région du CENTRE-EST, KILSIO, TIO dans le CENTRE-OUEST, SONGO dans le CENTRE-SUD, THION & TIABRI, COALLA & NEBIA dans la région de l'EST, SOKORONI dans les HAUTS-BASSINS, MOGOMBOULLI dans le NORD, KULKIENKA PLATEAU-CENTRA, LALLE, BALELEDO, TIOGO, KOUALIO dans la région du CENTRE-OUEST, KORJA dans le SAHEL

4. Electrifier 5 nouvelles localités sur financement de la TDE 2014

Objectifs	Résultat attendu	Etat d'exécution					Observations
		Activité	Coût (en millions de F CFA)	Date de démarrage	Résultat atteint	Niveau d'exécution (en %)	
Electrifier 5 nouvelles localités sur financement de la TDE 2014	5 nouvelles localités sur financement de la TDE 2014 sont électrifiées	1. Réalisations des études techniques	10 TTC	Janvier 2014	8 ³ nouvelles localités sur financement TDE 2014 ont fait l'objet d'un appel d'offre en août 2014.	50	Malgré qu'aucune réception provisoire n'ait encore été prononcée, 8 localités au lieu de 5 prévues initialement seront électrifiées. Cette modification du nombre de localités est liée au fait que le coût des travaux des 5 localités étaient en deçà des prévisions ce qui a ainsi permis de prendre 3 autres localités en plus
		2. Exécution de la procédure de passation des marchés					
		3. Réception provisoire et mise sous tension					

³ Tambogo, Yangdin et Dassambin dans le Centre-Est, Kabouda et Linoghjin dans le Plateau-Central, Nobili et Kambédi dans le Centre-Sud, Tiempagora dans le Sud-Ouest

5. Achever la mise en œuvre du PASE

Objectifs	Résultat attendu	Etat d'exécution					Observations
		Activité	Coût (en millions de F CFA)	Date de démarrage	Résultat atteint	Niveau d'exécution (en %)	
Objectif global : Achever la mise en œuvre du PASE	La mise en œuvre du PASE est achevée	-	1 283 TTC	En 2008	La mise en œuvre du PASE est achevée	100	il reste essentiellement le paiement des montants restants aux entrepreneurs
Objectif spécifique 1 : Achever l'électrification par la fourniture et la pose des kits solaires photovoltaïques dans les vingt (20) localités	La fourniture et la pose des kits solaires photovoltaïques dans les vingt (20) localités sont achevées	1. Suivi de la fourniture et pose des kits solaires photovoltaïques 2. Réceptions provisoires des travaux et mise en service des installations	883 TTC		La fourniture et la pose des kits solaires photovoltaïques dans les vingt (20) localités sont achevées	100	Les travaux ont été achevés hors délai de clôture du projet rendant du même coup certains paiements non éligibles. Le FDE est à la recherche de ressources additionnelles pour y faire face.
Objectif spécifique 2 : Réaliser des travaux d'extension dans dix-huit (18) localités du PASE raccordées au réseau national	Des travaux d'extension sont réalisés dans 18 localités du PASE	1. Lancement du DAO 2. Suivi de l'exécution des travaux	400 TTC		Les extensions sont effectives dans les localités concernées	100	Le FDE a mis à la disposition de AMCE et GAS des équipements sous forme de prêts pour leur permettre d'achever les

		3. Réception provisoire des travaux et mise en service					travaux mais elles éprouvent des difficultés à restituer les équipements dans les délais impartis. En plus les travaux de GAS achevés hors délais de clôture du projet sont inéligibles aux paiements
--	--	--	--	--	--	--	---

6. Acheter la mise en œuvre des projets sur financement de la Facilité énergie II de l'Union européenne

Objectifs	Résultat attendu	Etat d'exécution					Observations
		Activité	Coût (en millions de F CFA)	Date de démarrage	Résultat atteint	Niveau d'exécution (en %)	
Objectif global : Acheter la mise en œuvre des projets sur financement de la Facilité énergie II de l'Union européenne	La mise en œuvre des projets sur financement de la Facilité énergie II de l'Union européenne est achevée	-	2 615 TTC	En 2011	La mise en œuvre des projets sur financement de la Facilité énergie II de l'Union européenne est en cours achèvement	87	-
Objectif spécifique 1 : Acheter l'électrification des 36 localités du projet ELSA	L'électrification des 36 localités ELSA est achevée	1. Suivi des travaux des lignes HTA et BTA	align="center">2 040 TTC	align="center">En 2011	Levage et bétonnage des lignes MT et BT	align="center">60	Les travaux s'exécutent en trois (3) lots à travers les entreprises PPI, SATEL-KAMA et TIERI-SIREA. La plus part des travaux sont au niveau du levage et bétonnage des lignes MT et BT. La difficulté actuelle est le non-respect de la clause d'origine notamment en ce qui concerne les transformateurs et ceci a créé un blocage temporaire des travaux.
		2. Suivi des travaux de la centrale hybride de SEBBA					
		3. Etudes de faisabilité technique détaillée pour les localités restantes					
		4. Elaboration et lancement du deuxième DAO					
		5. Réceptions provisoires des travaux					

		Etat d'exécution					
Objectif spécifique 2 : Suivre les projets en partenariat avec le Service Laïc de Coopération et de Développement (SLCD)	les projets en partenariat avec le Service Laïc de Coopération et de Développement (SLCD) sont suivis par le FDE	1. Suivi du recrutement des entreprises pour les travaux	600 TTC	En 2011	Le recrutement des entreprises, l'exécution des travaux et les réceptions provisoires sont suivies par le FDE	100	Le FDE n'étant pas la structure d'exécution du projet mais plutôt un partenaire au financement, met tout en œuvre pour suivre et s'assurer de la bonne exécution dudit projet ainsi que des ressources octroyées. Le coût indique le coût global du projet.
		2. Suivi de l'exécution et de la réception provisoire des travaux					
Objectif spécifique 3 : Suivre les projets en partenariat avec la Société d'Infrastructures Coopératives (SINCO)	les projets en partenariat avec la Société d'Infrastructures Coopératives (SINCO) sont suivis par le FDE	1. Suivi de l'exécution des travaux	975 TTC	En 2011	Le recrutement des entreprises, l'exécution des travaux et les réceptions provisoires sont suivies par le FDE	100	Le FDE n'étant pas la structure d'exécution du projet mais plutôt un partenaire au financement, met tout en œuvre pour suivre et s'assurer de la bonne exécution dudit projet ainsi que des ressources octroyées. Le coût indique le coût global du projet.
		2. Suivi des réceptions provisoires et mise sous tension					

7. Démarrer la mise en œuvre du Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité (PASEL) sur financement de la Banque mondiale

Objectifs	Résultat attendu	Etat d'exécution					Observations
		Activité	Coût (en millions de F CFA)	Date de démarrage	Résultat atteint	Niveau d'exécution (en %)	
Objectif global : Démarrer la mise en œuvre du Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité (PASEL) sur financement de la Banque mondiale	La mise en œuvre du PASEL a démarré	-	110 TTC	Février 2014	La mise en œuvre du PASEL a démarré	100	Il s'agit des études notamment l'élaboration et le lancement des DAO et non des travaux
Objectif spécifique 1 : Démarrer les travaux d'électrification de vingt-sept (27) localités	Les travaux ont démarré dans les 27 localités	1. Lancement des DAO 2. Recrutement des entreprises 3. Négociation et signature des contrats 4. Notification et démarrage des travaux	10 TTC		Un premier appel d'offres international pour l'électrification de 20 localités par système triphasé a été lancé et les évaluations sont achevées. Un deuxième dossier d'appel d'offres pour l'électrification de 20 localités par système câble de garde isolé est finalisé	20	En raison des avis de non objection requis à chaque étape dans le processus de passation, les marchés n'ont pas pu être attribués pour permettre le démarrage des travaux. On note cependant à la clôture de l'exercice, que le rapport d'évaluation des offres pour les travaux était au niveau de la Banque pour l'avis

		Etat d'exécution					de non objection.
Objectif spécifique 2 : Réaliser les études pour la construction du siège du FDE	les études pour la construction du siège du FDE sont réalisées	1. Acquisition du terrain	100 TTC		Le terrain pour la construction du siège est acquis. Un avis à manifestation d'intérêt est lancé en vue du recrutement d'un bureau d'études architecturales et techniques	50	La manifestation d'intérêt n'a pas été publiée à temps en raison d'une discussion entamée entre le FDE et la coordination du PASEL en vue de savoir sur le plan institutionnel, quelle était la structure en charge de conduire cette activité ?
		2. Recrutement d'un bureau d'architecture					

ANNEXE 5

LISTE DES LOCALITES ELECTRIFIEES DE 2003 AU 31 DEC. 2014

N°	REGION	PROVINCE	LOCALITE	D'ATE D'ELECTRIFICATION	SOURCE DE FINANCEMENT
1	PLATEAU-CENTRAL	GANZOURGOU	MOGTEDO	2003	AFD
2	PLATEAU-CENTRAL	GANZOURGOU	BOUENA	2003	AFD
3	SAHEL	YAGHA	SEBBA	2004	DANIDA
4	SAHEL	SENO	SEYTENGA	2004	DANIDA
5	HAUTS-BASSINS	HOUEJ	BAMA	2004	DANIDA
6	EST	KOMONDJARI	GAYERI	2004	DANIDA
7	CENTRE	KADIOGO	TANGHIN-DASSOURI	2005	DANIDA
8	CENTRE-OUEST	BOULKIEMDE	SABOU	2007	DANIDA
9	CENTRE-OUEST	ZIRO	SAPOUY	2007	DANIDA
10	SUD-OUEST	NOUMBIEL	BATIE	2007	DANIDA
11	CENTRE-EST	BOULGOU	NIAOGHO	2007	DANIDA-ETAT
12	CENTRE-EST	BOULGOU	BEGUEDO	2007	DANIDA
13	BOUCLE DU MOUHOUN	SOUROU	SARAN	2007	DANIDA
14	BOUCLE DU MOUHOUN	BALE	BAGASSI	2007	DANIDA
15	BOUCLE DU MOUHOUN	BANWA	SOLENZO	2007	DANIDA
16	EST	TAPQA	KANTCHARI	2008	DANIDA
17	EST		TANSARGA	2008	DANIDA
18	CENTRE-EST	KOULPELOGO	OUARGAYE	2008	DANIDA
19	CENTRE-EST	BOULGOU	ZABRE	2008	DANIDA
20	CASCADES	LERABA	SINDOU	2008	DANIDA
21	CASCADES	LERABA	DOUNA	2008	DANIDA
22	PLATEAU-CENTRAL	OUBRITENGA	BISSIGA (MOSSI)	2008	DANIDA
23	NORD	ZONDOMA	NIESSEGA	2008	ETAT
24	PLATEAU-CENTRAL	OUBRITENGA	BISSIGA (YARCE)	2008	DANIDA
25	PLATEAU-CENTRAL	KOURWEOGO	BOUSSE	2009	ETAT
26	BOUCLE DU MOUHOUN	NAYALA	BIBA	2009	DANIDA-ETAT
27	BOUCLE DU MOUHOUN	NAYALA	SIENA	2009	DANIDA-ETAT
28	EST	GNAGNA	PIELA	2009	DANIDA
29	CENTRE-SUD	BAZEGA	SAPONE	2009	DANIDA-ETAT
30	NORD	YATENGA	SIGUIVOUSSE	2009	DANIDA
31	NORD	YATENGA	AOREMA	2009	DANIDA
32	NORD	YATENGA	RAPOUGOUMA	2009	DANIDA
33	NORD	YATENGA	SANANGA	2009	DANIDA
34	NORD	YATENGA	RIKOU	2009	DANIDA
35	NORD	YATENGA	YOUBA	2009	DANIDA
36	NORD	YATENGA	BOGOYA	2009	DANIDA
37	NORD	LOUROUM	TIFAQ	2009	DANIDA
38	BOUCLE DU MOUHOUN	SOUROU	KASSAN	2009	DANIDA
39	EST	GOURMA	ZANRE	2010	DANIDA-ETAT
40	CENTRE-EST	BOULGOU	WANGALA	2010	DANIDA
41	CENTRE-EST	BOULGOU	KOMTOEGA	2010	DANIDA
42	NORD	YATENGA	GOUTOULA	2010	ETAT-TDE-DANIDA

N°	REGION	PROVINCE	LOCALITE	D'ATE D'ELECTRIFICATION	SOURCE DE FINANCEMENT
43	NORD	YATENGA	TOUGUE	2010	ETAT-TDE-DANIDA
44	NORD	YATENGA	TOUYA	2010	ETAT
45	NORD	YATENGA	DOUMA	2010	ETAT
46	NORD	YATENGA	PELLAH	2010	ETAT
47	NORD	YATENGA	TANGAYE	2010	ETAT
48	CENTRE-OUEST	SANGUIE	GOUNDI	2011	ETAT
49	CENTRE-OUEST	SANGUIE	KOUKOULDI	2011	ETAT
50	CENTRE-OUEST	SANGUIE	ZOULA	2011	ETAT
51	CENTRE-OUEST	SANGUIE	DIORO	2011	DANIDA-ETAT
52	SAHEL	SENO	SAMPELGA	2011	DANIDA-ETAT
53	SAHEL	SOUM	ARIBINDA	2011	BANQUE MONDIALE
54	SAHEL	OUDALAN	MARKOYE	2011	DANIDA-ETAT
55	SAHEL		DEOU	2011	TDE
56	CENTRE-EST	KOURITENGA	KABEIGA	2011	DANIDA
57	CENTRE-SUD	ZOUNDEWOGO	DINDEOGO	2011	ETAT
58	CENTRE-EST	BOULGOU	PONGA	2011	DANIDA
59	NORD	PASSORE	KIRSI	2011	TDE
60	NORD	PASSORE	TEMA	2011	ETAT
61	NORD	PASSORE	BOKIN	2011	ETAT
62	CENTRE-NORD	NAMENTENGA	ZAMBANGA	2011	TDE
63	CENTRE-EST	BOULGOU	TORLA	2011	TDE
64	NORD	ZANDOMA	ROM	2011	TDE
65	CASCADES	LERABA	NIOFILA	2011	TDE
66	HAUTS-BASSINS	HOUEI	DESSO	2012	TDE
67	HAUTS-BASSINS	HOUEI	BANAWORODOUGOU	2012	TDE
68	HAUTS-BASSINS	HOUEI	SOURKODOUGOU	2012	TDE
69	EST	GOURMA	TANGAYE	2012	TDE
70	EST	GOURMA	BOLONTOU	2012	TDE
71	EST	GOURMA	MAODA	2012	TDE
72	EST	GOURMA	BOUGUI	2012	TDE
73	NORD	PASSORE	MOUTOULOU	2012	BANQUE MONDIALE
74	NORD	PASSORE	LOUNGO	2012	BANQUE MONDIALE
75	NORD	PASSORE	BAGARE	2012	BANQUE MONDIALE
76	NORD	PASSORE	LA-TODIN	2012	BANQUE MONDIALE
77	NORD	PASSORE	SONG-NABA	2012	BANQUE MONDIALE
78	NORD	PASSORE	PETIT SAMBA	2012	BANQUE MONDIALE
79	NORD	YATENGA	KALSACA	2012	BANQUE MONDIALE
80	NORD	YATENGA	KOSSOUKA	2012	BANQUE MONDIALE
81	NORD	YATENGA	BOUGA	2012	BANQUE MONDIALE
82	NORD	YATENGA	KAMBO	2012	BANQUE MONDIALE
83	NORD	YATENGA	YRIM	2012	BANQUE MONDIALE
84	CENTRE-NORD	BAM	TIKARE	2012	BANQUE MONDIALE
85	CENTRE-NORD	BAM	ROUKO	2012	BANQUE MONDIALE
86	CENTRE-EST	BOULGOU	KAMPOAGA	2012	BANQUE MONDIALE

N°	REGION	PROVINCE	LOCALITE	D'ATE D'ELECTRIFICATION	SOURCE DE FINANCEMENT
87	CENTRE-EST	KOULPELOGO	LALGAYE	2012	BANQUE MONDIALE
88	CENTRE-EST	KOULPELOGO	DOURTENGA	2012	BANQUE MONDIALE
89	EST	GOURMA	SAATENGA	2013	BANQUE MONDIALE
90	CENTRE-EST	BOULGOU	BISSIGA	2013	BANQUE MONDIALE
91	PLATEAU-CENTRAL	GANZOURGOU	NEDEOGO	2013	BANQUE MONDIALE
92	PLATEAU-CENTRAL	OUBRITENGA	BARKOUNDOUBA	2013	BANQUE MONDIALE
93	HAUTS-BASSINS	KENEDOUGOU	BANZON	2013	BANQUE MONDIALE
94	HAUTS-BASSINS	HOUET	KOUNSENI	2013	BANQUE MONDIALE
95	HAUTS-BASSINS	HOUET	KARANGASSO- SAMBLA	2013	BANQUE MONDIALE
96	SUD-OUEST	BOUGOURIBA	LOTO	2013	BANQUE MONDIALE
97	SUD-OUEST	BOUGOURIBA	BAMAKO	2013	BANQUE MONDIALE
98	NORD	YATENGA	KONONGA	2013	TDE
99	NORD	YATENGA	RONGA	2013	TDE
100	HAUTS-BASSINS	HOUET	TAAGA	2013	TDE
101	EST	GOURMA	BOULYHAOGIN	2013	TDE
102	CENTRE SUD	ZOUNDWEOGO	NYORIDA	2013	TDE
103	CENTRE SUD	ZOUNDWEOGO	ZANGOGHO	2013	TDE
104	CENTRE SUD	ZOUNDWEOGO	LILGOMDE	2013	TDE
105	BOUCLE DU MOUHOUN	NAYALA	TIOUMA	2013	TDE
106	CENTRE SUD	NAHOURI	KAMPALA	2013	TDE
107	CENTRE NORD	BAM	BIROU	2013	TDE
108	CENTRE EST	BOULGOU	GON	2013	TDE
109	CENTRE OUEST	SANGUE	POUN	2013	TDE
110			EKOULKOALA	2013	TDE
111	CENTRE OUEST	SANGUE	TYALGO	2013	TDE
112	CENTRE SUD	ZOUNDWEOGO	SIDITENGA	2013	TDE
113	PLATEAU CENTRAL	GANZOURGOU	TANGHIN	2013	TDE
114	CENTRE-EST	BOULGOU	MOAGA	2013	TDE
115	EST	GOURMA	LORGHO	2013	TDE
116	CENTRE NORD	BAM	LOAGA	2013	TDE
117	SAHEL	OULDALAN	OURS	2013	BANQUE MONDIALE
118	SAHEL	OULDALAN	TIN-AKOFF	2013	BANQUE MONDIALE
119	SAHEL	SOUM	DIGUEL	2013	BANQUE MONDIALE
120	SAHEL	SOUM	KELBO	2013	BANQUE MONDIALE
121	SAHEL	YAGHA	SOLHAN	2013	BANQUE MONDIALE
122	CENTRE-EST	KOURITTENGA	ZORE	2014	TDE ET BUDGET FDE 2013
123	CENTRE-EST	KOURITTENGA	NIMPOUGO	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
124	CENTRE-EST	KOURITTENGA	NOESSIN	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
125	CENTRE-EST	KOURITTENGA	KANRIN	2014	TDE ET BUDGET FDE 2013
126	CENTRE-EST	KOURITTENGA	YELEMBASSE	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
127	CENTRE-EST	KOURITTENGA	POESSIN	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
128	CENTRE-EST	KOURITTENGA	DASSOUI	2014	BANQUE MONDIALE
129	PLATEAU-CENTRAL	OUBRITENGA	SAWANA	2014	BANQUE MONDIALE

N°	REGION	PROVINCE	LOCALITE	D'ATE D'ELECTRIFICATION	SOURCE DE FINANCEMENT
130	CENTRE EST	KOURITENGA	GORBILLIN	2014	TDE ET BUDGET FDE 2013
131	CENTRE EST	KOURITENGA	GORKASSIN	2014	TDE ET BUDGET FDE 2013
132	CENTRE EST	KOURITENGA	KONLASTENGA	2014	TDE ET BUDGET FDE 2013
133	EST	GOURMA	KOMANDOUGOU	2014	TDE ET BUDGET FDE 2013
134	EST	GOURMA	BOUDOUGOU	2014	TDE ET BUDGET FDE 2013
135	EST	TAPOA	BOUDIERI	2014	TDE ET BUDGET FDE 2013
136	CENTRE-EST	KOURITENGA	NOHOUNGO	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
137	CENTRE-EST	KOURITENGA	NAKABA	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
138	CENTRE-OUEST	SANGUIE	KILSI	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
139	CENTRE-OUEST	SANGUIE	TIO	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
140	CENTRE-SUD	NAHOURI	SONGO	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
141	EST	GNAGNA	THION	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
142	EST	GNAGNA	TIABRI	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
143	EST	GNAGNA	COALLA	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
144	EST	GNAGNA	NEBIA	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
145	CENTRE	KADIOGO	CONSE	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
146	NORD	YATENGA	MOGOUNBOULI	2014	TDE ET BUDGET FDE 2013
147	PLATEAU-CENTRAL	OUBRITENGA	KULKIENKA	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
148	CENTRE OUEST	SANGUIE	BALELEDO	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
149	CENTRE OUEST	SANGUIE	TIOGO	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
150	CENTRE OUEST	SANGUIE	KOUALIO	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
151	SAHEL	SENO	KORIA	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
152	NORD	PASSORE	BIBIOU	2014	BANQUE MONDIALE
153	NORD	YATENGA	RONDO	2014	BANQUE MONDIALE
154	CENTRE-NORD	SANMATENGA	ZINCKO	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
155	CENTRE-EST	KOURITENGA	KANRIN	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
156	HAUTS-BASSINS	KENEDOUGOU	SOKORONI	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
157	CENTRE OUEST	BULKIEMDE	LALLE	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
158	CASCADE	LERABA	KONANDOUGOU	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
159	CENTRE-NORD	SNMATENGA	DABLO	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
160	HAUTS-BASSINS	HOUE	PADEMA	2014	APPUI BUDGETAIRE 2013
161	NORD	YATENGA	YALKA	2014	BANQUE MONDIALE
162	NORD	YATENGA	GOSSERE	2014	BANQUE MONDIALE
163	NORD	YATENGA	LOUBRE	2014	BANQUE MONDIALE
164	NORD	YATENGA	NIMPOUYA	2014	BANQUE MONDIALE
165	NORD	YATENGA	NAMISIGUIA	2014	BANQUE MONDIALE
166	NORD	YATENGA	TOUGUE VARCE	2014	BANQUE MONDIALE
167	SAHEL	YAGHA	GATOUGOU	2014	BANQUE MONDIALE

N°	REGION	PROVINCE	LOCALITE	D'ATE D'ELECTRIFICATION	SOURCE DE FINANCEMENT
168	EST	TAPOA	PENTINGA	2014	BANQUE MONDIALE
169	EST	TAPOA	KOGOLI	2014	BANQUE MONDIALE
170	EST	TAPOA	TATIANGOU	2014	BANQUE MONDIALE
171	EST	TAPOA	NADIABONLI	2014	BANQUE MONDIALE
172	EST	TAPOA	TAWARI	2014	BANQUE MONDIALE
173	CENTRE-EST	KOURITENGA	GANDEOGO-BOGDIN	2014	BANQUE MONDIALE
174	BOUCLE-MOULOUN	SOUROU	KIRIO	2014	BANQUE MONDIALE
175	CENTRE-OUEST	SANGUE	KILSIO	2014	BANQUE MONDIALE
176	PLATEAU-CENTRAL	GANZOURGOU	LALMOGO	2014	BANQUE MONDIALE
177	NORD	PASSORE	LILBOURE	2014	BANQUE MONDIALE
178	SUD-OUEST	PONI	DAPOLA	2014	BANQUE MONDIALE
179	SUD-OUEST	IOBA	SAALA	2014	BANQUE MONDIALE
180	SUD-OUEST	IOBA	TANGSEBLA	2014	BANQUE MONDIALE

HK/CB
BURKINA FASO

Unité-Progrès- Justice

**DECRET N°2014- 635 /PRES/PM/MME/
MEF portant obligations de service public,
leurs conditions d'application et les exemptions
dans le sous-secteur de l'électricité au
Burkina Faso.**

**LE PRÉSIDENT DU FASO,
PRÉSIDENT DU CONSEIL DES MINISTRES,**

- VU** la constitution
- VU** le décret n° 2012 - 1038/PRES du 31 décembre 2012 portant nomination du Premier Ministre;
- VU** le décret n°2013-002/PRES/PM du 02 janvier 2013 portant composition du gouvernement ;
- VU** la loi n° 053-2012/AN du 17 décembre 2012 portant réglementation générale du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso ;
- VU** le décret n°2008-369/PRES/PM/MCE/MEF/MCPEA du 24 juin 2008 portant attribution, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité ;
- VU** le décret n°2013-104/PRES/PM/SGG-CM du 07 mars 2013 portant attributions des membres du Gouvernement;
- VU** le décret n°2013-972/PRES/PM/MME du 30 octobre 2013 portant organisation du Ministère des Mines et de l'Energie ;
- Sur** rapport du Ministre des Mines et de l'Energie ;
- Le** Conseil des ministres entendu en sa séance du 18 juin 2014 ;

DECRETE

CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 :

En application des dispositions de l'article 6 de la loi n° 053-2012/AN du 17 décembre 2012 portant réglementation générale du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso, le présent décret fixe les obligations de service public, leurs conditions d'application et les exemptions dans le sous-secteur de l'électricité.

Article 2 :

Constituent le service public de l'électricité les activités de production, de transport, de distribution, d'exploitation, d'importation, d'exportation et de la vente de l'énergie électrique sur le territoire national dans le respect de l'intérêt général.

CHAPITRE II : OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE

Section 1 : Raccordement universel

Article 3 :

Les opérateurs du sous-secteur de l'électricité raccordent les usagers dans les conditions non discriminatoires aux réseaux publics de transport et de distribution.

Article 4 :

Les opérateurs, dans la limite de leur périmètre délégué, sont tenus de consentir des abonnements, en vue de la fourniture de l'énergie électrique à toute personne qui en fait la demande dans le respect des conditions édictées dans le cahier des charges.

Section 2 : Fourniture de services de base aux usagers

Article 5 :

Les opérateurs du service public de l'électricité sont tenus dans leurs périmètres respectifs de :

- rendre accessible l'électricité aux usagers ;
- promouvoir le service public de l'électricité à travers l'information et les conseils aux usagers ;
- faciliter les conditions de raccordement ;
- rendre disponible l'électricité ;
- facturer de façon juste et transparente la consommation de l'électricité ;
- faciliter les paiements des factures ;
- promouvoir l'économie d'énergie et l'efficacité énergétique.

Section 3 : Cas d'absence ou d'interruptions et des pannes de courant

Article 6 :

L'absence, les interruptions et les pannes de courant sont tolérées dans les cas suivants :

- les coupures pour travaux ;
- les interruptions suite à un incident ;
- les variations rapides de la tension ;
- les surtensions ;
- les taux d'harmoniques ;
- les déséquilibres ;
- les cas de force majeure.

Les opérateurs sont tenus de minimiser la durée des interruptions.

Ils sont tenus d'informer les usagers sur les causes desdites interruptions, les dispositions prises pour y remédier et les mesures à prendre dans le cadre de la sécurité des personnes et des biens.

Section 4 : Sécurité de l'approvisionnement

Article 7 :

Les opérateurs du sous-secteur de l'électricité ont l'obligation d'assurer un approvisionnement suffisant, en quantité et en qualité, en électricité aux usagers.

Section 5 : Continuité, régularité et qualité des fournitures d'électricité

Article 8 :

Les opérateurs sont tenus de prendre des mesures appropriées pour assurer la fourniture de l'électricité dans les conditions de continuité et de qualité définies par les textes en vigueur et précisées dans les contrats d'abonnement.

En outre, ils doivent assurer aux usagers les prestations efficaces en matière d'accueil de la clientèle, de conseil et de dépannage tout en respectant les règles de l'égalité de traitement aux usagers.

Section 6 : Protection des consommateurs

Article 9 :

Les opérateurs sont tenus de veiller à ce que les usagers prennent connaissance du contrat d'abonnement notamment les droits et obligations qui en découlent à leur profit en matière de raccordements, de conditions d'abonnement, de prestations annexes, de tarification et de paiement des fournitures.

Les opérateurs ne doivent pas recourir à des pratiques commerciales déloyales ni abuser de l'état d'ignorance ou de la situation de faiblesse des personnes particulièrement vulnérables.

L'exploitation abusive par les opérateurs d'une position dominante sur le marché ou de l'état de dépendance économique dans lequel se trouve l'utilisateur est prohibé.

Section 7 : Respect de l'environnement

Article 10 :

Les opérateurs du sous-secteur, dans le cadre de la mise en œuvre de leurs projets doivent prendre en compte les mesures visant au respect de l'environnement et du développement durable. Ils doivent veiller à ce que les solutions mises en œuvre, les achats de matière première et de produits, les prestations de service de leurs fournisseurs et partenaires s'attachent à répondre aux exigences de l'environnement, dans les conditions qui les rendent acceptables d'un point de vue économique, politique et social.

Ils doivent gérer les sites d'intervention de façon à réduire autant que possible l'impact négatif qu'ils pourraient avoir sur l'environnement à court et à moyen terme.

En tout état de cause, ils doivent se conformer à la législation en vigueur en matière de normes environnementales.

Section 8 : Alimentation en électricité des clients sociaux

Article 11 :

Les opérateurs sont tenus d'appliquer une tarification d'alimentation adaptée aux pouvoirs d'achat des populations à faible revenu et des personnes particulièrement vulnérables.

Section 9 : Développement de l'éclairage public

Article 12 :

Conformément au Code général des collectivités territoriales au Burkina Faso, l'établissement, le renouvellement et la maintenance des ouvrages d'éclairage public sont à la charge des collectivités territoriales concernées.

Les équipements d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique, font partie du patrimoine de la collectivité.

Section 10 : Développement de l'électrification rurale

Article 13 :

Aux fins de promotion et de développement de l'électrification rurale, les opérateurs doivent aussi élargir leurs investissements dans les zones rurales y compris les zones non rentables.

Article 14 :

L'Etat, à travers le Fonds de Développement de l'Electrification (FDE), apporte un appui technique et financier à toute initiative des opérateurs en vue de faciliter l'accès des populations rurales à l'électricité.

**Section 11 : Mise en place de tarifs accessibles
aux usagers à faibles revenus**

Article 15 :

Les opérateurs du sous-secteur de l'électricité doivent instaurer une tranche de consommation dite tranche sociale pour les usagers de faibles revenus dans les zones urbaines comme dans les zones rurales.

Article 16 :

L'autorité de régulation du sous-secteur de l'électricité veille à l'application des dispositions de l'article 15 avant d'émettre son avis conforme aux propositions tarifaires dans le premier segment.

Article 17 :

Avant l'adoption des tarifs par voie réglementaire dans le second segment, le Fonds de Développement de l'Electrification (FDE) veille à l'application des dispositions de l'article 15 du présent décret.

Section 12 : Service minimum et/ou prioritaire

Article 18 :

Les opérateurs sont tenus d'assurer de façon continue la fourniture de l'électricité aux services prioritaires ci-après :

- les services de santé ;
- les zones industrielles ;
- les sites de sécurité et de souveraineté nationale.

CHAPITRE III : CONDITIONS D'APPLICATION

Section 1 : Raccordement universel

Article 19 :

Le raccordement se fait au réseau approprié le plus proche et au moindre coût suivant les normes techniques.

Section 2 : Fourniture de services de base aux usagers

Article 20 :

L'opérateur a en charge les coûts d'installation, d'exploitation de maintenance et de développement des moyens de production, transport et distribution.

L'utilisateur supporte les coûts du raccordement jusqu'au point de livraison.

Section 3 : Cas d'absence ou d'interruptions et des pannes de courant

Article 21 :

Pour les travaux programmés, l'opérateur avertit les usagers à l'avance de la période envisagée de l'interruption de la fourniture du service électrique et fait les recommandations appropriées.

En ce qui concerne les cas d'incident, l'opérateur informe les usagers sans délai.

Section 4 : Sécurité de l'approvisionnement

Article 22 :

Le développement des moyens d'approvisionnement pour assurer une sécurité de fourniture en énergie électrique se fait conformément à la politique nationale dans le respect des engagements sous-régionaux.

Section 5 : Continuité, régularité et qualité des fournitures d'électricité ;

Article 23 :

Le respect par les opérateurs du sous-secteur de l'électricité des cahiers de charge des exploitations doit permettre d'assurer la continuité, la régularité et la qualité des fournitures d'électricité.

Section 6 : Protection des consommateurs

Article 24 :

Le respect par les opérateurs du sous-secteur de l'électricité des cahiers de charge des exploitations doit permettre la protection des consommateurs.

Section 7 : Respect de l'environnement

Article 25 :

La construction et l'exploitation des systèmes électriques se fait conformément aux dispositions législative et réglementaire en matière d'environnement et de développement durable.

Section 8 : Alimentation en électricité des clients sociaux

Article 26 :

Les conditions d'alimentation en électricité des clients sociaux sont fixées par voie réglementaire.

Section 9 : Développement de l'éclairage public

Article 27 :

Le développement de l'éclairage public se fait sous la responsabilité des collectivités territoriales en accord avec leurs plans de développement locaux.

Section 10 : Développement de l'électrification rurale

Article 28 :

Les textes relatifs au second segment déterminent les conditions de développement de l'électrification rurale.

Section 11 : Mise en place de tarifs accessibles aux usagers à faibles revenus

Article 29 :

Les tarifs accessibles aux usagers à faibles revenus sont fixés par voie réglementaire.

Section 12 : Service minimum et/ou prioritaire

Article 30 :

L'opérateur met en place un dispositif d'exploitation qui assure le service public minimum et/ou prioritaire.

Article 32 : Le Ministre des Mines et de l'Énergie et le Ministre de l'Economie et des Finances sont chargés, chacun en ce qui le concerne, de l'exécution du présent décret qui sera publié au Journal Officiel du Faso.

Ouagadougou, le 29 juillet 2014

Le Premier Ministre

Beyon Luc Adolphe TIAO

Le Ministre de l'Economie
et des Finances

Lucien Marie Noel BEMBAMBA



Le Ministre des Mines
et de l'Energie

Salif Lamoussa KABORE



Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité

03 BP. 7027 Ouagadougou 03 - Burkina Faso

Tél. : (+226) 25 33 20 17

E-mail : infos@arse.gov.bf

Site web : www.arse.bf